Klimaneutrale Industrie

Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement

STUDIE

Agora Energiewende

IKEM · bbh Becker Büttner Held · NAVIGANT · Wuppertal Institut

Klimaneutrale Industrie

IMPRESSUM

STUDIE

Klimaneutrale Industrie

Schlüsseltechnologien und Politikoptionen
für Stahl, Chemie und Zement

ERSTELLT VON

Agora Energiewende
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin
T +49 (0)30 700 14 35-000 | F +49 (0)30 700 14 35-129
info@agora-energiewende.de

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie
Döppersberg 19 | 42103 Wuppertal
T +49 (0)202 2492-0 | F +49 (0)202 2492-108
info@wupperinst.org

PROJEKTLEITUNG

Dr. Fabian Joas (Agora Energiewende)
Thorsten Lenck (Agora Energiewende)
Dr. Sascha Samadi (Wuppertal Institut)
Wido Witecka (Agora Energiewende)

AUTOREN

Dr. Fabian Joas (Agora Energiewende)
Wido Witecka (Agora Energiewende)
Thorsten Lenck (Agora Energiewende)
Frank Peter (Agora Energiewende)
Fiona Seiler (Agora Energiewende)
Dr. Sascha Samadi (Wuppertal Institut)
Clemens Schneider (Wuppertal Institut)
Dr. Georg Holtz (Wuppertal Institut)
Dr. Georg Kobiela (Wuppertal Institut)
Prof. Dr. Stefan Lechtenböhmer (Wuppertal Institut)
Katja Dinges (Navigant)
Dr. Karoline Steinbacher (Navigant)
Jonas Schröder (Navigant)
Thobias Sach (Navigant)
Matthias Schimmel (Navigant)
Christine Kliem LL.M. (BBH)
Dr. Martin Altrock (BBH)
Dr. Wieland Lehnert LL.M. (BBH)
Dr. Jasper Finke (BBH)
Yasin Yilmaz (IKEM)

DANKSAGUNG

Dr. Patrick Graichen, Dr. Matthias Deutsch, Alexandra Langenheld, Andreas Graf, Christoph Podewils, Georg Thomaßen, Mara Marthe Kleiner, Matthias Buck, Nikola Bock, Philipp Hauser, Juliane Franz, Janne Görlach (alle Agora Energiewende), Prof. Dr.-Ing. Manfred Fischedick, Dietmar Schüwer, Dr. Dagmar Kiyar, Lena Tholen, Thomas Adisorn, Dr. Peter Viebahn (alle Wuppertal Institut), Bénédicte Martin (IKEM)

FACHLICHE UNTERSTÜTZUNG

Navigant, A Guidehouse Company
Albrechtstraße 10c | 10117 Berlin

Becker Büttner Held (BBH)
Rechtsanwälte Wirtschaftsprüfer Steuerberater
PartGmbB | Magazinstraße 15–16 | 10179 Berlin

Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V. (IKEM)
Magazinstraße 15–16 | 10179 Berlin

Satz: Ada Rühring; Urs Karcher | UKEX GRAPHIC
Korrektorat: Infotext
Titelfoto: Scanrail - stock.adobe.com

164/04-S-2019/DE
Version: 1.0, November 2019

Unter diesem QR-Code steht diese Publikation als PDF zum Download zur Verfügung.

Bitte zitieren als:
Agora Energiewende und Wuppertal Institut (2019): Klimaneutrale Industrie: Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement. Berlin, November 2019.

www.agora-energiewende.de

Vorwort

Liebe Leserin, lieber Leser,

die Grundstoffindustrie ist ein Pfeiler des Wohlstands in Deutschland, sie garantiert Wertschöpfung und sorgt für über 550.000 hochwertige Arbeitsplätze. Im Ausland steht *Made in Germany* für höchste Qualität und Innovationsdynamik. Aber: Trotz Effizienzsteigerungen sind die Emissionen der Industrie in den letzten Jahren nicht gefallen und durch die nationalen und internationalen Klimaschutzziele steigt der Druck. Die zentrale Frage lautet daher: Wie kann die Grundstoffindustrie in Deutschland bis spätestens 2050 klimaneutral werden – und gleichzeitig ihre starke Stellung im internationalen Wettbewerbsumfeld behalten?

Agora Energiewende und das Wuppertal Institut haben im Rahmen dieses Projekts in zahlreichen Workshops mit Industrie, Verbänden, Gewerkschaften, Ministerien und der Zivilgesellschaft die Zukunft für eine klimaneutrale Industrie diskutiert und einen Lösungsraum aus technologischen Optionen und politischen Rahmenbedingungen skizziert. In den Workshops wurde deutlich: Die Industrie steht in den Startlöchern, die Herausforderung Klimaschutz offensiv anzugehen. Die fehlenden Rahmenbedingungen und der bisher unzureichende Gestaltungswille der Politik, innovative Instrumente umzusetzen, hindern sie jedoch voranzugehen.
Es ist höchste Zeit, dass sich das ändert. Denn jede neue Industrieanlage muss klimasicher sein – schließlich hat sie eine Laufzeit bis weit über das Jahr 2050 hinaus. Diese Publikation soll einen Beitrag dazu leisten, richtungssicher investieren zu können.

Wir wünschen Ihnen eine angenehme Lektüre!

Dr. Patrick Graichen
Direktor Agora Energiewende

Prof. Dr.-Ing. Manfred Fischedick
Vizepräsident Wuppertal Institut

Ergebnisse auf einen Blick:

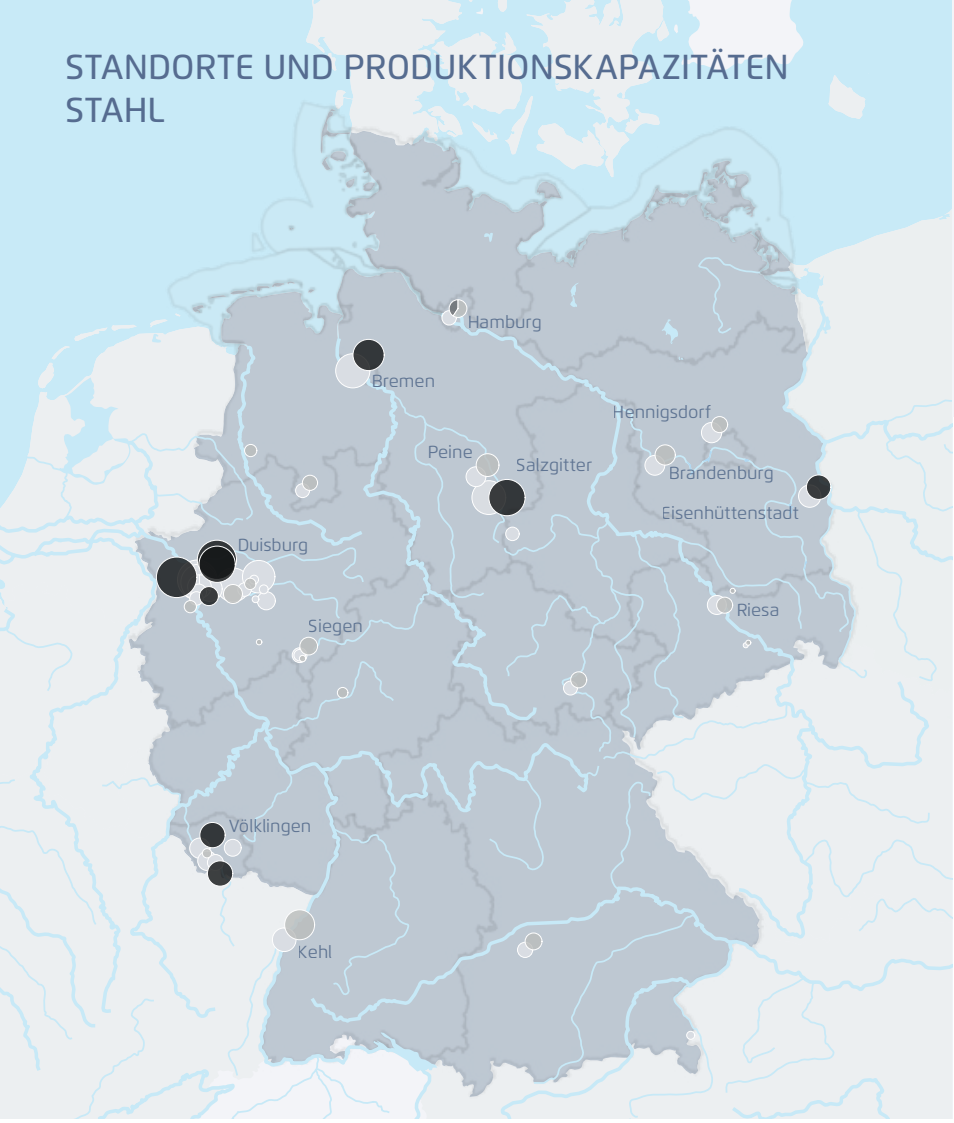
1. **Die Grundstoffindustrie steht vor einer großen Herausforderung: Ihre Emissionen müssen bis 2030 um ein Viertel, bis 2050 auf nahe Null sinken – in den letzten zehn Jahren stagnierten sie jedoch.** Zur klimaneutralen Herstellung von Stahl, Chemie und Zement sind daher Sprunginnovationen erforderlich. Graduelle Effizienzverbesserungen sind weiter wichtig, reichen aber nicht mehr aus.

2. **Die notwendigen Technologien für eine klimaneutrale Industrie stehen jetzt schon zur Verfügung – oder sind kurz vor der Marktreife.** Dabei spielt *grüner* Wasserstoff eine zentrale Rolle, sowohl in der Stahl- als auch in der Chemieindustrie. Vor allem in der Chemieindustrie stellt außerdem das Schließen von Stoffkreisläufen (Circular Economy) eine zentrale Strategie dar. In der Zementindustrie sind neue Bindemittel und *Carbon Capture and Storage* Schlüsseltechnologien.

3. **Die Industrie braucht jetzt neue politische Rahmenbedingungen, denn zwischen 2020 und 2030 steht eine große Reinvestitionsphase an. Zielführende Instrumente sind ein *Carbon Contract for Difference*, eine Quote für *grünen* Wasserstoff und eine gezielte Beschaffungsstrategie des Bundes.** Ein optimaler Instrumenten-Mix gibt der Industrie Investitionssicherheit und setzt auf den verschiedenen wirtschaftlich-technischen Ebenen an: *upstream*, *midstream* und *downstream*. Bei Investitionen in konventionelle Technologien drohen hingegen *Stranded Assets*, weil alle ab heute noch neu installierten Industrieanlagen eine Lebensdauer bis weit über das Jahr 2050 hinaus hätten.

4. **Die Zukunft der deutschen Industrie ist klimaneutral. Wenn jetzt die Bremsen gelöst werden, kann Deutschland Technologieführer bei CO_2-armen Schlüsseltechnologien werden.** Die klimaneutrale Industrie muss als Vorzeigeprojekt konzipiert werden. Daraus ergeben sich – auf Basis eines starken Heimatmarkts – globale Marktpotenziale in Milliardenhöhe.

STANDORTE UND PRODUKTIONSKAPAZITÄTEN STAHL



Direkte CO_2-Emissionen der Stahlindustrie 2017
ca. 57 Mio. t CO_2

Stahlproduktion 2017
42,1 Mio. t Rohstahl (davon: Export von 21,7 Mio. t Walzstahl in Halbfertigprodukten)

Stahlnachfrage 2017
41,0 Mio. t Walzstahl (davon: Import von 22,4 Mio. t Walzstahl in Halbfertigprodukten)

LEGENDE

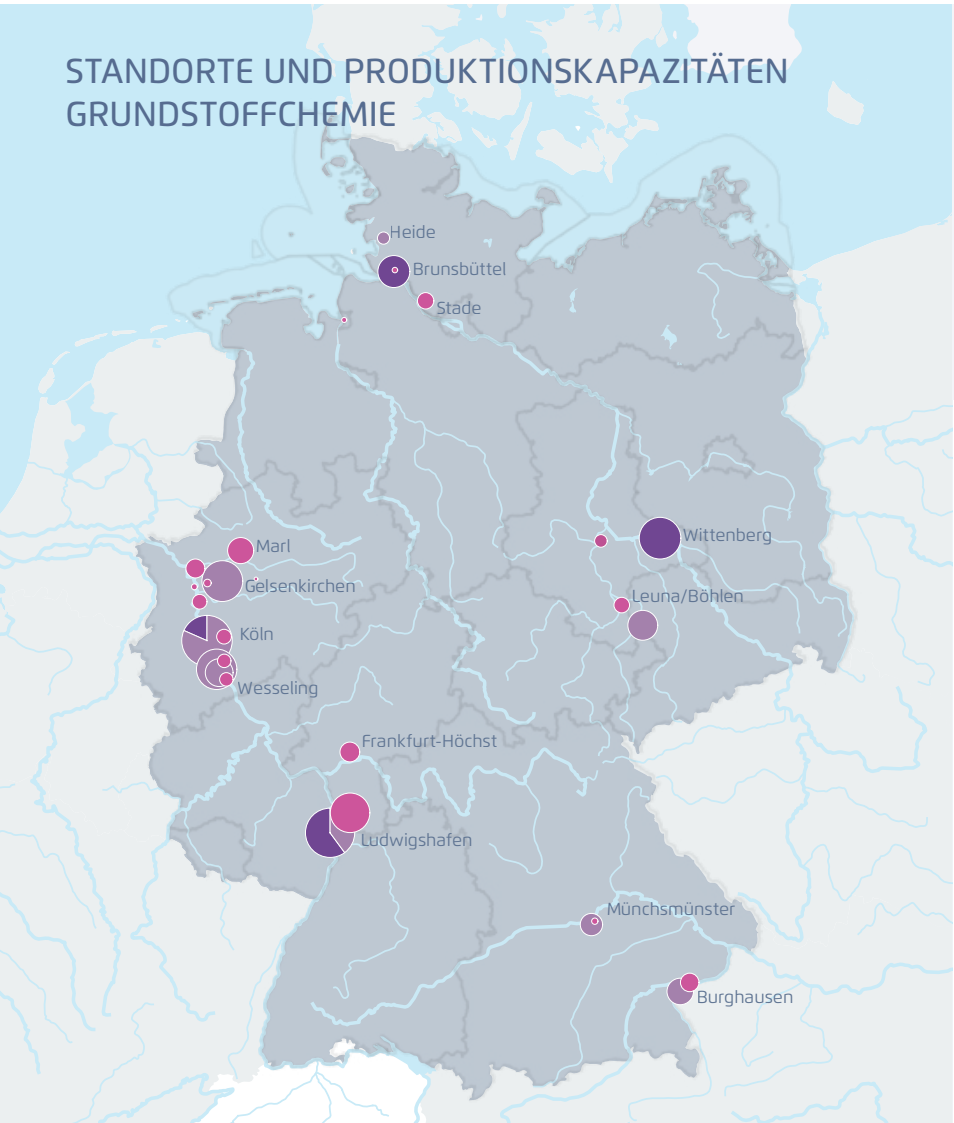
Produktionskapazität Rohstahl (kt/a)

- Hochofen-Konverter-Route
- Direktreduktion mit Erdgas (DRI)
- Elektrolichtbogenofen mit Schrott

Produktionskapazität Walzstahl (kt/a)

- Warmwalzen
- 2.000
- 4.000
- 6.000

STANDORTE UND PRODUKTIONSKAPAZITÄTEN GRUNDSTOFFCHEMIE



Direkte CO_2-Emissionen der Grundstoffchemie 2017
37,2 Mio. t CO_2

Chemieproduktion 2017
12,3 Mio. t High Value Chemicals (HVC)
(davon: 2,8 Mio. t HVC exportiert)

Chemienachfrage 2017
11,9 Mio. t HVC (davon: 2,5 Mio. t HVC importiert)

LEGENDE

Produktionskapazität Grundstoffchemie

- Ammoniak (kt/a)
- Steamcracker (kt Ethylen/a)
- Kraft-Wärme-Kopplung in der chemischen Industrie (MW_{el})

- 200
- 600
- 1.000

STANDORTE UND PRODUKTIONSKAPAZITÄTEN ZEMENT

Direkte CO_2-Emissionen der Zementindustrie 2017
20,5 Mio. t CO_2

Zementproduktion 2017
34 Mio. t Zement
(davon 6,2 Mio. t Zement exportiert)

Zementnachfrage 2017
28,8 Mio. t Zement
(davon 1,6 Mio. t Zement importiert)

LEGENDE

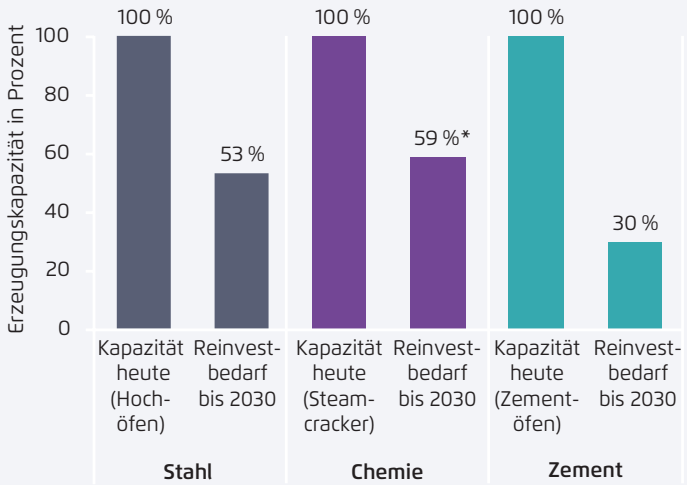
Produktionskapazität Zement

- Zementklinker (kt/a)
- Zementmühlen (kt/a)

- 200
- 600
- 1.000

REINVESTITIONSBEDARF UND BESCHÄFTIGTE

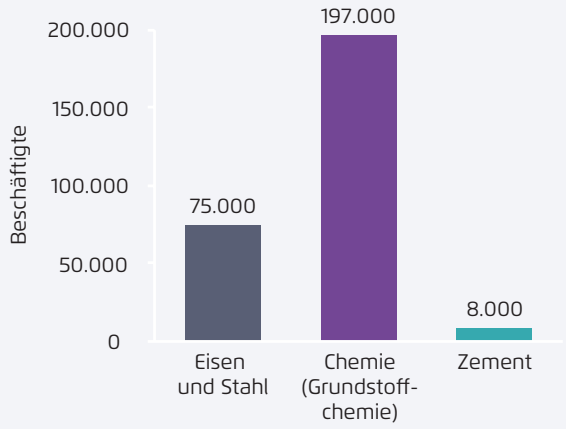
REINVESTITIONSBEDARF BIS 2030 DER PRIMÄRERZEUGUNGSKAPAZITÄTEN IN DEUTSCHLAND



Wuppertal Institut, 2019

* *Steamcracker* werden zwar normalerweise kontinuierlich gewartet und modernisiert, sodass sie nicht an einem Zeitpunkt komplett ausgetauscht werden. Dennoch vermitteln die Reinvestitionsbedarfe einen groben Eindruck des Modernisierungsbedarfs an Altanlagen.

DIREKT BESCHÄFTIGTE DER BETRACHTETEN INDUSTRIEBRANCHEN 2017



Destatis, 2018

Quelle: Agora Energiewende / Wuppertal Institut, 2019

Inhalt

Vorwort 1

Roadmap für eine nachhaltige Industrie in Deutschland (Zusammenfassung) 9

1 Die Klimaschutzherausforderung für die Industrie 9
2 Die technologischen Lösungen stehen vor dem Durchbruch 12
3 Notwendige Voraussetzungen für eine erfolgreiche Dekarbonisierung der Industrie 13
4 Politikinstrumente für eine klimaneutrale Industrie: Was getan werden kann 13
5 Sieben Eckpunkte für ein „Sofortprogramm klimaneutrale Industrie“ 19

Teil A: Einleitung 21

1 Rolle der Grundstoffindustrie in Deutschland 21
2 Klimabilanz des Industriesektors und der Grundstoffindustrien 22
3 Die Grundstoffindustrie in Deutschland steht vor einem großen Reinvestitionszyklus 24
4 Nationale und internationale Verpflichtungen zur Emissionsreduktion 25
5 Notwendigkeit einer treibhausgasneutralen Industrie in Deutschland 26
6 Hintergrund zum Projekt und Struktur der vorliegenden Studie 26
7 Einbindung der Akteure 27
8 Partner und Aufgabenteilung im Projekt 28
9 Teile des Endberichts 29

Teil B: Langfristziel 2050 – Ein klimaneutrales Deutschland erfordert eine klimaneutrale Industrie 31

1 Klimaschutzziele bis 2050 31
2 Notwendigkeit einer Transformation der Grundstoffindustrie 32
3 Herausforderungen bei der Transformation der Grundstoffindustrie 33
3.1 Lange Investitionszyklen in der Grundstoffindustrie 33
3.2 Internationaler Wettbewerb erfordert die Kompensation klimaschutzbedingter Mehrkosten 35
3.3 Schlüsseltechnologien sind derzeit technisch noch nicht vollständig ausgereift 36
3.4 Ausreichende Verfügbarkeit von *grünem* Strom muss sichergestellt werden 37
3.5 Neue Infrastrukturen für *grünen* Strom, Wasserstoff und CO_2 sind notwendig 38
3.6 Potenzieller Standortnachteil durch begrenzte inländische Verfügbarkeit von (günstigem) Strom aus Erneuerbaren Energien 39
4 Chancen einer frühzeitigen und ambitionierten Transformation der Grundstoffindustrie 39
4.1 Chance auf langfristige Technologieführerschaft 40
4.2 Anstoßen von Kostensenkungen erhöht Wahrscheinlichkeit für ambitionierten globalen Klimaschutz 40
4.3 Eine frühzeitige Errichtung von Infrastruktur kann Produktionsstandorte dauerhaft stabilisieren und für weitere Produzenten attraktiv machen 41
4.4 Änderungen der Energieimportnachfrage können nachhaltige Geschäftsmodelle im Ausland unterstützen 41
4.5 Transformation als Chance für die langfristige Sicherung von Arbeitsplätzen 42

5 Strategien für die Transformation zu einer klimaneutralen Grundstoffindustrie 42
5.1 Elektrifizierung 42
5.2 *Grüner* Wasserstoff 44
5.3 CO_2-Abscheidung und -Speicherung (*Carbon Capture and Storage*, CCS) 44
5.4 CO_2-Abscheidung und Nutzung (*Carbon Capture and Use*, CCU) 46
5.5 Kreislaufwirtschaft (*Circular Economy*) 50
5.6 Erhöhung der Materialeffizienz 52
5.7 Materialsubstitution 53
5.8 Steigerung der Energieeffizienz 57
5.9 Einsatz von Biomasse 57
6 CO_2-arme Schlüsseltechnologien in den Sektoren Stahl, Chemie und Zement (Übersicht) 59

Teil C: Mittelfristziel – Industriesektorziel 2030 63
1 Das Industriesektorziel 2030 und das *Klimaschutzprogramm 2030* 65
2 Existierende Förderinstrumente und Maßnahmen für Effizienz und Innovation 65
3 Zielerreichungsszenarien 2030 67
4 Übergreifende Interpretation der Szenarioergebnisse 2030 88

Teil D: Rahmenbedingungen und Politikinstrumente für die Entwicklung und Markteinführung CO_2-armer Schlüsseltechnologien 91
1 Einleitung/Rahmenbedingungen 91
1.1 Kriterien für Politikinstrumente für eine klimaneutrale Industrie 91
1.2 Wirkmechanismen für eine klimaneutrale Industrie 93
1.3 Zukunftsorientierte Politikinstrumente ergänzen den europäischen Emissionshandel 94
1.4 Methodik der Instrumentenentwicklung und Auswahl 98
1.5 *Shortlist* der Politikinstrumente und *Stakeholder*-Workshops 102
2 Politikinstrumente 105
3 Zusammenfassung 146

TEIL E: Politikempfehlungen 147
1 Politikinstrumente für eine Klimaneutrale Industrie 147
1.1 *Upstream*-Politikinstrumente 147
1.2 *Midstream*-Politikinstrumente 148
1.3 *Downstream*-Politikinstrumente 149
2 Konkrete Politikempfehlungen für die internationale, europäische, nationale und regionale Ebene 150
2.1 Politikempfehlungen für die internationale Ebene 150
2.2 Politikempfehlungen für die europäische Ebene 152
2.3 Politikempfehlungen für die nationale Ebene 154
2.4 Politikempfehlungen für die regionale Ebene (Bundesländer) 156

Teil F: CO_2-arme Schlüsseltechnologien für die Sektoren Stahl, Chemie und Zement 159

1 Einleitung und Methodik 159

2 Stahl 163

2.1 Stahl Branchenüberblick 163
2.2 Direktreduktion mit Wasserstoff und Einschmelzen im Elektrolichtbogenofen (Ersatz der Hochofenroute) 166
2.3 Eisenelektrolyse und Einschmelzen im Elektrolichtbogenofen (Ersatz der Hochofenroute) 168
2.4 HIsarna®-Verfahren in Kombination mit CO_2-Abscheidung und Speicherung (Ersatz der Hochofenroute) 170
2.5 CO_2-Abscheidung und Nutzung (CCU) von Hüttengasen aus integrierten Hochofenwerken (Nachrüstung an bestehenden Hochöfen) 172
2.6 Klimaschutzbeitrag 2030: Synthese der Steckbriefe 174
2.7 Endnoten- und Literaturverzeichnis 175

3 Chemie 177

3.1 Chemie Branchenüberblick 177
3.2 Wärme- und Dampferzeugung aus *Power-to-Heat* (Ersatz der fossilen Dampferzeugung in Gaskesseln und KWK-Anlagen) 182
3.3 CO_2-Abscheidung (CCS) an den Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) der chemischen Industrie 184
3.4 Wasserstoffproduktion aus Erneuerbaren Energien/Elektrolyse (Ersatz der Dampfreformierung zur Wasserstoffgewinnung) 186
3.5 Alternative Verfahren wie die *Methanol-to-Olefin/-Aromaten*-Route (MTO/MTA) oder elektrochemische Prozesse zur Olefin- und Aromatenproduktion (Ersatz der Olefin- und Aromatenproduktion im *Steamcracker*) 188
3.6 Chemisches Recycling: Pyrolyse oder Gasifizierung von Altplastik für die stoffliche Nutzung (Ablösung der Verbrennung von Altplastik in Müllverbrennungsanlagen und Verzicht auf *Feedstock* aus fossilen Quellen) 190
3.7 Elektrifizierung der Hochtemperaturwärme an *Steamcrackern* (Ersatz der Verbrennung fossiler Rohstoffe im *Steamcracker*) 192
3.8 Klimaschutzbeitrag 2030: Synthese der Steckbriefe 194
3.9 Endnoten- und Literaturverzeichnis 198

4 Zement 201

4.1 Zement Branchenüberblick 201
4.2 CO_2-Abscheidung mit dem Oxyfuel-Verfahren (CCS) 204
4.3 CO_2-Abscheidung in Kombination mit Elektrifizierung der Hochtemperaturwärme am Kalzinator (elektrifiziertes LEILAC-Verfahren) 206
4.4 Alternative Bindemittel 208
4.5 Klimaschutzbeitrag 2030: Synthese der Steckbriefe 210
4.6 Endnoten- und Literaturverzeichnis 211

Roadmap für eine nachhaltige Industrie in Deutschland (Zusammenfassung)

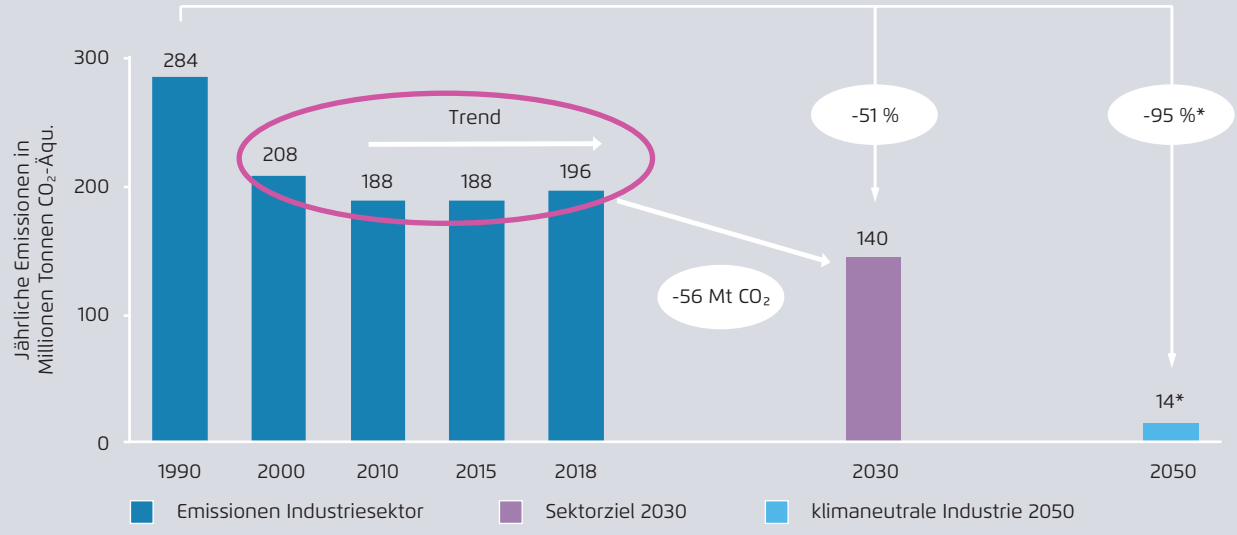
Die energieintensive Grundstoffindustrie ist ein Grundpfeiler des Wohlstands in Deutschland. Sie ist ein Garant für hohe Wertschöpfung und sorgt für über 550.000 hochwertige Arbeitsplätze in häufig strukturschwachen Regionen. Im Ausland steht *Made in Germany* für höchste Qualität und Innovationsdynamik. Diesen industriellen Kern und die damit verbundene Wettbewerbsfähigkeit gilt es – auch vor dem Hintergrund der Klimaschutzherausforderung – zu bewahren. Darüber besteht politischer Konsens in Deutschland. Dies kann nur durch fundamentale technologische Innovationen gelingen, die schon jetzt eine klimaneutrale Industrie 2050 in den Blick nehmen und umsetzen. Ziel muss es sein, dass deutsche Unternehmen Vorreiter bei diesen Technologien werden, um die vorhersehbar große globale Nachfrage nach klimaneutralen Grundstoffen bedienen zu können und ein weiteres Kapitel von Hightech *Made in Germany* aufzuschlagen.

1 Die Klimaschutzherausforderung für die Industrie

Deutschland hat sich national für 2030 das Klimaschutzziel gesetzt, die Treibhausgasemissionen um 55 Prozent unter das Niveau von 1990 zu reduzieren. In diesem Zusammenhang hat die Industrie das Sektorziel, die Emissionen bis 2030 um rund 56 Millionen Tonnen (circa 29 Prozent) gegenüber dem Stand von 2018 zu senken. Bis 2050 soll die vollständige Klimaneutralität der deutschen Volkswirtschaft

Emissionen des Industriesektors 1990 – 2018 (Sektorenabgrenzung Klimaschutzplan) sowie Sektorziele 2030/2050 des Industriesektors

Abbildung ES.1



UBA, 2019a; BMU, 2016; Sektorziel 2030 gemäß Regierungsentwurf Bundes-Klimaschutzgesetz; Sektorziel 2050 gemäß Klimaschutzplan 2050
* verbleibende Emissionen im Jahr 2050 müssen für Klimaneutralität kompensiert werden

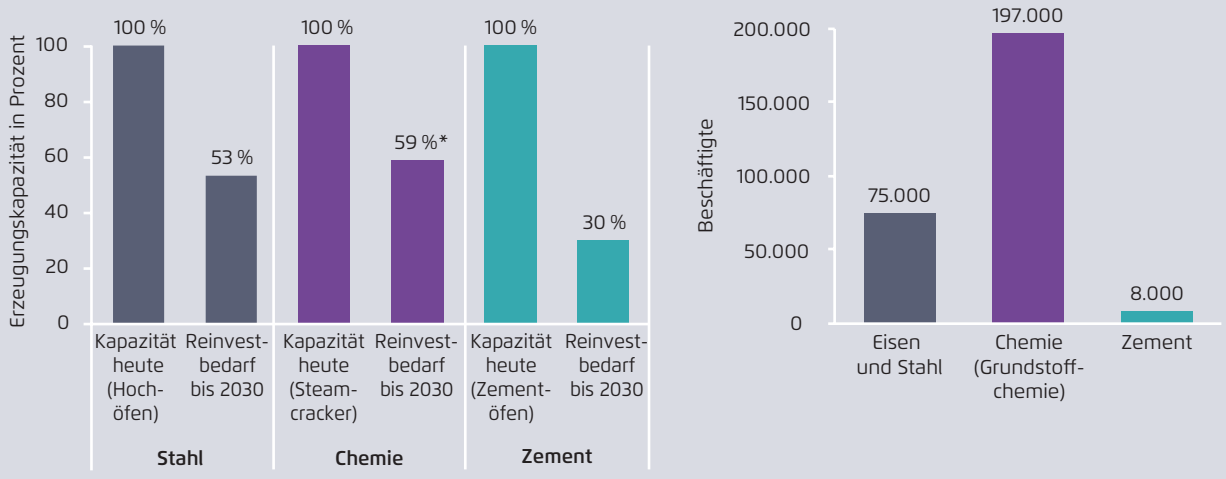
erreicht werden, was auch eine klimaneutrale Produktion der Industrie bedeutet. Das Problem: In den letzten zehn Jahren gab es zwar Effizienzsteigerungen in der Industrie, aber unterm Strich keine Emissionsreduktionen. Es ist derzeit nicht erkennbar, wie das 2030-Ziel erreicht werden soll. Der Austausch von älteren Bestandsanlagen durch effizientere Anlagen mit ebenfalls konventioneller Technologie ist mit dem Ziel einer klimaneutralen Industrie bis 2050 nicht vereinbar.

Eine besondere Herausforderung für eine klimaneutrale Industrie, insbesondere für die Grundstoffindustrien, besteht in den langen Lebensdauern der kapitalintensiven Produktionsanlagen von 50 bis 70 Jahren. Zum Vergleich: Ein Pkw wird im Schnitt nach zehn bis 15 Jahren ersetzt. Eine weitere Besonderheit dieser Branchen besteht darin, dass etwa ein Drittel der Emissionen sogenannte Prozessemissionen sind, die aufgrund der Zusammensetzung der Grundstoffe und deren chemischer Reaktionen im Herstellungsprozess bei der konventionellen Produktion nicht vermieden werden können.

Um bis 2050 die Klimaneutralität der Industrie zu erreichen, bedeutet dies, dass alle von nun an getätigten Investitionen bereits klimaneutral sein müssen oder zumindest die Möglichkeit der Nachrüstung auf eine CO_2-freie Produktion vorsehen. Falls im kommenden Investitionszyklus erneut in die konventionellen Technologien investiert werden sollte, drohen *Stranded Assets*, also die frühzeitige Abschaltung noch funktionsfähiger Anlagen, mit entsprechenden unternehmerischen und volkswirtschaftlichen Verlusten.

Die Lage der Grundstoffindustrien in Deutschland ist in dieser Hinsicht alarmierend. Bis 2030 müssen zum Erhalt der aktuellen Produktionsmengen massive Reinvestitionen vorgenommen werden: Gemessen an der Kapazität stehen in der Stahlbranche rund 53 Prozent der Hochöfen, in der Grundstoffchemie rund 59 Prozent der *Steamcracker* und in der Zementindustrie rund 30 Prozent der Zementöfen zur Reinvestition an. Inklusive der direkt nachgelagerten Wertschöpfungsstufen könnten bis zu 158.000 Beschäftigte direkt betroffen sein.

Reinvestitionsbedarf bis 2030 der Primärerzeugungskapazitäten in Deutschland in den Sektoren Stahl, Chemie und Zement sowie direkt Beschäftigte der betrachteten Industriebranchen 2017 Abbildung ES.2

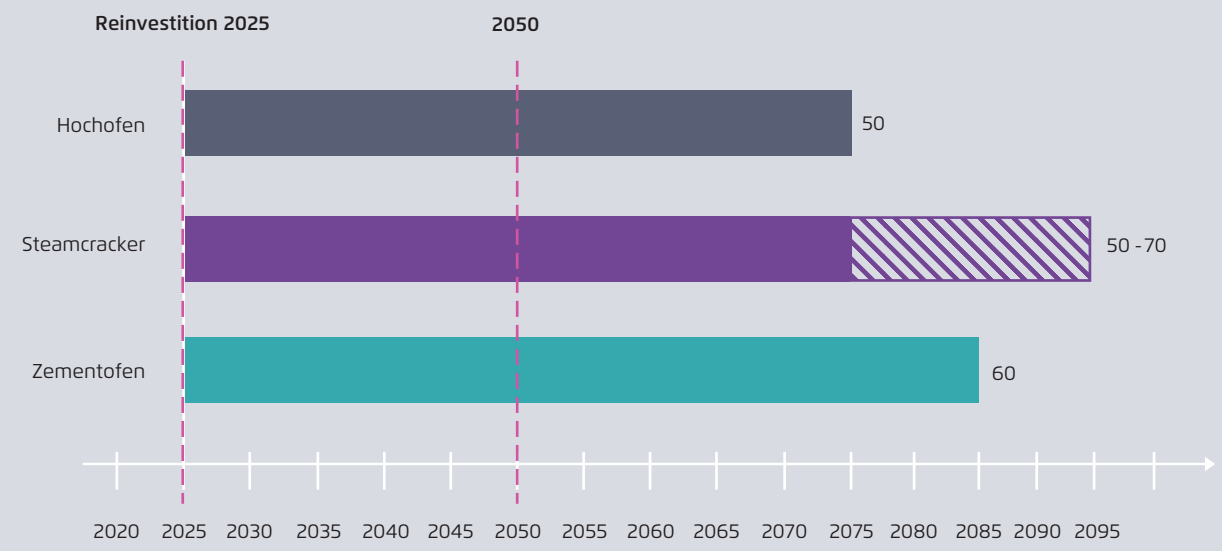


Wuppertal Institut, 2019

Destatis, 2018

* *Steamcracker* werden zwar normalerweise kontinuierlich gewartet und modernisiert, sodass sie nicht an einem Zeitpunkt komplett ausgetauscht werden. Dennoch vermitteln die Reinvestitionsbedarfe einen groben Eindruck des Modernisierungsbedarfs an Altanlagen.

Technische Lebensdauer von ausgewählten Primärerzeugungsanlagen in den Sektoren Stahl, Chemie und Zement bei Reinvestition im Jahr 2025 Abbildung ES.3

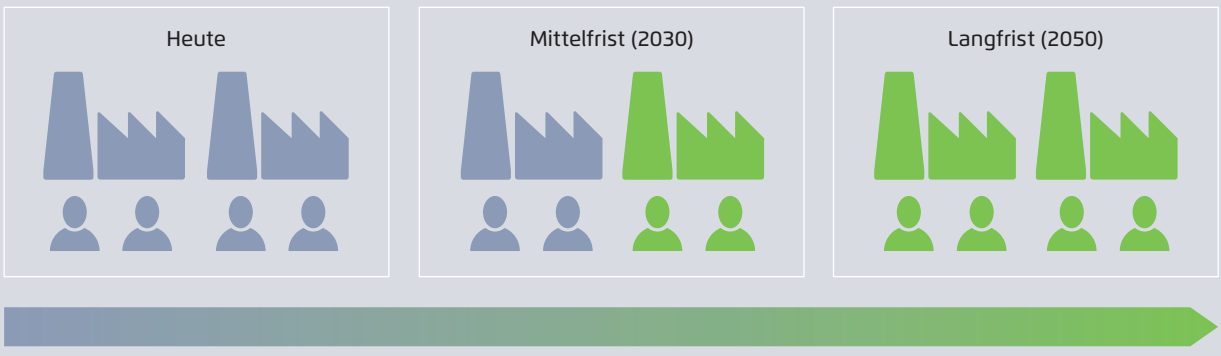


Wuppertal Institut, 2019

Die Unternehmen werden die anstehenden Ersatzinvestitionen nicht vornehmen, solange die langfristigen Rahmenbedingungen unsicher sind. Denn es wäre sehr riskant, erneut in konventionelle (emissionsintensive) Technologien zu investieren, wegen der aufgrund von Klimaschutzanforderungen wahrscheinlich begrenzten Laufzeiten solcher Anlagen.

Aus Sicht rational handelnder Unternehmen besteht somit nur die Möglichkeit, bereits im nächsten Investitionszyklus in klimaneutrale Technologien zu investieren oder bestehende Produktionsstätten am Ende ihrer Lebensdauer stillzulegen und gegebenenfalls Neuinvestitionen im Ausland zu tätigen. Die Folge für den Wirtschaftsstandort wäre ein Aufbre-

Transformation eines Unternehmens der Grundstoffindustrie zur klimaneutralen Produktion (indikative Darstellung) Abbildung ES.4



Agora Energiewende, 2019

chen von integrierten Wertschöpfungsketten, was weitere Produktionsverlagerungen und in der Konsequenz massive Jobverluste nach sich ziehen könnte. Die deutsche Industrie hat jetzt die Chance, mit mutigen Schritten die Grundlage für zukunftsfähige, gutbezahlte Industriearbeitsplätze und eine Technologieführerschaft in Deutschland zu legen.

2 Die technologischen Lösungen stehen vor dem Durchbruch

Die technischen Möglichkeiten, die gegenwärtig noch sehr CO_2-intensive Grundstoffindustrie fast vollständig klimaneutral zu gestalten, existieren schon heute. Sie sind entweder kurz vor der Marktreife (wie etwa die Wasserelektrolyse) oder können in wenigen Jahren zur Marktreife gebracht werden. Beispiele für CO_2-arme Schlüsseltechnologien sind in der Stahlindustrie die Direktreduktion von Eisenerz durch Wasserstoff (anstatt der konventionellen Hochofenroute), chemisches Recycling von Kunststoffen (anstatt der thermischen Verwertung) in der chemischen Industrie sowie die Abscheidung von CO_2 bei der Zementherstellung.

Diese Technologien und Produktionsverfahren sind heute noch deutlich teurer als die konventionellen Herstellungsprozesse. Die Zusatzkosten können wegen des scharfen internationalen Wettbewerbs nicht an die Kunden weitergegeben werden. Um die Investitionen in diese Sprunginnovationen jetzt

Übersicht möglicher Schlüsseltechnologien für eine (weitgehend) treibhausgasneutrale Grundstoffindustrie — Tabelle ES.1

Stahl	Schlüsseltechnologie	Mögliche technische Verfügbarkeit
	Direktreduktion mit Wasserstoff und Einschmelzen im Elektrolichtbogenofen	2025 – 2030 (evtl. Einstieg mit Erdgas)
	Alkalische Eisenelektrolyse	voraus. erst nach 2050
	HIsarna®-Verfahren in Kombination mit CO_2-Abscheidung und Speicherung	2035 – 2040
	CO_2-Abscheidung und Nutzung von Hüttengasen aus integrierten Hochofenwerken	2025 – 2030
Chemie	**Schlüsseltechnologie**	**Mögliche technische Verfügbarkeit**
	Wärme- und Dampferzeugung aus *Power-to-Heat*	ab 2020
	CO_2-Abscheidung an Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen	2035 – 2045
	Grüner Wasserstoff aus Elektrolyse	2025 – 2035
	Methanol-to-Olefin/-Aromaten-Route	2025 – 2030
	Chemisches Recycling	2025 – 2030
	Elektrische *Steamcracker*	2035 – 2045
Zement	**Schlüsseltechnologie**	**Mögliche technische Verfügbarkeit**
	CO_2-Abscheidung mit Oxyfuel-Verfahren (CCS)	2025 – 2030
	CO_2-Abscheidung und Elektrifizierung der Hochtemperaturwärme am Kalzinator	2030 – 2035
	Alternative Bindemittel	2020 – 2030 (je nach Produkt)

Agora Energiewende/Wuppertal Institut, 2019

anzureizen, braucht die Industrie Signale der Politik, dass sie die Transformation aktiv unterstützen wird. In der vorliegenden Studie werden 13 Schlüsseltechnologien (vgl. Übersicht in Tabelle ES.1) aus den Sektoren Stahl, Chemie und Zement genauer beschrieben, die die Treibhausgasemissionen stark (bei einigen Technologien auf nahe Null) reduzieren können. Neben einem Branchenüberblick mit den aktuellen Daten zu CO_2-Emissionen, Produktionsmengen, Beschäftigten und Reinvestitionsbedarfen werden die Schlüsseltechnologien auf übersichtlichen Steckbriefen dargestellt. Es finden sich für jede Technologie Informationen zu Pilot- und Demonstrationsprojekten, CO_2-Minderungspotenzialen, CO_2-Vermeidungskosten, ein Technologievergleich sowie die zentralen Annahmen, die den Berechnungen zugrunde liegen. Abschließend werden die möglichen CO_2-Minderungspotenziale für die Sektoren Stahl, Chemie und Zement für den Zeitraum bis 2030 diskutiert. Die Technologiesteckbriefe wurden mit ausgewählten Verbänden und Industrieunternehmen aus den jeweiligen Branchen diskutiert.

3 Notwendige Voraussetzungen für eine erfolgreiche Dekarbonisierung der Industrie

Die Umstellung auf CO_2-arme Produktionsverfahren erfordert umfassende neue Rahmenbedingungen, um die Wettbewerbsfähigkeit zu erhalten und die Unternehmen in die Lage zu versetzen, die notwendigen Investitionen zu tätigen:

- Die Industrie benötigt eine langfristige, parteiübergreifende Zusicherung, dass in Deutschland **international konkurrenzfähige Energiekosten** für die energieintensiven Grundstoffindustrien sichergestellt werden.
- Die **Neufassung der EU-Beihilferichtlinien** muss auf Klimaneutralität ausgerichtet werden. Nationale Politikinstrumente zur Förderung CO_2-armer Schlüsseltechnologien sollten keiner Einzelgenehmigung durch die Kommission bedürfen, sodass eine Finanzierung der Mehrkosten bei Investitionen und Betrieb langfristig gesichert werden kann.
- Die **notwendigen Infrastrukturen** wie Stromleitungen, Wasserstoffpipelines und *Carbon Capture and Storage*-Infrastruktur (*Pipelines* und Häfen sowie sichere CO_2-Lagerstätten) müssen rechtzeitig und verlässlich zur Verfügung stehen. Dafür müssen Planungsverfahren zügig durchgeführt sowie Genehmigungsrecht und Einspruchsmöglichkeiten angepasst werden.

Gleichzeitig ist aber auch klar: Dies sind nur die notwendigen Rahmenbedingungen, keine hinreichenden. Denn wettbewerbsfähige Energiekosten und der Aufbau von Infrastrukturen schaffen noch keinen *Business Case* für Investitionen in neue, CO_2-arme Schlüsseltechnologien. Die Umstellung auf CO_2-arme Produktionsverfahren erfordert umfassende neue Rahmenbedingungen, um die Wettbewerbsfähigkeit zu erhalten und dafür zu sorgen, dass die Unternehmen in die Zukunftstechnologien investieren anstatt in konventionelle Technologien.

4 Politikinstrumente für eine klimaneutrale Industrie: Was getan werden kann

Agora Energiewende hat vor diesem Hintergrund in dieser Studie **zehn Politikinstrumente** ausgearbeitet, die CO_2-arme Schlüsseltechnologien schnellstmöglich großtechnisch verfügbar machen und deutsche Unternehmen in die Lage versetzen sollen, globale Vorreiter bei diesen Technologien zu werden. Bei der Analyse wurde besonders auf unterschiedliche Branchenbedingungen, Entwicklungsstände der Technologien, Wechselwirkungen mit anderen Instrumenten sowie auf rechtliche und politische Umsetzungsfragen geachtet. In der Studie wurden klassische ökonomische Instrumente zur Bepreisung von CO_2, Förderinstrumente, Instrumente zur Schaffung sicherer Absatzmärkte für *grüne* Produkte sowie ordnungsrechtliche Optionen analysiert.

Konkret wurden die folgenden zehn Instrumente untersucht:

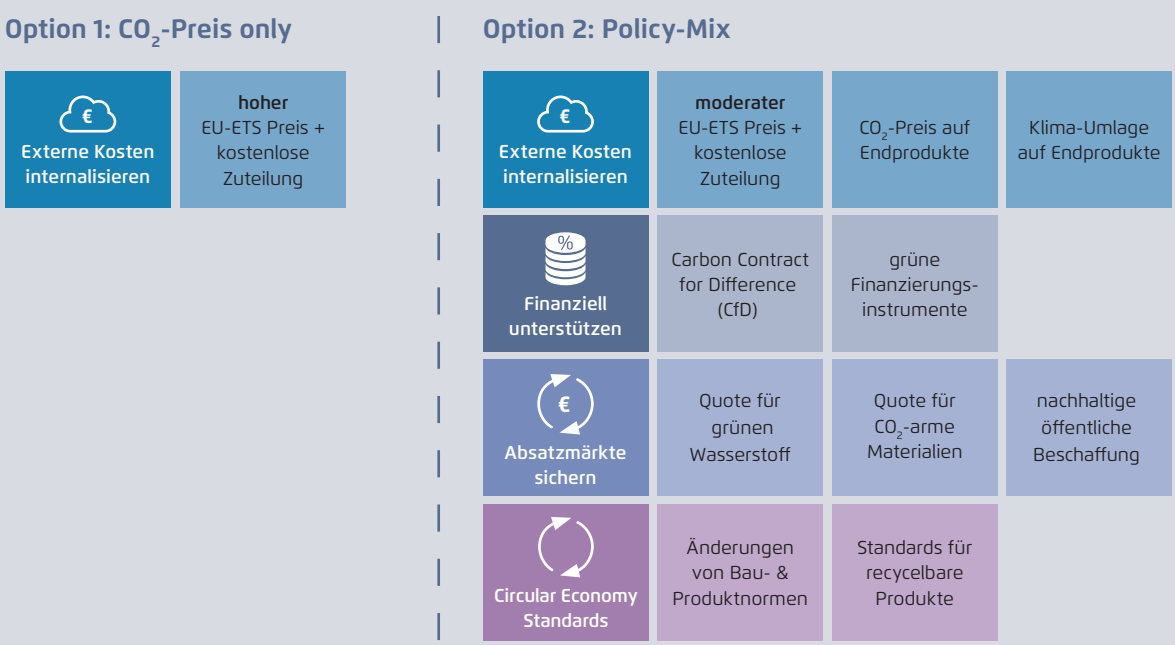
1. **CO_2-Mindestpreis mit Grenzausgleichsregime:** Ein ansteigender CO_2-Mindestpreis wird im EU-ETS als planbares Preissignal eingeführt. Zudem werden CO_2-basierte Abgaben auf Importe erhoben; Exporte in Regionen ohne vergleichbaren CO_2-Preis werden in Höhe der CO_2-Zusatzkosten kompensiert.
2. ***Carbon Contract for Difference* (CfD):** Bei Investitionen in CO_2-arme Schlüsseltechnologien erhalten Unternehmen für vermiedene CO_2-Emissionen projektbezogene Betriebskostenzuschüsse, wodurch Risiken reduziert werden. Die Förderhöhe wird über eine Auktion ermittelt, sie soll aber perspektivisch allen Unternehmen zur Verfügung stehen.
3. ***Grüne* Finanzierungsinstrumente:** Finanzierungskosten für Investitionen in CO_2-arme Technologien werden gesenkt, indem Kreditzinsen für Fremdkapital unter Marktniveau gesenkt werden und/oder das Risiko der Technologieentwicklung in den letzten Entwicklungsstufen staatlich abgesichert wird.
4. **Klima-Umlage auf Endprodukte:** Zur Refinanzierung anderer Instrumente wird auf ausgewählte Materialien (Stahl, Plastik, Aluminium und Zement) eine Abgabe – unabhängig von den CO_2-Emissionen ihrer Herstellung – erhoben.
5. **CO_2-Preis auf Endprodukte:** Beim Verkauf von Produkten an den Endverbraucher wird eine Abgabe auf Basis des CO_2-Gehalts der Materialien erhoben, was den Kostennachteil von CO_2-armen Produkten ausgleicht. Die Einnahmen können zur Refinanzierung anderer Instrumente genutzt werden.
6. **Nachhaltige öffentliche Beschaffung:** Der Staat und staatseigene Unternehmen werden verpflichtet, beim Bauen (zum Beispiel von Gebäuden, Brücken und Schienenwegen) und bei der Beschaffung von Fahrzeugen hohe Nachhaltigkeitskriterien anzulegen. Dies schafft sichere Absatzmärkte für nachhaltig hergestellte Grundstoffe und Endprodukte (vor allem Stahl, Zement und Fahrzeuge).
7. **Quote für CO_2-arme Materialien:** Produzenten von Konsumgütern werden verpflichtet, in ihren Endprodukten festgelegte Anteile von CO_2-frei produzierten Materialien zu verwenden, was Unternehmen sichere Absatzmärkte für CO_2-arme Materialien garantiert.
8. **Quote für *grünen* Wasserstoff:** Grüner Wasserstoff wird von Erdgashändlern verpflichtend in den Verkehr gebracht, um *Power-to-X*-Technologien für die langfristige Dekarbonisierung zu skalieren.
9. **Änderungen von Bau- und Produktnormen:** Vorschriften und Normen werden grundlegend überarbeitet und kontinuierlich angepasst, um Materialeffizienz und -substitution sowie die Nutzung neuer Baustoffe (zum Beispiel Zement auf Basis alternativer Bindemittel) im Bau zu vereinfachen.
10. **Standards für recycelbare Produkte:** Hersteller werden verpflichtet, Produkte so zu konzipieren, dass Recycling vereinfacht wird, um Stoffkreisläufe zu schließen und um eine CO_2-intensive Primärproduktion zu reduzieren.

Als Ergebnis der Analyse wurden dabei die folgenden beiden grundlegenden Optionen zur Ausgestaltung eines klima- und industriepolitischen Rahmens herausgearbeitet:

Option I: Hoher CO_2-Preis im EU-ETS, gekoppelt mit einem Grenzausgleichsregime

Ein **hoher CO_2-Preis im EU-ETS, gekoppelt mit einem Grenzausgleichsregime** ist aus ökonomischer Sicht das effizienteste Instrument und garantiert ein *Level Playing Field* für die Industrie. Angesichts der teilweise sehr hohen CO_2-Vermeidungskosten der Schlüsseltechnologien wäre ein sehr hoher Mindestpreis im EU-ETS notwendig, der über die Zeit verlässlich ansteigt, um Unternehmen die Sicherheit zu geben, dass ihre Investitionen nicht entwertet werden. Für ein gutes Funktionieren dieses Instruments und zur akkuraten Berechnung des Grenzaus-

Zwei verschiedene Optionen für einen möglichen klima- und industriepolitischen Rahmen — Abbildung ES.5



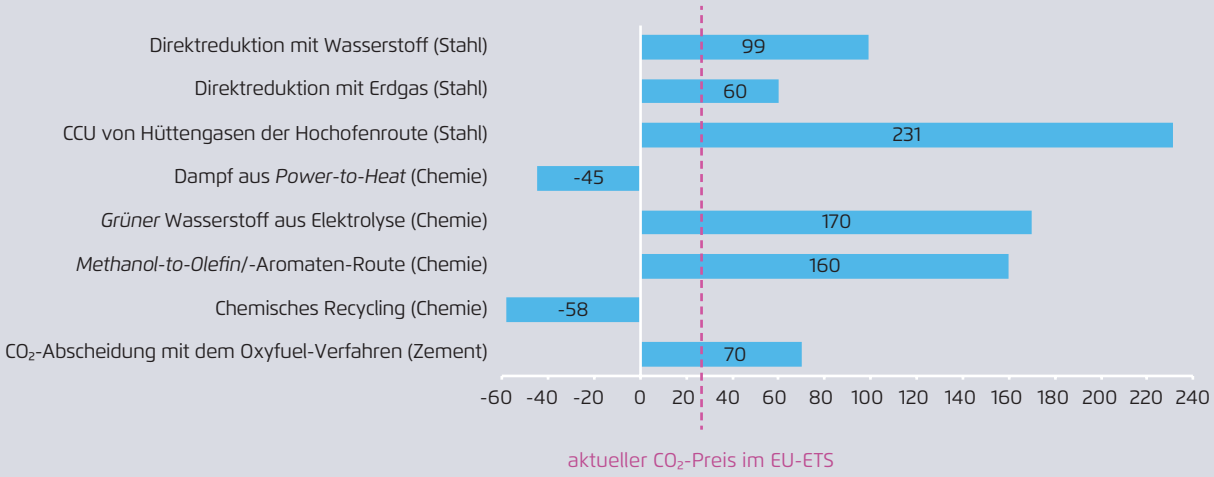
Agora Energiewende, 2019

gleichs ist es allerdings notwendig, den spezifischen CO_2-Gehalt von Materialien und Endprodukten transparent zu erfassen und zu validieren. Dabei stellen sich eine Reihe methodischer Fragen, die das System fundamental beeinflussen: Ist etwa bei der Bewertung des Stroms für die industrielle Produktion der Strommix des jeweiligen Landes bei der Bewertung der Emissionen zu unterstellen – oder ist es als energieintensives Unternehmen auch möglich, mit *Renewables Certificates oder Herkunftsnachweisen* den eingekauften Strom als CO_2-frei zu deklarieren? Der Unterschied wäre etwa für Länder mit hohem Kohlestromanteil zentral. Zudem bestehen Fragen zur angemessenen CO_2-Bepreisung beim Grenzübertritt von Produkten aus Industrieländern einerseits sowie Produkten aus Entwicklungsländern andererseits. Das Instrument könnte für protektionistische Spezialinteressen missbraucht werden. Wahrscheinlich ist deshalb, dass Handelspartner ein CO_2-Grenzausgleichsregime als Handelshemmnis ansehen und mit Gegenmaßnahmen reagieren. Handelsrechtliche und handelspolitische Auseinandersetzungen wären deshalb vorprogrammiert. Gleichwohl spielt das Instrument in der Diskussion eine Rolle, weil es von wichtigen Akteuren (unter anderem der französischen Regierung) favorisiert wird. Die neue EU-Kommission wird die Machbarkeit eines CO_2-bezogenen Grenzausgleichsregimes untersuchen.

Option II: *Policy*-Mix

Der Ansatz des *Policy*-Mix kombiniert verschiedene Instrumente und setzt jeweils auf den unterschiedlichen wirtschaftlich-technologischen Ebenen der Wertschöpfungskette an: *upstream* (sicherer Zugang zu Energie und Rohstoffen zu wettbewerbsfähigen Preisen), *midstream* (Anreize und direkte Förderung für die Änderung von Produktionsverfahren) und *downstream* (Schaffung sicherer Absatzmärkte und ordnungsrechtlicher Vorgaben).

Geschätzte CO_2-Vermeidungskosten ausgewählter Schlüsseltechnologien gegenüber dem jeweiligen heutigen konventionellen Referenzprozess für das Jahr 2030 Abbildung ES.6



Agora Energiewende/Wuppertal Institut, 2019
Die CO_2-Vermeidungskosten sind stark von den Annahmen zu Stromkosten abhängig; für die Berechnung dieser Werte wurde in der Regel von Stromkosten in Höhe von 60 Euro pro MWh ausgegangen. In der Studie wurden Spannbreiten berechnet; die hier dargestellten Werte bilden das optimistische Szenario ab. Vor 2030 ist mit höheren CO_2-Vermeidungskosten zu rechnen, da die Technologien bis dahin noch Lernkurven für Kostensenkungen zu durchlaufen haben. Für sechs weitere in dieser Studie behandelte, Technologien ist eine großtechnische Anwendung bis 2030 nicht zu erwarten, da sie sich noch in einem frühen Stadium der Technologieentwicklung befinden. Für diese Technologien wurden wegen der hohen Unsicherheiten keine CO_2-Vermeidungskosten für das Jahr 2030 abgeschätzt.

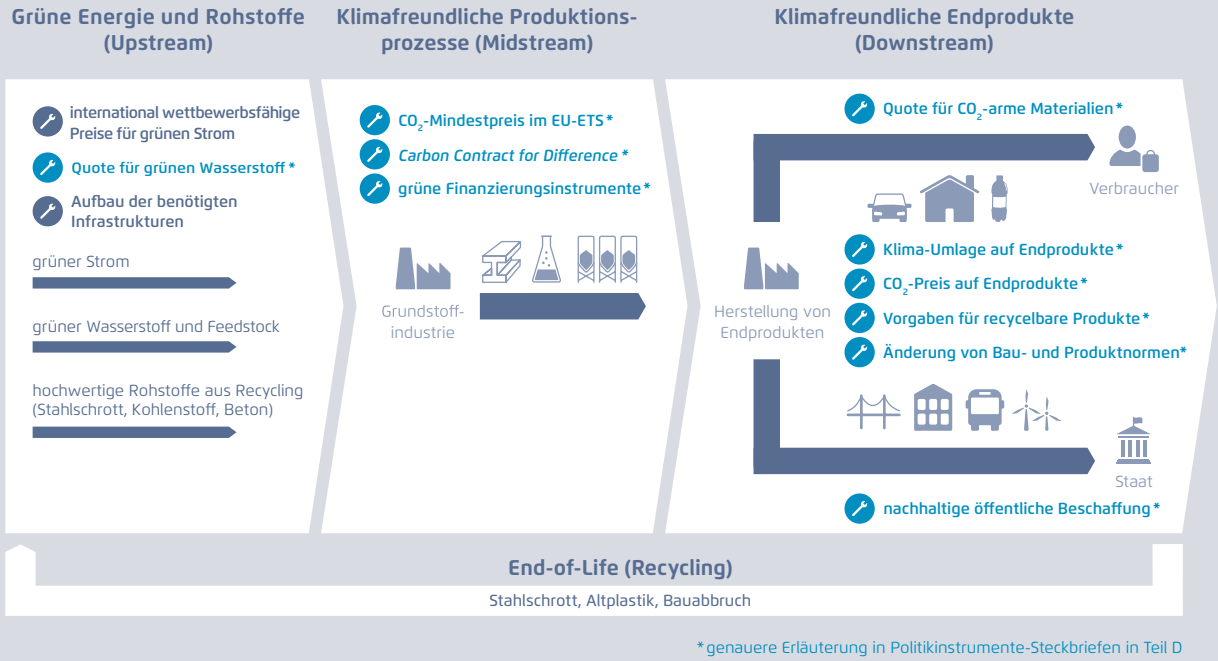
Die folgende Kombination von Instrumenten im Rahmen eines *Policy*-Mix erscheint dabei am erfolgversprechendsten:

a) *Upstream*-Politikinstrumente

Um die internationale Wettbewerbsfähigkeit sicherzustellen, muss sich die Industrie auf langfristig **international konkurrenzfähige Energiekosten** (Strom, Gas und Wasserstoff) verlassen können. Die Kosten für Energieträger sollten auf vorhersehbare Weise in einem engen Band gehalten werden, das sich an internationalen *Benchmarks* orientiert. Diese Maßnahmen müssen zudem langfristig EU-beihilferechtlich abgesichert werden.

Konkret ist im aktuellen Kontext für die Klimaneutralität vieler energieintensiver Produktionsprozesse die Beschaffung von klimafreundlich produziertem Wasserstoff zu niedrigen Kosten zentral. Die Einführung einer **Quote für *grünen* Wasserstoff** würde den Zugang zu großen Mengen CO_2-arm produziertem Wasserstoff sicherstellen. Das Ziel von mindestens zehn Gigawatt Elektrolyseur-Leistung in Deutschland bis 2030 würde die Technologiekosten deutlich senken und könnte zudem deutsche Unternehmen als globale Technologieführer etablieren. Für die Umsetzung werden Erdgashändler verpflichtet, (weitgehend) CO_2-neutralen Wasserstoff in Verkehr zu bringen. Die Belieferung in reine Wasserstoffnetze wird auf die Quote angerechnet, da davon auszugehen ist, dass Wasserstoff vor allem in reiner Form in der Industrie und im Schwerlastverkehr zum Einsatz kommen wird. Es wird sichergestellt, dass der für die Herstellung des *grünen* Wasserstoffs benötigte Strom aus zusätzlichen Erneuerbare-Energien-Anlagen stammt. Zudem muss sich die Industrie darauf verlassen können, dass **notwendige Infrastrukturen**, etwa für Wasserstoff, *Carbon Capture and Storage* (CCS) oder den Transport großer Mengen von Strom, rechtzeitig zur Verfügung stehen.

Politikinstrumente anhand der wirtschaftlich-technologischen Ebenen der Wertschöpfungskette Abbildung ES.7



Agora Energiewende, 2019

b) *Midstream*-Politikinstrumente

Um Unternehmen Anreize zur Umstellung ihrer Produktionsverfahren zu geben, können folgende Instrumente unterstützen:

Weiterentwicklung des **EU-Emissionshandels (EU-ETS)** als Bestandteil des *Policy*-Mixes, der Anreize zur stetigen Effizienzverbesserung und zum Brennstoffwechsel setzt. Die freie Zuteilung von Zertifikaten auf Basis von Produkt-*Benchmarks* sollte beibehalten werden. Um ausreichende Anreize für *grüne* Produktionsverfahren zu setzen, ist die Überarbeitung der EU-ETS-Richtlinie notwendig. Dabei muss zum einen sichergestellt werden, dass CO_2-arme Produktionsanlagen für einen begrenzten Zeitraum die Freizuteilung auf Basis der Produkt-*Benchmarks* für die traditionellen Technologien erhalten und zum anderen, dass diese Anlagen bei der Berechnung der *Benchmarks* ausgenommen werden. Zur Finanzierung riskanter (noch nicht großtechnisch erprobter) Schlüsseltechnologien mit CO_2-Vermeidungskosten deutlich über dem absehbaren EU-ETS-Preis, erhalten Unternehmen über einen ***Carbon Contract for Difference*** **(CfD)** projektbezogene Betriebskostenzuschüsse für einen festgelegten Zeitraum (zum Beispiel 20 Jahre). Die Betriebskostenzuschüsse bestimmen sich aus der Differenz zwischen dem CO_2-Preis im EU-ETS und dem in der Auktion ermittelten Preis (in der Regel den tatsächlichen CO_2-Vermeidungskosten für den *grünen* Grundstoff). Die Förderhöhe des CfD wird über eine Auktion ermittelt, die Förderung soll aber perspektivisch allen Unternehmen zur Verfügung stehen, die entsprechende *grüne* Produktionsprozesse einführen. Im ersten Schritt könnten technologiespezifische Ausschreibungen in den Sektoren Stahl, Chemie und Zement durchgeführt werden. Durch die langfristig vom Staat garantierte Deckung der Differenzkosten zwischen EU-ETS-Preis und der (in der Auktion bestimmten) Vergütung besteht hohe Investitions-

sicherheit für Unternehmen (Beispiel EEG). Ein zweiter Erlösstrom entsteht Unternehmen durch die freie Zuteilung von EU-ETS-Zertifikaten für neue Produktionsanlagen auf Basis der EU-ETS-*Benchmarks* (beispielsweise 1,6 Zertifikaten pro Tonne Stahl). Nachdem bei der Produktion keine (oder nur sehr wenige) CO_2-Emissionen ausgestoßen werden, können Unternehmen die frei zugeteilten Zertifikate am Markt verkaufen. Die Refinanzierung des CfD kann über den EU-Innovationsfonds, über Bundesmittel (z. B. das Umweltinnovationsprogramm) oder über neue Finanzierungsinstrumente wie eine Klima-Umlage auf Endprodukte erfolgen. Die Förderung der Betriebskostenzuschüsse muss zudem EU-beihilferechtlich so abgesichert werden, dass entweder keine beihilferechtlichen Einzelgenehmigungen der EU-Kommission erforderlich sind oder die EU-Kommission ohne langwierige Einzelprüfung eine Beihilfegenehmigung erteilt, wenn bestimmte Mindestanforderungen erfüllt sind. Zur Flankierung bieten sich ***grüne* Finanzierungsinstrumente** (zum Beispiel durch die Europäische Investitionsbank) an, die das Risiko der Technologieentwicklung in den letzten Entwicklungsstufen staatlich absichern.

c) *Downstream*-Politikansätze

Die Refinanzierung der Kosten erfolgt über eine **Klima-Umlage auf Endprodukte** und/oder den EU-Innovationsfonds. Die Klima-Umlage auf Endprodukte wird am Ende der Wertschöpfungskette (also beim Verkauf an den Verbraucher) auf heute noch CO_2-intensiv hergestellte Produkte wie Stahl, Plastik, Aluminium und Zement erhoben. Die Zusatzkosten für die Verbraucher würden sich in Grenzen halten: So würde ein Kleinwagen bei einem CO_2-Preis von 30 Euro pro Tonne um 90 Euro teurer werden. Die Umlage hat den Vorteil, dass sie auf alle in Deutschland verkauften Produkte erhoben wird (also auch auf Importe) und Exporte davon ausgenommen sind. Es besteht somit kein durch das Instrument erhöhtes *Carbon-Leakage*-Risiko.

Für die Planungssicherheit von Investitionen in langlebige Produktionsanlagen ist für Investoren ein sicherer Absatzmarkt entscheidend. Dafür bietet sich eine **Quote für CO_2-arme Materialien** in Endprodukten an, die in einem ersten Schritt für ausgewählte Produkte gilt. Hersteller von bestimmten Produkten (zum Beispiel Fahrzeugen) werden verpflichtet, einen festgelegten Anteil von verbauten Materialien (zum Beispiel Stahl und Kunststoffen) aus *grüner* Produktion zu beziehen, damit diese innerhalb der EU (oder Deutschlands) verkauft werden dürfen. Die Mehrkosten können an die Verbraucher weitergegeben werden. Die Quote steigt über die Zeit kontinuierlich an. Für einen Übergangszeitraum können Zertifikatslösungen eingeführt werden, um Hersteller (inklusive ausländische Hersteller), die über keinen Zugang zu *grünen* Materialien verfügen, nicht zu diskriminieren.

Der Staat (und staatseigene Unternehmen) ist über Bauaktivitäten (vor allem im Infrastrukturbereich) ein großer Nachfrager nach Grundstoffen. Durch eine verpflichtende **nachhaltige öffentliche Beschaffung** könnten sichere Absatzmärkte für nachhaltig hergestellte Materialien (zum Beispiel Stahl, Zement und Holz) und Endprodukte (zum Beispiel Fahrzeuge) geschaffen werden. Um auch die Bereiche zu adressieren, die erfahrungsgemäß schlecht oder gar nicht auf ökonomische (preisliche) Anreize reagieren, werden **Standards für recycelbare Produkte** eingeführt. Wegen Verunreinigungen (zum Beispiel bei Stahl durch Kupfer) und einem hohen Anteil von Verbundstoffen (bei Kunststoffen) ist der Recyclinganteil zu gleichwertigen Produkten heute gering, ein Großteil der Kunststoffe wird verbrannt, Stahl mit Verunreinigungen ist qualitativ minderwertiger und damit auf die Anwendung in bestimmten Bereichen begrenzt (*downcycling*). Als Ziel muss ein langfristiges Schließen der Stoffkreisläufe und eine weitgehende *Circular Economy* angestrebt werden. Die EU-Ökodesign-Richtlinie ist der richtige Ort, um derartige Standards zu verankern.

Klar ist, dass der aktuelle regulatorische Rahmen aus EU-ETS und zahlreichen kleinteiligen Förderprogrammen nicht ausreicht, um die notwendigen

Investitionen auf den Weg zu bringen. Der zukünftige Instrumentenmix für eine klimaneutrale Industrie, die Frage nach einer nationalen oder einer europäischen Umsetzung und die Auswirkungen auf die Beschäftigten müssen im weiteren Prozess mit Stakeholdern aus Politik, Industrie, Gewerkschaften und Zivilgesellschaft eingehend diskutiert werden. Die vorliegende Studie soll dafür eine Grundlage bieten.

5 Sieben Eckpunkte für ein „Sofortprogramm klimaneutrale Industrie"

Nach Analyse der CO_2-armen Schlüsseltechnologien und der möglichen Politikinstrumente schlagen wir folgende Eckpunkte für ein Sofortprogramm vor, um der Industrie ein Signal zu geben, dass die Bekenntnisse der Politik zu einer klimaneutralen Industrie ernst gemeint sind:

1. Die Bundesregierung legt zeitnah einen Gesetzentwurf vor, um im Rahmen des Umweltinnovationsprogramms erste **Pilotausschreibungen für einen *Carbon Contract for Difference* (CfD)** zur Förderung CO_2-armer Technologien durchzuführen. Im ersten Schritt sollten technologiespezifische Ausschreibungen in den Sektoren Stahl, Chemie und Zement erfolgen. Nach Auswertung der Pilotphase sollten technologieübergreifende Ausschreibungen für alle energieintensiven Branchen auf den Weg gebracht werden.
2. Zur Refinanzierung des CfD legt die Bundesregierung ein Gesetz zur **Einführung einer Klima-Umlage auf Endprodukte** vor, das für ausgewählte emissionsintensive Grundstoffe (Stahl, Aluminium, Plastik und Zement) Anwendung findet. Diese Umlage sollte im ersten Schritt nur für ausgewählte Produkte gelten, um auf der einen Seite die Komplexität gering zu halten und auf der anderen Seite Erfahrungen mit dem Instrument sammeln zu können.
3. Die Bundesregierung verpflichtet sich zeitnah bei größeren Bauprojekten des Bundes zur **nachhaltigen Beschaffung** der Baustoffe, soweit diese in ausreichendem Maße zur Verfügung stehen. Somit wird für klimafreundlich produzierte Materialien – nicht zuletzt in Bezug auf Stahl und Zement – ein sicherer Absatzmarkt geschaffen. Auch für die vom Bund beschafften Fahrzeuge sollten zeitnah verpflichtende Nachhaltigkeitskriterien eingeführt werden. Auf der einen Seite wäre die Einführung eines CO_2-Flottengrenzwerts denkbar, auf der anderen Seite könnte, soweit verlässlich nachvollziehbar, die CO_2-Intensität der Materialproduktion für die vom Bund beschafften Fahrzeuge sowie für die Ausschreibungen von Bussen und Bahnen im ÖPNV berücksichtigt werden.
4. Die Bundesregierung führt zeitnah eine **Quote für *grünen* Wasserstoff** ein, die Erdgashändler verpflichtet, 0,5 Prozent ihres Energieabsatzes über CO_2-neutralen Wasserstoff in Verkehr zu bringen. Diese Quote steigt bis 2030 schrittweise auf 10 Prozent an, wobei mindestens die Hälfte *grüner* Wasserstoff sein muss und der restliche Anteil *blauer* Wasserstoff sein kann. Zur Erfüllung dieser Quote können auch der Import aus Drittländern nach Deutschland und die Belieferung in reinen Wasserstoffnetzen angerechnet werden. Für die Industrie gelten Ausnahmen, um deren internationale Wettbewerbsfähigkeit zu wahren. Es wird sichergestellt, dass der für die Herstellung des *grünen* Wasserstoffs benötigte Strom aus zusätzlichen Erneuerbare-Energien-Anlagen stammt.
5. Für den Einstieg in eine **Kreislaufwirtschaft**, bei der langfristig die Stoffkreisläufe geschlossen werden sollen, muss die EU-Ökodesign-Richtlinie erweitert werden. Dafür werden Standards für recycelbare Produkte eingeführt, die Recyclingquoten für Metall, Beton und Plastik zu gleichwertigen Produkten deutlich steigern und (mittelfristig) die thermische Verwertung reduzieren.
6. Im Rahmen der geplanten **EU-Klima- und Industriestrategie**, die die neue EU-Kommission 2020 vorlegen möchte, wird sich die Bundesre-

gierung dafür einsetzen, dass die unter 1 bis 5 genannten Instrumente auch auf europäischer Ebene eingeführt werden.

7. Die Bundesregierung sollte sich im Rahmen der Vereinten Nationen und der G20 weiterhin für einen **globalen CO_2-Preis** einsetzen. Die auf nationaler und EU-Ebene eingeführten Instrumente könnten dann zu gegebener Zeit in ein globales Instrumentarium, das alle zentralen Wettbewerber umfasst, überführt werden.

Teil A: Einleitung

1 Rolle der Grundstoffindustrie in Deutschland

Die Grundstoffindustrie[1] ist ein Grundpfeiler des Wohlstands in Deutschland, sie ist ein Garant für hohe Wertschöpfung. Im Jahr 2017 hat die Grundstoffindustrie einen Umsatz von rund 250 Milliarden Euro erwirtschaftet. Die Grundstoffindustrien bilden den Ausgangspunkt der vielfach integrierten Wertschöpfungsketten und beschäftigen rund 550.000 Personen direkt, die sich wie in Tabelle A.1 dargestellt auf die unterschiedlichen Branchen aufteilen.

57 Prozent der Treibhausgasemissionen der Industrie ausmachen und 12,6 Prozent der Gesamtemissionen des Jahres 2017 in Deutschland (UBA, 2019a).

Die Belegschaft besteht größtenteils aus gut ausgebildeten Fachkräften, Ingenieurinnen und Ingenieuren, die einen hohen gewerkschaftlichen Organisationsgrad aufweisen.

Viele Verfahren und Produktionsprozesse in den Grundstoffindustrien sind seit Jahrzehnten oder (wie beispielsweise beim Hochofen) schon seit Jahrhunderten prinzipiell unverändert und gelten heute vielfach als optimiert. Weitere Effizienzsteigerungen sind wegen technisch-physikalischer Grenzen nur noch in begrenztem Maße möglich. Die *geschlossenen Wert-*

Direkt Beschäftigte und Umsatz der Grundstoffindustrie in Deutschland 2017
(Klassifikation der Wirtschaftszweige (WZ) nach Destatis) Tabelle A.1

Branche	**Beschäftigte**	**Umsatz** in Mrd. EUR
Eisen und Stahl (WZ 24.1)	74.500	35,8
Nichteisen-Metalle und Gießereien (WZ 24.4 und 24.5)	133.200	52,3
Grundstoffchemie (WZ 20.1)	197.300	120,0
Zement (WZ 23.51)	8.300	2,9
Kalk und Gips (WZ 23.52)	5.800	2,0
Glas und Keramik (WZ 23.1 bis 23.4)	94.300	18,4
Zellstoff, Papier und Pappe (WZ 17.1)	38.900	18,2
hier aufgeführte Branchen der Grundstoffindustrie	**552.300**	**249,7**
Industrie gesamt (Verarbeitendes Gewerbe)[2]	**6,47 Mio.**	**2,0 Bio.**

Destatis, 2018

Der Fokus dieser Studie liegt auf den Branchen Stahl, Grundstoffchemie und Zement, die zusammen circa

1 Zu der Grundstoffindustrie zählen die in Tabelle A.1 genannten Branchen. In dieser Studie wurde, vor allem wegen den hohen Gesamtemissionen und des hohen Anteils an prozessbedingten Emissionen, ein Fokus auf die Branchen Stahl, Grundstoffchemie und Zement gelegt. Da die Chancen und Herausforderungen für die übrigen Grundstoffindustrien vergleichbar mit den hier betrachteten sind, wird im Folgenden verallgemeinernd von Grundstoffindustrien gesprochen.

2 Dies beinhaltet den Umsatz und die Beschäftigten des Verarbeitenden Gewerbes ohne Kokereien und Mineralölverarbeitung, deren Energiebedarf und Treibhausgasemissionen im Energie- und Umwandlungssektor bilanziert werden.

schöpfungsketten, also die Abdeckung aller (oder vieler aufeinanderfolgender) Prozesse, von der Rohstoffgewinnung bis zur Verwertung oder Wiederverwendung eines Produkts am Ende eines Lebenszyklus, ermöglichen ständige Verbesserungen im Zusammenspiel zwischen den einzelnen Prozessschritten. Dies schlägt sich auch im Energieeinsatz der Grundstoffindustrien nieder, der trotz stetigem Anstieg der produzierten Mengen in den letzten Jahren nahezu konstant geblieben ist (UBA, 2019b). Im internationalen Vergleich bestehen in Deutschland vergleichsweise hohe Energie- und Arbeitskosten sowie hohe Umweltauflagen. Zudem sehen sich Unternehmen bei Standorterweiterungen und -modernisierungen häufig aufwendigen Genehmigungsverfahren ausgesetzt. Der Standort Deutschland bietet aber auch wichtige Vorteile: Gut ausgebildete Fachkräfte, eine gute Infrastruktur, geschlossene Wertschöpfungsketten und die Nähe zu wichtigen Kunden und Absatzmärkten sind einige der positiven Eigenschaften des Standorts. Im Zusammenspiel aus Herausforderungen und Stärken konnten sich deutsche Unternehmen bislang auf dem Weltmarkt gegen Konkurrenten behaupten und gute Geschäfte machen.

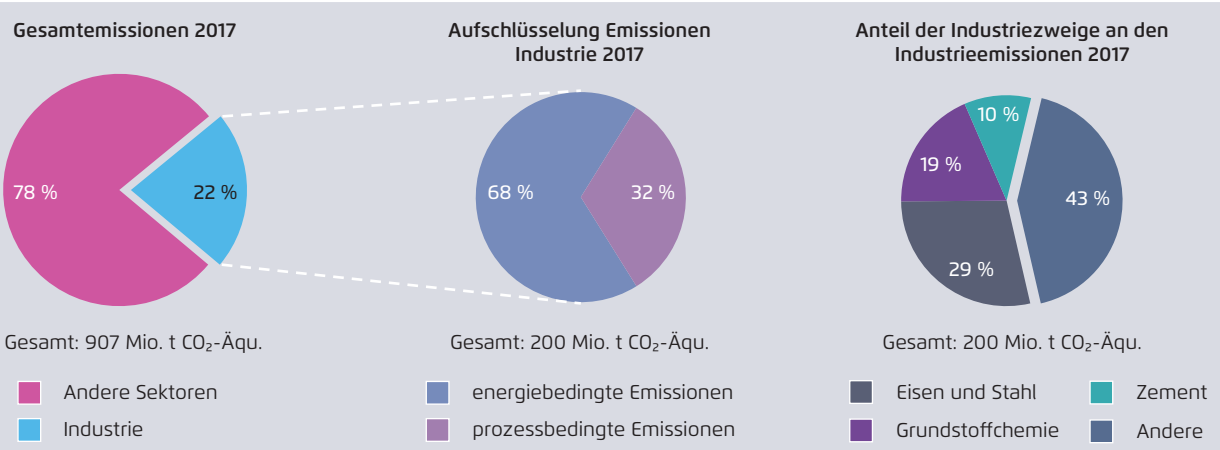
Die Rahmenbedingungen für die Grundstoffindustrie sind in Deutschland trotz weitreichender Ausnahmen bei Abgaben, Umlagen und Netzentgelten[3] schwierig. Für einige Branchen haben sich im internationalen Vergleich die Standortfaktoren in Deutschland während der letzten Jahre verschlechtert. Das liegt zum einen an vergleichsweise hohen Kosten, zum anderen an der Unsicherheit über zukünftige Regulierungen. Bei den energieintensiven Industrien ist eine Investitionszurückhaltung zu beobachten, was über die letzten Jahre zu einem sinkenden Kapitalstock geführt hat (IW Köln, 2019). Eine häufig befürchtete systematische Abwanderung der energieintensiven Industrie ist jedoch bislang nicht zu beobachten (IW Köln, 2019; MCC, 2019). Für die Zukunft gilt es jedoch, die Rahmenbedingungen für eine wettbewerbsfähige Industrie in Deutschland und Europa auch im Einklang mit dem Klimaschutz neu auszugestalten.

2 Klimabilanz des Industriesektors und der Grundstoffindustrien

Die Treibhausgasemissionen der deutschen Industrie betrugen 2017 200 Millionen Tonnen CO_2. Diese

3 Zu nennen sind insbesondere reduzierte Sätze bei Energiesteuern und der EEG-Umlage, die kostenlose Zuteilung von CO_2-Zertifikaten im EU-ETS und der Ausgleich für durch den Emissionshandel gestiegene Strompreise.

Emissionen des Industriesektors im Jahr 2017 in Mio. t CO_2-Äqu. (nach Quellenbilanz) Abbildung A.1



UBA, 2019a; WV Stahl, 2018; VDZ, 2018; Wuppertal Institut, 2019

Treibhausgasemissionen und Endenergiebedarf der Grundstoffindustrie 2017 Tabelle A.2

Branche	**direkte Emissionen** in Mio. t CO_2-Äqu.	**davon prozessbedingte Emissionen** in Mio. t CO_2-Äqu.	**Endenergiebedarf** in PJ
Eisen und Stahl (WZ 24.1)	57,0	18,1	545
Nichteisen-Metalle und Gießereien (WZ 24.4 und 24.5)	3,1	1,1	129
Grundstoffchemie (WZ 20.1)	37,2[4]	6,8	575
Zement[5] (WZ 23.51)	20,5	13,4	102[6]
Kalk und Gips[5] (WZ 23.52)	7,4[6]	4,8	29[6]
Glas und Keramik[5] (WZ 23.1 bis 23.4)	6,4[6]	2	85
Zellstoff, Papier und Pappe (WZ 17.1)	9,4[6]	-	223[7]
hier aufgeführte Branchen der Grundstoffindustrie	**141,0**	**46,2**	**1.688**
Industrie gesamt (Verarbeitendes Gewerbe)	**200**	**64,5**	**2.651**

UBA, 2019a; AG Energiebilanzen, 2019a; WV Stahl, 2018; VDZ, 2018 und Berechnungen des Wuppertal Instituts, 2019

bestehen aus 135 Millionen Tonnen (68 Prozent) energiebedingter Emissionen, die vor allem durch die Erzeugung von Wärme und in Industriekraftwerken erzeugtem Strom entstehen. Die sogenannten prozessbedingten Emissionen des Industriesektors, die zum Beispiel bei der Zementherstellung durch das Brennen von Kalkstein zu Zementklinker entstehen, betragen 65 Millionen Tonnen CO_2 (32 Prozent). Innerhalb der Industrie weisen die Branchen Stahl (57 Millionen Tonnen CO_2), die Grundstoffchemie (37,2 Millionen Tonnen CO_2) und Zement (20,5 Millionen Tonnen CO_2) die höchsten CO_2-Emissionen auf.

Die Treibhausgasemissionen der in Tabelle A.2 aufgeführten Branchen der Grundstoffindustrie machen mit 141 Millionen Tonnen CO_2 den Großteil der Emissionen des Industriesektors aus (71 Prozent). Neben der Stahl-, Grundstoffchemie- und Zementproduktion umfasst dies auch die Erzeugung von Kalk und Gips, Glas und Keramik, Papier und Nichteisen-Metalle. Aufgrund der hohen Treibhausgasemissionen und des hohen Anteils prozessbedingter Emissionen liegt der Fokus dieser Studie auf den Branchen Stahl, Grundstoffchemie und Zement.

4 Nur Emissionen innerhalb des EU-ETS für die gesamte chemische Industrie (WZ 20). Insofern sind Teile von WZ 20.1 (chemische Grundstoffe) nicht enthalten, dafür aber auch Teile von WZ 20.2ff.

5 In den offiziellen Statistiken zu den Treibhausgasemissionen (UBA, 2019a) gibt es keine disaggregierten Zahlen für Zement, Kalk und Gips sowie Glas und Keramik. Diese Branchen werden in der Kategorie Verarbeitung von Steinen und Erden zusammengefasst. Die direkten Treibhausgasemissionen dieser Branche betrugen im Jahr 2017 35,6 Mio. t CO_2. In dieser Tabelle wurde aus Gründen der Übersichtlichkeit auf eine aggregierte Darstellung der Treibhausgasemissionen der Verarbeitung von Steinen und Erden verzichtet.

6 Für das Jahr 2017 gibt es hierzu im Treibhausgasinventar des Umweltbundesamtes (2019a) und AG Energiebilanzen (2019a) keine offiziellen disaggregierten Daten. Daher wurde auf Berechnungen des Wuppertal Instituts für das Jahr 2015 zurückgegriffen. Dies sollte näherungsweise auch den Werten für 2017 entsprechen.

7 Endenergieverbrauch inklusive WZ 17.2.

3 Die Grundstoffindustrie in Deutschland steht vor einem großen Reinvestitionszyklus

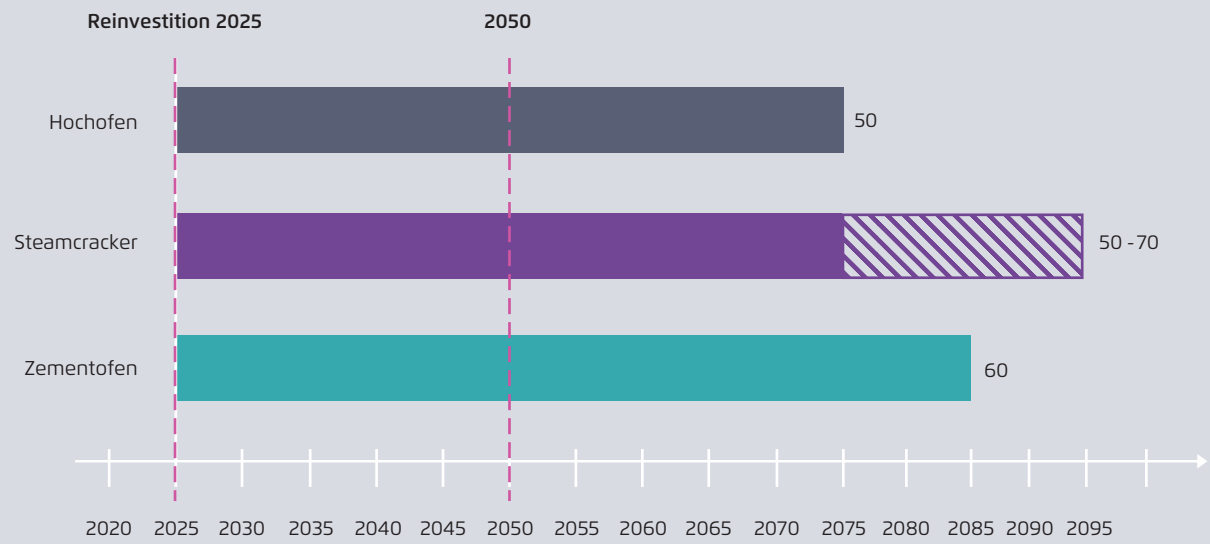
Die Debatte über die besten Strategien für den Weg hin zur klimaneutralen Industrie duldet aufgrund der laufenden Reinvestitionszyklen keinen Aufschub. Die Lebensdauern der kapitalintensiven Produktionsanlagen können bis zu 70 Jahre betragen (zum Vergleich: ein Pkw wird im Schnitt alle 12 bis 15 Jahre ersetzt).

Das bedeutet, dass die heute getätigten Investitionen in Anlagen der Grundstoffindustrie bis weit nach dem Jahr 2050 den Anlagenbestand prägen könnten. In der energieintensiven Industrie stehen turnusgemäß in den nächsten Jahren massive Reinvestitionen an. So erreichen bis 2030 nach Schätzungen des Wuppertal Instituts rund 50 Prozent der gesamten Primärerzeugungskapazität der Hochöfen in der Stahlindustrie das Ende ihrer Lebensdauer. In der chemischen Industrie müssen bis dahin rund 60 Prozent der Gesamtkapazität der *Steamcracker* ersetzt werden[8] und in der Zementindustrie stehen für 30 Prozent der Gesamtkapazität der Zementöfen Reinvestitionen an. Davon könnten bis zu 158.000 Beschäftigte direkt betroffen sein (siehe Abbildung A.3). Die Zahl der indirekt Betroffenen dürfte um ein Vielfaches höher sein.

Um bis zum Jahr 2050 die Klimaneutralität der Industrie zu erreichen, bedeutet dies, dass alle in Zukunft getätigten Investitionen in große Anlagen der Grundstoffindustrie bereits klimaneutral sein müssen oder bei ihnen zumindest die Möglichkeit der Nachrüstung auf eine vollständig CO_2-freie Produktion bestehen muss. Falls im anstehenden Investiti-

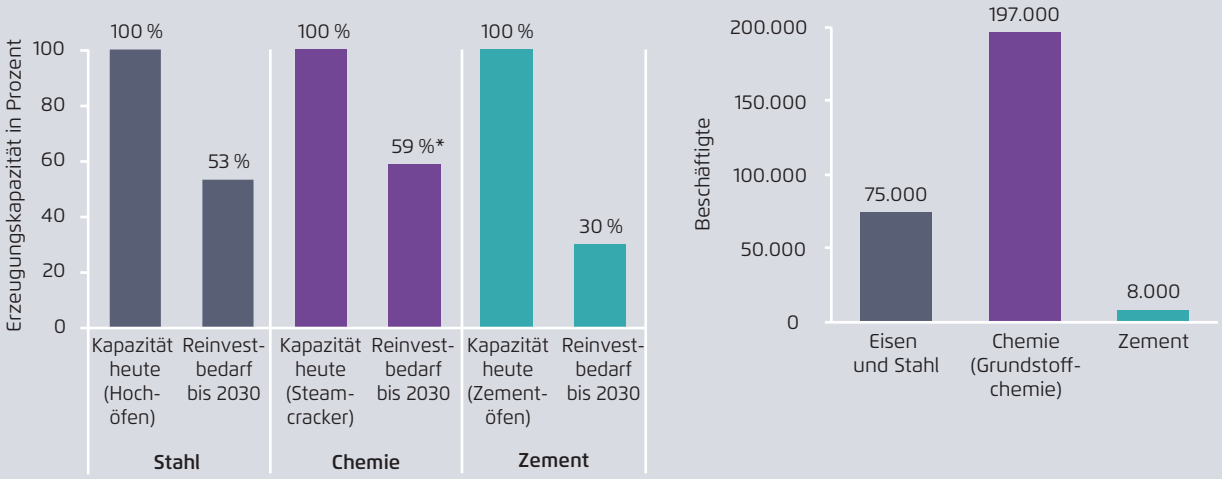
8 *Steamcracker* werden zwar normalerweise kontinuierlich gewartet und modernisiert, sodass sie nicht an einem Zeitpunkt komplett ausgetauscht werden. Dennoch vermitteln die Reinvestitionsbedarfe einen groben Eindruck des Modernisierungsbedarfs an Altanlagen.

Technische Lebensdauer von ausgewählten Primärerzeugungsanlagen in den Sektoren Stahl, Chemie und Zement bei Reinvestition im Jahr 2025 — Abbildung A.2



Wuppertal Institut, 2019

Reinvestitionsbedarf bis 2030 der Primärerzeugungskapazitäten in Deutschland in den Sektoren Stahl, Chemie und Zement sowie direkt Beschäftigte der betrachteten Industriebranchen 2017 Abbildung A.3



Wuppertal Institut, 2019

Destatis, 2018

* *Steamcracker* werden zwar normalerweise kontinuierlich gewartet und modernisiert, sodass sie nicht an einem Zeitpunkt komplett ausgetauscht werden. Dennoch vermitteln die Reinvestitionsbedarfe einen groben Eindruck des Modernisierungsbedarfs an Altanlagen.

onszyklus erneut in die konventionellen Technologien investiert werden sollte, werden entweder die langfrsitigen Klimaschutzziele verfehlt oder mittelfristig *Standed Assets* verursacht, also die frühzeitige Abschaltung noch nicht abgeschriebener Anlagen, mit den entsprechenden volkswirtschaftlichen Verlusten. Das damit verbundene Risiko wird in der Industrie auch als solches wahrgenommen und führt zu Investitionszurückhaltung (IW Köln, 2019). Aus Sicht rational handelnder Unternehmen besteht somit nur die Möglichkeit, bereits im nächsten Investitionszyklus in klimaneutrale Technologien zu investieren oder die Produktionsstätten bei größeren Investitionsentscheidungen stillzulegen und Neuinvestitionen gegebenenfalls im Ausland zu tätigen. Die Folge wäre möglicherweise ein Aufbrechen der integrierten Wertschöpfungsketten in Deutschland und Produktionsverlagerungen, die in der Konsequenz unter anderem zu massiven Arbeitsplatzverlusten führen würden.

4 Nationale und internationale Verpflichtungen zur Emissionsreduktion

Mit dem Pariser Klimaschutzabkommen hat sich die Bundesregierung 2015 völkerrechtlich dazu verpflichtet, die Erderwärmung gegenüber dem vorindustriellen Niveau langfristig auf deutlich unter 2 Grad Celsius zu begrenzen und zudem Anstrengungen zu unternehmen, um die Erwärmung auf 1,5 Grad Celsius zu begrenzen. Für die Industrienationen, und damit auch für Deutschland, bedeutet das eine weitgehende Klimaneutralität bis spätestens 2050 (Robiou du Pont et al., 2016). Deutschland hat sich auf dem Gipfel des Europäischen Rates im Juni 2019 zusammen mit 23 weiteren EU-Mitgliedern zur Klimaneutralität bis 2050 bekannt. Ursula von der Leyen, die erste Frau an der Spitze der Kommission und die erste Deutsche, die dieses Amt seit Walter Hallstein bekleidet, hat dem Klimaschutz hohe Priorität für Ihre Amtszeit eingeräumt. Sie hat das Ziel ausgegeben, die CO_2-Emissionen der EU bis zum

Jahr 2030 um 50 bis 55 Prozent gegenüber 1990 zu senken (aktuelles Ziel 40 Prozent). Im *Klimaschutzplan 2050* hat Deutschland sich für 2030 das Ziel gesetzt, die Treibhausgasemissionen um 55 Prozent unter das Niveau von 1990 zu reduzieren. In diesem Zusammenhang hat die Industrie das Sektorziel, die Emissionen bis 2030 um rund 56 Millionen Tonnen (circa 29 Prozent) gegenüber dem Stand von 2018 zu senken. In der Konsequenz bedeuten diese nationalen und internationalen Ziele, dass bereits in den nächsten Jahren deutliche Emissionssenkungen im Industriesektor notwendig sein werden und eine vollständig treibhausgasneutrale Industrieproduktion bis spätestens 2050 realisiert werden muss. Unterschiedliche Studien, wie *Klimapfade für Deutschland* (BDI/BCG, Prognos, 2018), *Leitstudie Integrierte Energiewende* (dena, 2018) und *Industrial Transformation 2050 – Pathways to Net-Zero Emissions from EU Heavy Industry* (Material Economics, 2019) haben gezeigt, dass die Industrie bis 2050 weitgehend treibhausgasneutral werden kann, dies aber mit erheblichen Investitionen in neue Produktionsanlagen und höheren Produktionskosten verbunden wäre.

5 Notwendigkeit einer treibhausgasneutralen Industrie in Deutschland

Der Anteil Deutschlands an den globalen CO_2-Emissionen der Industrie beträgt drei Prozent und ist tendenziell rückläufig (IEA, 2019). Das Wachstum der Produktionskapazitäten in den Grundstoffindustrien findet vornehmlich in den aufstrebenden und schnell wachsenden Weltregionen (vor allem in Asien und Afrika) statt. Eine treibhausgasneutrale deutsche Industrie hat deswegen zwar nur marginalen direkten Einfluss auf die Entwicklung der absoluten globalen CO_2-Emissionen, sie hat jedoch über ihre technologische Vorreiterrolle eine deutlich herausgehobene Bedeutung bei der Entwicklung treibhausgasneutraler Lösungen. Im Pariser Klimaschutzabkommen haben sich fast alle Staaten der Welt zur Treibhausgasneutralität in der zweiten Hälfte des Jahrhunderts verpflichtet und angesichts des schnell voranschreitenden Klimawandels ist eine Welt mit voraussichtlich rund zehn Milliarden Menschen im Jahr 2050 ohne nachhaltiges Wirtschaften und den Einsatz von klima- und ressourcenschonenden Technologien nicht denkbar. Ein Ziel bei der Umstellung der deutschen Industrie auf Klimaneutralität ist daher, dass sie technologische Entwicklungen vorantreibt, die weltweit Nachahmer finden.

Voraussetzung dafür ist, dass die deutsche Industrie erfolgreich und ausreichend schnell vollständige Klimaneutralität erreicht. Die Gelegenheit dafür bietet sich kosteneffizient dann, wenn Produktionsanlagen turnusgemäß das Ende ihrer Lebensdauer erreichen und durch klimaneutrale Lösungen ersetzt werden können. Da nahezu alle Anlagen der Industrie bis ins Jahr 2050 noch vor einem Reinvestitionszyklus stehen, ist eine vollständige Umstellung der Industrie auf treibhausgasneutrale Produktion möglich, ohne dass Anlagen vorzeitig stillgelegt werden müssten.

Heute haben deutsche Unternehmen im Bereich des Anlagenbaus hohe Anteile auf dem Weltmarkt. Werden die klimaneutralen Technologien also für den Heimatmarkt entwickelt und erfolgreich skaliert, werden deutsche Unternehmen des Anlagenbaus und der Grundstoffindustrie auch im Ausland als Innovationsvorreiter angesehen und sind gut positioniert, sobald der globale Bedarf nach klimaneutralen Grundstoffen ansteigt.

6 Hintergrund zum Projekt und Struktur der vorliegenden Studie

Mit diesem Kooperationsprojekt bauen Agora Energiewende und das Wuppertal Institut auf ihrer Arbeit im Bereich Industrie aus den letzten Jahren auf. Diese setzt sich zusammen aus zahlreichen Studien und Dialogformaten. Hervorzuheben sind dabei die Agora-Studien *Lastmanagement als Beitrag zur Versorgungssicherheit* (2013), *Industriestrompreise im Vergleich* (2014), *Aktionsplan Lastmanagement* (2015), *Flex-Efficiency, ein Konzept zur Integration von Effi-*

zienz und Flexibilität bei industriellen Verbrauchern (2016), *Dialog „Industriepolitik und Energiewende"* (2017), *Charta für eine Energiewende-Industriepolitik* (2017) und *Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe* (2018). Das Wuppertal Institut hat mit zahlreichen Forschungsprojekten und wissenschaftlichen Publikationen sowie insbesondere im Rahmen der Erstellung des *Klimaschutzplans NRW*, der Studie *Dekarbonisierungspfade für das industrielle Cluster des Hafens Rotterdam* und in der Initiative *IN4climate.NRW* in den letzten Jahren intensiv zum Thema gearbeitet und steht dabei regelmäßig in Austausch mit zahlreichen Industrieunternehmen.

Ziel des aktuellen Projekts war es, im engen Austausch mit Akteuren aus Industrie, Verbänden und zuständigen Ministerien die technologischen Optionen zu identifizieren und die möglichen politischen Instrumente und Rahmenbedingungen für eine klimaneutrale Industrie offen und kritisch zu diskutieren. Das Industriesektorziel für 2030 aus dem *Klimaschutzplan 2050* der Bundesregierung bot die Grundlage, um die Diskussion an einen konkreten Minderungspfad zu knüpfen. Ein weiterer Ausgangspunkt für dieses Projekt ist die Studie *Klimapfade für Deutschland* im Auftrag des Bundesverbands der Deutschen Industrie (BDI) (BDI/BCG, Prognos, 2018), die eine sehr gute Grundlage für einen vertieften Dialog mit der Industrie geschaffen hat.

Nicht zuletzt geht es auch darum, alle relevanten Branchen aktiv in die Diskussion einzubeziehen, um ein umfassendes Bild über die Chancen und Herausforderungen einer klimaneutralen Industrie zu erhalten. Es besteht Einigkeit bei allen relevanten Stakeholdern, dass auch in Zeiten des Klimaschutzes die Sicherung des Industriestandorts zur Wahrung von Wohlstand und Wettbewerbsfähigkeit hohe Priorität hat. Es geht darum, den immer wieder behaupteten (vermeintlichen) Gegensatz zwischen erfolgreicher Industriepolitik und Klimaschutz aufzulösen und gemeinsam zu überlegen, wie eine moderne und innovationsgetriebene Energiewende-Industriepolitik aussehen kann.

7 Einbindung der Akteure

Ziel des Projekts war es, den Diskussionsprozess zu einer klimaneutralen Industrie bei allen relevanten Stakeholdern zu initiieren, Vertrauen zu schaffen und mittels einer gemeinsamen Datenbasis das Fundament für anstehende politische Entscheidungen zu legen.

Vor diesem Hintergrund fanden von Januar 2019 bis Juli 2019 zahlreiche Workshops unter anderem zu den Themen *nachhaltige Stahlerzeugung, Chemieindustrie der Zukunft, Zement- und Baustoffindustrie der Zukunft* und *Zielerreichungsszenarien für den Industriesektor 2030* statt. In diesen Workshops waren zahlreiche namhafte Industrieunternehmen aus den Bereichen Stahl, Chemie und Zement, deren Verbände, die zuständigen Ministerien (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit und Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft) und nachgeordnete Behörden (Umweltbundesamt, Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung) sowie Gewerkschaften vertreten. Die Workshops fanden unter *Chatham House Rules* statt, was eine offene und teilweise auch kontroverse Diskussion ermöglichte. Des Weiteren fanden Workshops mit dem *Arbeitskreis Klimapolitik* des BDI und dem Ausschuss *Industrielle Erzeugung & Wärme* des Verbands der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK) statt. Wir bedanken uns hiermit bei allen Teilnehmerinnen und Teilnehmern für die konstruktiven und offenen Diskussionen. Im Nachgang zu den Workshops haben zahlreiche Unternehmen und Verbände das Angebot angenommen, uns ausführliche Anmerkungen zu den Politikinstrumenten und den Technologiesteckbriefen zu übermitteln, für die wir uns an dieser Stelle herzlich bedanken. Wir möchten jedoch betonen, dass alle Ergebnisse dieser Studie ausschließlich die Schluss-

folgerungen und Meinungen der Autoren widerspiegeln und nicht die Positionen oder Ansichten der im Prozess beteiligten Verbände, Unternehmen, Ministerien, Gewerkschaften und Umweltorganisationen.

Des Weiteren sind Agora Energiewende und das Wuppertal Institut in zahlreichen Projekten, Gesprächsrunden und Begleitkreisen zum Thema klimaneutrale Industrie vertreten, von denen hier nur ausgewählte genannt werden sollen. Dazu zählen der *Stakeholder-Dialog Dekarbonisierung* des Verbands der Chemischen Industrie (VCI), der Fachbeirat des neu gegründeten Kompetenzzentrum Klimaschutz in energieintensiven Industrien (KEI), das *Projekt Industrial Transformation 2050*[9] der European Climate Foundation und – im Fall von Agora Energiewende – die Begleitkreise für zwei Projekte zum Thema Klimaschutz in der Industrie im Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Zudem bestand ein Austausch mit der Wirtschaftsvereinigung Stahl, der IG Metall und der IG BCE. Mit der Stiftung Arbeit und Umwelt der IG BCE wurde zudem im Mai 2019 eine Veranstaltung zum Thema *Transformation der Industrie vor der Herausforderung des Klimawandels* ausgerichtet. Agora Energiewende hat zudem die vorläufigen Ergebnisse dieser Studie in Workshops und Treffen mit nationalen und internationalen Forschungseinrichtungen,[10] Initiativen[11] und Umweltverbänden[12] diskutiert. Auf Anfrage wurden ausgewählten Mitgliedern des Deutschen Bundestages auch Zwischenergebnisse des Projekts vorgestellt.

Als übergreifendes Fazit dieser zahlreichen Gespräche und Diskussionen kann gesagt werden, dass die Zeit des Lagerdenkens endgültig überwunden ist. Die Notwenigkeit einer klimaneutralen Industrie wird nicht mehr infrage gestellt, über die Einschätzungen zu Pfaden, Geschwindigkeit, Chancen, Risiken und Kostenverteilung wird nachvollziehbarerweise noch kontrovers diskutiert. Unverkennbar ist, dass alle Seiten ein großes Interesse haben, sich aufeinander zuzubewegen und voneinander zu lernen.

8 Partner und Aufgabenteilung im Projekt

Das Projekt wurde gemeinsam mit dem Wuppertal Institut durchgeführt, wobei die Gesamtprojektleitung bei Agora Energiewende lag und das Wuppertal Institut für die Modellierung der Szenarien und die Analysen der Schlüsseltechnologien federführend war. Die Workshops und vor allem der Austausch zu den Potenzialen und Kosten der Schlüsseltechnologien wurden gemeinsam durchgeführt. Die Projektarbeit, insbesondere bei der Analyse der Politikinstrumente, wurde von dem Beratungsunternehmen Navigant unterstützt. Die juristische Prüfung der Politikinstrumente erfolgte durch die Fachanwaltskanzlei Becker Büttner Held (BBH) und durch das Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität (IKEM).

9 Weitere Partner in diesem Projekt waren: Material Economics, Carbon Market Watch, Climate Strategies, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Institute for European Studies an der Vrije Universiteit Brussels, Institute for Sustainable Development and International Relations, Third Generation Environmentalism (E3G) und der World Wild Fund for Nature (WWF).

10 Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK), IVL Swedish Environmental Research Institute, Vrije Universiteit Brussels und Lund University

11 IN4climate.NRW, Stiftung 2° – Deutsche Unternehmer für Klimaschutz, Energy Transitions Commission

12 World Wild Fund for Nature (WWF), Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland (BUND), Germanwatch, Deutscher Naturschutzring (DNR), Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft (FÖS), Bellona Foundation und Klima-Allianz Deutschland

9 Teile des Endberichts

Der folgende Teil B der Studie beschreibt die Einbettung der Transformation der Industrie in Richtung einer klimaneutralen Produktion in die laufende nationale und internationale Klimadiskussion und stellt die Herausforderungen und Chancen dieser Transformation heraus. Außerdem werden die grundsätzlich für den Industriesektor infrage kommenden CO_2-Minderungsstrategien sowie eine Auswahl zentraler Schlüsseltechnologien für eine klimaneutrale Grundstoffproduktion vorgestellt. Eine detaillierte Analyse dieser Schlüsseltechnologien findet sich in Teil F.

Teil C der Studie befasst sich anhand von Szenarien mit möglichen Emissionsminderungspfaden im Industriesektor, um das Sektorziel der Bundesregierung für das Jahr 2030 zu erreichen. Es werden Technologien und Strategien betrachtet, die bereits existieren beziehungsweise kurzfristig eingeführt werden könnten, und es wird abgeschätzt, welchen Minderungsbeitrag diese bis 2030 in den Branchen Stahl, Chemie und Zement leisten könnten. Dieses Kapitel verdeutlicht, dass bereits die 2030-Ziele der Bundesregierung höchstwahrscheinlich nicht ohne den frühzeitigen Einsatz von CO_2-armen Schlüsseltechnologien für eine klimaneutrale Grundstoffindustrie erreicht werden können.

In Teil D werden die regulatorischen Rahmenbedingungen diskutiert, die für eine zeitnahe Einführung der Schlüsseltechnologien notwendig sind. Es wurden zehn Politikinstrumente ausgewählt, die anhand von ökonomischen, rechtlichen und politischen Kriterien analysiert werden.

In Teil E haben wir vorläufige Politikempfehlungen und mögliche Sofortmaßnahmen zusammengestellt, die aufzeigen wie eine zeitnahe Umsetzung unserer Vorschläge von der Politik angegangen werden könnte. Die Vorschläge basieren auf den Analysen dieses Projekts, sind aber explizit als Diskussionsaufschlag gedacht, der die Debatte um eine klimaneutrale Industrie anfachen soll.

In Teil F findet sich der analytische Schwerpunkt dieser Studie. Hier werden für die Sektoren Stahl, Chemie und Zement zentrale Schlüsseltechnologien detailliert analysiert, die potenziell für eine klimaneutrale Industrie zum Einsatz kommen könnten. Auf Technologiesteckbriefen werden absehbare Produktionskosten, CO_2-Vermeidungskosten und der Entwicklungsstand dargestellt. Diese Steckbriefe wurden in einem intensiven Abstimmungsprozess mit Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftlern sowie Unternehmen, die teilweise auch bereits Pilot- und Demonstrationsprojekte betreiben, konsultiert.

Als Ergänzung zu den in Teil D dargestellten Politikinstrumenten wurde eine *juristische Kurzbewertung der Politikoptionen* vorgenommen, die von der Fachanwaltskanzlei Becker Büttner Held (BBH) und durch das Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität (IKEM) durchgeführt wurde. Diese Publikation ist als gesonderte Veröffentlichung (online) verfügbar.

In einer zusätzlichen Publikation werden die in Teil F dargestellten CO_2-armen Schlüsseltechnologien, sowie laufende Pilotprojekte ausführlich dargestellt und diskutiert. Diese *ausführliche Darstellung der Schlüsseltechnologien für die Branchen Stahl, Chemie und Zement* wurde vom Wuppertal Institut durchgeführt und ist als gesonderte Veröffentlichung (online) verfügbar.

Teil B: Langfristziel 2050 – Ein klimaneutrales Deutschland erfordert eine klimaneutrale Industrie

1 Klimaschutzziele bis 2050

Der Klimawandel ist heute Realität und wird von weiten Teilen der Gesellschaft und der internationalen Gemeinschaft nicht mehr angezweifelt. Auch in der Wirtschaft, insbesondere in der Grundstoffindustrie, ist die Erkenntnis gereift, dass an einer langfristigen Klimaneutralität kein Weg vorbeiführt.

Deutschland hat sich auf nationaler, europäischer und globaler Ebene zur Klimaneutralität bis 2050 bekannt. Damit steht das grundsätzliche Ziel fest.

International:
Deutschland hat sich im Paris-Abkommen (2015) verpflichtet, gemeinsam mit den anderen Ländern den Anstieg der weltweiten Durchschnittstemperatur auf deutlich unter 2 Grad Celsius (möglichst 1,5 Grad Celsius) gegenüber vorindustriellen Werten zu begrenzen. In der Konsequenz bedeutet das eine vollständige Klimaneutralität für Deutschland bis spätestens 2050, nach einigen Berechnungen auch schon deutlich früher. Auf dem zehnten *Petersberger Klimadialog* im Mai 2019 und auf dem Klimagipfel des UN-Generalsekretärs António Guterres im September 2019 in New York hat sich die Bundesregierung auf Klimaneutralität bis 2050 festgelegt. Im Rahmen der G7 und der G20 hat Deutschland diese Ambitionen bekräftigt. Zudem ist damit zu rechnen, dass auf der UN-Klimakonferenz in Glasgow (*COP 26*) im November 2020 (auch *Paris plus 5* genannt) die Ziele der Vertragsstaaten im Rahmen des im Paris-Abkommen festgelegten Zielverschärfungsmechanismus (*Racheting-up*) weiter verschärft werden und Deutschland in der Folge auch völkerrechtlich zur Klimaneutralität bis 2050 verpflichtet sein wird.

Europäische Union:
Die Bundeskanzlerin hat sich auf dem Gipfel des Europäischen Rates im Juni 2019 zusammen mit 23 weiteren EU-Mitgliedsländern zur Klimaneutralität bis 2050 bekannt. Ursula von der Leyen, die erste Kommissionspräsidentin und die erste Deutsche auf diesem Posten seit 1967, hat dem Klimaschutz hohe Priorität für ihre Amtszeit eingeräumt und das Ziel ausgegeben, die CO_2-Emissionen der EU bis 2030 um 50 bis 55 Prozent (aktuelles Ziel: 40 Prozent) zu senken und die EU bis 2050 zum ersten klimaneutralen Kontinent zu machen. Gerade für die Industrie spielt die EU eine sehr große Rolle, denn der größte Teil der Industrieemissionen ist durch den europäischen Emissionshandel gedeckelt und muss nach derzeitigem Stand ab 2021 im Schnitt jährlich um 2,2 Prozent und bis 2050 um rund 90 Prozent gegenüber 2005 sinken. Eine Umsetzung der Ankündigungen der EU-Kommissionspräsidentin könnte schon in der mittleren Frist zu noch höheren Minderungsanforderungen für die Industrie führen.

Deutschland/national:
Die Bundesregierung hat sich durch die Beschlüsse des Klimakabinetts vom 20. September 2019 zur Klimaneutralität in Europa bis 2050 bekannt und plant die Verabschiedung eines umfassenden Klimaschutzgesetzes. Das *Bundes-Klimaschutzgesetz* soll auf den *Klimaschutzplan 2050* der Bundesregierung aus dem Jahr 2016 aufbauen, wo sektorspezifische Minderungsziele bis 2030 festgeschrieben wurden, und vom Klimschutzprogramm 2030 mit konkreten Maßnahmen begleitet werden. Für den Industriesektor bedeutet das Sektorziel 2030, dass gegenüber den tatsächlichen Emissionen im Jahr 2018 29 Prozent beziehungsweise 56 Millionen Tonnen CO_2 eingespart werden müssen.

Durch diese unmissverständlichen Festlegungen auf nationaler und internationaler Ebene zum konsequenten Klimaschutz ist der politische Wille der aktuellen Bundesregierung aus Union und SPD klar formuliert. Aus aktueller Sicht ist es äußerst unwahrscheinlich, dass eine zukünftige Bundesregierung diese Beschlüsse wieder rückgängig machen oder hinter sie zurückfallen wird.

Für alle Akteure, insbesondere für die Industrie, ist somit klar, wo die Reise hingehen soll: Bis 2050 müssen alle Sektoren klimaneutral sein. Alle Emissionen, die aus technisch-physikalischen Gründen nicht vermieden werden können, müssen durch negative Emissionen an anderer Stelle kompensiert werden. Die Strategien für die Erreichung dieses Ziels sind bekannt und die benötigten Technologien grundsätzlich vorhanden. Die Strategien und zentralen Technologien für eine klimaneutrale Grundstoffindustrie werden im Folgenden beschrieben. Es ist jedoch noch völlig offen, wie die Investitionen mobilisiert werden können, die nötig sind, um diese Technologien zur Marktreife zu bringen. Das liegt vor allem an den mangelnden Rahmenbedingungen und dem bisher unzureichenden Gestaltungswillen der Politik.

Der Reduktionspfad, der für die deutsche Industrie gilt, gilt in gleichem Maße für alle anderen Länder, die sich bis 2050 ebenfalls zu Klimaneutralität bekannt haben, und mit etwas Zeitverzögerung auch für alle anderen großen Wirtschaftsnationen. Das Ziel der G7 aus dem Jahr 2015, die Klimaneutralität der Weltwirtschaft im Laufe dieses Jahrhunderts zu erreichen, bedeutet unter Berücksichtigung der langen Lebensdauern entsprechender Anlagen, dass spätestens ab den 2040er-Jahren keine neuen Investitionen in konventionelle Produktionsanlagen der Grundstoffindustrie fließen dürfen. In den westlichen Industrienationen, die Vorreiter einer solchen Entwicklung sein wollen, wird dieser Zeitpunkt bereits vor 2030 erreicht.

Deutschland will ein solches Vorreiterland sein, das vorführt, wie eine treibhausgasneutrale Grundstoffproduktion erfolgreich unter Bewahrung der Wertschöpfungsketten und des Wohlstandes betrieben werden kann. Ist Deutschland damit erfolgreich, ergeben sich große Marktchancen. Auch andere Länder und Regionen werden sich innerhalb der nächsten ein bis zwei Jahrzehnte deutlich in Richtung einer klimaneutralen Industrieproduktion bewegen müssen, wenn sie ihre Verpflichtungen aus dem Paris-Abkommen einhalten wollen. Für die deutschen Anlagenbauer ergeben sich nach der Demonstration im heimischen Markt große Absatzpotenziale.

2 Notwendigkeit einer Transformation der Grundstoffindustrie

Die Erfüllung der international vereinbarten Ziele des Pariser Klimaschutzabkommens kann nur dann gelingen, wenn auch die Grundstoffindustrie innerhalb weniger Jahrzehnte die von ihr verursachten Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) auf null oder zumindest nahezu null reduziert. Eine entsprechend weitgehende Minderung der Treibhausgasemissionen ist jedoch mit den gegenwärtig eingesetzten Technologien beziehungsweise Produktionsprozessen in vielen Bereichen nicht möglich. Dies liegt zum einen daran, dass das Potenzial für weitere Verbesserungen der Energieeffizienz in den Branchen Stahl, Chemie und Zement aufgrund einer weitgehenden Ausgereiftheit konventioneller Technologien und Prozesse beschränkt ist. Zum anderen entstehen bei einigen der gegenwärtig dominierenden Produktionsverfahren prozessbedingte Emissionen, die sich nicht durch einen Energieträgerwechsel zu klimaneutralen Energieträgern vermeiden lassen. So ist beispielsweise die Primärstahlerzeugung über die derzeit dominierende Hochofenroute auf die Verwendung von (heute zumeist kohlebasiertem) Koks als Reduktionsmittel angewiesen, wodurch neben brennstoffbedingten Emissionen auch prozessbedingte Emissionen ent-

stehen. Bei der Herstellung von Zement ist der Großteil der CO_2-Emissionen prozessbedingt und kann folglich nicht durch einen Energieträgerwechsel vermieden werden.

Zudem enthalten viele Produkte der chemischen Industrie notwendigerweise große Mengen an Kohlenstoff, die im derzeitigen Produktionsprozess – von der begrenzt verfügbaren Biomasse abgesehen – nur von fossilen Energieträgern stammen können und am Ende des Produktlebenszyklus derzeit in die Atmosphäre gelangen.

Folglich ist ein umfassender Einsatz neuartiger Technologien und Produktionsprozesse – in dieser Studie vereinfacht CO_2-arme Schlüsseltechnologien genannt – in der Grundstoffindustrie unabdingbar, um Klimaneutralität zu erreichen.

3 Herausforderungen bei der Transformation der Grundstoffindustrie

Das Erreichen der Klimaziele für die Industrie wird nur dann möglich sein, wenn die damit verbundenen Herausforderungen frühzeitig adressiert werden. Die in Tabelle B.1 dargestellten und im Folgenden näher erläuterten Herausforderungen sind dabei von zentraler Bedeutung. Die notwendigen politischen Rahmenbedingungen, die für die Bewältigung dieser Herausforderungen geschaffen werden müssen, werden in Kapitel D näher erläutert.

3.1 Lange Investitionszyklen in der Grundstoffindustrie

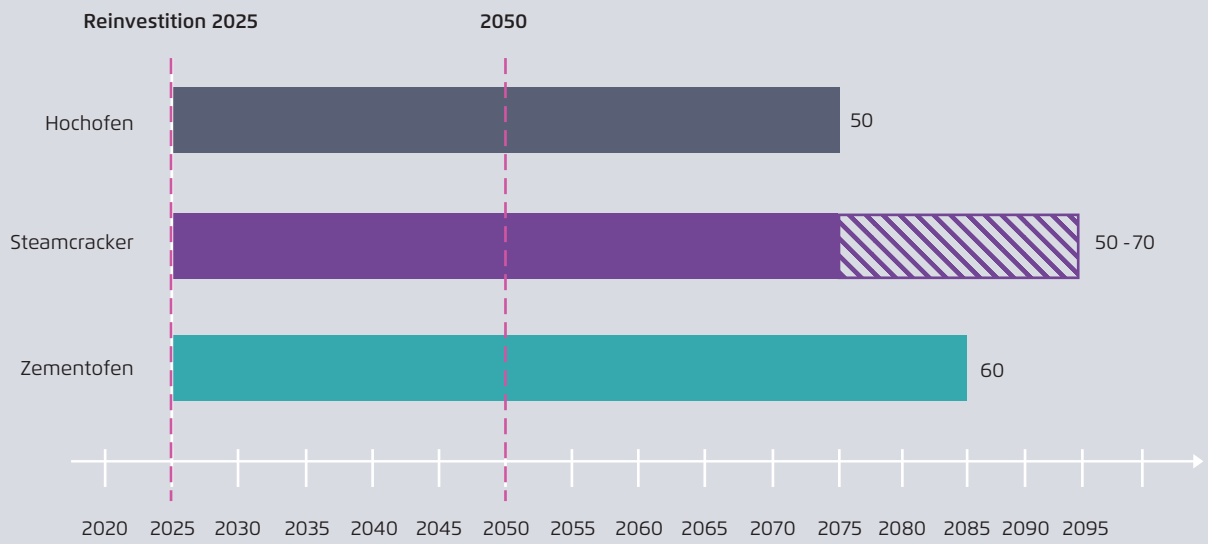
Die meisten Produktionsanlagen der Grundstoffindustrie zeichnen sich durch sehr lange Investitionszyklen aus. So weisen die Brennöfen der Zementwerke, die Hochöfen der Primärstahlerzeuger und die *Steamcracker* der Grundstoffchemie häufig technische Lebensdauern von 50 Jahren oder deutlich mehr auf (Rootzén/Johnsson, 2013) (siehe Abbildung B.1). Dies hat zur Folge, dass alle zukünftig noch stattfindenden Neuinvestitionen in entsprechende konventionelle Anlagen das Ziel einer klimaneutralen Grundstoffindustrie bis zum Jahr 2050 infrage stellen beziehungsweise die Zielerreichung deutlich verteuern würden: Diese Anlagen müssten hierfür frühzeitig stillgelegt werden, was mit betriebs- und volkswirtschaftlichen Kosten (*Stranded Investments*) verbunden und folglich politisch möglicherweise schwierig durchsetzbar wäre.

Übersicht über die zentralen Herausforderungen einer Transformation der Grundstoffindustrie — Tabelle B.1

Lange Investitionszyklen in der Grundstoffindustrie
Internationaler Wettbewerb erfordert die Kompensation klimaschutzbedingter Mehrkosten
Schlüsseltechnologien sind derzeit technisch noch nicht vollständig ausgereift
Ausreichende Verfügbarkeit von grünem Strom muss sichergestellt werden
Neue Infrastrukturen für grünen Strom, Wasserstoff und CO_2 sind notwendig
Potenzieller Standortnachteil durch begrenzte inländische Verfügbarkeit von (günstigem) Strom aus Erneuerbaren Energien

Wuppertal Institut, 2019

Technische Lebensdauer von ausgewählten Primärerzeugungsanlagen in den Sektoren Stahl, Chemie und Zement bei Reinvestition im Jahr 2025 Abbildung B.1



Wuppertal Institut, 2019

Daraus folgt, dass bedeutende Schritte in Richtung einer bis etwa 2050 abzuschließenden weitreichenden Transformation der Produktionsprozesse frühzeitig einsetzen sollten, um zukünftig vorzeitige Stilllegungen bestehender Anlagen soweit wie möglich zu vermeiden. Dies gilt umso mehr, als dass ein Großteil der in Deutschland betriebenen Anlagen der Grundstoffindustrie ein hohes Alter aufweist und folglich bereits bis 2030 erhebliche Reinvestitionen anstehen (siehe Abbildung B.2). Für eine optimale Planung des Transformationsprozesses ist die Berücksichtigung der Lebenszyklen der verschiedenen Anlagen der Grundstoffindustrie und eine darauf aufbauende Entwicklung detaillierter Transformationspfade für einzelne Industriebranchen und Standorte von hoher Bedeutung (Bataille et al., 2018).[1]

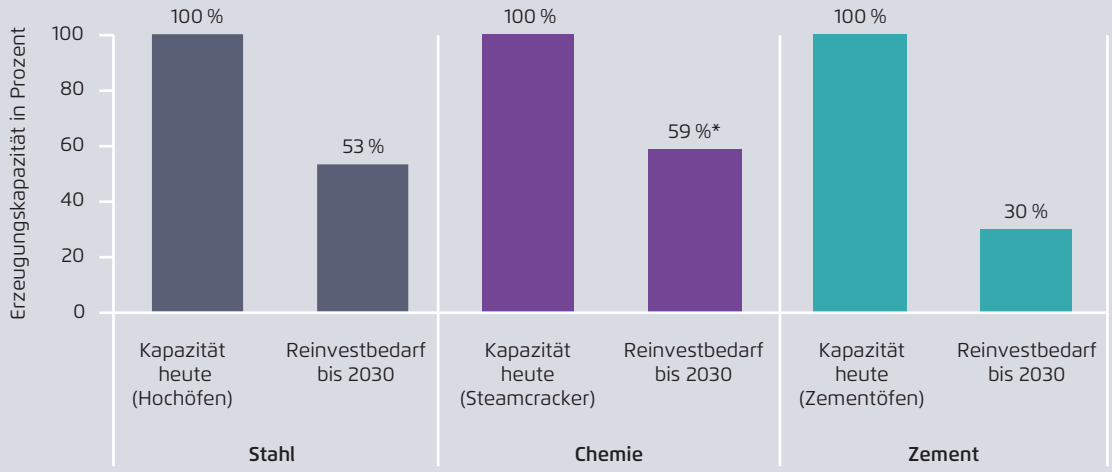
Aufgrund des in einigen Fällen noch bestehenden Entwicklungsbedarfs wichtiger Schlüsseltechnologien sowie der derzeit noch begrenzten Mengen an CO_2-freiem Strom und Wasserstoff können in bestimmten Fällen auch Brückentechnologien sinnvoll sein, um Reinvestitionen in langlebige emissionsintensive Anlagen beziehungsweise Prozesse zu vermeiden. So könnten zum Beispiel bereits in den 2020er-Jahren zur Primärstahlerzeugung vermehrt sogenannte Direktreduktionsanlagen als Ersatz veralteter Hochöfen errichtet werden.[2] Dabei könnten diese Anlagen zunächst mit Erdgas und erst später

1 Einige Stahlhersteller in Deutschland haben in den letzten Jahren bereits konkrete Überlegungen zu entsprechenden Transformationspfaden veröffentlicht (Salzgitter AG, 2019; thyssenkrupp Steel Europe, 2019). Für das Industriecluster Rotterdam wurden zudem kürzlich mehrere Transformationsszenarien erarbeitet, die mit hohem technologischen Detailgrad mehrere mögliche Wege zu einer weitgehenden CO_2-Neutralität des Clusters aufzeigen (Schneider et al., 2019).

2 In Direktreduktionsanlagen kann Wasserstoff anstatt Koks genutzt werden, um das Eisenerz zu reduzieren, es also in Roheisen umzuwandeln. Dieser Prozess wird in den Technologiebeschreibungen in Teil F der vorliegenden Studie näher erläutert.

Reinvestitionsbedarf bis 2030 der Primärerzeugungskapazitäten in Deutschland in den Sektoren Stahl, Chemie und Zement

Abbildung B.2



Wuppertal Institut, 2019

* Steamcracker werden zwar normalerweise kontinuierlich gewartet und modernisiert, sodass sie nicht an einem Zeitpunkt komplett ausgetauscht werden. Dennoch vermitteln die Reinvestitionsbedarfe einen groben Eindruck des Modernisierungsbedarfs an Altanlagen.

mit wachsenden Anteilen von Wasserstoff betrieben werden (siehe Teil F, Stahl). Im Chemiesektor könnten beispielsweise elektrisch betriebene Wärmeerzeugungsanlagen in einer Übergangsphase nur ergänzend zu der verbreiteten erdgasbasierten Wärmeerzeugung eingesetzt werden – zunächst nur zu solchen Zeiten, in denen viel Strom aus Erneuerbaren Energien erzeugt wird und der Börsenstrompreis niedrig ist (siehe Teil F, Chemie).

3.2 Internationaler Wettbewerb erfordert die Kompensation klimaschutzbedingter Mehrkosten

Ein Großteil der deutschen Grundstoffindustrie befindet sich in einem intensiven internationalen Wettbewerb. Dies gilt insbesondere für die chemische Industrie und etwas abgeschwächt auch für die Stahlindustrie. Aufgrund der relativ geringen Transportkosten für Chemieprodukte und der homogenen Eigenschaften von Grundstoffchemikalien hat sich hier ein globaler Wettbewerb entwickelt, in dem der Preis und damit die Produktionskosten von ganz entscheidender Bedeutung sind.[3] Auch die Stahlindustrie verfügt über eine weltweit vereinheitlichte Nomenklatur ihrer Qualitäten und Produktanforderungen, die einen internationalen Handel ermöglicht.

Der daraus resultierende hohe internationale Wettbewerbsdruck in der chemischen Industrie und der Stahlindustrie[4] stellt die Umsetzung von ambitioniertem nationalen Klimaschutz im Industriesektor vor spezifische Herausforderungen. Klimaschutz-

3 In der Stahlindustrie liegen die Transportkosten vergleichsweise höher, außerdem kann über die Sekundärmetallurgie unter Einsatz von entsprechendem *Know-how* ein Qualitätsprodukt erzeugt werden, das weniger starkem Konkurrenzdruck ausgesetzt ist.

4 Als Handelsintensität wird das Verhältnis des Gesamtwertes der Ausfuhren zuzüglich des Wertes der Einfuhren zur Gesamtgröße des Marktes (jährlicher Umsatz plus Gesamteinfuhren) bezeichnet. Sie betrug im Jahr 2016 für die Stahlbranche 74 Prozent und für die chemische Industrie 78 Prozent (EWI/dena, 2019).

maßnahmen, die zukünftig zu relevanten Mehrkosten in der Produktion führen, können – sofern globale Konkurrenten nicht mit ähnlichen Maßnahmen konfrontiert werden – in der Grundstoffindustrie dazu führen, dass die Standorte in Deutschland kurz- bis mittelfristig gefährdet sind und CO_2-Emissionen ins europäische oder außereuropäische Ausland verlagert werden (*Carbon Leakage*).

Wie die Darstellung der Schlüsseltechnologien in Teil F aufzeigt, ist davon auszugehen, dass eine klimaneutrale Herstellung von Grundstoffen – bei Abwesenheit eines ausreichend hohen und international erhobenen CO_2-Preises – auch langfristig mit höheren Kosten für die Unternehmen verbunden sein wird als die Herstellung mit derzeitigen, emissionsintensiven Verfahren. Diese Tatsache schränkt in Verbindung mit der hohen Wettbewerbsintensität das Potenzial von sogenannten *First-mover*-Strategien in der Grundstoffindustrie ein. Das bedeutet, dass Unternehmen, die sich durch einen frühzeitigen Einstieg in klimafreundliche Schlüsseltechnologien und den daraus folgenden Lern- und Skaleneffekten langfristige Kostenvorteile gegenüber der Konkurrenz sichern möchten, für eine solche Strategie wegen der hohen Wettbewerbsintensität kaum Spielraum haben, da sie infolge höherer Produktionskosten bereits kurzfristig stark unter Druck geraten könnten.

Eine Möglichkeit, trotz dieser Problematik eine weitreichende Minderung der THG-Emissionen der Industrie zu erreichen, wäre der Abschluss eines internationalen Vertrags über eine einheitliche Verschärfung der Klimaschutzanforderungen für die Industrie (oder einzelne Industriesektoren). Solange ein solcher Vertrag aber nicht absehbar ist, besteht die alternative Möglichkeit, die deutsche beziehungsweise europäische Industrie bei einer zunächst nur national beziehungsweise europäisch eingeleiteten Transformation gezielt vor internationalen Wettbewerbsnachteilen zu schützen. Entsprechende Rahmenbedingungen würden die höheren Produktionskosten kompensieren und könnten über einen geeigneten Mix verschiedener Politikinstrumente umgesetzt werden. Mögliche Politikinstrumente werden in Teil D dieser Studie ausführlich diskutiert. In Teil E der Studie werden erste Politikempfehlungen abgeleitet.

3.3 Schlüsseltechnologien sind derzeit technisch noch nicht vollständig ausgereift

Viele der für eine klimaneutrale Grundstoffindustrie voraussichtlich benötigten Schlüsseltechnologien – wie beispielsweise Anlagen zur wasserstoffbasierten Stahlerzeugung, elektrische *Steamcracker* oder Zementöfen mit CO_2-Abscheidung – sind gegenwärtig technisch noch nicht vollständig ausgereift beziehungsweise noch nicht großmaßstäblich erprobt. Die technischen Grundlagen sind zwar jeweils verstanden und teilweise existieren auch erste Pilot- oder Demonstrationsanlagen, allerdings kann die fehlende beziehungsweise geringe Verbreitung dieser Technologien und Prozesse ein relevantes Hindernis für Investitionen darstellen. Denn fehlende Erfahrungen mit einer bestimmten Technologie stellen für potenzielle Investoren ein schwer kalkulierbares Risiko dar, das die Herausforderung der höheren Produktionskosten verschärft. Diesem Problem kann die Politik durch eine deutlich verstärkte und zielorientierte Förderung von Forschung und Entwicklung und durch Unterstützung bei der Errichtung erster Pilot- und Demonstrationsanlagen entgegenwirken (siehe Teil D, *grüne Finanzierungsinstrumente*).[5]

Aufgrund der sich durch die erwähnten langen Investitionszyklen der Grundstoffindustrie ergebenden Notwendigkeit, Investitionen in klimafreundliche Technologien und Prozesse innerhalb kurzer Zeit zum Standard zu machen, ist es von großer Bedeutung, dass bereits in den kommen-

5 Neben der Weiterentwicklung und Erprobung einzelner Technologien sollte auch eine ausreichende Erforschung der für eine Transformation der Industrie notwendigen infrastrukturellen, politischen, institutionellen und gesellschaftlichen Anpassungen sichergestellt werden (Wesseling et al., 2017).

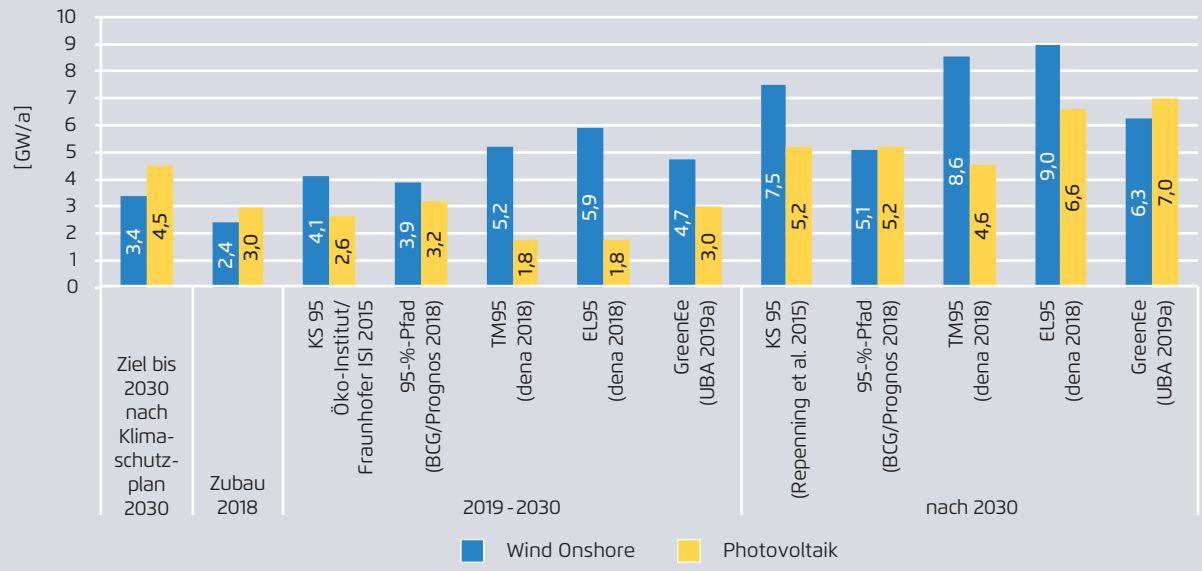
den Jahren eine ausreichend große Zahl an Umsetzungsprojekten in den verschiedenen relevanten Technologiebereichen auf den Weg gebracht werden. Für die Realisierung dieser Projekte sind vor dem Hintergrund der bestehenden Unsicherheiten und des hohen Zeitdrucks angemessene Anreize und eine Förderung der Investitionen wichtig. Auf diese Weise können die erforderlichen Erfahrungen im großmaßstäblichen Einsatz der Technologien gewonnen und somit Unsicherheiten abgebaut sowie die technologische Reife vorangetrieben werden.

3.4 Ausreichende Verfügbarkeit von *grünem* Strom muss sichergestellt werden

Bei vielen der benötigten Schlüsseltechnologien wird der gegenwärtige Einsatz fossiler Energieträger durch die Nutzung von Strom oder Wasserstoff ersetzt. Dieser Strom und Wasserstoff muss zunehmend CO_2-arm und schließlich (weitgehend) CO_2-frei erzeugt werden, um die Vision einer klimaneutralen Grundstoffindustrie Wirklichkeit werden zu lassen. Ein hoher Strombedarf entsteht beispielsweise bei der Umstellung der Dampferzeugung in der Grundstoffindustrie auf Strom (über *Power-to-Heat*-Technologien wie Elektrodenkessel und Hochtemperatur-Wärmepumpen, siehe Teil F) und bei einer Umstellung der gegenwärtigen Primärstahlerzeugung von Hochöfen hin zu Direktreduktionsanlagen (auch DRI-Anlagen genannt), die mit *grünem* Wasserstoff betrieben werden.

Es ist daher von großer Bedeutung für das Gelingen der Transformation der Grundstoffindustrie (wie auch für die Transformation in anderen Sektoren), dass *grüner* Strom und klimafreundlicher Wasserstoff zukünftig in ausreichenden Mengen und zu tragbaren Kosten zur Verfügung stehen werden. Unter anderem erfordert dies einen weiteren deutlichen Ausbau der Kapazitäten zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland in den nächsten Jahren und Jahrzehnten. Vorliegende Klimaschutzszenarien für Deutschland, die bis Mitte des Jahrhunderts eine komplette oder weitgehende Eliminierung der THG-Emissionen des Energie-

Laut Klimaschutzszenarien notwendiger durchschnittlicher jährlicher Bruttozubau von *Onshore*-Windenergieanlagen sowie Photovoltaikanlagen, tatsächlicher Zubau 2018 und derzeitige Ausbauziele der Bundesregierung (in GW) Abbildung B.3



Bundesregierung, 2019d; UBA, 2019b und eigene Berechnungen auf Grundlage der genannten Szenariostudien sowie angenommenen technischen Lebensdauern von 20 (Windenergieanlagen) beziehungsweise 25 Jahren (Photovoltaikanlagen) nach Agora Energiewende, 2016

systems vorsehen, legen nahe, dass gegenüber dem Zubau der letzten Jahre eine deutlich größere Dynamik vor allem bei der Windenergie an Land, längerfristig aber auch bei der Photovoltaik nötig sein wird (siehe Abbildung B.3).

Vorliegende ambitionierte Klimaschutzszenarien sehen gleichzeitig vor, dass ein Teil des zukünftigen Bedarfs an erneuerbar erzeugtem Strom direkt oder indirekt (in Form von Wasserstoff oder synthetischen Energieträgern) aus Regionen mit größeren und günstiger zu erschließenden Erneuerbare-Energien-Potenzialen importiert werden wird (Schmidt et al., 2019; Lechtenböhmer et al., 2019). Um entsprechende Importe in relevanter Größenordnung spätestens ab den 2030er-Jahren zu ermöglichen, bietet es sich an, frühzeitig entsprechende Kooperationen und strategische Partnerschaften mit möglichen Erzeugerländern beziehungsweise -regionen (zum Beispiel Nordafrika, Naher Osten, Südamerika, Australien) über zu errichtende Produktionsanlagen und Infrastrukturen einzugehen und zu entwickeln.

3.5 Neue Infrastrukturen für *grünen* Strom, Wasserstoff und CO_2 sind notwendig

Eine zentrale Herausforderung für die Transformation der Grundstoffindustrie ist die Notwendigkeit, rechtzeitig die für die Schlüsseltechnologien notwendige Infrastruktur zu errichten (Wuppertal Institut, 2018). Die Infrastrukturbedürfnisse sind dabei je nach Schlüsseltechnologie beziehungsweise Klimaschutzstrategie unterschiedlich:

- Neue Technologien, die Strom in großen Mengen direkt nutzen (zum Beispiel Elektrodenkessel, elektrische *Steamcracker* und zusätzliche Elektrolichtbogenöfen in der Stahlerzeugung), werden – abgesehen vom Bedarf an ausreichender Stromerzeugung auf Basis Erneuerbarer Energien – auch Verstärkungen der standortnahen Verteilnetze und möglicherweise auch der Übertragungsnetze erfordern.
- Technologien, die auf große Mengen an Wasserstoff angewiesen sind (zum Beispiel die wasserstoffbasierte Stahlproduktion, die Ammoniaksynthese oder das chemische Recycling über Gasifizierung), werden auf eine Wasserstoff-Pipeline-Infrastruktur angewiesen sein, die große Mengen an Wasserstoff aus Gebieten mit günstigen Erzeugungsbedingungen zu den Nachfragestandorten befördert.[6]
- Schließlich werden Technologien, die auf CO_2-Abscheidung und Speicherung setzen (zum Beispiel an Zementöfen oder potenziell auch bei der Primärstahlerzeugung), eine CO_2-Transportinfrastruktur benötigen, durch die das CO_2 zu geeigneten Speicherorten transportiert wird. Diese Infrastruktur kann aus Pipelines bestehen, oder im Fall von hafennahen Standorten auch aus Terminals und Schiffen für den Weitertransport zu marinen CO_2-Speicherstandorten.

Aufgrund der langen Zeiträume, die in der Regel zwischen ersten Planungen und dem Betriebsbeginn großer Infrastrukturprojekte vergehen, ist es von hoher Dringlichkeit, dass die politische und gesellschaftliche Diskussion über notwendige Infrastrukturen begonnen wird. Zudem sollten Infrastrukturprojekte, deren Notwendigkeit schon jetzt absehbar ist, zeitnah auf den Weg gebracht werden. Länderübergreifende Kooperationen sind für Teile dieser Infrastruktur nötig, insofern sind bereits zeitnahe Abstimmungen mit möglichen europäischen und außereuropäischen Partnerländern (Lieferanten CO_2-freier Energieträger oder Abnehmer von CO_2) erforderlich. Ohne eine ausreichende Sicherheit, dass die benötigte Infrastruktur rechtzeitig und in erforderlichem Umfang errichtet wird, werden auch Investoren nicht in die für Klimaneutralität benötigten Schlüsseltechnologien investie-

6 Alternativ ist auch denkbar, dass der Wasserstoff an den Standorten der industriellen Nachfrage erzeugt wird. In dem Fall entstünde aber ein erheblicher Ausbaubedarf der Übertragungsnetze, da große Mengen an Strom transportiert werden müssten.

ren. Gleichzeitig ist bei der Planung neuer Infrastrukturen eine frühzeitige und enge Einbindung verschiedener gesellschaftlicher Gruppen wichtig, um auf diese Weise potenziellen Konflikten um die Errichtung dieser Infrastrukturen möglichst gut vorzubeugen.

3.6 Potenzieller Standortnachteil durch begrenzte inländische Verfügbarkeit von (günstigem) Strom aus Erneuerbaren Energien

Da eine klimaneutrale Grundstoffindustrie in hohem Maße auf klimaneutralen Strom und Wasserstoff angewiesen sein wird, ergibt sich für die deutsche Grundstoffindustrie die grundsätzliche Herausforderung, dass die Erzeugungskosten dieser Energieträger in einigen Weltregionen deutlich günstiger sind als in Deutschland beziehungsweise Westeuropa (Fasihi et al., 2016; IEA, 2019). Für *grünen* Strom und *grünen* Wasserstoff liegt dies an der stärkeren und stetigeren Verfügbarkeit von Wind und Sonnenstrahlung beispielsweise in Teilen Nordafrikas, Südamerikas, der USA oder Australiens. Eine günstige Erzeugung von *blauem* Wasserstoff ist hingegen auf die Verfügbarkeit von preiswertem Erdgas und gut erschließbaren CO_2-Speicherpotenzialen angewiesen. Auch dies dürfte für einige andere Länder beziehungsweise Weltregionen eher zutreffen als für Deutschland.

Dieser grundsätzliche Standortnachteil ist für küstenferne Standorte besonders ausgeprägt, denn für diese Standorte ist gegenüber Hafenstandorten der Import von gasförmigen oder flüssigen Energieträgern, die auf Erneuerbaren Energien basieren, mit zusätzlichen Infrastrukturkosten verbunden.

Für die bestehenden Standorte der Grundstoffindustrie in Deutschland gilt es, diesen Standortnachteil in den nächsten Jahren und Jahrzehnten durch ein Ausspielen der eigenen Vorteile (zum Beispiel bestehende Anlagen und Infrastrukturen, geschlossene Wertschöpfungsketten, sehr gut ausgebildete Fachkräfte, Nähe zu Nachfrageschwerpunkten) zu kompensieren. Gleichzeitig kann der Nachteil durch eine optimale Nutzung der vorhandenen inländischen Energieträger sowie durch einen sinnvollen und frühzeitigen Ausbau von Importinfrastruktur (siehe Diskussion im nachfolgenden Teil) so klein wie möglich gehalten werden.

4 Chancen einer frühzeitigen und ambitionierten Transformation der Grundstoffindustrie

Sofern die Herausforderungen einer Transformation der deutschen Grundstoffindustrie durch die oben skizzierten Maßnahmen erfolgreich ange-

Übersicht über die zentralen Chancen einer Transformation der Grundstoffindustrie — Tabelle B.2

Chance auf langfristige Technologieführerschaft
Anstoßen von Kostensenkungen erhöht Wahrscheinlichkeit für ambitionierten globalen Klimaschutz
Eine frühzeitige Errichtung von Infrastruktur kann Produktionsstandorte dauerhaft stabilisieren und für weitere Produzenten attraktiv machen
Änderungen der Energieimportnachfrage können nachhaltige Geschäftsmodelle im Ausland unterstützen
Transformation als Chance für die langfristige Sicherung von Arbeitsplätzen

Wuppertal Institut, 2019

gangen werden, bieten sich infolge dessen auch große Chancen für die deutsche Industrie, vor allem den deutschen Anlagenbau. Zum einen würde eine ambitionierte Transformation der deutschen Grundstoffindustrie einen wichtigen Beitrag zum Erreichen der deutschen Klimaschutzziele leisten, zum anderen ergeben sich weiterreichende Chancen für die deutsche Industrie und die globale Transformation.

4.1 Chance auf langfristige Technologieführerschaft

Ein frühzeitiger Einstieg in die für eine Klimaneutralität benötigten Schlüsseltechnologien würde der deutschen Grundstoffindustrie (sowie dem entsprechenden Maschinen- und Anlagenbau, siehe unten) die Möglichkeit bieten, in deren Entwicklung und Einsatz eine Vorreiterrolle und in der Folge die Marktführerschaft zu übernehmen. Es ist davon auszugehen, dass diese Technologien aufgrund eines wachsenden Klimaschutzdrucks früher oder später auch in anderen Ländern beziehungsweise Weltregionen zum Einsatz kommen werden. Bereits heute sind auch andere Länder wie insbesondere Schweden und die Niederlande in einigen der hier angeführten Technologiebereich aktiv. Dennoch hätten die deutsche Grundstoffindustrie und der Anlagenbau noch die Möglichkeit, durch einen zeitlichen Vorsprung in der Nutzung über Lerneffekte bereits frühzeitig Kostensenkungen und somit Wettbewerbsvorteile zu erzielen.

Ein frühzeitiger Einstieg in die Schlüsseltechnologien für eine klimaneutrale Industrieproduktion böte besonders erhebliche Chancen für den Maschinen- und Anlagenbau in Deutschland. Auch dieser könnte in einem zukünftig voraussichtlich dynamisch wachsenden internationalen Markt von den Lerneffekten profitieren, die sich aus frühzeitigen Investitionen in Deutschland ergeben würden. Für eine solche Technologieführerschaft bringt der deutsche Maschinen- und Anlagenbau aufgrund seiner hervorragenden Wettbewerbsfähigkeit auf internationalen Märkten beste Voraussetzungen mit.[7] Ein frühzeitiger Einstieg in diese Technologien im Heimatmarkt Deutschland würde die Chancen stark erhöhen, dass der Maschinen- und Anlagenbau auch in diesem zukünftig stark wachsenden internationalen Markt eine bedeutende Rolle einnehmen wird und somit auch für inländische Wertschöpfung und eine Vielzahl hochwertiger Arbeitsplätze sorgen wird. Deutschland könnte so seine bereits gegenwärtig bestehende führende internationale Rolle beim Export von potenziellen Umwelt- und Klimaschutzgütern (UBA, 2017) weiter stärken.

Des Weiteren kann ein frühzeitiger Einstieg in die klimafreundlichen Schlüsseltechnologien aus Sicht der deutschen Grundstoffindustrie auch als ein Beitrag zur Minimierung zukünftiger Regulierungsrisiken gesehen werden. So ist nicht auszuschließen, dass zukünftig einzelne Länder beziehungsweise Weltregionen den Import von emissionsintensiv erzeugten Grundstoffen verbieten oder verteuern werden. Ein frühzeitiger Einstieg in die Schlüsseltechnologien kann diesem Regulierungsrisiko entgegenwirken.

4.2 Anstoßen von Kostensenkungen erhöht Wahrscheinlichkeit für ambitionierten globalen Klimaschutz

Zwar beträgt der Anteil der deutschen Industrie an den globalen industriellen CO_2-Emissionen nur rund drei Prozent (UBA, 2019a; IEA, 2019), jedoch könnte ein frühzeitiger Einstieg Deutschlands in klimaschonende Schlüsseltechnologien einen positiven Einfluss auf den globalen Klimaschutz im Industriesektor haben, der deutlich über die direkten Minderungsbeiträge hinausgeht. So würden frühzeitige Investitionen in Pilot- und Demonstrationsanlagen wie auch kommerzielle Anlagen dazu führen, dass die mit neuen Technologien und Prozessen verbundenen Unsicherheiten abgebaut und Lerneffekte realisiert werden. Das könnte dazu beitragen, die Investitions- und Betriebskosten für die Errichtung

7 Die Exportquote des Maschinen- und Anlagenbaus lag im Jahr 2017 bei 78 Prozent (BMWi, 2019b).

ähnlicher Anlagen im Ausland zu senken, was wiederum ein schnelles Nachziehen anderer Länder und Regionen wahrscheinlicher macht. Falls im Ausland dann entsprechend geeignete regulatorische Rahmenbedingungen geschaffen werden, entstünde für weltweit agierende deutsche Unternehmen die Möglichkeit, ihre globale Marktposition zu stärken und durch ihre Technologien weit über Deutschland hinaus zu signifikanten THG-Minderungen beizutragen. Ähnliche positive Effekte auf den internationalen Klimaschutz haben sich bereits durch die in den letzten zwei bis drei Jahrzehnten in Deutschland erfolgte frühzeitige und intensive Förderung beziehungsweise Markteinführung von Technologien zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien ergeben (Buchholz et al., 2019).

Nicht zuletzt würden ein schneller Einstieg in die Transformation der industriellen Produktion und damit einhergehende Senkungen der CO_2-Emissionen die Glaubwürdigkeit Deutschlands im internationalen Klimaschutz stärken. Aus einer solchen Rolle heraus kann es leichter fallen, andere Länder in internationalen Klimaschutzverhandlungen mitzuziehen.

4.3 Eine frühzeitige Errichtung von Infrastruktur kann Produktionsstandorte dauerhaft stabilisieren und für weitere Produzenten attraktiv machen

Eine frühzeitige Umsetzung von Infrastrukturprojekten für eine Transformation zu einer klimaneutralen Grundstoffindustrie und eine gleichzeitig klare und glaubhafte längerfristige Perspektive für den weiteren Infrastrukturausbau können im Hinblick auf die zukünftige industrielle Produktion einen gewichtigen Standortvorteil für Deutschland bedeuten. Ein entsprechender Infrastrukturausbau könnte auf diese Weise bestehende Standorte zukunftssicher machen und gleichzeitig neue Produzenten der Grundstoffindustrie oder auch Unternehmen der nachgelagerten Wertschöpfungsketten anlocken.

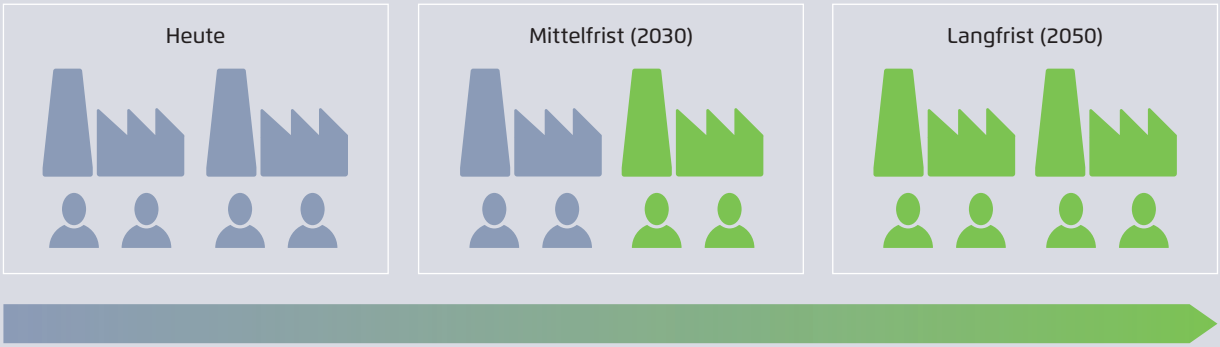
Kann sich beispielsweise die Stahlindustrie sicher sein, dass sie in Zukunft an ihren derzeitigen deutschen Standorten der Primärstahlerzeugung Wasserstoff in ausreichender Menge und zu wettbewerbsfähigen Kosten beziehen kann, so wird sie voraussichtlich deutlich eher bereit sein, neue Direktreduktionsanlagen zur Nutzung von Wasserstoff an bestehenden Standorten zu errichten. Ähnlich erhöht sich die Wahrscheinlichkeit, dass sich die Betreiber von Zementwerken in der Lage sehen, in Anlagen zur CO_2-Abscheidung zu investieren, wenn sie sicher sein können, dass angemessene Rahmenbedingungen die zügige Errichtung einer CO_2-Transport- und Speicherinfrastruktur ermöglichen.

Die ersten Schritte des Aufbaus von Infrastruktur für eine klimaneutrale Grundstoffindustrie sollten daher möglichst zeitnah erfolgen und sich auf diejenigen Regionen konzentrieren, in denen aufgrund der gegenwärtigen Industriestruktur und der Absichtserklärungen vorhandener Unternehmen bereits im Laufe der 2020er-Jahre eine relevante Nachfrage (zum Beispiel nach Wasserstoff) entstehen könnte (Lechtenböhmer et al., 2019).

4.4 Änderungen der Energieimportnachfrage können nachhaltige Geschäftsmodelle im Ausland unterstützen

Eine zukünftige klimaneutrale Grundstoffindustrie wird aller Voraussicht nach einen Teil ihres erheblichen Bedarfs an Strom aus Erneuerbaren Energien, Wasserstoff und/oder synthetischen Energieträgern über Importe aus dem Ausland decken. Eine frühzeitige Transformation der Grundstoffindustrie in Deutschland und einhergehende Kooperationen mit möglichen künftigen Energie- und Rohstofflieferländern können dazu beitragen, im Ausland nachhaltige Geschäftsmodelle mit der Erzeugung und gegebenenfalls auch Verarbeitung CO_2-frei erzeugter Energieträger aufzubauen. Solche ersten Projekte können einen wichtigen Impuls setzen, damit sich im Laufe der nächsten Jahrzehnte ein Weltmarkt für klimaneutrale Energieträger entwickelt, der die Transformation der Industrie- und Energiesysteme

Transformation eines Unternehmens der Grundstoffindustrie zur klimaneutralen Produktion (indikative Darstellung) Abbildung B.4



Agora Energiewende, 2019

weltweit erleichtern und kostengünstiger machen könnte (Schmidt et al., 2019). Viele potenzielle Lieferländer beziehungsweise -regionen (zum Beispiel Nordafrika, der Nahe Osten, Südamerika, Russland oder auch Australien) sind zudem heute in hohem Maße wirtschaftlich abhängig von dem Export fossiler Energieträger. Ihren Ökonomien kann durch die Nachfrage nach klimaneutralen Energieträgern eine alternative und nachhaltige Perspektive gegeben werden.

4.5 Transformation als Chance für die langfristige Sicherung von Arbeitsplätzen

Derzeit besteht die Chance, die Transformation der Industrie in den bestehenden Unternehmen und (zu großen Teilen) an den bestehenden Standorten zu bewerkstelligen. Darin unterscheidet sich die Industrietransformation grundlegend von Umwälzungen in anderen Branchen, wie zum Beispiel in der Energiewirtschaft.

Wie in Abschnitt 3.1 gezeigt, drängt die Zeit aufgrund der anstehendenden Investitionszyklen. Die deutsche Industrie hat jetzt die Chance, mit mutigen Schritten die Grundlage für zukunftsfähige, gutbezahlte Industriearbeitsplätze und eine Technologieführerschaft in Deutschland zu legen. Sollte beim anstehenden Reinvestitionszyklus jedoch wieder ausschließlich in konventionelle Technologien investiert werden, drohen langfristig frühzeitige Schließungen von Produktionsstätten, hohe Kosten für Unternehmen und damit verbundene Arbeitsplatzverluste.

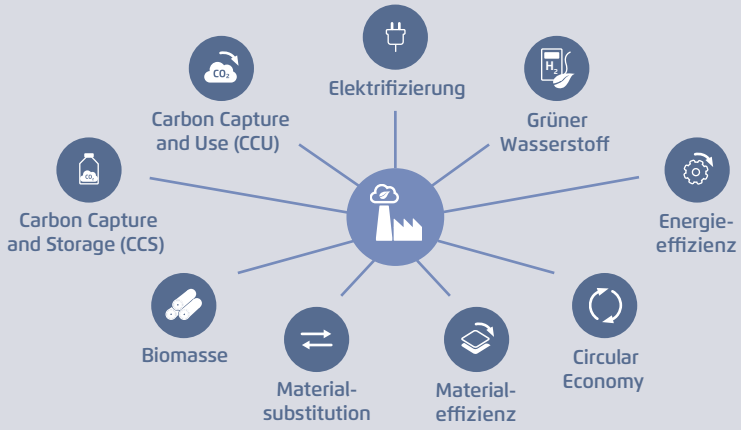
5 Strategien für die Transformation zu einer klimaneutralen Grundstoffindustrie

Für die Transformation zu einer klimaneutralen Grundstoffindustrie gibt es eine Vielzahl von Strategien. Dabei wird eine Kombination aus mehreren oder allen CO_2-Minderungsstrategien für eine klimaneutrale Grundstoffindustrie benötigt werden (siehe Abbildung B.5).

5.1 Elektrifizierung

Bei der Strategie der Elektrifizierung wird der Einsatz fossiler Energieträger durch den (direkten) Einsatz von Strom ersetzt. Sofern dieser Strom aus CO_2-armer beziehungsweise CO_2-freier Erzeugung stammt, können die CO_2-Emissionen dadurch deutlich gesenkt beziehungsweise komplett vermieden werden. Aufgrund des hohen Ausbaupotenzials – sowohl in Deutschland als auch weltweit – und der inzwischen niedrigen Stromgestehungskos-

Strategien für die Transformation zu einer klimaneutralen Industrie — Abbildung B.5



Agora Energiewende, 2019

ten verschiedener Erneuerbarer-Energien-Anlagen wird dieser Strategie für alle Endenergiesektoren eine große Bedeutung beigemessen. So steigt in verschiedenen vorliegenden Klimaschutzszenarien für Deutschland, die eine Minderung der Treibhausgasemissionen um 95 Prozent bis zum Jahr 2050 (gegenüber 1990) vorsehen, der Anteil von Strom am gesamten Endenergieverbrauch von 20 Prozent im Jahr 2017 (AG Energiebilanzen, 2018) auf 34 bis 63 Prozent im Jahr 2050 (UBA, 2019a; BDI/BCG, Prognos, 2018; dena, 2018; Öko-Institut/Fraunhofer ISI, 2015).

Elektrifizierung wird in der öffentlichen Diskussion derzeit vor allem im Verkehrssektor (Stichwort Elektroautos) und bei der Raumwärmebereitstellung in Gebäuden über Wärmepumpen diskutiert. Die Elektrifizierung eröffnet aber auch im Industriesektor bedeutende CO_2-Minderungspotenziale (Lechtenböhmer et al., 2016; Schneider et al., 2018). Branchenübergreifend und nicht zuletzt in der chemischen Industrie kann grundsätzlich die derzeit fast ausschließlich auf Basis fossiler Energieträger beruhende Erzeugung von Nieder- bis Hochtemperaturwärme größtenteils auf den Einsatz von Strom über sogenannte *Power-to-Heat*-Anlagen umgestellt werden. Sowohl Elektro- beziehungsweise Elektrodenkessel als auch Hochtemperaturwärmepumpen kommen hierfür infrage. Spezielle Anlagen wie elektrische *Steamcracker* und elektrifizierte Kalzinatoren könnten zukünftig zum Einsatz kommen, um den Hochtemperaturwärmebedarf in den *Steamcrackern* der Raffinerien und der Grundstoffchemie beziehungsweise bei der Zementherstellung über Strom bereitzustellen.

Zu den Vorteilen einer Elektrifizierungsstrategie in der Grundstoffindustrie zählt der hohe Gesamtwirkungsgrad von *Power-to-Heat*-Anlagen. Dies gilt insbesondere für den Einsatz von Hochtemperaturwärmepumpen, die verfügbare Abwärme nutzen. Aber auch andere *Power-to-Heat*-Technologien haben im Vergleich zur alternativen Anwendung von Wasserstoff (dessen Erzeugung mit Umwandlungsverlusten verbunden ist) hohe Gesamtwirkungsgrade. Zudem ermöglicht der Einsatz von Strom in einigen Anwendungen eine präzisere Wärmebereitstellung gegenüber Verbrennungsprozessen und kann auch auf diese Weise zu Effizienzgewinnen beitragen. Elektro- beziehungsweise Elektrodenkessel haben darüber hinaus den Vorteil niedriger Investitionskosten, durch die ein (zunächst) bivalenter Einsatz, das heißt ein komplementärer Einsatz zusätzlich zu bestehenden konventionellen Anlagen (zum Beispiel KWK-Anlagen der chemischen Industrie), zu vergleichsweise niedrigen

Kosten realisierbar ist. Dies erleichtert den Markteintritt dieser Technologie und kann zudem durch die anpassbare Fahrweise eine für das Stromsystem hilfreiche Flexibilitätsoption zur Integration fluktuierender Erneuerbarer Energien darstellen. Die wesentliche technologische Herausforderung einer breit angelegten Elektrifizierungsstrategie ist der dadurch entstehende erhebliche Mehrbedarf an klimafreundlich erzeugtem Strom, der einen ausreichend schnellen Ausbau der Erneuerbare-Energien-Kapazitäten erfordert.

5.2 Grüner Wasserstoff

THG-neutraler Wasserstoff wird für eine klimaneutrale Grundstoffindustrie eine bedeutende Rolle spielen (Lechtenböhmer et al., 2019). Der Einsatz von *grünem* Wasserstoff zur Erzeugung von Wärme kann trotz der gegenüber der direkten Nutzung von Strom verbundenen Wirkungsgradverluste in bestimmten Produktionsprozessen für das Erreichen einer klimaneutralen Grundstoffindustrie sinnvoll beziehungsweise notwendig sein. Dies gilt insbesondere für die wasserstoffbasierte Stahlerzeugung in sogenannten Direktreduktionsanlagen. Des Weiteren könnte zukünftig in der chemischen Industrie Wasserstoff als *Feedstock* in größerem Umfang benötigt werden, insbesondere wenn die emissionsintensive Olefin- und Aromatenproduktion in *Steamcrackern* durch alternative Verfahren auf Basis von Methanol abgelöst werden soll. Auch ein mögliches chemisches Recycling von Teilen des Kunststoffaufkommens über Gasifizierung würde bedeutende Mengen an Wasserstoff als *Feedstock* erfordern.

Ein Vorteil der Wasserstoffstrategie besteht in ihrer Flexibilität: Der benötigte Wasserstoff kann zunächst zwar inländisch erzeugt werden, wird mittel- bis langfristig infolge eines starken Anstiegs des Bedarfs aber voraussichtlich (größtenteils) importiert werden. Sofern es hierfür eine gesellschaftliche Akzeptanz gibt, kann der Wasserstoff zudem zunächst auch aus *blauer* Erzeugung stammen, das heißt auf Basis von Erdgas unter Anwendung von CO_2-Abscheidung und -Speicherung.[8] Im Fall der Direktreduktionsanlagen zur Stahlerzeugung besteht ein Flexibilitätsvorteil darin, dass diese Anlagen relativ kurzfristig als Ersatz älterer Hochöfen zugebaut werden können und bei zunächst noch relativ geringer Wasserstoffverfügbarkeit zu Beginn noch mit hohen – im Zeitverlauf jedoch sinkenden – Erdgasanteilen betrieben werden könnten.

Eine durch den absehbaren Bedarf an Wasserstoff in der Grundstoffindustrie entstehende Dynamik, die Investitionen in Wasserstofferzeugung und -infrastruktur anreizt, könnte zudem auch anderen Sektoren, insbesondere dem Verkehrssektor (hier vor allem dem Schiffs- und Schwerlasttransport) helfen, ihre Minderungspotenziale zu realisieren. Eine entsprechende Wasserstoffinfrastruktur könnte außerdem die Stabilisierung der Stromversorgung erleichtern beziehungsweise günstiger machen (LBST, 2019). So könnten beispielsweise Elektrolyseure im Norden Deutschlands potenzielle Abnehmer von großen Mengen an Windstrom werden und den Wasserstoff in die Zentren der Grundstoffindustrie transportieren.

Wesentliche Nachteile der Wasserstoffstrategie sind die derzeit gegenüber fossilen Energieträgern deutlich höheren Bereitstellungskosten sowie die Abhängigkeit von neuen Infrastrukturen, um große Mengen Wasserstoff an wichtigen Industriestandorten verfügbar zu machen. Die elektrolytische Wasserstofferzeugung benötigt außerdem große Mengen an Strom.

5.3 CO_2-Abscheidung und -Speicherung (*Carbon Capture and Storage*, CCS)

Bei der CCS-Strategie wird nicht auf einen Wechsel der Energieträger hin zu (potenziell) CO_2-freien Energieträgern wie Strom oder Wasserstoff gesetzt, sondern auf eine Abscheidung und dauerhafte Spei-

8 Die Methanpyrolyse ist eine weitere Alternative für eine klimafreundliche Wasserstoffproduktion. Hierbei wird aus Methan (CH_4) Wasserstoff (H_2) und fester Kohlenstoff (C) hergestellt.

cherung von energetischen oder prozessbedingten CO_2-Emissionen (zum Beispiel in leeren Gasfeldern oder salinen Aquiferen in der Nordsee). Grundsätzlich kann die CCS-Technologie in verschiedenen Anlagen der Industrie genutzt werden. In Hinblick auf Wirtschaftlichkeit und Infrastrukturaufwand sind besonders diejenigen Industrieanlagen für eine Nutzung von CCS geeignet, in denen relativ große Mengen an CO_2 in hoher Konzentration entstehen. Hierzu zählen insbesondere die Standorte der Primärstahlerzeugung[9] sowie die Dampfreformer zur Erzeugung von Wasserstoff auf Erdgasbasis. Auch die *Steamcracker* der Chemieindustrie sowie größere Anlagen der Industrie zur Strom- und Wärmeerzeugung wie KWK-Kraftwerke sind bedeutende Punktquellen für CO_2-Emissionen und kommen daher grundsätzlich für den Einsatz von CCS infrage, allerdings ist in diesen Fällen die CO_2-Konzentration im Abgas vergleichsweise niedrig.

Für all diese genannten Verfahren gibt es jedoch auch alternative Verfahren, die es ermöglichen, über eine direkte Elektrifizierung oder den Einsatz von *grünem* Wasserstoff zukünftig weitgehend klimaneutral Stahl, chemische Grundstoffe oder CO_2-frei erzeugten Strom und Wärme zu produzieren (siehe Teil B Abschnitt 5.1 und 5.2).

Aufgrund der aus heutiger Sicht noch nicht ausreichend ausgereiften und getesteten Alternativen für eine weitgehende CO_2-Vermeidung durch andere Verfahren könnten CCS-Verfahren jedoch zukünftig insbesondere bei der Zementherstellung benötigt werden. Da Zementwerke im Vergleich zu anderen Industrieanlagen deutlich kleiner und oftmals in direkter Nähe der Abbaugebiete von Kalkstein und Ton lokalisiert sind, entstehen hier jedoch vergleichsweise hohe Abtrennungskosten sowie aus heutiger Sicht ein Bedarf an räumlich verzweigter Infrastruktur bis in den ländlichen Raum für den Abtransport des CO_2. Alternativ könnten jedoch möglicherweise auch dezentrale, lokalräumige Lagerstätten genutzt werden, die bisher nicht im Fokus von Untersuchungen zu potenziellen CO_2-Speicherstandorten lagen (siehe Ausführungen unten zu sicheren CO_2-Lagerstätten).

Insgesamt existieren zur möglichen zukünftigen Rolle der CCS-Technologie in der Grundstoffindustrie in Deutschland voneinander abweichende Vorstellungen. In dem 95-Prozent-Minderungsszenario der Studie *Klimapfade für Deutschland* (BDI/BCG, Prognos 2018) ist CCS die zentrale Klimaschutzstrategie für verschiedene Branchen der Grundstoffindustrie. Insgesamt wird in diesem Szenario im Jahr 2050 mit 93 Millionen Tonnen eine Menge abgetrennt, die mehr als der Hälfte der gegenwärtigen jährlichen CO_2-Emissionen der deutschen Industrie entspricht. Andere ähnlich ambitionierte Szenarien setzen im Industriesektor dagegen stärker auf alternative CO_2-Minderungsstrategien und sehen für CCS einen deutlich geringeren Minderungsbeitrag vor (dena, 2018; Abtrennung von 16 Millionen Tonnen im Jahr 2050) beziehungsweise halten die Technologie sogar für gänzlich verzichtbar (UBA, 2019a).

Die Vorteile der CCS-Strategie liegen in den – nach derzeitigen Abschätzungen – vergleichsweise niedrigen CO_2-Vermeidungskosten[10] (siehe Tech-

9 Bei der Primärstahlerzeugung wäre für die Verwendung von CCS ein Wechsel vom konventionellen Hochofenverfahren zum sogenannten HIsarna®-Verfahren sinnvoll (siehe Technologiebeschreibung in Teil F). Ein solcher Wechsel würde geringere Abscheidekosten und höhere Abscheideraten ermöglichen.

10 Bei der Berechnung der CO_2-Vermeidungskosten von CCS-Technologien wird davon ausgegangen, dass es bei CO_2-Speichern nicht zu Leckagen kommt. Sollte es jedoch bei der Speicherung früher oder später zu einem Entweichen von CO_2 in relevantem Maße kommen, würden die Vermeidungskosten deutlich höher liegen. Sollte das für die CO_2-Emissionen ursprünglich verantwortliche Unternehmen zum Zeitpunkt der (bemerkten) Leckage nicht mehr existieren oder sollte es an einer angemessenen rechtlichen Haftungsregelung fehlen, so würde letztlich die Allgemeinheit die Kosten dieser CO_2-Emissionen tragen. So ist nach dem deutschen CCS-Gesetz (Kohlendioxid-Speicherungsgesetz, KSpG) vorgesehen, dass die Haftung zehn Jahre nach Schließung einer CO_2-Lagerstätte auf die öffentliche Hand übergeht.

nologiebeschreibungen in Teil F) und dem geringen Bedarf an *grünem* Strom. Darüber hinaus ist keine weitreichende Änderung bestehender Produktionsprozesse notwendig. Das kann kurz- bis mittelfristig ein Vorteil sein, birgt aber auch das Risiko, die Entwicklung neuer innovativer alternativer Schlüsseltechnologien weniger konsequent zu verfolgen.

Problematisch ist zudem, dass aus heutiger Sicht die Abscheideraten des CO_2 absehbar nicht 100 Prozent erreichen werden (siehe Teil F)[11], und die Restemissionen somit anderweitig kompensiert werden müssten. Der Einsatz fossiler Energieträger verursacht weiterhin während der Förderung (zum Beispiel Methanschlupf bei *Fracking*-Gas) und beim Transport Treibhausgasemissionen und zudem auch regional wirksame Schadstoffemissionen. Weitere CO_2-Emissionen können durch die für die Abscheide-, Transport- und Speicherprozesse zusätzlich benötigte Energie entstehen. Insgesamt muss bei der Analyse der CO_2-Minderung der CCS-Technologie daher immer die Abscheidung inklusive der vor- und nachgelagerten Prozessschritte berücksichtigt werden.

Unabhängig von den oben diskutierten Punkten besteht aus heutiger Sicht im Hinblick auf die CCS-Strategie die größte Unsicherheit bei der Frage nach der zukünftigen gesellschaftlichen Akzeptanz für einen großflächigen Einsatz der CCS-Technologie.[12] Da die Rolle von CCS für den Zementsektor noch nicht abschließend geklärt ist, CCS-Technologien aber möglicherweise eine relevante Option für weitreichende THG-Minderungen bieten und auch in anderen Branchen der Grundstoffindustrie eine Rolle spielen können, sollten sie zumindest in Demonstrationsprojekten weiter erforscht werden. Gleichzeitig sind ihre Chancen und treibenden Kräfte, aber auch Hemmnisse und Barrieren unter breiter gesellschaftlicher Beteiligung zu analysieren und diskutieren. Dabei sollten insbesondere folgende Sachverhalte berücksichtigt werden:

→ **Dimension der CCS-Strategie:** Wie hoch der Bedarf an CCS im Gesamtkontext einer klimaneutralen Industrie ist, hat potenziell erhebliche Auswirkungen auf die Dimensionierung der CCS-Infrastruktur und damit verbunden die gesellschaftliche Akzeptanz. Die Dimensionierung beeinflusst ebenfalls die Kosten der CCS-Infrastruktur. Denn auf der einen Seite steigen durch den Aufbau einer weitreichenden CCS-Infrastruktur zunächst die Kosten, auf der anderen Seite wäre eine hohe Auslastung einer CCS-Infrastruktur voraussichtlich – bezogen auf eine Einheit CO_2 – kostensenkend. Zudem könnte die Frage, ob und wann eine CCS-Infrastruktur verfügbar ist, Reinvestitionsentscheidungen in den Grundstoffindustrien beeinflussen. Im Stahl- und Chemiesektor gibt es alternative Verfahren, die es ermöglichen, über eine direkte Elektrifizierung oder den Einsatz von *grünem* Wasserstoff zukünftig weitgehend klimaneutral Stahl und chemische Grundstoffe zu produzieren. Der Einsatz von CCS ist in diesen Bereichen also technisch nicht unbedingt notwendig. Im Zementsektor jedoch ist CCS aus heutiger Sicht die einzige Strategie mit einem vergleichsweise fortgeschrittenen Technologieentwick-

11 Selbst wenn in manchen Prozessen technisch-physikalisch Abscheideraten von 100 Prozent grundsätzlich möglich sein könnten, ist eine Abscheidung der letzten Prozentpunkte oft mit erheblich höheren Kosten verbunden.

12 Bereits vor etwa einem Jahrzehnt wurde dieses Akzeptanzproblem in Deutschland offensichtlich, als die Nutzung von CCS-Technologie für Kohlekraftwerke diskutiert wurde. Eine groß angelegte Experimentalstudie von Dütschke et al. (2016) zeigte zumindest für Deutschland, dass sich die negative Akzeptanz von CCS nur leicht verbessert, wenn als CO_2-Quelle eine industrielle Anlage anstatt eines Kohlekraftwerks diskutiert wurde. Für den Einsatz von CCS in Industrieanlagen, für die im Gegensatz zu Kohlekraftwerken teilweise keine alternativen Minderungsstrategien existieren, muss politisch um eine höhere gesellschaftliche Akzeptanz geworben werden.

lungsgrad, die weitreichende CO_2-Minderungen verspricht.[13] Falls daher eine CCS-Infrastruktur aufgebaut wird, könnte CCS auch als Brückentechnologie an bestimmten Standorten im Stahl- und Chemiesektor (zum Beispiel als *End-of-Pipe*-Lösung für bereits bestehende Anlagen) sowie speziell für die Produktion von *blauem* Wasserstoff eine Rolle spielen. Im Stromsektor stellt die CCS-Technologie keine notwendige und sinnvolle Alternative dar.

- **Zeitliche und finanzielle Dimension einer CCS-Strategie:** Bei der Umsetzung der CCS-Strategie müssen das benötigte Zusammenspiel von CO_2-Abtrennung, Verdichtung, Transport und Speicherung sowie die zum Teil langen Planungszeiträume berücksichtigt werden. Auch partizipative Verfahren mit Einbeziehung relevanter Akteure sind langwierige Verfahren. Zudem gleicht keine CO_2-Lagerstätte einer anderen, sodass jeweils mehrjährige Einzelfallerkundungen durchgeführt werden müssen. Es muss daher durch systemanalytische Studien sorgfältig abgeschätzt werden, bis wann die komplette CCS-Kette umgesetzt werden kann und wie weit im gleichen Zeitraum alternative Verfahren entwickelt sein könnten. Dies gilt ebenso für die sorgfältige Abwägung der finanziellen Auswirkungen, da sich Investitionen erst über eine längere Nutzungsdauer amortisieren, was einem Einsatz als Brückentechnologie möglicherweise zuwiderläuft.
- **Negative Emissionen durch BECCS:** Analysen des Weltklimarats (IPCC) zeigen, dass ein Beitrag von negativen Emissionen durch BECCS[14], das heißt das Entziehen von CO_2 aus der Atmosphäre durch nachhaltig angebaute Biomasse mit anschließender Verbrennung, CO_2-Abscheidung und Speicherung, für ein Erreichen der im Pariser Abkommen vereinbarten internationalen Klimaziele notwendig sein könnte (IPCC, 2018). Dies kann nur gelingen, wenn zum einen die Technologien zur CO_2-Abscheidung vollständig entwickelt und zur Marktreife gebracht wurden und zum anderen eine entsprechende CO_2-Infrastruktur und sichere CO_2-Speicher existieren. Eine mögliche Anwendung wäre beispielsweise die Nutzung von Biomasse in den Öfen der Zementindustrie mit anschließender CO_2-Abscheidung und Speicherung. Aus klimapolitischer Sicht erscheint es daher sinnvoll, diese Technologie im nationalen wie auch im internationalen Kontext voranzubringen.
- **Sichere CO_2-Lagerstätten:** Die unterirdische Speicherung von CO_2 erfordert sichere CO_2-Lagerstätten. Dabei kann grundsätzlich zwischen *Offshore*-Lagerstätten beispielsweise in leeren Öl- und Gasfeldern in der Nordsee sowie *Onshore*-Lagerstätten unterschieden werden. Aus heutiger Perspektive erscheint in Deutschland eine weitreichende gesellschaftliche Akzeptanz der *Onshore*-Lagerung von CO_2 kaum realistisch. Für die *Offshore*-Lagerung könnte die Akzeptanz eventuell größer sein. Insbesondere Norwegen, die Niederlande und Großbritannien erforschen seit Jahren die Lagerung von CO_2 in der Nordsee und wären potenzielle Abnehmer von CO_2 aus Industrieprozessen. Konkrete Projekte wie *Northern Lights*, *Acron* und *Porthos* arbeiten an der Umsetzung der kommerziellen CO_2-Speicherung und wollen spätestens Mitte der 2020er-Jahre die Speicherung aufnehmen.[15] Zu prüfen wären je-

13 Neben CCS könnten für den Zementsektor mittel- bis langfristig Zement- und Betonrecycling zum Beispiel durch die *Smartcrusher*-Technologie (Bakker et al., 2015) sowie die Rekarbonatisierung von Bauabbrüchen (siehe Box Rekarbonatisierung von Bauabbrüchen) wichtige Maßnahmen darstellen. Diese befinden sich allerdings noch in einem frühen Stadium der Technologieentwicklung, daher sollte CCS als Strategieoption weiterhin verfolgt werden.

14 BECCS steht für *Bio Energy with Carbon Capture and Storage*. Neben dieser Option gibt es auch die Möglichkeit, durch Luftzerlegung in sogenannten *Direct-Air-Capture*-Anlagen CO_2 aus der Atmosphäre zu entziehen.

15 In dem Projekt *Northern Lights* arbeitet ein Konsortium aus Equinor, Shell und Total an der Erschließung eines CO_2-Speichers vor der Westküste Norwegens. Nach derzeitigen Planungen sollen bei ausreichend guten Rahmenbedingungen der Betrieb des Speichers Mitte der

doch auch kleinere, lokalräumige CO_2-Lagerstätten in der Nähe industrieller Anlagen, da für die relativ kleinen Mengen an CO_2 aus der Industrie andere Speichermechanismen (residuale Bindung und Lösung im Formationswasser) genutzt werden können als bei den erheblich größeren Mengen von CO_2, wie sie im Zusammenhang mit CCS an Kohlekraftwerken diskutiert wurden. Dies erfordert eine Neubewertung der Lagerstättenpotenziale in den Industrieregionen, da diese im Rahmen der Diskussionen um CCS für Kraftwerke nicht betrachtet wurden. Die Vermeidung einer umfangreichen Transportstruktur, gerade für CO_2 aus Zementfabriken im ländlichen Raum, könnte die Akzeptanz von industriellem CCS erheblich erhöhen, insbesondere wenn die Speicherung mit allen relevanten Akteuren im Umfeld industrieller Anlagen diskutiert und geplant würde.

- **Art der Infrastruktur:** Neben der Frage nach den CO_2-Lagerstätten spielt die Frage nach der Art einer CCS-Infrastruktur im Hinblick auf die Kosten und die gesellschaftliche Akzeptanz eine große Rolle. Auf der einen Seite wäre es möglich, das CO_2 ausschließlich über Binnenschiffe oder Bahnen zu Seehäfen wie Rotterdam und gegebenenfalls Emden und Bremerhaven zu transportieren, von wo es zu den Offshore-Speichern transportiert würde (Bellona, 2018). Auf den Bau einer flächendeckenden CO_2-Pipeline-Infrastruktur könnte dann verzichtet werden. Auf der anderen Seite gibt es die Option, eine weitreichende CO_2-Pipelineinfrastruktur aufzubauen. Diese Option wäre bei größeren Mengen CO_2 wirtschaftlicher und könnte es ermöglichen, auch die Zementwerke im ländlichen Raum an eine CCS-Infrastruktur anzuschließen.
- **CO_2-Transport und Speicherinfrastruktur als öffentliches europäisches Gut:** Die unterirdische CO_2-Speicherung wird trotz weitreichender Forschung und technischer Gutachten voraussichtlich mit gewissen Risiken (zum Beispiel CO_2-Leckagen) behaftet sein. Die Speicherung muss langfristig gewährleistet sein, um einen Nutzen für das Klima sicherzustellen. Die dafür notwendigen langfristigen Garantien werden private Unternehmen kaum geben können. Dies gilt insbesondere für den Fall, dass einzelne Staaten, die über einen Zugang zu ausreichenden Speichern verfügen, große Mengen an CO_2 aus anderen Staaten aufnehmen. Für die Lösung derartiger Fragen bietet sich eine Koordination durch die EU an.

5.4 CO_2-Abscheidung und Nutzung (*Carbon Capture and Use*, CCU)

Bei der CO_2-Abscheidung und Nutzung (CCU) wird CO_2 aus Industrieprozessen abgeschieden und als Rohstoff für die Nutzung in weiteren Sektoren und Produkten verwendet. Grundsätzlich ist wie bei CCS die CO_2-Abscheidung an großen Punktquellen von CO_2-Emissionen im Stahl-, Chemie- und Zementsektor denkbar. Potenzielle Anwendungen für die Weiternutzung des CO_2 sind unter anderem

2020er-Jahre beginnen und über einen Schiffstransport industrielle CO_2-Emissionen aus verschiedenen europäischen Ländern aufgenommen werden. Das Konsortium sucht die Kooperation mit insbesondere küstennahen Industrieunternehmen, die bereit sind, ihre Emissionen über einen längeren Zeitraum abzuscheiden, zum Speicher zu transportieren und für die Einspeicherung zu zahlen (CCS Norway, 2019). Das *Acron*-Projekt plant eine CO_2-Speicherung vor der nordöstlichen Küste Schottlands und wird von dem Unternehmen *Pale Blue Dot Energy* vorangetrieben. Der CO_2-Speicher könnte nach Angaben des Unternehmens bei ausreichender staatlicher Unterstützung bereits Anfang der 2020er-Jahre in Betrieb gehen. Das einzuspeichernde CO_2 könnte von der schottischen Industrie über umzuwidmende Gas-Pipelines, aus dem Ausland über Schiffe und/oder aus vor Ort neu zu errichtenden erdgasbasierten Anlagen zur Wasserstofferzeugung (inklusive CO_2-Abscheidung) stammen. (Ein großer Teil der Erdgasproduktion Großbritanniens kommt im Nordosten Schottlands an Land). (Pale Blue Dot Energy, 2019). Das CCS-Projekt *Porthos* zielt auf die Speicherung von CO_2 rund 20 Kilometer vor der Küste Rotterdams in einem leeren Erdgasfeld. Partner des Projekts sind der Rotterdamer Hafen, Gasunie und EBN. Der Fokus des Projekts liegt zumindest zunächst auf der Speicherung von CO_2-Emissionen aus dem industriellen Cluster des Rotterdamer Hafens (Port of Rotterdam et al., 2019).

Produkte der organischen Chemie (zum Beispiel Kunststoffe und kohlenstoffhaltige Düngemittel), die auch in einer klimaneutralen Welt weiterhin auf Kohlenstoff angewiesen sein werden, und synthetische Kraftstoffe (siehe Steckbrief *CCU von Hüttengasen aus integrierten Hochofenwerken*, Teil F, Stahl). Insbesondere für den Zementsektor bietet sich durch die Tatsache, dass Beton die Eigenschaft hat, CO_2 zu absorbieren, unter gewissen Voraussetzungen mittel- bis langfristig das Potenzial durch eine CCU-Strategie signifikante Mengen von CO_2 in einem besonders langlebigen Produkt zu speichern (siehe Exkurs: *Rekarbonatisierung von Bauabbrüchen*). Durch das Nutzen von CO_2 in weiteren Produkten kann der Aufbau einer CCS-Infrastruktur (verzweigtes CO_2-Pipelinenetz und CO_2-Speicher) also an entsprechenden CCU-Standorten vermieden oder zumindest reduziert werden.

Der Energieeinsatz für CCU-Anwendungen ist je nach Branche und Weiterverwendung des CO_2 sehr unterschiedlich. Werden zum Beispiel aus den Abgasströmen der Stahlerzeugung in der CO_2-intensiven Hochofenroute (siehe Teil F, Stahl) chemische Produkte oder synthetische Kraftstoffe produziert, ist dafür ein vergleichsweise hoher Bedarf an Wasserstoff notwendig. Auf der anderen Seite ist der Energieeinsatz für das Binden von CO_2 in mineralischen Stoffen wie Beton eher gering (RWTH, 2018) und wird heute bereits von einigen Zementherstellern (CarbonCure, 2019) praktiziert.

Exkurs: Rekarbonatisierung von Bauabbrüchen (CCU)

Beton ist nach Wasser das meistgenutzte Material der Welt (World Building Council on Sustainable Development, 2009). Bei der Herstellung von Zement, der einer der Hauptbestandteile von Beton ist, entstehen signifikante Mengen an CO_2-Emissionen (siehe Teil F, Zement). Beton nimmt jedoch nach wissenschaftlichen Studien durchschnittlich bis zu 25 Prozent des bei der Herstellung von Zement insgesamt anfallenden CO_2 über seine Lebensdauer wieder auf (HeidelbergCement 2019; Schneider, 2019; Andersson et al., 2019). Dieser natürliche Prozess wird als *Rekarbonatisierung* bezeichnet. Die CO_2-Absorptionsrate der Rekarbonatisierung von Beton kann mit relativ geringem Energieeinsatz unter speziellen Bedingungen deutlich erhöht werden (RWTH, 2018). So wird bereits im Projekt *CO_2Min* an der Herstellung von neuen Baustoffen durch die Rekarbonatisierung von aus Bauabbrüchen recyceltem Beton geforscht (HeidelbergCement 2019; RWTH, 2018). Momentan ist der Entwicklungsstand dieses Verfahrens noch nicht weit fortgeschritten und die Erfolgsaussichten sind nicht vollständig absehbar. Bei optimaler Entwicklung könnte aber mittel- bis langfristig das bei der Zementherstellung abgeschiedene CO_2 zu großen Teilen (nach Herstellerangaben sogar nahezu vollständig) in Bestandteilen langfristig gebunden werden, die für die neuerliche Produktion von Beton benötigt werden. Durch das Recycling der Grobfraktionen wie Sand und Kies im Beton würde zudem ein Stoffkreislauf entstehen und somit erheblich zur Ressourcenschonung beigetragen werden. Neben der weiteren Technologieentwicklung zur Erhöhung der CO_2-Absorptionsrate im recycelten Beton ist für den Erfolg dieses Verfahrens auch der Aufbau einer Infrastruktur für die Rückführung der Bauabbrüche sowie eine Anpassung der Bau- und Produktnormen (siehe Teil D) notwendig.

Ob es diese Technologie mittel- bis langfristig erlaubt, tatsächlich signifikante Mengen an CO_2 zu binden, ist heute noch nicht absehbar. Um auch in der Mittelfristperspektive bis etwa 2035 signifikante CO_2-Minderungen im Zementsektor zu erreichen, ist jedoch parallel das Vorantreiben der CCS-Strategie notwendig.

Ein Aspekt, der große Auswirkungen auf die CO_2-Minderung einer CCU-Anwendung hat, ist die Frage nach der Lebensdauer des Produktes, in dem das CO_2 gebunden wird. Insbesondere bei der Nutzung von fossilem Kohlenstoff aus Industrieprozessen in synthetischen Kraftstoffen oder beim Einsatz von kohlenstoffhaltigen Düngemitteln in der Landwirtschaft würde das CO_2 nach kurzer Zeit wieder emittiert werden, was dem Ziel einer klimaneutralen Wirtschaftsweise spätestens ab 2050 zuwider läuft. Diese CCU-Anwendungen sind daher unter Berücksichtigung des sehr hohen Energieeinsatzes eine vergleichsweise ineffiziente CO_2-Minderungsstrategie.[16] Im Gegensatz dazu sind Anwendungen wie das Einbinden von CO_2 in Beton oder vergleichsweise langlebige Produkte der chemischen Industrie wie zum Beispiel Matratzen[17] sinnvoller. Dadurch kann längerfristig eine größere Menge an CO_2 gebunden werden und somit ein größeres CO_2-Minderungspotenzial realisiert werden. Falls für einen Übergangszeitraum weiterhin fossiler Kohlenstoff[18] aus Industrieprozessen durch CCU in Produkten der chemischen Industrie genutzt wird, ist das Schließen der Kohlenstoffkreisläufe über chemisches Recycling eine wichtige Strategie. Sie verhindert, dass das fossile CO_2 nach kurzer Zeit wieder diffus emittiert wird.

Bei der Bewertung von CCU-Strategien ist nicht nur die CO_2-Einsparung gegenüber heutigen konventionellen Referenzprozessen entscheidend. Vor allem auch der Vergleich mit alternativen Strategien für eine klimaneutrale Industrie sollte mitbetrachtet werden. Insbesondere für energieintensive CCU-Anwendungen wie im Stahl- und Chemiesektor ist es sinnvoll, die CO_2-Minderung pro eingesetzter Kilowattstunde *grünem* Strom mit anderen möglichen Optionen zu vergleichen.

5.5 Kreislaufwirtschaft (*Circular Economy*)

Schritte in Richtung einer Kreislaufwirtschaft im Sinne einer möglichst weitgehenden Wiederverwendung bereits erzeugter (und genutzter) Materialien könnten aktuellen Studien zufolge mittel- bis langfristig einen erheblichen Beitrag zur Minderung der CO_2-Emissionen der Grundstoffindustrie leisten. Nach einer Analyse von Material Economics (2018) könnten beispielsweise in der EU im Jahr 2050 75 Prozent der Stahlnachfrage, 50 Prozent des Aluminiumbedarfs sowie 56 Prozent des Kunststoffbedarfs durch die Rückführung bereits produzierter Materialien gedeckt werden. Eine solche Kreislaufführung durch das Schließen der Stoffkreisläufe reduziert den CO_2-Ausstoß erheblich und benötigt deutlich weniger Energie als die Primärproduktion von Grundstoffen. Somit kann die Kreislaufwirtschaft einen erheblichen Beitrag zu Ressourcen- und Energieeffizienz liefern. Allerdings erfordert die Realisierung entsprechend hoher Recyclingquoten Änderungen am Produktdesign, eine adäquate Demontage von Produkten am Ende der Lebensdauer sowie eine verbesserte Recyclinglogistik und gegebenenfalls auch Änderungen globaler Stoffströme.

Im Rahmen dieser Studie werden mit chemischem Recycling, elektrischen *Steamcrackern* und methanolbasierten Verfahren zur Olefin- und Aromatenproduktion mehrere relevante Prozesse beziehungsweise Technologien diskutiert, die in der chemischen Industrie wichtige Schritte in Richtung einer (Kohlenstoff-)Kreislaufwirtschaft ermöglichen würden (siehe Teil F). Auf das Recycling in der

16 Würden beispielsweise Pkw mit synthetischen Kraftstoffen auf Basis von CO_2 aus Industrieprozessen (CCU) betankt werden, so wäre dafür ein fünfmal höherer Bedarf an Strom aus Erneuerbaren Energien notwendig als bei einem direktelektrischen Pkw (WWF, 2018).

17 Die Nutzung von CO_2 und weiteren Bestandteilen der Hüttengase aus der Stahlindustrie in der Chemieindustrie wird unter anderem im Projekt *Carbon2Chem* und im Projekt *Carbon4PUR* erforscht. Bei *Carbon4PUR* wird die Einbindung von CO_2 und Kohlenstoffmonoxid in Polyurethan getestet. Dies ist der Ausgangsstoff für unter anderem Matratzen. Allerdings ist die Einbindung von CO_2 in Mattratzen sehr begrenzt.

18 Nicht-fossile Kohlenstoffquellen sind beispielsweise CO_2 aus Luftzerlegung in sogenannten *Direct-Air-Capture*-Anlagen oder nachhaltig erzeugte Biomasse.

Stahlindustrie, in der eine Kreislaufwirtschaft in Form der Sekundärstahlerzeugung bereits in relevantem Maße etabliert ist und auf die Zementproduktion, in der die Forschung zum Potenzial und den Voraussetzungen einer Kreislaufführung (zum Beispiel bei Zement- und Betonrecycling) noch sehr am Anfang steht[19], wurden im Rahmen der Analyse der CO_2-armen Schlüsseltechnologien in Teil F dieser Studie hingegen keine Schwerpunkte gelegt. Diese sind aber ebenfalls wichtige Elemente für weitreichende und kosteneffiziente CO_2-Minderungen in den entsprechenden Branchen (siehe *Exkurs Circular Economy in der Stahlindustrie* und *Exkurs Rekarbonatisierung von Bauabbrüchen (CCU)*).

19 Technologien, die mittel- bis langfristig ein vollständiges Recycling von Zement ermöglichen könnten, befinden sich momentan in einer frühen Phase der Technologieentwicklung (Bakker et al., 2015). So könnte beispielsweise durch die *Smartcrusher*-Technologie der Zementstein aus Bauabbrüchen nach Herstellerangaben wieder (nahezu) vollständig recycelt werden und so einem Stoffkreislauf zugeführt werden (Slimbreker, 2019). Diese Verfahren könnten gegebenenfalls auch mit der Rekarbonatisierung von Bauabbrüchen kombiniert werden.

Exkurs: *Circular Economy* in der Stahlindustrie

Stahl kann grundsätzlich unendlich oft recycelt werden. Durch jede neu produzierte Tonne Stahl aus der Primärproduktion steigt der (globale) Bestand an Stahl weiter an. Nach der Verarbeitung ist Stahl zunächst in vielen Endprodukten wie zum Beispiel Autos und Infrastruktur gebunden, kann am Ende der Lebensdauer des Produktes aber als Stahlschrott wieder zu Stahl geschmolzen werden. Somit entsteht ein Materialkreislauf.

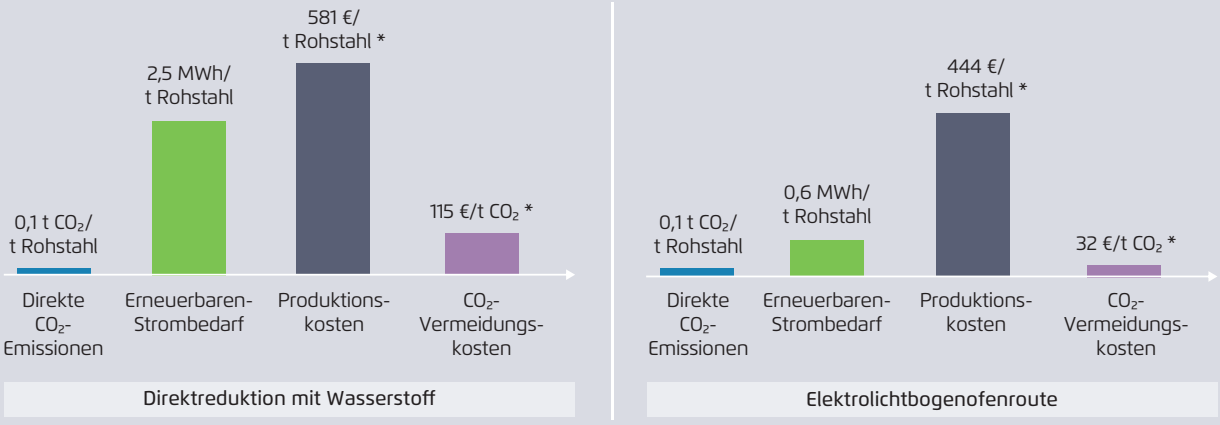
Diese Strategie der *Circular Economy* spielt heute in der Stahlindustrie bereits eine wichtige Rolle. So wurden in Deutschland im Jahr 2017 circa 30 Prozent der Stahlproduktion über die Sekundärstahlroute erzeugt (siehe Teil F, Stahl). Dabei wird Stahlschrott im Elektrolichtbogenofen aufgeschmolzen und wieder zu Stahl verarbeitet. Im Vergleich zur Primärstahlerzeugung aus Eisenerz in der Hochofenroute (14 Gigajoule pro Tonne Rohstahl) benötigt die Sekundärstahlroute (2 Gigajoule pro Tonne Rohstahl) deutlich weniger Energie (Wuppertal Institut, 2019). Auch die direkten CO_2-Emissionen sind im Vergleich zur Hochofenroute (1,7 Tonnen CO_2 pro Tonne Rohstahl) in der Sekundärstahlroute (0,3 Tonnen CO_2 pro Tonne Rohstahl) gegenwärtig erheblich geringer. Da die Sekundärstahlroute strombasiert ist, können über diese Route in Zukunft bei einer vollständigen Dekarbonisierung des Strommix auch die indirekten Emissionen vermieden und somit nahezu treibhausgasneutral Stahl produziert werden.

Allerdings bestehen in Bezug auf eine deutliche Erhöhung der Sekundärstahlroute noch Herausforderungen: Beim Stahlschrott existieren große Qualitätsunterschiede. So ist ein großer Teil des Stahlschrotts mit anderen Elementen wie beispielsweise Kupfer verunreinigt. Insbesondere Kupfer kann jedoch beim Schmelzprozess im Elektrolichtbogenofen nicht wie viele andere Elemente entfernt werden. Dies führt dazu, dass mit Kupfer verunreinigter Stahlschrott oftmals nur zu minderwertigerem Stahl verarbeitet werden kann. Dieser Stahl wiederum ist dann auf bestimmte Anwendungen wie zum Beispiel Bewehrungsstahl (der zur Verstärkung von Stahlbetonbauteilen verwendet wird) begrenzt. Dies wird als *Downcycling* bezeichnet. Um die Qualitäten von Sekundärstahl zu erhöhen, sollten Standards eingeführt werden, um Verunreinigungen weitgehend zu verhindern (siehe Teil D, *Standards für recycelbare Produkte*).

Nachdem Stahlunternehmen bei den meisten Produkten (zum Beispiel ins Ausland verkaufte Autos) keine Möglichkeit haben, den eingesetzten Stahl zu recyceln, und der globale Gesamtstahlbedarf weiterhin steigt, wird auch zukünftig Primärstahlproduktion notwendig sein. Bei einem konsequenten Verfolgen der *Circular-Economy*-Strategie im Stahlsektor könnte jedoch bis 2050 die europäische Stahlnachfrage in einem Umfang von bis zu 70 Prozent durch die Sekundärstahlroute (heute 40 Prozent) gedeckt werden (Material Economics, 2019). Die anderen 30 Prozent würden dementsprechend aus der Primärstahlproduktion (heute 60 Prozent) kommen, für die es auch (nahezu) treibhausgasneutrale Verfahren wie beispielsweise die Direktreduktion mit Wasserstoff gibt (siehe Teil F, Stahl).

Im Vergleich der beiden potenziell (nahezu) treibhausgasneutralen Routen zeigt sich, dass bei der Sekundärstahlerzeugung der Bedarf an *grünem* Strom deutlich geringer ist. Die Primärstahlerzeugung über *grünen* Wasserstoff benötigt pro Tonne Rohstahl rund viermal so viel Strom wie die Sekundärstahlroute. Zudem sind auch die abgeschätzten CO_2-Vermeidungskosten der Sekundärstahlroute für das Jahr 2050 deutlich geringer (siehe Abbildung B.6). Die Projektion zeigt, dass zukünftig beide Stahlrouten benötigt werden. Je höher allerdings der Anteil der Sekundärstahlroute an der Gesamterzeugung ist, desto weniger zusätzlicher *grüner* Strom wird für die Transformation zu einer treibhausgasneutralen Stahlindustrie benötigt und desto geringer werden voraussichtlich die Kosten der Transformation sein.

Vergleich der Primärstahlroute durch Direktreduktion mit grünem Wasserstoff und der Sekundärstahlroute (Elektrolichtbogenroute) für das Jahr 2050 — Abbildung B.6



Agora Energiewende (2019) basierend auf Daten vom Wuppertal Institut und Material Economics (2019) * Mittelwert einer Kostenspanne

Annahmen: Die CO_2-Vermeidungskosten berechnen sich gegenüber dem Referenzprozess (Hochofenroute mit Produktionskosten von 391 Euro pro Tonne Rohstahl und spezifischen Emissionen von 1,71 Tonnen CO_2 pro Tonne Rohstahl). Für den Schrott wurde (analog zu Material Economics, 2019) ein Preis von 259 Euro pro Tonne angenommen. Die Produktionskosten enthalten neben den tatsächlichen Produktionskosten weitere 13 Euro pro Tonne Rohstahl für die Wiedererwärmung im Walzprozess, da keine Kuppelgase aus der Hochofenroute zur Verfügung stehen.

5.6 Erhöhung der Materialeffizienz

Eine Erhöhung der Effizienz der Nutzung von Materialien der Grundstoffindustrie zielt darauf ab, die Funktion der Materialien sowie bestimmte Dienstleistungen mit weniger Materialbedarf erbringen zu können. Dadurch kann der Bedarf an neuen Produktionsanlagen und nicht zuletzt auch der Bedarf an benötigtem (erneuerbar erzeugtem) Strom gemindert werden. Auf diese Weise können die Kosten des Transformationsprozesses reduziert und somit seine

gesellschaftliche Akzeptanz erhöht werden. Das Ziel einer erhöhten Materialeffizienz kann auf unterschiedliche Arten erreicht werden:

- **Vermeidung von Materialverlusten im Herstellungsprozess:** Im Laufe der industriellen Fertigungsprozesse wird der Materialverlust von der Grundstofferzeugung bis zu den fertigen Produkten auf etwa ein Zehntel des gesamten Papiers, ein Viertel des gesamten Stahls und sogar rund zwei Fünftel des gesamten Aluminiums geschätzt (Milford et al., 2011; IPCC, 2014). Diese Materialverluste, die energieaufwendig recycelt werden müssen, könnten unter anderem durch Anpassungen an Herstellungsprozessen und durch Änderungen des Designs einzelner Komponenten reduziert werden (Milford et al., 2011).
- **Minderung der Materialintensität von Produkten:** Carruth et al. (2011) zeigen, dass viele Produkte ohne Einschränkungen ihrer Leistung um rund ein Drittel leichter sein könnten, wenn Design und Produktionsprozesse diesbezüglich optimiert würden. Unter anderem die im Vergleich zu den Materialkosten relativ hohen Arbeitskosten stehen der Realisierung dieser Potenziale derzeit im Wege – von einzelnen Branchen wie der Luft- und Raumfahrt abgesehen, in denen sich die Kosten für das Design und die Herstellung leichterer Produkte beziehungsweise Komponenten durch einen geringeren Kraftstoffverbrauch amortisieren. Insbesondere im Baubereich könnten viele der geforderten statischen Eigenschaften von Bauteilen mit deutlich geringerem Materialeinsatz erreicht werden (siehe *Änderungen von Bau- und Produktnormen*, Teil D und Exkurs *Alternativen beim Bauen*).
- **Intensivierung der Produktnutzung:** Bei der Intensivierung der Produktnutzung geht es darum, die gleiche Menge an Dienstleistungen mit weniger Produkten zu erbringen, zum Beispiel durch eine platzsparende Gestaltung von Gebäuden, die Multifunktionalität von Geräten oder die Erhöhung der Nutzungsraten von Produkten durch gemeinsame Nutzung (zum Beispiel *Carsharing*). Zudem könnten längere Nutzungsdauern von Produkten – zum Beispiel durch einen stärkeren Fokus auf Reparaturen – die Nachfrage nach Ersatzwaren und damit auch die Produktionsmenge und die Emissionen der Grundstoffindustrie reduzieren (Allwood et al., 2012).
- **Schritte in Richtung einer Kreislaufwirtschaft:** Auch eine zunehmende Kreislaufführung von Produkten und Materialien steigert die Materialeffizienz (siehe Kreislaufwirtschaft (*Circular Economy*).

Einige Maßnahmen zur Erhöhung der Materialeffizienz würden voraussichtlich negative CO_2-Vermeidungskosten aufweisen.

5.7 Materialsubstitution

In einigen Bereichen ist eine Substitution von Materialien denkbar, um die Emissionsintensität einzelner Produkte beziehungsweise Dienstleistungen zu reduzieren. Ein Beispiel ist die Nutzung von Holz für den (teilweisen) Ersatz von Beton und Stahl im Bau von Gebäuden (siehe Exkurs *Alternativen beim Bauen*). Gebäude, die Beton und Stahl teilweise durch Holz ersetzen, weisen geringere Lebenszyklusemissionen auf (Tettey et al., 2019; Skullestad et al., 2016; Hafner et al., 2017). Weitere mögliche Anwendungsbereiche der Materialsubstitution umfassen die Nutzung von biobasierten Naturdämmstoffen anstatt konventioneller Dämmstoffe (siehe Exkurs zu *Dämmstoffen aus nachhaltigen Rohstoffen*) sowie einer (graduellen) Umstellung von einer Massivbauweise auf eine Leichtbauweise (siehe Exkurs zu *Carbonbeton*). Durch Potenzialgrenzen bei der nachhaltigen Nutzung von Holz und anderen Nutzpflanzen sowie Einschränkungen in der Substitutionsfähigkeit bei bestimmten Nutzungsarten sind der Strategie der Materialsubstitution allerdings Grenzen gesetzt. Bei der Bewertung einzelner Maßnahmen der Materialsubstitution sollte grundsätzlich eine umfassende Analyse der Lebenszyklusemissionen (*Cradle-to-Cradle*-Prinzip) der verwendeten Materialien erfolgen.

Exkurs: Alternativen beim Bauen

Holzbau (Strategie: Materialsubstitution, Kreislaufwirtschaft):
Die heute überwiegend verwendeten Baustoffe wie Beton, Stahl und Ziegel sowie die Mehrzahl der Dämmstoffe wie zum Beispiel Polystyrol sind ressourcen-, energie- und CO_2-intensiv. Eine mögliche Alternative zu diesen Baustoffen ist ein verstärkter Einsatz von biobasierten Materialien – insbesondere Holz – im Bauwesen. Bauteile aus Holz haben zum einen den Vorteil, dass im Vergleich zu Zement, Stahl und Mauerwerk in der Herstellung und Verarbeitung deutlich geringere CO_2-Emissionen anfallen. Zum anderen nimmt Holz in der Wachstumsphase CO_2 aus der Atmosphäre auf und lagert es als Kohlenstoff ein; der Baum wird zur CO_2-Senke. Bei der stofflichen Nutzung von Holz als Baumaterial wird der im Holz eingelagerte Kohlenstoff über die Lebensdauer des Gebäudes gebunden; Gebäude werden so zu langfristigen Kohlenstoffspeichern. Ein verstärkter Holzbau kann sowohl beim Neubau und bei Sanierungen als auch bei der urbanen Nachverdichtung – durch Aufbauten aus Holz auf bestehende Gebäude – eine vergleichsweise klimaschonende Bauweise darstellen. Allerdings ist aus Gründen der effizienten Nutzung von Holz und weiteren bautechnischen Anforderungen wie unter anderem Brand- und Schallschutz sowie aufgrund des thermischen Komforts eine ausschließliche Bauweise aus Holz nicht zielführend, sondern eine Kombination von Holz und verschiedenen anderen Materialien in einer Hybridbauweise sinnvoll (König/Ascona, 2017; Wissenschaftlicher Beirat Waldpolitik, 2018).

Fallbeispiel: Erhöhte Holznutzung beim Wohnungsneubau
In Deutschland existiert in den kommenden Jahren ein erheblicher Bedarf an Neubauwohnungen. Dieser beträgt von 2020 bis 2030 jährlich im Durchschnitt circa 205.000 Wohnungen (BBSR, 2019). Durch eine erhöhte Nutzung von Holz beim Neubau dieser Wohnungen kann ein signifikanter Beitrag zum Klimaschutz geleistet werden.

Im Jahr 2018 betrug die Holzbauquote im bundesdeutschen Durchschnitt knapp 18 Prozent – bei Ein- und Zweifamilienhäusern lag sie bei etwa 20 Prozent, bei Mehrfamilienhäusern bei circa 3 Prozent (Holzbau Deutschland/Bund Deutscher Zimmermeister, 2019). In europäischen Vorreiterländern wie Schweden (55 Prozent) und Österreich (39 Prozent) lag die Holzbauquote Ende des letzten Jahrzehnts bereits deutlich höher (Deutscher Bundestag, 2013). Bei einem angenommenen ambitionierten Hochlauf des Holzbauanteils auf 55 Prozent bei Einfamilienhäusern und 15 Prozent bei Mehrfamilienhäusern bis 2030 ist gegenüber einem Referenzszenario im Jahr 2030 eine CO_2-Minderung von **bis zu 2,8 Millionen Tonnen CO_2 pro Jahr** möglich (Hafner et al., 2017). Dabei wurde in einer normkonformen ökobilanziellen Bewertung über den gesamten Lebenszyklus des Gebäudes (das heißt Herstellungsphase, Nutzungsphase und Entsorgungsphase) die Holzbauweise mit einer konventionellen Bauweise mit mineralischen Baustoffen verglichen. Für vergleichbare Gebäudetypen konnte dabei gezeigt werden, dass für das Tragwerk eines Gebäudes durch eine Bauweise mit überwiegend Holz gegenüber einer Bauweise mit überwiegend mineralischen Baustoffen zwischen 35 und 56 Prozent weniger THG-Emissionen für Ein- und Zweifamilienhäuser sowie 9 bis 48 Prozent weniger THG-Emissionen für Mehrfamilienhäuser entstehen. Auch im Hochbau gibt es einige Umsetzungsbeispiele, die zeigen, dass der Bau von Hochhäusern aus Holz sowie die Erfüllung der dafür benötigten bautechnischen Anforderungen wie Brandschutz möglich sind. Bei-

spiele sind das *HoHo Wien* (Österreich), das weltweit größte Holzhochhaus, das *Skaio* in Heilbronn und das Finanzamt Garmisch-Partenkirchen (beide Deutschland).

Für eine Erhöhung des Holzbauanteils im Sinne des Klimaschutzes ist der **nachhaltige Anbau von Holz** eine zwingende Voraussetzung. In der letzten Bundeswaldinventur wurde die nachhaltige Bewirtschaftung des deutschen Waldes bestätigt (BMEL, 2016). Analysen zeigen zudem, dass der für das oben beschriebene Szenario zusätzlich benötigte Nadelholzbedarf von 1,9 Millionen Kubikmetern jährlich (circa vier Prozent des Gesamtverbrauchs an Rohholz) durch die in Deutschland nachhaltig produzierte Menge an Nadelholz gedeckt werden kann (Hafner et al., 2017; wissenschaftlicher Beirat Waldpolitik 2018). So steigt die Menge an erntefähigen Nadelbäumen wie zum Beispiel Kiefer und Fichte aus nachhaltiger Waldbewirtschaftung in Deutschland aufgrund der Altersstruktur des Waldes bis zum Jahr 2047 stetig an.[20] Eine erhöhte stoffliche Nutzung von Holz aus nachhaltigem Anbau würde somit einen wichtigen Beitrag zum Ziel der Bundesregierung leisten, verstärkt eine Bioökonomie zu etablieren (siehe BMEL, 2013). Insbesondere für den Fall des Imports von Holz aus dem Ausland muss sichergestellt sein, dass das Holz aus nachhaltiger Waldbewirtschaftung stammt. Inwiefern aktuelle Zertifizierungssysteme von Holz dafür bereits ausreichen, sollte geprüft werden.

Weitere Ansätze:
Die nachfolgenden Ansätze wurden im Rahmen dieses Projektes nicht näher untersucht, stellen aber weitere mögliche potenzielle Hebel für alternatives Bauen dar.

Dämmstoffe aus nachwachsenden Rohstoffen (Strategie: Materialsubstitution, Kreislaufwirtschaft):
Konventionelle Dämmmaterialien wie Polystyrol, Glas- und Mineralwolle sind vergleichsweise CO_2-intensiv in der Herstellung sowie zum Teil auch in der Entsorgungsphase am Ende der Nutzungsdauer (zum Beispiel thermische Verwertung von Polystyrol). Dämmstoffe aus nachwachsenden Rohstoffen wie unter anderem Flachs, Hanf, Holzfaser, Jute, Schafwolle, Stroh und Zellulose stellen dazu eine klimaschonende Alternative dar, sofern die Anbauflächen für die Nutzpflanzen die Kriterien der Nachhaltigkeit erfüllen. Gegenüber konventionellen Dämmstoffen haben sie in der Regel in den Bereichen der Rohstoffgewinnung, Produktion und Verarbeitung sowie beim Rückbau des Gebäudes eine deutlich bessere CO_2-Bilanz (FNR, 2017). Auch in der Nutzungsphase im Gebäude weisen viele Dämmstoffe aus nachwachsenden Rohstoffen nach Herstellerangaben eine ähnlich geringe Wärmeleitfähigkeit wie konventionelle Dämmstoffe auf (circa 0,04 W/(m·K)) und erfüllen bei fachgerechtem Einbau alle weiteren notwendigen bautechnischen Anforderungen wie zum Beispiel Brandschutzkriterien (FNR, 2017). Naturdämmstoffe sind heute in der Beschaffung häufig teurer als konventionelle Dämmstoffe, allerdings werden die Umweltschadenskosten zum Beispiel für die CO_2-intensive Herstellung konventioneller Dämmmaterialien heute noch nicht ausreichend eingepreist. Mit einem Anteil von sieben Prozent am Dämmstoffmarkt ist der Anteil von Naturdämmstoffen heute noch vergleichsweise gering (DUH, 2016).

20 Inwiefern sich diese Prognosen durch den Klimawandel (zum Beispiel Hitze- und Dürresommer 2018) verändern, wurde im Rahmen des Projekts nicht untersucht.

Lehmbau (Strategie: Materialsubstitution, Kreislaufwirtschaft):
Lehm ist ein weithin verfügbarer alternativer Baustoff. Im Gegensatz zu vielen mineralischen Baustoffen wie Zement (Beton) und Kalk muss Lehm nicht in einem energie- und CO_2-intensiven Prozess gebrannt werden, sondern härtet an der Luft aus. Zudem können lehmbasierte Bauteile nach der Nutzungsphase in der Regel sehr einfach wieder in das Ausgangsprodukt Lehm umgewandelt werden, was eine nachhaltige Nutzung ermöglicht. Dadurch hat Lehm eine bessere Ökobilanz als viele mineralische Baustoffe. 2019 wurde mit dem *Alnatura Campus* in Darmstadt das europaweit größte Bürogebäude (13.500 Quadratmeter; 500 Angestellte) mit einer Außenfassade aus Lehm bezogen (Alnatura, 2018). Eine Herausforderung für einen breiteren Einsatz von Lehm sind die heute noch deutlich höheren Kosten, die aber durch eine industrielle Produktion lehmbasierter Bauteile erheblich gesenkt werden könnten.

Bauen ohne Keller (Strategie: Materialeffizienz und gegebenenfalls Materialsubstitution):
Der Bau eines Kellers erfordert vergleichsweise viel Beton. Einer der Hauptbestandteile von Beton ist Zement, bei dessen Herstellung große Mengen an CO_2 anfallen. Durch den Verzicht auf den Bau eines Kellers kann der Verbrauch von Beton beim Neubau gesenkt werden. Dies wird heute zum Teil schon aus Kostengründen so praktiziert. Wird der Raum dann im Hochbau kompensiert, ist der etwaig höhere Anteil der Energie zum Heizen und Kühlen gegenzurechnen. Im urbanen Raum, wo Wohn- und Stauflä-che knapp und teuer sind, stellt dies absehbar voraussichtlich keine attraktive Option dar, aber insbesondere im ländlichen Raum könnte dies eine Option für klimaverträglicheres Bauen sein.

Carbonbeton (Strategie: Materialsubstitution):
Carbonbeton ist ein relativ neuer Baustoff, der es erlaubt, bei deutlich geringerem Materialeinsatz die Nutzung von Stahlbeton zu reduzieren beziehungsweise Stahlbeton zu substituieren. Stahlbeton ist mit circa 70 Millionen verbauten Kubikmetern pro Jahr der in Deutschland am meisten verwendete Baustoff (Carbon Concrete Composite, 2019). Er kommt überwiegend im Hochbau und beim Bau von Infrastruktur, zum Beispiel beim Bau von Brücken, zum Einsatz. Da Stahl bei Kontakt mit Regen und Sauerstoff korrodiert (rostet), wird der Stahl im Stahlbeton in der Regel mit deutlich mehr Beton ummantelt, als das für die statischen Eigenschaften des Bauteils eigentlich notwendig wäre. Eine mögliche Alternative dazu ist der Einsatz von Carbonbeton (auch Textilbeton genannt). Dabei wird aus Carbonfaser oder Textilfaser eine Gitternetzstruktur (Carbongelege) gewebt und mit Beton aufgefüllt (Carbon Concrete Composite, 2019; Fraunhofer WKI, 2018). Da die Gitternetzstruktur aus Materialien besteht, die nicht rosten, kann der Einsatz von Beton so um bis zu 75 Prozent reduziert werden, wobei Textilbeton vergleichbare oder teilweise sogar bessere statische Eigenschaften als Stahlbeton besitzt (Carbon Concrete Composite, 2019). Nach Herstellerangaben können so beispielsweise bei der Herstellung und Instandsetzung von Gebäuden knapp 50 Prozent der Emissionen eingespart werden (Carbon Concrete Composite, 2019). Ein weiteres wichtiges Anwendungsfeld ist die Sanierung von Brücken aus Stahlbeton. Aktuell ist die vollständige Recyclingfähigkeit von Carbonbeton noch mit Unsicherheiten behaftet. Sie wird aktuell unter Laborbedingungen untersucht und gelingt dort bereits (Carbon Concrete Composite, 2019), für eine breite Anwendung von Carbonbeton ist eine vollständige Recyclingfähigkeit anzustreben. Im Jahr 2020 soll in Dresden das erste komplett aus Carbonbeton gebaute Haus entstehen; einige Brücken wurden bereits mit Carbonbeton saniert.

Regulatorische Rahmenbedingungen für Alternativen beim Bauen:
Die Ansatzpunkte, um stärkere Anreize für Alternativen beim Bauen zu implementieren, sind vielfältig und können an dieser Stelle nicht im Detail ausgeführt werden. Für eine faire Bewertung alternativer und konventioneller Baustoffe ist es jedoch zentral, einen ökobilanziellen Ansatz über die Herstellungs-, Nutzungs- und Entsorgungsphase aller Baustoffe perspektivisch gesetzlich zu verankern. Ein erster wichtiger Schritt wäre in diesem Kontext, dass graue Energie und graue Emissionen, das heißt, der Primärenergiebedarf und die bei der Herstellung von Baustoffen anfallenden CO_2-Emissionen, bei der Bewertung der Energieeffizienz und CO_2-Bilanz von Gebäuden und bei der Beauftragung von Infrastruktur mitberücksichtigt werden.

5.8 Steigerung der Energieeffizienz

Die Steigerung der Energieeffizienz ist für signifikante THG-Minderungen in der Industrie eine wichtige Strategie. Im Gegensatz zu Energieeffizienz in Querschnittstechnologien[21] stößt die Steigerung der Energieeffizienz in energieintensiven Branchen allerdings bereits heute häufig an physikalische Grenzen. Aufgrund von prozessbedingten Emissionen ist zudem klar, dass Energieeffizienz nicht ausreicht, um eine klimaneutrale Grundstoffindustrie zu erreichen. Trotzdem kann sie insbesondere bereits kurz- bis mittelfristig einen relevanten Beitrag zur Minderung des Energiebedarfs und damit der CO_2-Emissionen leisten. So zeigen die Szenarien in Teil C der vorliegenden Studie, dass die Steigerung der Energieeffizienz durch eine verstärkte Nutzung der besten verfügbaren Technologien in den verschiedenen Branchen der Grundstoffindustrie bedeutende Beiträge zum Erreichen des 2030-Minderungsziels liefern kann (siehe auch Diskussion in Teil C).

Dabei ist zu beachten, dass zwar ein Ersatz der teilweise sehr alten Anlagen der deutschen Grundstoffindustrie bedeutende Effizienzpotenziale verspricht, dass auf der anderen Seite aber solche Ersatzinvestitionen nur dann erfolgen sollten, wenn sie nicht zu einem längerfristigen *lock-in* emissionsintensiver Prozesse führen. Zudem ist zu beachten, dass es aus systemischer Sicht in einzelnen Fällen sinnvoll sein könnte, Produktionsanlagen so auszulegen, dass sie – zur Unterstützung der Integration fluktuierender Erneuerbarer Energien – eine hohe zeitliche Flexibilität beim Strombezug aufweisen, auch wenn dies negative Auswirkungen auf die Effizienz haben kann (Agora Energiewende, 2016).

5.9 Einsatz von Biomasse

Über den Ersatz fossiler Energieträger durch Biomasse können auch in der Grundstoffindustrie Minderungen der CO_2-Emissionen erreicht werden. Bedeutende potenzielle Einsatzbereiche von Biomasse in der Grundstoffindustrie sind die Wärmebereitstellung sowie die Bereitstellung von *Feedstock* für die Grundstoffchemie. Langfristig denkbare Anwendungsbereiche wären die Nutzung von Biomasse in Kombination mit CCS an Zementöfen, um negative Emissionen zu erreichen (BECCS) oder die relativ geringe Mengen erfordernde Nutzung als klimaneutraler Kohlenstofflieferant in der wasserstoffbasierten Stahlerzeugung. Die Anfang 2018 veröffentlichten Klimaschutzszenarien im Auftrag des BDI (BDI/BCG, Prognos, 2018) setzen in hohem Maße auf den Einsatz von Biomasse im Industriesektor zur Erzeugung von Nieder- und Mitteltemperaturwärme. In der Studie wird argumentiert, dass Biomasse in diesem Anwendungsbereich mit hohem Wirkungsgrad genutzt werden kann und ein

21 Als Querschnittstechnologien werden solche Technologien bezeichnet, die für mehrere Anwendungsgebiete beziehungsweise Wirtschaftszweige relevant sind. Hierzu zählen beispielsweise elektrische Motoren und Pumpen.

entsprechender Einsatz in relativ großen Anlagen perspektivisch auch das Potenzial bietet, das bei der Verbrennung anfallende CO_2 als erneuerbare Kohlenstoffquelle für die Herstellung von strombasierten synthetischen Gasen zu nutzen.

Allerdings ist zu beachten, dass das (national und international) nachhaltig verfügbare Biomassepotenzial begrenzt ist. Die Höhe dieses Potenzials ist umstritten (siehe auch Klepper/Thrän, 2019). So spricht sich beispielsweise das Umweltbundesamt aufgrund von „Nutzungskonkurrenzen um Anbauflächen und negativen Auswirkungen auf Wasser, Boden, Biodiversität und Naturschutz" gegen den Anbau von Biomasse zum alleinigen Zweck einer energetischen Nutzung aus (UBA, 2019a). In diesem Fall wäre die für die energetische Nutzung verfügbare heimische Biomassemenge deutlich niedriger als die rund 1.200 Petajoule pro Jahr, die in der Studie im Auftrag des BDI bis 2050 als nutzbar unterstellt werden. Zudem weist Biomasse über ihren gesamten Lebenszyklus nur unter bestimmten Bedingungen ein hohes Potenzial zur Minderung von Treibhausgasemissionen auf (Klepper/Thrän, 2019). So können die THG-Emissionen von Biomasse über den Lebenszyklus betrachtet erheblich sein, beispielsweise im Falle eines hohen Einsatzes von Düngemitteln und Pestiziden beim Anbau, bei langen Transportwegen der geernteten Biomasse und/oder verlustreichen Umwandlungsschritten bei der Herstellung des Endprodukts. Zudem fehlt bislang eine politische Entscheidung, wie eine Aufteilung der verfügbaren Biomasse auf die Sektoren Industrie, Verkehr, Umwandlungssektor und Gebäude zukünftig aussehen soll.

6 CO_2-arme Schlüsseltechnologien in den Sektoren Stahl, Chemie und Zement (Übersicht)

Die folgende Übersicht stellt die 13 in der vorliegenden Studie ausgewählten und näher betrachteten Schlüsseltechnologien kurz vor und ordnet sie jeweils fünf der neun beschriebenen CO_2-Minderungsstrategien zu. Einige der Schlüsseltechnologien lassen sich dabei mehr als einer Strategie zuordnen. Eine ausführlichere Darstellung der einzelnen Technologien und Prozesse findet sich in den Branchenkapiteln zu Stahl, Chemie und Zement in Teil F dieser Studie. Die Darstellung der Schlüsseltechnologien erhebt dabei keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Sie wurden durch die Studienautorinnen und -autoren auf Grundlage aktueller Einschätzungen in der Fachliteratur hinsichtlich ihrer jeweiligen Zukunftsaussichten ausgewählt. Die nachfolgenden Kurzbeschreibungen der Schlüsseltechnologien wurden im Sinne einer besseren Verständlichkeit stark vereinfacht.

CO_2-arme Schlüsseltechnologien für eine (weitgehend) treibhausgasneutrale Stahlproduktion — Tabelle B.3

Technologie	Kurzbeschreibung	CO_2-Minderung ggü. konventioneller Technologie	Mögliche Verfügbarkeit
Direktreduktion mit Wasserstoff und Einschmelzen im Elektrolichtbogenofen *Strategie: grüner Wasserstoff*	Diese Route ist ein zweistufiger Produktionsprozess. Bei der Direktreduktion mit Wasserstoff wird Wasserstoff anstatt Koks (C) genutzt, um das Eisenerz in Direktreduktionsanlagen zu reduzieren. Dadurch fallen keine prozessbedingten CO_2-Emissionen an. Hierbei entsteht Eisenschwamm (*Direct Reduced Iron*, DRI), der anschließend in einem Elektrolichtbogenofen (bei Bedarf gemeinsam mit Schrott) zu Rohstahl geschmolzen wird. Bei einer Bereitstellung des Wasserstoffs mit 100 Prozent Erneuerbaren Energien ist diese Route nahezu CO_2-neutral.	-97 Prozent	2025 - 2030 (evtl. Einstieg mit Erdgas)
Eisenelektrolyse und Einschmelzen im Elektrolichtbogenofen *Strategie: Elektrifizierung*	Bei der (alkalischen) Eisenelektrolyse werden Eisenerze in einer Natronlauge zu Roheisen reduziert und anschließend im Elektrolichtbogenofen zu Rohstahl geschmolzen. Auf ein kohlenstoffhaltiges Reduktionsmittel kann verzichtet werden. Das Verfahren verspricht somit eine deutliche Steigerung der Energieeffizienz gegenüber der Hochofenroute und könnte bei der ausschließlichen Nutzung von Strom aus Erneuerbaren Energien weitgehend CO_2-frei sein.	-87 Prozent	voraussichtlich erst nach 2050
HIsarna®-Verfahren in Kombination mit CO_2-Abscheidung und Speicherung *Strategie: CCS*	Das HIsarna®-Verfahren ist ein neuartiger kohlebasierter Schmelzreduktionsprozess, wodurch in der Stahlherstellung auf die Agglomerationsstufen (Kokerei, Sintern/Pelletieren) verzichtet werden kann. Das Eisenerz, dem bis zu 50 Prozent Schrott beigemischt werden können, wird durch eine spezielle Prozessführung in nur einem Reaktor direkt zu Roheisen reduziert. Das Verfahren eignet sich wegen des relativ reinen CO_2-Abgasstroms gut für die Kombination mit CCS und ermöglicht auf diese Weise CO_2-Minderungen um bis zu 86 Prozent. Das abgetrennte CO_2 müsste anschließend über eine CO_2-Infrastruktur abtransportiert und schließlich an geeigneten Speicherorten verpresst werden.	-86 Prozent	2035 - 2040
CO_2-Abscheidung und Nutzung (CCU) von Hüttengasen aus integrierten Hochofenwerken *Strategien: CCU und grüner Wasserstoff*	Beim CCU-Verfahren werden die in der Hochofenroute entstehenden Hüttengase zum Teil abgeschieden und für die Produktion chemischer Wertstoffe (wie unter anderem Methanol, Ethanol, künstlich hergestellte Kraftstoffe oder Ammoniak) genutzt. Der so verwendete Hüttengasanteil muss nicht mehr in Kraftwerken verbrannt werden und auch in der Chemieindustrie könnte Erdöl substituiert werden. Allerdings ist für eine CO_2-arme Produktion von zum Beispiel Methanol (als Ausgangsstoff für die Kunststoffproduktion) die zusätzliche Produktion von *grünem* Wasserstoff nötig. Dadurch ist diese Route sehr stromintensiv.	-63 Prozent	2025 - 2030

Wuppertal Institut und Agora Energiewende, 2019

CO_2-arme Schlüsseltechnologien für eine (weitgehend) treibhausgasneutrale Chemieproduktion Tabelle B.4

Technologie	Kurzbeschreibung	CO_2-Minderung ggü. konventioneller Technologie	Mögliche Verfügbarkeit
Wärme- und Dampferzeugung aus *Power-to-Heat* *Strategie: Elektrifizierung*	*Power-to-Heat* ermöglicht neben einem Beitrag zur Flexibilisierung des Stromsystems die direkte Nutzung von Strom zur Wärme- und Dampferzeugung. Durch *Power-to-Heat* könnte zukünftig die Verwendung fossiler Brennstoffe in KWK-Anlagen oder Gaskesseln vermieden beziehungsweise reduziert werden. Bei der Nutzung von 100 Prozent erneuerbarem Strom könnte die Wärme- und Dampferzeugung auf diese Weise CO_2-frei erfolgen. Als Technologien kommen sowohl Elektrodenkessel (für Temperaturen bis zu rund 500 Grad Celsius) als auch Hochtemperatur-Wärmepumpen (gegenenfalls in Komibnation mit mechanischen Brüdenverdichtern für Temperaturen bis zu 200 Grad Celsius) infrage.	-100 Prozent	ab 2020
CO_2-Abscheidung (CCS) an den KWK-Anlagen der großen Chemieparks *Strategie: CCS*	Durch die Nachrüstung von Technologien zur CO_2-Abscheidung (CCS) könnten die Emissionen bestehender KWK-Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung für chemische Prozesse um bis zu 90 Prozent reduziert werden. Das CO_2 müsste nach der Abscheidung über eine CO_2-Infrastruktur – zum Beispiel mit Pipelines oder an fluss- beziehungsweise küstennahen Standorten mit Schiffen – abtransportiert werden und könnte schließlich an geeigneten Speicherorten (zum Beispiel leeren Gas- und Ölfeldern in der Nordsee) verpresst werden.	-90 Prozent	2035 - 2045
Wasserstoffproduktion aus Erneuerbaren Energien *Strategie: grüner Wasserstoff*	Bei der Erzeugung von *grünem* Wasserstoff aus Elektrolyse wird Strom zur Trennung von Wassermolekülen verwendet, um Wasserstoff und Sauerstoff zu gewinnen. Dazu existieren unterschiedliche Verfahren, wie die alkalische, die PEM- (*Polymer-Elektrolyt-Membran*) sowie die Hochtemperatur-Elektrolyse. Bei der ausschließlichen Nutzung von Strom aus Erneuerbaren Energien wäre die Wasserstoffproduktion CO_2-frei.	-100 Prozent	2025 - 2035
Alternative Verfahren wie die Methanol-to-Olefin/-Aromaten-Route (MTO/MTA) oder elektrochemische Prozesse zur Olefin- und Aromatenprodution *Strategien: grüner Wasserstoff, Kreislaufwirtschaft, ggf. CCU*	Bei der *Methanol-to-Olefin*- (MTO) beziehungsweise *Methanol-to-Aromaten* (MTA)-Route können aus *grünem* Methanol oder Synthesegas (H_2 und CO) Olefine und Aromaten erzeugt werden. Damit könnten deren Produktion in *Steamcrackern* ersetzt und die dabei anfallenden CO_2-Emissionen eingespart werden. Für eine CO_2-freie Methanolproduktion müsste *grüner* Wasserstoff und langfristig CO_2 aus nicht-fossilen Quellen (Altplastik, Biomasse oder Luftzerlegung) genutzt werden.	-100 Prozent	2025 - 2030
Chemisches Recycling: Pyrolyse oder Gasifizierung von Altplastik für die stoffliche Nutzung *Strategie: Kreislaufwirtschaft*	Chemisches Recycling ermöglicht die Wiederverwertung von Plastikmüll als *Feedstock* für die chemische Industrie, anstatt es zu verbrennen. Dabei wird der Plastikmüll zu nutzbaren Gasen (Gasifizierung) oder öligen Flüssigkeiten (Pyrolyse) umgewandelt und daraus alternativer *Feedstock* zum Beispiel für die *Steamcracker* erzeugt, der dort fossilen *Feedstock* (zum Beispiel fossiles Naphtha) ersetzt. Somit können die CO_2-Emissionen aus der Verbrennung von Altplastik sowie bei der Herstellung von Naphtha als Feedstock eingespart werden.	-93 Prozent	2025 - 2030 (je nach Verfahren)
Elektrifizierung der Hochtemperaturwärme an *Steamcrackern* *Strategien: Elektrifizierung, Kreislaufwirtschaft*	Durch die Elektrifizierung der Hochtemperaturwärme können die direkten CO_2-Emissionen am *Steamcracker* vollständig vermieden werden. Diese entstehen heute durch die Verbrennung eines Teils des Feedstocks (zum Beispiel Naphtha), um die benötigte Prozesswärme (600 bis 900 Grad Celsius) bereitzustellen. Auch alternativer nicht fossiler Feedstock aus chemischem Recycling (zum Beispiel Pyrolyseöl) müsste nicht verbrannt werden, was es erlauben würde, den darin enthaltenen Kohlenstoff für die stoffliche Nutzung gegebenenfalls mehrfach im Kreislauf zu führen (siehe chemisches Recycling).	-100 Prozent	2035 - 2045

Wuppertal Institut und Agora Energiewende, 2019

CO_2-arme Schlüsseltechnologien für eine (weitgehend) treibhausgasneutrale Zementproduktion Tabelle B.5

Technologie	Kurzbeschreibung	CO_2-Minderung ggü. konventioneller Technologie	Mögliche Verfügbarkeit
CO_2-Abscheidung mit dem Oxyfuel-Verfahren (CCS) *Strategie: CCS*	Durch CO_2-Abscheidung mit dem Oxyfuel-Verfahren kann ein Großteil der prozess- und brennstoffbedingten CO_2-Emissionen bei der Zementklinkerproduktion abgeschieden werden. Die Nutzung von Sauerstoff für die Verbrennung vereinfacht die Abtrennung und erhöht die Abscheiderate des CO_2 auf rund 90 Prozent. Das CO_2 müsste anschließend über eine CO_2-Infrastruktur abtransportiert und schließlich an geeigneten Speicherorten verpresst werden.	-90 Prozent	2025 - 2030
CO_2-Abscheidung in Kombination mit Elektrifizierung der Hochtemperaturwärme am Kalzinator (elektrifiziertes LEILAC-Verfahren) *Strategien: Elektrifizierung, CCS*	Im LEILAC-Verfahren dient ein spezieller, indirekt beheizter Stahlbehälter als Kalzinator. Dadurch wird ein reiner CO_2-Abgasstrom ermöglicht, der die Abscheidung des CO_2 vereinfacht. So können circa 85 bis 90 Prozent der gesamten prozessbedingten Emissionen abgeschieden werden. Zudem wird eine Elektrifizierung der Erzeugung von Hochtemperaturwärme am Kalzinator ermöglicht, was die energiebedingten Emissionen am Kalzinator vermeidet. Insgesamt könnten dadurch rund 77 bis 80 Prozent der Emissionen des Klinkerbrennens reduziert werden.	-77 bis -80 Prozent	2030 - 2035
Alternative Bindemittel *Strategie: Materialsubstitution (hier: Substitution der Inputmaterialien)*	Alternative Bindemittel ermöglichen die Herstellung von Beton ohne den Einsatz von konventionellem Zementklinker. Durch einen verringerten Kalksteinanteil können die prozessbedingten Emissionen reduziert werden. Teilweise sind die Produktionsverfahren zudem energieeffizienter, da der Herstellungsprozess auf niedrigerem Temperaturniveau erfolgt. Weil sich verschiedene alternative Bindemittel in unterschiedlichen Stadien des Entwicklungs- und Markteinführungsprozesses befinden, lassen sich zukünftige Marktanteile, Produktionskosten und CO_2-Minderungspotentiale nicht abschließend abschätzen.	bis zu rund -50 Prozent	2020 - 2030 (je nach Produkt)

Wuppertal Institut und Agora Energiewende, 2019

Teil C: Mittelfristziel – Industriesektorziel 2030

1 Das Industriesektorziel 2030 und das *Klimaschutzprogramm 2030*

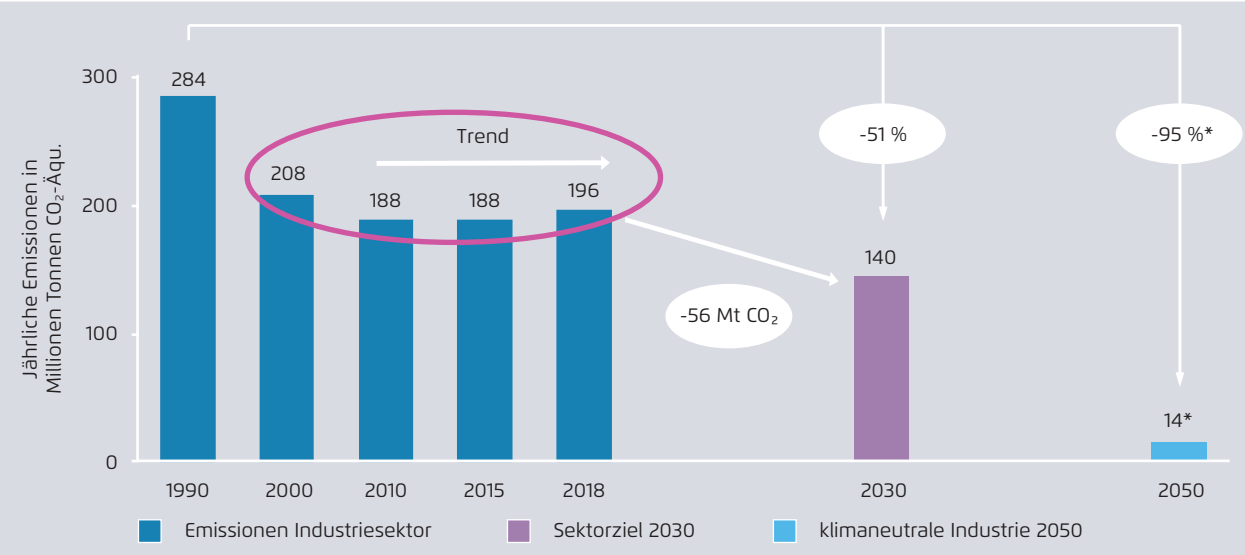
Mit den bislang von der Bundesregierung beschlossenen Maßnahmen zur Emissionsminderung in der Industrie (darunter vor allem Maßnahmen zur Effizienzsteigerung) wird die Industrie das Sektorziel 2030 nicht erreichen.

Die Industrie muss bis 2030 rund 56 Millionen Tonnen CO_2-Äquivalente (CO_2-Äqu.) einsparen, um das Emissionsziel laut Regierungsentwurf des Bundes-Klimaschutzgesetzes (KSG) von höchstens 140 Millionen Tonnen CO_2-Äqu. im Jahr 2030 zu erreichen. Derzeit (2018) emittiert die Industrie noch 196 Millionen Tonnen CO_2-Äqu. Gegenüber 1990 müssen die Emissionen mehr als halbiert werden. Die Entwicklung der letzten acht Jahre zeigt jedoch gleichbleibend hohe Emissionen (Abbildung C.1). Die Mehremissionen durch die positive Wirtschaftsentwicklung konnten durch Effizienzanstrengungen nur etwa kompensiert werden.

Die Referenzentwicklung der Bundesregierung (Projektionsbericht 2019) für 2030 weist für den Industriesektor entgegen dem Trend der letzten Jahre starke Emissionsminderungen aus. Zwischen der Referenzentwicklung und dem Emissionsziel besteht nach Regierungsprognose im Jahr 2030 lediglich eine Lücke von 12 Millionen Tonnen CO_2-Äqu. - und das, obwohl die Maßnahmen aus dem aktuellen Regierungsbeschluss zum Klimaschutzprogramm 2030 noch gar nicht berücksichtigt sind.

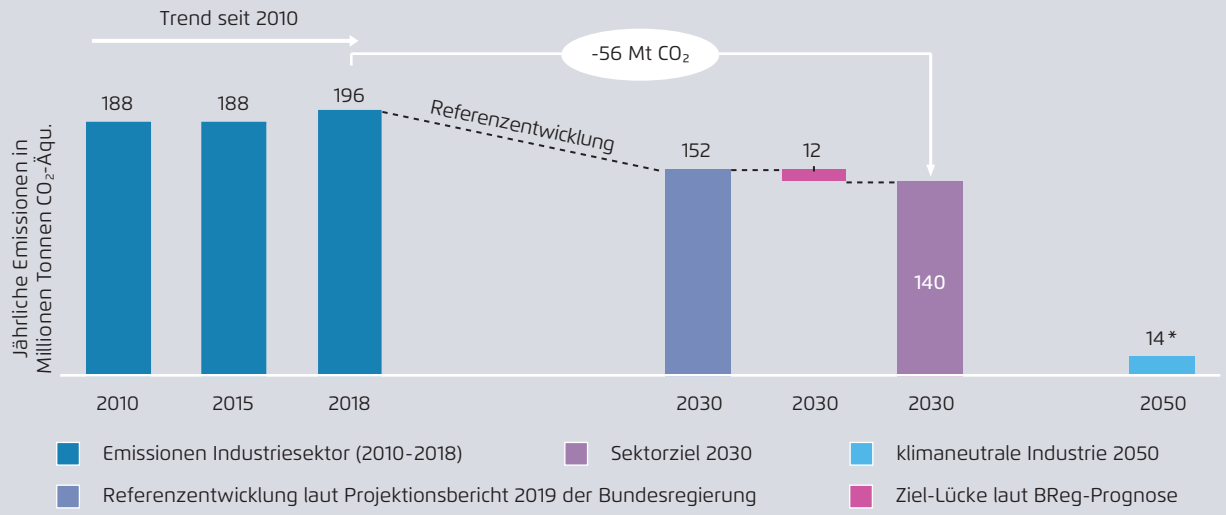
Der größte Teil der Emissionsminderungen (circa 44 Millionen Tonnen CO_2 beziehungsweise rund 80 Prozent) sollen dieser Prognose gemäß mit den bereits existierenden Maßnahmen (beziehungsweise deren Fortentwicklung) erbracht werden. Im Lichte der Trendentwicklung der letzten Jahre

Emissionen des Industriesektors 1990 bis 2018 sowie Sektorziele 2030 und 2050 — Abbildung C.1



UBA, 2019a; BMU, 2016; Sektorziel 2030 gemäß Regierungsentwurf Bundes-Klimaschutzgesetz; Sektorziel 2050 gemäß Klimaschutzplan 2050
* verbleibende Emissionen im Jahr 2050 müssen für Klimaneutralität kompensiert werden

Emissionslücke zum Erreichen des Industriesektorziels 2030 nach Projektionsbericht — Abbildung C.2



UBA, 2019; BMUB, 2016; BMU, 2019; BMU 2016
* 95%-Ziel gegenüber 1990; verbleibende Emissionen im Jahr 2050 müssen für Klimaneutralität kompensiert werden

erscheint diese angenommene Emissionsminderung höchst optimistisch (Abbildung C.2), vor allem wenn weiterhin von steigenden Produktionsmengen aufgrund einer wachsenden Wirtschaft ausgegangen wird.

Um die nach dem Referenzszenario verbleibende Ziellücke von zwölf Millionen Tonnen CO_2-Äqu. zu schließen, sollen gemäß dem *Klimaschutzprogramm 2030* der Bundesregierung (Abschnitt 3.4.4) auch im Sektor Industrie der Energiebedarf reduziert, Erneuerbare Energien möglichst direkt sowie Strom aus Erneuerbaren Quellen genutzt werden.

Für substantielle CO_2-Minderungen in den hier betrachteten Grundstoffindustrien greift die Weiterentwicklung der existierenden Fördermaßnahmen jedoch zu kurz. Erstens sollen diese Maßnahmen vor allem auf Unternehmen im *Effort-Sharing*-Bereich (die nicht dem EU-ETS) unterliegen fokussiert werden, wodurch die Unternehmen der Grundstoffindustrien weitgehend ausgenommen sind. Unterstellt man zweitens nicht nur ein wertmäßiges Wachstum, wie es in den Szenarioberechnungen der Bundesregierung umgesetzt ist, sondern ein weiteres Wachstum der Produktionsmengen an Grundstoffen (Stahl, Chemie, Zement), wie in den nachfolgenden Szenarien angenommen, steigen die Emissionen trotz Effizienzgewinnen an. Die Ziellücke wird damit so groß, dass Maßnahmen zur Energie- und Ressourceneffizienz nicht ausreichen, um sie zu schließen, und bereits bis 2030 CO_2-arme Schlüsseltechnologien zum Einsatz kommen müssen.

CO_2-arme Schlüsseltechnologien, die bis 2050 ohnehin notwendig werden, wenn die Grundstoffproduktion sowie die Industriecluster in Deutschland im Einklang mit den Klimazielen aufrechterhalten werden sollen, sind bereits 2030 in der Lage, einen Beitrag zur Emissionsminderung zu leisten. Bei entsprechend frühzeitiger Rahmensetzung (siehe Teil D) können die CO_2-armen Schlüsseltechnologien (siehe Teil F) bereits ab Mitte der 2020er-Jahre, wenn bei zahlreichen Unternehmen Reinvestitionsentscheidungen anstehen, zum Einsatz kommen.

Das Klimaschutzprogramm zielt mit dem *Innovationspakt Klimaschutz in der Industrie* sowie mit den Maßnahmen *Nationales Dekarbonisierungsprogramm* (Abschnitt 3.4.4.8) und dem Programm *CO_2-Vermeidung und -Nutzung in Grundstoffindustrien* (Abschnitt 3.4.49) in eine richtige Richtung, die jedoch noch sehr oberflächlich dargestellt ist. Mit dem *Nationalen Dekarbonisierungsprogramm* sollen Entwicklung, Demonstration und Markteinführung gefördert werden. Mit welchen Politikinstrumenten diese Förderung erfolgen soll, wird nicht ausgeführt. Konkret sollen „zentrale Projekte im Bereich der emissionsintensiven Industrien" gefördert werden, deren Treibhausgasemissionen nach heutigem Stand der Technik nicht oder nur schwer vermeidbar sind:

- mit möglichst weitgehender Minderung der Treibhausgasemissionen bei der Produktion emissionsintensiver Güter,
- zur Optimierung von Prozessketten,
- mit der Umstellung der Verfahren auf den Einsatz erneuerbarer Energieträger und Rohstoffe sowie
- Substitution emissionsintensiver Güter und Technologien zur Umwandlung von Wasserstoff
- für Technologien zur Verwendung von CO_2.

Das *Programm CO_2-Vermeidung und -Nutzung in Grundstoffindustrien* soll – nicht weiter ausgeführte – fiskalische Maßnahmen beinhalten für die direkte Vermeidung von CO_2-Emissionen in industriellen Prozessen (*Carbon Direct Avoidance*, CDA) sowie die indirekte Vermeidung von Treibhausgasemissionen durch die Abscheidung und Nutzung des CO_2 (*Carbon Capture and Utilisation*, CCU) oder durch die langfristige Speicherung des CO_2 (*Carbon Capture and Storage*, CCS).

Die aufgeführten Programme und Zielkriterien treffen auf die CO_2-armen Schlüsseltechnologien zu, die in Teil F dieser Studie im Detail beschrieben werden.

Nach einem Überblick über die existierende Förderinstrumente und Maßnahmen für Effizienz und Innovation in Kapitel C.2 werden in Kapitel C.3 die ausgearbeiteten Zielerreichungsszenarien und deren Ergebnisse ausführlich beschrieben. In diesem Kapitel wird zudem eingeordnet, welchen Beitrag die CO_2-armen Schlüsseltechnologien leisten können, um die Ziellücke 2030 zu schließen. Abschließend werden die Szenarioergebnisse in Kapitel C.4 übergreifend interpretiert.

2 Existierende Förderinstrumente und Maßnahmen für Effizienz und Innovation

Aktuell existiert eine Vielzahl an Förderinstrumenten und Maßnahmen, deren Ziel es ist, die Treibhausgasemissionen des Industriesektors zu senken. Diese Instrumente und Maßnahmen sollen unter anderem eine Steigerung der Energieeffizienz durch den Einsatz hocheffizienter Querschnittstechnologien fördern, Verfahrensumstellungen und Prozessoptimierungen anreizen sowie Impulse für eine Ausweitung und Steigerung der Materialeffizienz geben. Dies geschieht zum einen durch regulatorische, fiskalische und ökonomische Maßnahmen, die Anreize für Investitionen in hocheffiziente und bereits verfügbare Technologien und Prozesse schaffen. Zum anderen sollen durch Forschungsförderung die Schlüsseltechnologien von morgen unterstützt werden. Einige Maßnahmen wie der Emissionshandel und die Ökodesign-Mindeststandards leiten sich aus EU-Regulierungen ab, andere Maßnahmen wurden im Rahmen nationaler Initiativen ergriffen.

Tabelle C.1 gibt einen Überblick über die zentralen existierenden Maßnahmen, die auf eine Steigerung der Energieeffizienz im Industriesektor abzielen.

Regulatorische Maßnahmen umfassen ordnungsrechtliche Vorschriften, technische Standards und Produktkennzeichnungen. Für die Industrie sind hierbei die Mindeststandards für energieverbrauchende Produkte, die sich aus der europäischen Ökodesign-Richtlinie ergeben und in Deutschland

Übersicht über existierende Förderinstrumente und Maßnahmen für Effizienz und Innovation Tabelle C.1

Kategorie	Maßnahme
Regulatorische Maßnahmen	Mindeststandards nach Energieverbrauchsrelevante-Produkte-Gesetz (EVPG)
	Energieaudits Nicht-KMU nach EDL-G
Fiskalische Maßnahmen	Energieeffizienz und Prozesswärme aus Erneuerbaren Energien in der Wirtschaft
	Wettbewerb Energieeffizienz (Nachfolgeprogramm zu *STEP up!*)
	Energieberatung Mittelstand
	Initiative Energieeffizienznetzwerke
	Spitzenausgleich-Effizienzsystemverordnung (SpaEfV)
	Besondere Ausgleichsregelung (BesAR)
Ökonomische Maßnahmen	Europäischer Emissionshandel (EU-ETS)
Forschung & Entwicklung	7. Energieforschungsrahmenprogramm
	Umweltinnovationsprogramm
	r+Impuls – Innovative Technologien für Ressourceneffizienz – Impulse für industrielle Ressourceneffizienz

Navigant, 2019

im Energieverbrauchsrelevante-Produkte-Gesetz (EVPG) erfasst sind, relevant. Eine bedeutende Maßnahme sind auch die verpflichtenden Energieaudits für große Unternehmen.

Unter den **fiskalischen Maßnahmen** werden Subventionen und öffentliche Infrastrukturausgaben zusammengefasst. Die zentrale fiskalische Maßnahme ist das Förderprogramm *Energieeffizienz und Prozesswärme aus erneuerbaren Energien in der Wirtschaft*. Es bündelt die ehemaligen Förderprogramme für hocheffiziente Querschnittstechnologien, klimaschonende Produktionsprozesse, Abwärmevermeidung und -nutzung, Energiemanagementsysteme und erneuerbare Prozesswärme. Das Programm ist in vier Module unterteilt, die jeweils unterschiedliche Förderschwerpunkte haben. Modul 1 fördert einzelne Investitionen in Querschnittstechnologien, während Modul 2 Prozesswärme aus Erneuerbaren Energien unterstützt. Modul 3 fördert Mess-, Steuer- und Regelungstechnik, Sensorik sowie Energiemanagement-Software und Modul 4 deckt energiebezogene systemische Optimierungen von Anlagen und Prozessen ab. Die Antragsteller haben bei der Art der Förderung die Wahl zwischen Investitionszuschüssen, die über das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) abgewickelt werden, und zinsvergünstigten Krediten, die die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) anbietet.

Direkte Förderung für Investitionen können Unternehmen zudem im Rahmen des *Wettbewerb Energieeffizienz* erhalten, dem Nachfolgeprogramm zu *STEP up!*. Hier werden im Rahmen eines Wettbewerbs um das jährliche Förderbudget diejenigen Projekte gefördert, die die höchste Fördereffizienz aufweisen, das heißt die höchsten Emissionseinsparungen pro Förder-Euro erbringen.

Weitere bestehende fiskalische Maßnahmen sind die Energieberatung im Mittelstand, die Initiative Energieeffizienznetzwerke, die Spitzenausgleich-Effizienzsystemverordnung (SpaEfV) sowie die Besondere Ausgleichsregelung (BesAR) für Ausnahmen bei der EEG-Umlage.

Ökonomische Maßnahmen umfassen preis- und mengenpolitische Steuerungsmechanismen wie Steuern, Quoten und Zertifikate. Der europäische Emissionshandel ist die zentrale ökonomische Maßnahme für die Industrie. Von ihm erfasste Unternehmen der energieintensiven Industrie müssen für jede Tonne Treibhausgas, die sie ausstoßen, ein Emissionszertifikat nachweisen. Die Zertifikate sind handelbar. Hat ein Unternehmen seine Emissionen reduziert, so kann es die überschüssigen Zertifikate weiterverkaufen oder für künftige Zwecke behalten.

In dem Bereich **Forschung und Entwicklung** fällt das *7. Energieforschungsrahmenprogramm*, welches Unternehmen und Forschungseinrichtungen dabei unterstützt, neue Technologien für die Energieversorgung von morgen zu erforschen und zu entwickeln. Weitere Forschungsprogramme sind *r+Impuls* sowie das *Umweltinnovationsprogramm*.

Die beschriebenen Förderinstrumente und Maßnahmen sollen mit Effizienzsteigerung und Innovation dazu beitragen, die Treibhausgasemissionen des Industriesektors zu reduzieren. Gelder in Fördertöpfen werden derzeit jedoch über alle Sektoren hinweg vielfach kaum genutzt, weil Anreize für Investitionen trotz der Förderung immer noch zu gering sind oder administrative Hürden im Weg stehen. Die bestehenden Förderprogramme werden daher mit Blick auf ihre Wirkungsweise und Zielgenauigkeit kontinuierlich weiterentwickelt. Es wird jedoch bereits heute deutlich, dass eine allein auf Fördermechanismen basierende umfassende Transformation einer gesamten Volkswirtschaft an ihre Grenzen stößt. Mögliche zusätzliche Politikinstrumente werden in Teil D dieser Studie dargestellt.

3 Zielerreichungsszenarien 2030

3.1 Modell und Szenarienphilosophie

Zwei Zielerreichungsszenarien zeigen im Folgenden auf, welche technologischen Strategien bis 2030 zur Erreichung des Treibhausgasminderungszieles für das verarbeitende Gewerbe (d. h. die Industrie) beitragen können.[1]

Beide Szenarien haben gemeinsam, dass sie ein stabiles gesamtwirtschaftliches Wachstum unterstellen und darüber hinaus explizit *nicht* annehmen, dass die physischen Produktionsmengen energieintensiver Güter (zum Beispiel Stahl, Zement, chemische Grundstoffe, Glas, Papier) in Deutschland abnehmen werden. Ein solch abnehmender Trend war in der Vergangenheit und bei bestimmten Produkten im Rahmen struktureller Veränderungen der Wirtschaft durchaus erkennbar und wird teilweise als Form des *Carbon Leakage* oder *Investment Leakage* diskutiert. Dies trifft insbesondere dann zu, wenn die energieintensive Produktion in andere Länder verlagert wird, der nationale Bedarf aber weiterhin gegeben ist.

Als Grundlage für die Abschätzung der künftigen gesamtwirtschaftlichen Entwicklung in Deutschland wurden zwei vorhandene Studien verwendet, die ein jeweils unterschiedlich starkes wirtschaftliches Wachstum der Industrie insgesamt sowie der verschiedenen Branchen erwarten.

Das Szenario **Moderates Wachstum (MOD)** greift auf das Produktionsszenario zurück, das im Rahmen der Studie *Politikszenarien VII* (UBA, 2018) entwickelt wurde. Hierbei handelt es sich um ein Szenario, das die Bundesregierung verwendet, um über den erwartbaren Trend der THG-Emissionen in Deutschland gegenüber internationalen Organisationen zu berichten.

1 Der Entwurf des Bundes-Klimaschutzgesetzes weist ein Emissionsziel für die Industrie im Jahr 2030 von 140 Millionen Tonnen CO_2-Äquivalenten aus. Die Szenarien wurden noch vor Bekanntgabe dieses Entwurfs und daher mit der oberen Grenze (143 Millionen Tonnen CO_2-Äqu.) für den Industriesektor gemäß dem Klimaschutzplan 2050 erstellt. Die getroffenen Aussagen gelten analog.

Basisszenarien zur wirtschaftlichen Entwicklung — Tabelle C.2

Abgrenzung der Branchen gemäß Energiestatistik*	durchschnittliche jährliche reale Wachstumsrate der Bruttowertschöpfung		
	1995 - 2015	2015 - 2030	
		Szenario MOD	Szenario HOCH
Ernährung und Tabak	4,4 %	-0,3 %	0,2 %
Papiergewerbe	1,9 %	0,1 %	2,0 %
Grundstoffchemie	0,8 %	0,3 %	0,6 %
sonstige chemische Industrie	2,1 %	0,4 %	1,9 %
Gummi- und Kunststoffwaren	2,0 %	0,6 %	1,4 %
Glas und Keramik	-0,4 %	0,4 %	1,8 %
Verarbeitung von Steinen und Erden	-0,8 %	0,3 %	0,7 %
Metallerzeugung	-1,7 %	0,3 %	0,9 %
NE-Metalle, -gießereien	0,6 %	0,4 %	0,9 %
Metallbearbeitung	0,7 %	0,4 %	1,2 %
Maschinenbau	0,1 %	1,3 %	1,8 %
Fahrzeugbau	2,9 %	1,2 %	1,6 %
sonstiges verarbeitendes Gewerbe	1,2 %	0,9 %	1,5 %
Summe verarbeitendes Gewerbe	**1,5 %**	**0,8 %**	**1,4%**

Wuppertal Institut auf Basis von Daten von Destatis sowie der Studien von Öko-Institut/FH-ISI, 2018 und BDI/BCG, Prognos, 2018
* Aggregation der Branchen gemäß AG Energiebilanzen (s. Vorwort zu den Energiebilanzen unter https://ag-energiebilanzen.de/files/vorwort.pdf)

Das Szenario **Hohes Wachstum (HOCH)** greift die Studie *Klimapfade für Deutschland* vom BCG und Prognos (2018) auf, die im Auftrag des Bundesverbands der Deutschen Industrie (BDI) erarbeitet und Anfang 2018 veröffentlicht wurde. Dieses Szenario gibt einen optimistischeren Ausblick auf die mögliche ökonomische Entwicklung, gerade für die Industrie in Deutschland. Die Studie des BDI weist keine Annahmen zur physischen Produktion aus, insofern wurden diese hier aus den monetären Angaben der Studie abgeleitet beziehungsweise neu entwickelt. Leitend war dabei die Annahme, dass die Kapazitäten der bestehenden Produktionsanlagen bis 2030 voll ausgelastet werden. Anlagen, die das Ende ihrer technischen Lebensdauer erreichen, werden durch neue ersetzt, die in der Regel eine etwas höhere Produktionskapazität aufweisen.

Gerade vor dem Hintergrund der gegenwärtig absehbaren Abkühlung der Konjunktur erscheint das Szenario MOD als das derzeit wahrscheinlichere Szenario. Das Szenario HOCH bildet dagegen eine aus Sicht der deutschen Industrie und aus industriepolitischer Perspektive wünschenswerte Entwicklung am möglichen oberen Rand ab. Es soll aufzeigen, wie Deutschland als Vorreiter beim Klimaschutz in der Industrie sogar höhere Marktanteile im globalen Maßstab bei energieintensiven Produkten erreichen könnte. Das Szenario soll zudem auch dazu beitragen, Klimaschutzstrategien robust für mögliche positive wirtschaftliche Entwicklungen zu machen. Auch bei einer guten konjunkturellen Lage sollten schließlich die Klimaschutzziele eingehalten werden können.

Zur Modellierung des Energiebedarfs und der Emissionen der industriellen Produktion wurde das

Produktionsmengen ausgewählter Industrieprodukte in Millionen Tonnen pro Jahr — Tabelle C.3

Branche	Produkt	Szenario	2015	2025	2030
Eisen und Stahl	Primärstahl	MOD	30,1	29,0	28,5
		HOCH		30,9	31,7
	Sekundärstahl	MOD	11,4	13,2	14,3
		HOCH		13,3	14,5
	Walzstahl	MOD	38,7	39,2	39,9
		HOCH		41,2	43,1
Aluminium	Primäraluminium	MOD	0,5	0,5	0,4
		HOCH		0,5	0,5
	Sekundäralumnium	MOD	1,1	1,2	1,3
		HOCH		1,3	1,3
chemische Grundstoffe	Ethylen	MOD	5,1	5,0	4,9
		HOCH		5,1	5,1
	Chlor	MOD	3,9	3,9	3,9
		HOCH		4,1	4,2
	Ammoniak	MOD	2,9	2,9	2,8
		HOCH		2,9	2,9
	Methanol	MOD	0,9	0,9	0,9
		HOCH		1,0	1,0
	Salpetersäure	MOD	1,7	1,7	1,7
		HOCH		1,8	1,9
	Soda	MOD	2,5	2,5	2,5
		HOCH		2,5	2,5
Zement	Zement	MOD	31,2	32,0	31,6
		HOCH		32,9	33,1
	Zementklinker	MOD	23,4	22,5	22,3
		HOCH		22,8	23,2
Kalk	Kalk	MOD	6,6	6,0	5,7
		HOCH		6,6	6,6
Zellstoff, Papier und Pappe	Zellstoff	MOD	2,6	2,1	1,6
		HOCH		2,6	2,6
	Papier	MOD	22,6	23,4	23,3
		HOCH		23,9	24,6
Glas	Behälterglas	MOD	4,0	4,0	4,2
		HOCH		4,0	4,2
	Flachglas	MOD	2,1	2,2	2,2
		HOCH		2,3	2,3

Eurostat, 2019; Wuppertal Institut, 2019; teilweise abgeleitet aus Öko-Institut/FH ISI, 2018 und BDI/BCG, Prognos, 2018

Industriemodul des technologisch differenzierten *Bottom-up*-Modells *WISEE-EDM* des Wuppertal Instituts eingesetzt. Folgende Sektoren wurden dabei im Wesentlichen technologie- und standortscharf abgebildet, das heißt, es wurden die wesentlichen Produktionskapazitäten in Deutschland mit ihren Standorten, ihren Altern sowie zentralen technischen Parametern einzeln betrachtet und modelliert:

- Eisen- und Stahlindustrie (NACE 24.1)
- Nicht-Eisen-Metalle (NACE 24.4) – ohne Gießereien
- Auswahl chemischer Grundstoffe (NACE 20.1)
- Zellstoff, Papier und Pappe (NACE 17.1 und 17.2)
- Zementindustrie (NACE 23.51)
- Kalkindustrie (NACE 23.52)
- Glasindustrie (NACE 23.1)

Die Entwicklung der angenommenen Produktion energieintensiver Güter ist als Auswahl in Tabelle C.3 für beide Szenarien dargestellt. Eine vollständige *Liste der explizit im Modell berücksichtigten Güter und der dazugehörigen Produktionsprozesse* kann dem zusätzlich verfügbaren Datenmaterial entnommen werden.

Die technologiescharfe Abbildung der entsprechenden Prozesse deckt in etwa 66 Prozent des Brennstoffbedarfs, 27 Prozent des Strombedarfs und 77 Prozent der direkten THG-Emissionen des gesamten verarbeitenden Gewerbes ab.

Für die verbleibenden Prozesse beziehungsweise Sektoren wurden ökonometrische Fortschreibungen verwendet, das heißt, die Brennstoff- und Stromintensitäten sowie die Energieträgersplits wurden auf Basis der historischen Entwicklung und zusätzlichen Annahmen zur zukünftigen Effizienzentwicklung und zum Energieträgerwechsel fortgeschrieben. Um die Ziele der beiden Szenarien zu erreichen, wurden die Annahmen zur Effizienzentwicklung und zum Energieträgersplit gegenüber dem Trend modifiziert. In beiden Szenarien wurde im Zeitraum bis 2020 von einer Effizienzverbesserung durch technologische oder organisatorische Maßnahmen von 0,5 Prozent pro Jahr ausgegangen (*Business as usual*), im folgenden Fünfjahreszeitraum zwischen 2020 und 2025 von 1 Prozent im Szenario MOD und 1,5 Prozent im Szenario HOCH sowie im letzten Fünfjahreszeitraum von 1,8 Prozent beziehungsweise 2 Prozent.

Verfahren, wie sie hier für die nicht-energieintensiven Industriezweige genutzt werden und die auf einer Trendextrapolation beruhen, wurden auch im Rahmen anderer aktueller Szenarioarbeiten für das Bundeswirtschaftsministerium verwendet.

Der technologiescharfe *Bottom-up*-Ansatz für den energieintensiven Teil der Industrie ist dagegen eher vergleichbar mit der Modellierung der Langfristszenarien, die im Auftrag des Bundesumweltministeriums erstellt wurden (Öko-Institut/Fraunhofer ISI, 2015). In Bezug auf die Umsetzung von Effizienzpotenzialen ist das WISEE-Modell dabei weniger differenziert als das dort verwendete Modell *Forecast* des Fraunhofer ISI. Anders als in *Forecast* werden jedoch Investitionszyklen, das heißt das tatsächliche Alter von Anlagen und die entsprechende Lebensdauer von Anlagen explizit in der Modellierung berücksichtigt. Zur Analyse inkrementeller Effizienzverbesserungen ist WISEE-EDM also weniger geeignet, dafür können Investitionszeitfenster in die Analyse einbezogen werden – in dieser Hinsicht ist WISEE-EDM also realitätsnäher.

Da WISEE-EDM in Hinblick auf eine langfristig treibhausgasneutrale Produktion in der energieintensiven Industrie entwickelt wurde, nehmen die CO_2-armen Schlüsseltechnologien eine zentrale Rolle im Modell ein. WISEE-EDM ist somit einerseits geeignet, mögliche langfristige *Lock-ins* durch frühzeitige Technologiefestlegungen bis 2030 aufzuzeigen. Andererseits veranschaulicht es auch mittel- und langfristige Verbesserungen der Wettbewerbsfähigkeit, die sich durch die frühzeitige Entwicklung von CO_2-armen Schlüsseltechnologien ergeben können.

Da für die Entwicklung der energieintensiven Produktion physische Einheiten als Aktivitätsindikator zugrunde gelegt werden, besteht im Rahmen der hier angewandten Modellierung nicht die Gefahr, dass in der Vergangenheit beobachtbare Entkopplungsentwicklungen zwischen Bruttowertschöpfung und Energieeinsatz einfach fortgeschrieben werden, die zumindest teilweise auf Struktureffekte zurückgeführt werden konnten.[2]

Für die genauen Annahmen, die der Modellierung zugrunde liegen verweisen wir auf die zusätzliche Publikation Klimaneutrale Industrie: *Ausführliche Darstellung der Schlüsseltechnologien für die Branchen Stahl, Chemie und Zement*. Bei der Bewertung der CO_2-armen Schlüsseltechnologien wurde von einem Strompreis von 60 bis 70 Euro je Megawattstunde im Jahr 2030 ausgegangen. Um diesen Strompreis für die energieintensive Grundstoffindustrie zu erzielen, sind gegebenenfalls (weiterhin) Ausnahmen bei Umlagen und Netzengelten sowie die Strompreiskompensation notwendig.

3.2 Grundsätzliche Strategien zur weitgehenden Minderung der THG-Emissionen und ihre Bedeutung in den Szenarien

Energieeffizienz, Materialeffizienz und *Circular Economy* sind sehr bedeutende und notwendige Strategien, um die Primärenergieproduktivität des Sektors Industrie zu erhöhen und die Auswirkungen auf den Ressourcen- und Landverbrauch zu beschränken. Alleine sind diese Effizienz-Strategien zum Erreichen einer vollständigen THG-Neutralität nicht ausreichend. Da ein nachhaltiger Biomasseeinsatz aufgrund limitierter Potenziale und Nutzungskonkurrenzen begrenzt ist, verbleiben direkte und indirekte Elektrifizierung und *Carbon Capture and Storage* als wesentliche Strategien für eine treibhausgasneutrale Industrie. Ihr Mix kann, jeweils entsprechend der Charakteristiken von Branchen und/oder Industrieregionen, unter Berücksichtigung der Potenziale der Effizienz- und *Circular-Economy*-Strategien optimiert werden.

Elektrifizierung meint dabei den Energieträgerwechsel weg vom Einsatz fossiler Energieträger hin zum Einsatz von Elektrizität aus Erneuerbaren Energien. Der direkte Einsatz von Strom zum Beispiel in Batteriefahrzeugen oder zur Erzeugung von Dampf ist dabei in der Regel bezogen auf den Endenergieeinsatz die effizientere Strategie. Aus energiesystemischer Sicht kann jedoch auch die Umwandlung von Strom in chemische Energieträger (Wasserstoff, Methan, flüssige Kohlenwasserstoffe) vorteilhaft sein, da sie leichter gespeichert werden können. Zudem werden heute Wasserstoff beziehungsweise Kohlenwasserstoffe auf fossiler Basis zum Beispiel für die Produktion chemischer Grundstoffe eingesetzt. In solchen Fällen ist ein Umstieg von der fossil basierten auf eine regenerativ (strom-)basierte Herstellung ebenfalls sinnvoll.

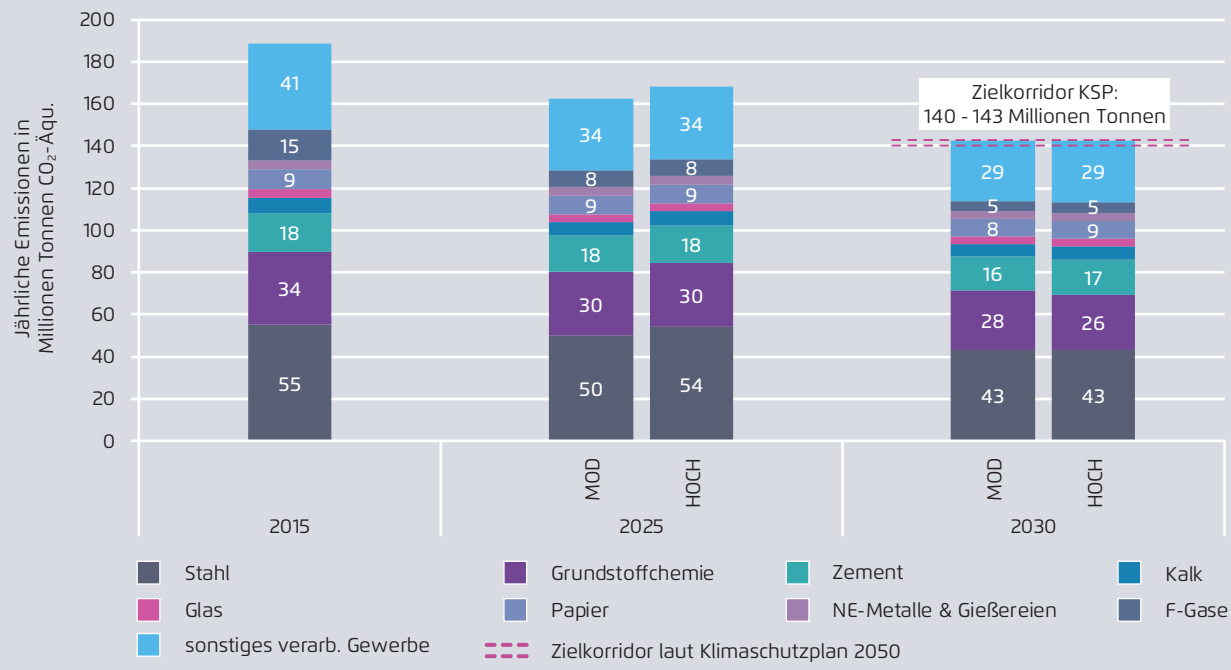
Da das WISEE-EDM Industrie-Modul keine vollständige Energiesystemintegration aufweist, wurde bei der Bestimmung des Strategie-Mixes keine modellendogene Optimierung über die volkswirtschaftlichen Kosten durchgeführt. Die zusätzlichen Kosten eines Einsatzes von CO_2-armen Schlüsseltechnologien gegenüber einer Reinvestition in konventionelle Technologien bis 2030 wurden jedoch *bottom-up* abgeschätzt und die Annahmen zum Strategiemix unter Berücksichtigung der Abschätzungen zur Verfügbarkeit der Technologien (*technology readiness level*, TRL) über die Zeit in einem iterativen Verfahren bestimmt. Auch anstehende Reinvestitionszyklen, die sich aus der Altersstruktur des bestehenden Anlagenparks ergeben, wurden hierbei berücksichtigt.

Abbildung C.3 zeigt, dass beide Szenarien 2030 gerade noch unterhalb der oberen Grenze des im Klimaschutzplan formulierten Zielkorridors für die Industrie (siehe Kapitel C.1) bleiben. Jedoch liegen die Emissionen im Szenario mit hohem Wachstum (HOCH) im Jahr 2025 um sechs Millionen Tonnen

2 Die dieser Studie zugrunde liegenden Szenarien unterstellen ein Wachstum der Produktionsmengen an Grundstoffen (Stahl, Chemie, Zement) und nicht nur ein wertmäßiges Wachstum des Industriesektors.

Entwicklung der Industrieemissionen in Deutschland
in den Szenarien MOD und HOCH

Abbildung C.3



Berechnung Wuppertal Institut, 2019; Fortschreibung von F-Gasen, prozessbedingten N_2O, CH_4 aus Chemieproduktion und Produktverwendung/Lösungsmitteleinsatz gemäß den Ansätzen des Öko-Instituts, 2018

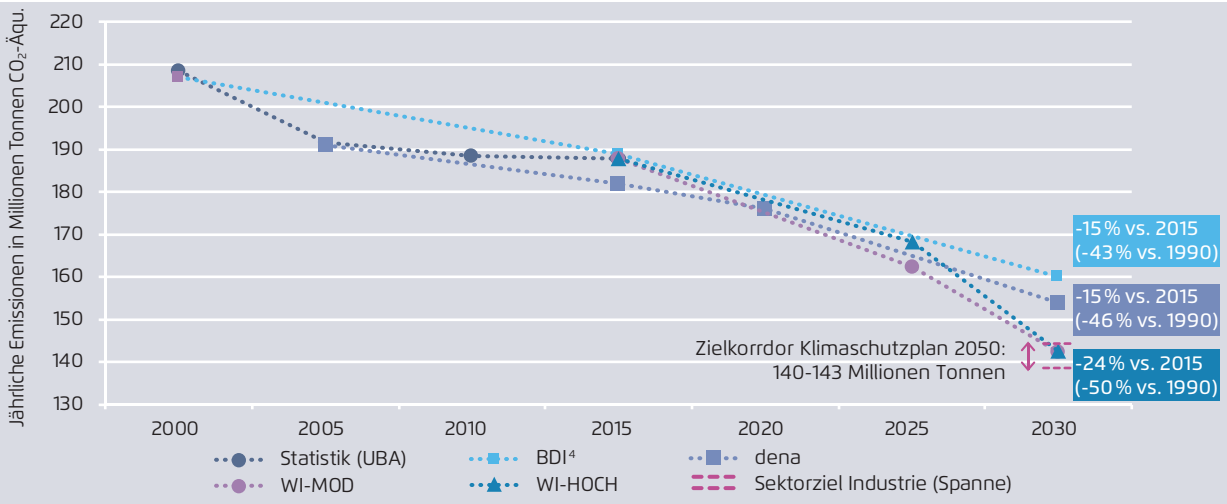
CO_2-Äquivalente beziehungsweise um vier Prozent höher als im Szenario mit moderatem Wachstum (MOD) und geringerem Produktionswachstum. Die Beiträge der einzelnen Branchen beziehungsweise Wirtschaftsaktivitäten zur Erreichung des Ziels von maximal 143 Millionen Tonnen CO_2-Äquivalenten in den beiden Szenarien sind nicht gleich verteilt. Stahlherstellung und chemische Industrie, deren Emissionen zusammen fast die Hälfte der gesamten Emissionen der Industrie ausmachen, mindern beide ihre Emissionen um rund 21 beziehungsweise 18 Prozent im MOD-Szenario und um 21 beziehungsweise 24 Prozent im HOCH-Szenario, was in etwa dem Durchschnitt der gesamten Industrie entspricht. Dies ist zum einen für die Gesamtzielerreichung 2030 erforderlich, zum anderen ein erster Schritt, um diese beiden Branchen in Richtung einer treibhausgasneutralen Industrie bis spätestens 2050 wettbewerbsfähig aufzustellen und die bestehenden Reinvestitionszeitfenster nicht zu verpassen. Mit ihrem hohen Anteil an prozessbedingten Emissionen, die sich nicht durch Energieeffizienzmaßnahmen oder einen Energieträgerwechsel vermeiden lassen, erbringen die Zement- und Kalkindustrie nur geringere Minderungen von 10 Prozent sowohl im MOD-Szenario als auch im HOCH-Szenario bis 2030. In der Papierindustrie dagegen werden die Effizienzverbesserungen im Wesentlichen durch Produktionsausweitungen kompensiert.

In den übrigen Industriebranchen sind teilweise noch hohe Effizienzpotenziale bei der Wärmenutzung vorhanden. Diese werden in beiden Szenarien systematisch erschlossen. Insofern können diese Branchen trotz überdurchschnittlichen Wachstums ihrer Bruttowertschöpfung überproportionale Emissionsminderungsbeiträge liefern.

Die Abbildung C.4 ordnet die oben dargestellten Szenarioergebnisse in den Kontext der aktuellen Szenarioliteratur für Deutschland ein: Die Szenarien aus der Studie *Klimapfade für Deutschland* (BDI/BCG,

Vergleich der Emissions-Minderungspfade zwischen den Ziel-Szenarien MOD und HOCH sowie aktuellen Szenarien aus der Literatur

Abbildung C.4



Wuppertal Institut, 2019

Prognos, 2018) und der Studie *Leitstudie Integrierte Energiewende* (dena, 2018) weisen für die Industrie bis 2030 jeweils eine für die Zielerreichung nicht ausreichende Emissionsminderung um circa 15 Prozent gegenüber 2015 aus.[3] Demgegenüber erreichen die hier entwickelten Szenarien das Sektorziel für die Industrie mit 24 Prozent Minderung gegenüber 2015 beziehungsweise mit 21 Prozent gegenüber 2014, also dem Referenzpunkt des Klimaschutzplans.

Die Emissionsminderungen in den untersuchten Szenarien können nur dadurch erreicht werden, dass sich – neben dem Einsatz von CO_2-armen Schlüsseltechnologien – der Endenergieeinsatz der Industrie durch Effizienzmaßnahmen verringert und durch Elektrifizierung (direkt oder indirekt über den Einsatz treibhausgasneutralen Wasserstoffs) verändert (Abbildung C.5). Der Endenergiebedarf sinkt leicht (im Szenario MOD um acht Prozent bis 2030, im Szenario HOCH trotz höherer Ambitionen im Bereich Energieeinsparung nur um knapp zwei Prozent). In beiden Szenarien gehen aber die Anteile der fossilen Energieträger zurück (insbesondere Kohle und Koks, aber auch Erdgas). Der Anteil Erneuerbarer Energien am Endenergiebedarf (im Wesentlichen Biomasse) steigt moderat an. Deutliche Anteile gewinnen kann dagegen Strom. Das hat in erster Linie mit der Fortsetzung eines historischen Trends (zu zusätzlichen Stromanwendungen) zu tun. Das starke Wirtschaftswachstum im Szenario HOCH wirkt sich hierbei besonders stark treibend aus. Der direkte Stromeinsatz in der Industrie steigt damit bis 2030 gegenüber 2015 absolut um zwölf Prozent im Szenario MOD beziehungsweise sogar um 20 Prozent im Szenario HOCH. Der zusätzliche Strombedarf für gezielte *Power-to-X*-Strategien wie Dampf oder Wasserstofferzeugung für die energieintensive

3 Gemäß dena *Technologiemix*-Szenarien, da diese gegenüber den *Elektrifizierungsszenarien* (EL) von der Studie als vorteilhafter eingestuft werden. (Die *EL*-Szenarien erreichen bis 2030 mit 144 Millionen Tonnen CO_2-Äqu. nahezu das Sektorziel.)

4 Die Szenarien im Auftrag des BDI weisen die Emissionen der Industriekraftwerke nach 2015 nicht mehr im Industriesektor aus. Um hier eine Vergleichbarkeit mit den anderen Szenarien gewährleisten zu können, wurden die Emissionen der Industriekraftwerke auf Grundlage eigener Schätzungen bei den BDI-Szenarien aufgeschlagen. Hinweis: Die Emissionen der beiden BDI-Szenarien verlaufen bis zum Jahr 2030 identisch, daher ist in dieser Abbildung nur ein Kurvenverlauf dargestellt.

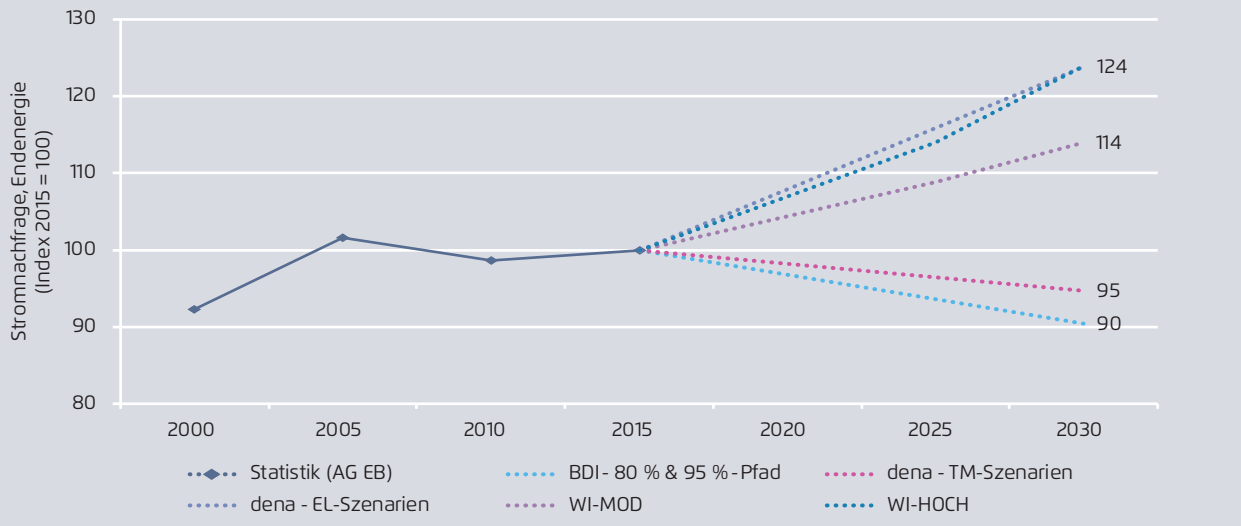
Endenergieeinsatz in den Ziel-Szenarien MOD und HOCH — Abbildung C.5

Wuppertal Institut, 2019

Industrie ist hierbei noch nicht dem Strombedarf der Industrie zugewiesen.

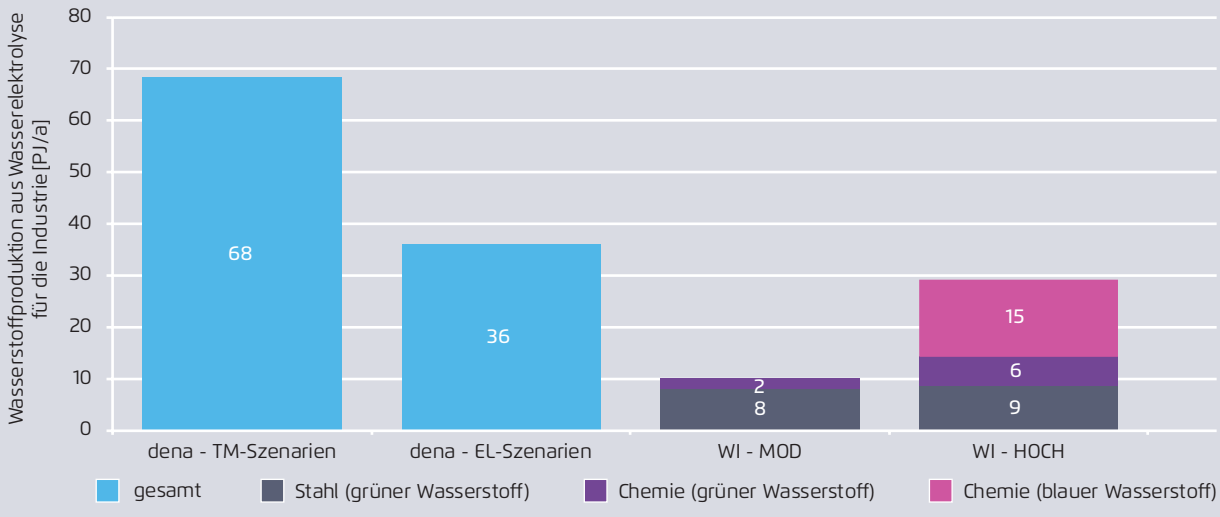
Im Vergleich mit anderen Szenarien zeigt sich, dass die vorliegenden Szenarien eher am oberen Rand der erwarteten Stromnachfrage liegen. Der zusätzliche Strombedarf durch *Power-to-Heat* ist in Abbildung C.6 berücksichtigt, nicht jedoch der zusätzliche Strombedarf zur Herstellung von Wasserstoff mittels Elektrolyse. Das Szenario HOCH mit einer wach-

Vergleich des industriellen Stromeinsatzes in den Szenarien MOD und HOCH und in anderen Szenarien aus der Literatur — Abbildung C.6



Wuppertal Institut, 2019 (enthält auch den Strombedarf zur Herstellung von Dampf, nicht jedoch zur Erzeugung von Wasserstoff)

Vergleich des Wasserstoffeinsatzes der Szenarien MOD und HOCH im Vergleich mit anderen Szenarien aus der Literatur für 2030 Abbildung C.7



Wuppertal Institut, 2019

senden Produktion an energieintensiven Gütern liegt hinsichtlich des Strombedarfs gleichauf mit dem Elektrifizierungsszenarios der dena (2018), dem allerdings Annahmen über eine sinkende Entwicklung der Produktion energieintensiver Güter zugrunde liegen. Dies verdeutlicht, welch wichtiger Beitrag dem Einsatz erneuerbaren Stroms insbesondere im Szenario HOCH zukommt.

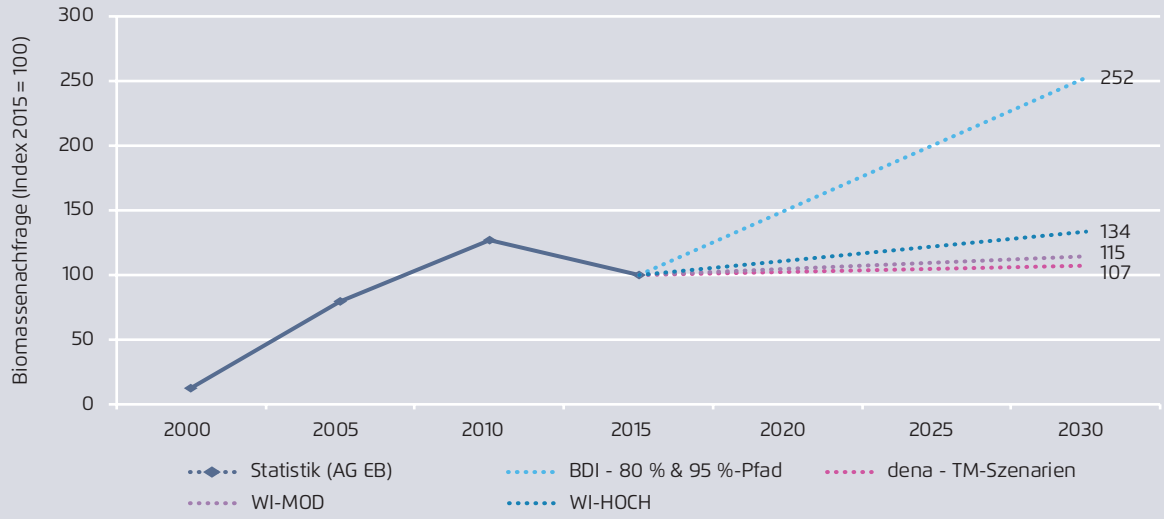
Der Elektrolyse-Wasserstoffbedarf der Industrie in den untersuchten Szenarien MOD und HOCH ist mit 10 Petajoule (rund 3 Terrawattstunden) beziehungsweise 14 Petajoule (knapp 4 Terrawattstunden) im Jahr 2030 bereits signifikant, liegt aber noch deutlich unter den Projektionen der beiden dena-Szenarien (TM80/95 und EL80/95) für dieses Szenariojahr (Abbildung C.7). Im Szenario HOCH wird neben dem *grünen* Wasserstoff eine ebenso große Menge blauer Wasserstoff (aus Dampfreformierung von Erdgas mit CCS, siehe unten) eingesetzt. Hierbei wird das CO_2 an einem bestehenden *Steamreformer* an der Küste abgeschieden und per Schiff zu einem Speicher transportiert; der Wasserstoff wird direkt am Standort wieder eingesetzt und gelangt insofern nicht unbedingt in ein Pipeline-System.

Der Einsatz von Biomasse in den Szenarien ist begrenzt. Ein Treiber des Biomassebedarfs ist der Einsatz von Ersatzbrennstoffen (mit biogenem Anteil) in der Zementindustrie, ein weiterer der Einsatz von Biomethan in den überwiegend neuen Eisen-Direktreduktions-Anlagen der Stahlindustrie. Der Einsatz bleibt jedoch insgesamt deutlich unter dem Niveau, das in den beiden BDI-Zielszenarien dargestellt ist (Abbildung C.8), die von einem gegenüber heute weiteren Anstieg der energetischen Biomassenutzung ausgehen und den Biomasseeinsatz in der Industrie priorisieren.

In der Abbildung C.9 wird das Lösungsdreieck mit den drei Polen Biomasse, Strom und Wasserstoff aufgespannt. Auffällig ist, dass sowohl dena- als auch BDI-Szenarien die Sektorziele nicht erreichen, obwohl sie deutlich höhere Mengen an Biomasse und (im Fall der dena-Szenarien) auch Wasserstoff einsetzen. Die Erklärung, warum die Ziele nicht erreicht werden, ist also an anderer Stelle zu suchen. Erklärungsmöglichkeiten bieten die Energieeffizienz und der sonstige Energieträgerwechsel (vor allem von Kohle zu Erdgas sowie die höhere Stromnutzung), daneben auch der Einsatz von CCS

Vergleich des Biomasseeinsatzes in der Industrie in den Szenarien MOD und HOCH und in anderen Szenarien aus der Literatur

Abbildung C.8



Wuppertal Institut, 2019

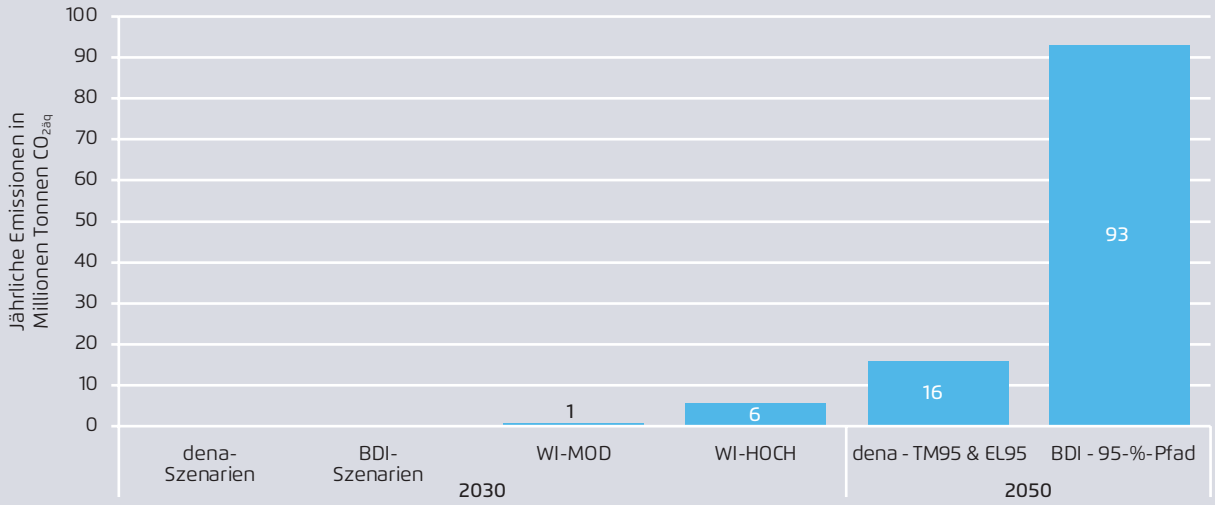
in MOD und HOCH sowie unterschiedliche Annahmen zur Wirtschaftsentwicklung. Im Hinblick auf den letzteren Punkt ist das Szenario HOCH jedoch mit dem Szenario des BDI vergleichbar, das Szenario

Szenariovergleich im Hinblick auf das Lösungsdreieck zwischen direkter Elektrifizierung, Wasserstoffeinsatz (*grün* und *blau*) sowie dem Einsatz von Biomasse in der Industrie

Abbildung C.9

Wuppertal Institut, 2019

Vergleich des jährlichen Umfangs der CO_2-Abtrennung an Industrieprozessen und Speicherung (CCS) in den Szenarien MOD und HOCH im Vergleich mit anderen Szenarien aus der Literatur Abbildung C.10



Wuppertal Institut, 2019

MOD entspricht im Hinblick auf die Annahmen zur Produktion in vielen Punkten den Annahmen, die auch der dena-Studie zugrunde liegen und ist somit vergleichbar.

Die Nutzung der CCS-Technologie in verschiedenen Szenarien zeigt abschließend Abbildung C.10. Obwohl alle Ziel-Szenarien mit einem Ambitionsniveau einer THG-Minderung von 95 Prozent für 2050, namentlich das dena-Technologiemix-Szenario (TM95) sowie auch das 95-Prozent-Pfad-Szenario des BDI, dieser Strategie langfristig eine wichtige Bedeutung beimessen, wird CCS nur in den für diese Studie entwickelten Szenarien MOD und HOCH bereits 2030 genutzt. Im Szenario MOD wird CCS nur in der Zementindustrie eingesetzt. Aus heutiger Sicht ist davon auszugehen, dass CCS in der Zementindustrie bis 2050 wahrscheinlich notwendig ist, um die prozessbedingten Emissionen zu verhindern und Klimaneutralität zu erreichen. Im Szenario HOCH wird CCS zusätzlich auch in der Stahlindustrie sowie bei der Wasserstofferzeugung eingesetzt. Durch die höhere Produktion in diesem Szenario entsteht verstärkter Handlungsdruck für schnellere Emissionsminderungen. Im Falle der Stahlindustrie wären höhere Minderungen jedoch auch durch einen rascheren Umstieg auf neue Erdgas-DRI-Anlagen[5] zu erreichen. Es wurden ausschließlich CCS-Anwendungsfälle mit einem geringen Infrastrukturaufwand ausgewählt[6], um die Gefahr möglicher *Lock-ins* zu minimieren.

Obwohl CCS im BDI-Szenario 2050 eine zentrale Rolle einnimmt, wird dort, wie auch im dena-Szenario, kein Einstieg vor 2030 angenommen.

3.3 Emissions-Minderungsstrategien und ihre Beiträge für die drei Fokusbranchen

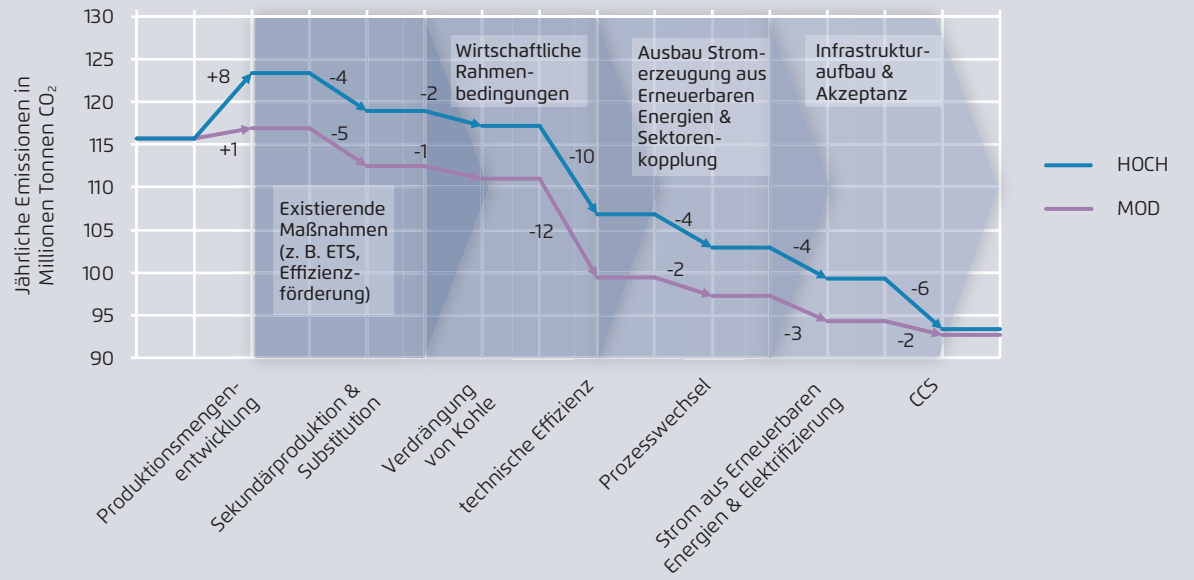
Eine Analyse der Beiträge der Hauptstrategien in den drei treibhausgasstärksten Branchen Stahlproduktion, Grundstoffchemie und Zementproduktion zeigt Abbildung C.11. Das gegenwärtige Emissionsniveau dieser drei Sektoren liegt bei rund

5 *Direct Reduced Iron* (DRI) ist Eisenschwamm, der aus Eisenerz in Direktreduktionsanlagen hergestellt wird.

6 In diesen Anwendungsfällen ist 2030 kein weit ausgebautes CCS-Pipeline-Netz nötig, denn CCS wird nur an küsten- oder flussnahen Standorten betrieben. Von dort wird das CO_2 per Schiff zu den CO_2-Speichern gebracht.

Beiträge der CO_2-Minderungsstrategien für die Sektoren Stahl, Chemie und Zement sowie die wichtigsten Triebfedern zu ihrer Umsetzung

Abbildung C.11



Wuppertal Institut, 2019

116 Millionen Tonnen CO_2 pro Jahr, das entspricht in Deutschland circa 60 Prozent der Emissionen des gesamten verarbeitenden Gewerbes (in der Abgrenzung des Klimaschutzplans 2050).

Durch die angenommene Produktionsmengenentwicklung in den beiden Szenarien MOD beziehungsweise HOCH würden die Emissionen der drei Sektoren um zusammen circa eine Million beziehungsweise acht Millionen Tonnen CO_2 steigen. Durch Strategien wie eine Erhöhung des Anteils von Sekundärproduktion sowie ein fortgesetzter Energieträgerwechsel, die durch Marktentwicklungen beziehungsweise durch den Emissionshandel angereizt werden, können bereits anteilig Emissionsminderungen erreicht werden, die in dem hier angenommenen Maße einer Trendfortschreibung entsprechen. Durch diese Strategien allein können die drei größten Sektoren jedoch nicht ausreichend hohe Beiträge zur absoluten Emissionsminderung der Industrie leisten; die Ziele des Klimaschutzplans wären somit kaum erreichbar. Andererseits würden diese Branchen durch die Absenkung der ausgegebenen Menge an Emissionszertifikaten im ETS und die dadurch absehbaren CO_2-Preissteigerungen stark unter Druck geraten.

Ein möglicher Hebel für weitere Emissionsminderungen wären Ersatzinvestitionen in energieeffizientere Anlagen. Die für die Erreichung der Ziele sehr bedeutende Hebung von Effizienzpotenzialen ist in der energieintensiven Industrie jedoch schwieriger anzureizen. Die Möglichkeiten gradueller Verbesserungen im Bestand sind überwiegend ausgereizt. Bei Ersatzinvestitionen in die großen Aggregate (zum Beispiel Hochöfen, Ammoniaksynthese-Anlagen, Industriekraftwerke oder Zementklinköfen, siehe unten), handelt es sich um strategische Investitionen mit einer technischen Lebensdauer von häufig deutlich über 40 Jahren, die nur bei ausreichender mittelfristiger Perspektive und guten wirtschaftlichen Rahmenbedingungen getätigt werden (wie zum Beispiel jüngste Modernisierungen von Zementöfen im Zuge der guten Baukonjunktur). Wichtig dafür, dass Unternehmen der energieintensiven Branchen Reinvestitionsentscheidungen treffen können, sind

also ein stabiler wirtschaftlicher und auch regulatorischer Rahmen sowie eine klare Perspektive, welche Anlagen überhaupt langfristig betrieben werden können. Nur so kann die Gefahr von Fehlinvestitionen beziehungsweise *Stranded Investments* weitgehend vermieden werden.

In den vorliegenden Szenarien wird angenommen, dass die Stahlindustrie einen Teil ihrer Rohstahlerzeugung bis 2030 auf die Direktreduktion mit Erdgas als Reduktionsmittel umstellt. Durch diesen Prozesswechsel erfolgt ein teilweiser Ausstieg aus der Nutzung von Kohle für die Stahlerzeugung. Er ermöglicht bereits bis 2030 bedeutende Emissionsminderungen und stellt im Rahmen einer Klimaschutzentwicklung eine langfristig resiliente Investition dar, da ein späterer Austausch des Erdgases durch Wasserstoff möglich ist (siehe Teil F). Ein sehr viel umfassenderer Prozesswechsel, der bereits 2030 vermehrt auf wasserstoffbasierte Stahlerzeugung setzt, wäre bei ambitionierterer Klimapolitik möglich (siehe Teil F).

Der Ausbau der Erzeugung von erneuerbarem Strom und seine Nutzung benötigen einen starken Impuls zum Beispiel durch fortgesetzte Förderung und gegebenenfalls Maßnahmen im Bereich der Strom- und Netzbepreisung wie eine umfassende Reform der Abgaben, Umlagen, Steuern und Netzentgelte auf Strom (Agora Energiewende, 2018a; Agora Energiewende, 2019a). Dann können bestimmte Maßnahmen wie die Erzeugung von Dampf aus Strom zu Zeiten besonders günstiger Stromgroßhandelspreise (in hybrider Dampferzeugung) bis 2030 wirtschaftlich sein. Viele weitere *Power-to-X*-Strategien wie zum Beispiel die Wasserstoffherstellung durch Elektrolyse werden aber 2030 noch nicht in breitem Umfang wirtschaftlich zu betreiben sein. Der Einstieg in diese Technologien bedarf daher zusätzlicher staatlicher Förderung sowie Unterstützung bei der Planung von Infrastrukturen. Im Rahmen einer entsprechenden Strategie wäre durch den Ersatz fossil erzeugten Wasserstoffs ein Minderungsbeitrag von vier bis fünf Millionen Tonnen CO_2 jährlich möglich (siehe Analyse der Minderungsstrategien im folgenden Abschnitt).

Im Hinblick auf eine vollständige Treibhausgasneutralität der Industrie wird auch CCS voraussichtlich langfristig erforderlich sein, um die prozessbedingten Emissionen der Zementindustrie einzuspeichern. Sofern Konsens in der Gesellschaft darüber erzielt wird und die Akzeptanz dafür auch bei besonders betroffenen Gruppen entsteht, kann CCS mit CO_2-Speicherung im Ausland (zum Beispiel in Norwegen) auch mittelfristig bereits Beiträge zur THG-Minderung liefern. Ohne klare staatliche Unterstützung werden die hierfür erforderlichen Planungsprozesse bis 2030 aber kaum greifen, denn der Großteil der deutschen Industriestandorte liegt nicht an der Küste und ist somit auf umfassende Infrastrukturen für den CO_2-Transport angewiesen. Gerade im Szenario HOCH mit einer stark wachsenden energieintensiven Industrie ist eine erfolgreiche CCS-Strategie wichtig für rasche Emissionsminderungen (hier sechs Millionen Tonnen CO_2).

3.4 Analyse von Strategien auf Branchenebene

Der folgende Abschnitt analysiert die dargestellten Strategien für die drei bedeutendsten Emittenten detaillierter und auf der jeweiligen Branchenebene – zunächst für das Szenario MOD. Anschließend wird dargestellt, welche zusätzlichen Herausforderungen in Bezug auf den Einsatz neuer Technologie im Szenario HOCH entstehen.[7]

7 Für eine Allokation der Treibhausgasminderungsbeiträge auf einzelne Strategien in einem integrierten Szenario gibt es methodisch mehrere Möglichkeiten. In der vorliegenden Studie wurden die Effekte der einzelnen Strategien zunächst einzeln berechnet. Da eine Addition der Einzeleffekte nicht dem Umfang des Gesamteffektes entspricht, wurden die Einzelbeiträge abschließend gewichtet mit der Abweichung der Addition der Einzeleffekte von den im integrierten Szenario errechneten Gesamteffekt.

Szenario MOD

Stahlindustrie

Die Emissionen der Stahlindustrie in der hier dargestellten Abgrenzung umfassen den Betrieb der Kokereien, Sinteranlagen, Hochöfen, Konverter, Elektrolichtbogenöfen und das Warmwalzen. Daneben sind auch die Emissionen aus den Hüttenkraftwerken erfasst.

Der Großteil der Emissionen der Branche entsteht in der integrierten Hochofenroute zur Primärstahlerzeugung (siehe Teil F). Die in dieser Route entstehenden großen Mengen an Kuppelgasen werden heute zur Strom- und Wärmeerzeugung genutzt. Eine Änderung in den bestehenden Hütten (zum Beispiel Prozesswechsel) hat somit vielschichtige Auswirkungen, die in dem bei der Szenarienerstellung verwendeten WISEE-Modell vereinfacht abgebildet sind.

Das Szenario MOD sieht vor, dass die Primärstahlproduktion 2030 um 3 Prozent unter dem heutigen Niveau (2016) liegt, also annähernd stabil bleibt. Gleichzeitig steigt die Produktion von Sekundärstahl bis dahin um 25 Prozent an, sodass sich durch den höheren Recyclinganteil im Sinne eines Prozesswechsels ein Reduktionspotenzial der direkten CO_2-Emissionen in Höhe von 4 Millionen Tonnen jährlich ergibt.[8] Der Schrott-Einsatz erhöht sich um circa 3,8 Millionen Tonnen (auch durch erhöhten Einsatz in der Hochofenroute). Ein Teil des zusätzlich eingesetzten Schrotts kann durch weiter steigende natürliche Rückläufe aus dem Stahl-Stock Deutschlands (Schrott aus Autos, Gebäuden etc.) gedeckt werden, ein Teil müsste aus einem Abbau der Exportüberschüsse (heute 3,3 Millionen Tonnen Stahl netto) kommen. Der heute exportierte Schrott entspricht nicht unbedingt den Erfordernissen der Qualitätsstahlerzeuger. Durch eine verbesserte Sortierung ließe sich die Qualität jedoch auch kurzfristig steigern (vgl. Material Economics, 2018).

Der Einsatz der besten verfügbaren Technologie (BVT) in allen Prozessrouten kann auch in der Stahlindustrie noch bis 2030 einen bedeutenden CO_2-Minderungsbeitrag von fünf Millionen Tonnen erbringen.[9] Allerdings ist sehr unsicher, ob diese Möglichkeiten in der dominierenden Hochofenroute tatsächlich genutzt werden. Denn vor dem Hintergrund einer langfristigen Ablösung der Hochofenroute durch andere Verfahren wie die Direktreduktion könnten die Unternehmen Investitionszurückhaltung üben. Sofern dann keine Effizienzverbesserungen in der Hochofenroute erfolgen, könnte der Effizienzeffekt um etwa 2,5 Millionen Tonnen CO_2 niedriger ausfallen.

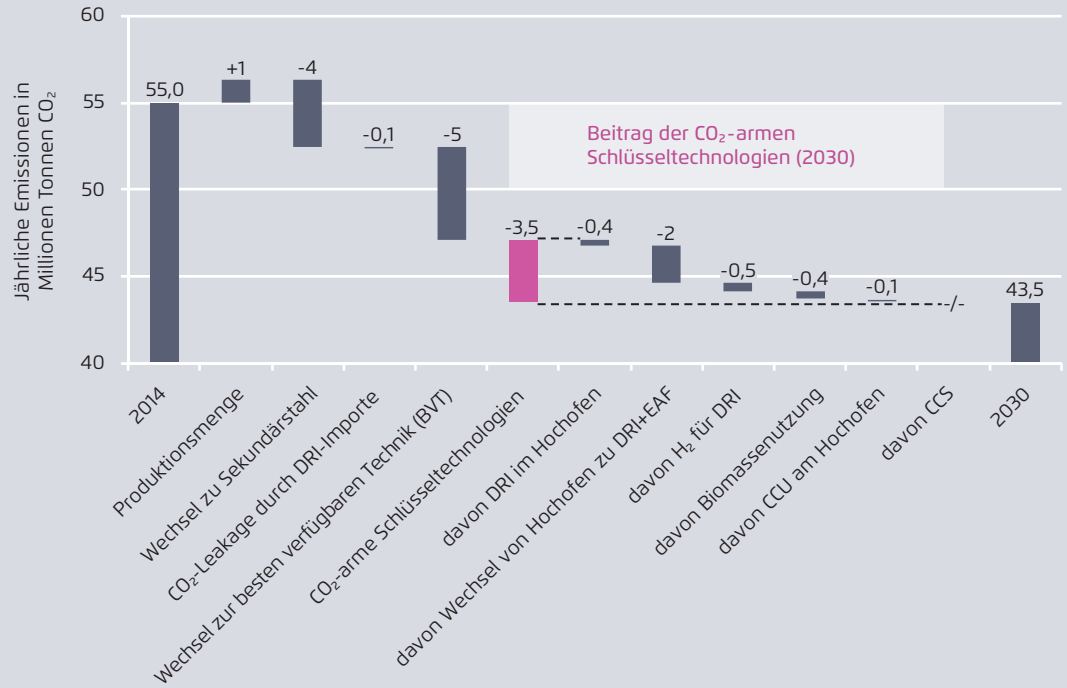
Der Einsatz von bereits in Direktreduktionsanlagen reduziertem Eisen in Hochöfen kann bis 2030 rund 400 Kilotonnen CO_2-Einsparung erbringen, ist aber lediglich als Übergangslösung anzusehen. Der Aufbau erster Direktreduktionsanlagen kann somit bereits vor der Stilllegung der sehr viel größeren Hochofenaggregate erfolgen und Emissionen mindern, sodass die Hochöfen schrittweise durch Elektrolichtbogenöfen (EAF) ersetzt werden können. Die Umstellung auf EAF hat einen deutlich höheren Emissionsminderungseffekt je eingesetzter Tonne Eisenschwamm (*Direct Reduced Iron*, DRI). Im analysierten Szenario MOD erbringt die knappe Verdreifachung des Einsatzes von DRI in der EAF-Route und eine Erhöhung der entsprechenden Stahlausbringung auf knapp 3,5 Millionen Tonnen einen Minderungsbeitrag in Höhe von zwei Millionen Tonnen CO_2 (bei Betrieb mit Erdgas als Reduktionsmittel). Der oben beschriebene Effekt der Investitionszurückhaltung in Bezug auf einen Retrofit der Hochofenroute könnte zwischen 2025 und 2030 durch einen umfassenderen Wechsel auf die DRI-Elektrolichtbogenofenroute kompensiert werden, denn insgesamt stehen innerhalb dieses Zeitraums

8 Bei der Berechnung des Gesamteffektes muss auch der Effekt der Produktionsmengensteigerung insgesamt berücksichtigt werden.

9 In diesem Betrag ist auch eine Erhöhung des Schrottanteils im Konverter auf 17 Prozent vorgesehen.

Beiträge der Strategien zur Minderung der direkten Emissionen der Stahlindustrie bis 2030 im Szenario MOD

Abbildung C.12



Wuppertal Institut, 2019 Differenzen zwischen Gesamt-Minderung und der Summe der ausgewiesenen Einzelbeiträge sind auf Rundungen zurückzuführen.

Reinvestitionen in Hochöfen entsprechend einer Rohstahlkapazität von zwölf Millionen Tonnen pro Jahr an (siehe unsere Potenzialbetrachtung im Teil F).

Weitere kleinere Beiträge liefert der Einstieg in die Wasserstoffwirtschaft (Wasserstoff für DRI und CCU am Hochofen[10]). Der sehr kleine Effekt des *Carbon Leakage* beruht auf einer Erhöhung der DRI-Importe um zehn Prozent von heute etwa 600 Kilotonnen pro Jahr auf 660 Kilotonnen; die – vergleichsweise geringeren – Emissionen der Direktreduktion des Erzes gehen bei den Importen nicht in die deutsche Emissionsbilanz ein.

Auch die Biomasse kann in der Stahlindustrie einen Emissionsminderungsbeitrag erbringen. Im vorliegenden Szenario wurde eine Beimischung von Biomethan zu dem in den Direktreduktionsanlagen eingesetzten Erdgas in Höhe von zehn Prozent entsprechend einer Energiemenge von acht Petajoule vorgesehen. Eine Nutzung von Biomethan im DRI-Prozess neben Wasserstoff wäre aus heutiger Sicht auch langfristig sinnvoll, um über das Reduktionsmittel den metallurgisch benötigten Kohlenstoff in das Material einzubringen. Der biogene Kohlenstoff kann im Folgeprozess der Aufschmelzung im Lichtbogenofen zu CO_2 umgesetzt und damit zur prozesstechnisch notwendigen Schaumschlackenbildung verwendet werden. Insofern wäre eine Heranziehung lokaler Biomassepotenziale und ein entsprechender Anlagen- und Infrastrukturaufbau auch mit Blick auf die Langfristperspektive sinnvoll.

Der Aufbau einer CCS-Infrastruktur für Stahlwerke wird in diesem Szenario nicht als Option vorgesehen, da es hierfür derzeit keine konkreten Pläne der Betreiber der Stahlwerke in Deutschland gibt und ein Einsatz dieser Technologie in einem Szenario mit moderatem Produktionswachstum zur Erreichung des 2030-Sektorziels nicht zwingend nötig erscheint.

10 Näheres zu CCU siehe Teil F

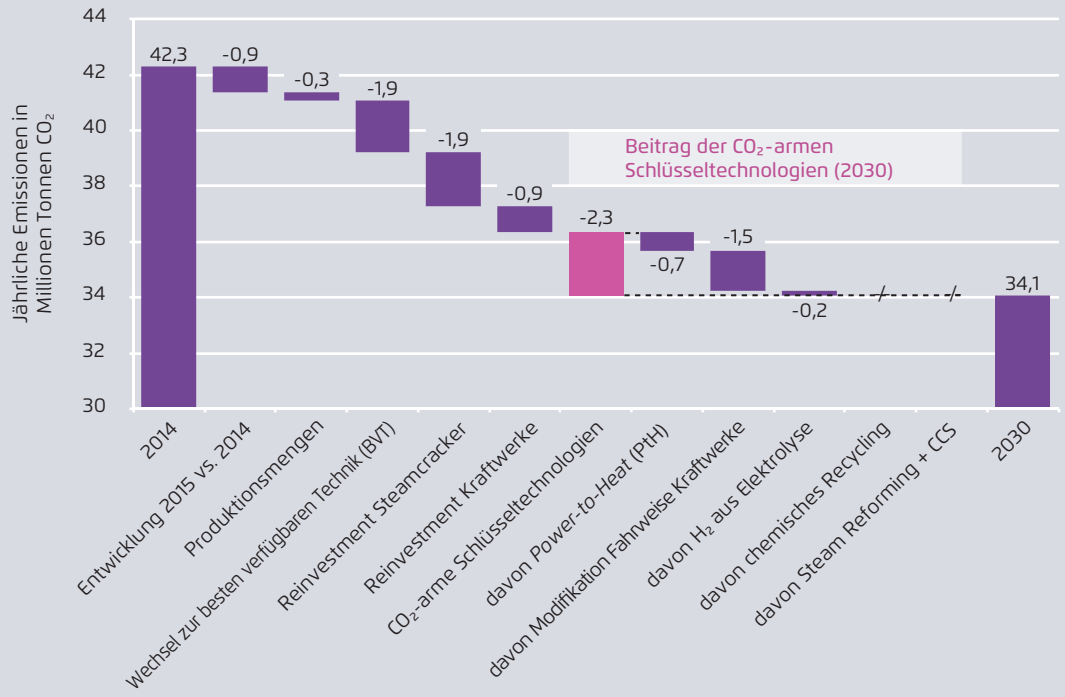
Die im Szenario zwischen 2025 und 2030 benötigten Investitionen in die DRI-(und EAF-)Route betragen unter günstigen Annahmen etwa 940 Millionen Euro für die DRI-Anlagen (4,1 Millionen Tonnen Roheisen Jahreskapazität) und 425 Millionen Euro für neue Elektrolichtbogenöfen (2,3 Millionen Tonnen Stahl Jahreskapazität). Gegenüber der ansonsten erforderlichen Investitionen in die Hochofenroute ist die Produktion in der DRI-EAF-Route mit Mehrkosten in der Produktion (inklusive Kapitalkosten) in Höhe von 130 bis 150 Millionen Euro pro Jahr verbunden, die CO_2-Vermeidungskosten betragen somit 62 bis 73 Euro pro Tonne CO_2 (siehe Näheres auch zu den getroffenen Annahmen im Teil F). Soll zusätzlich Wasserstoff in dem im Szenario MOD vorgesehenen Maße von acht Petajoule eingesetzt werden, so entstehen hierdurch zusätzliche Mehrkosten gegenüber dem Betrieb mit reinem Erdgas in Höhe von 54 Millionen Euro pro Jahr – bei CO_2-Vermeidungskosten der reinen Wasserstoffnutzung von circa 260 Euro pro Tonne CO_2.

Chemische Grundstoffe

Für den Sektor chemische Grundstoffe mit seiner sehr viel höheren Komplexität wurde aus Aufwandsgründen nur ein Basisjahr (2015) für die Modellierung zugrunde gelegt, d. h. im Gegensatz zu den Sektoren Stahl und Zement wurden einzelne Jahre zwischen 2015 und 2030 nicht durch das eingesetzte Modell nachgefahren. Da die Minderungen insgesamt jedoch in Bezug auf 2014 (das gewählte Basisjahr im Klimaschutzplan 2050) gezeigt werden sollen, wird in Abbildung C.13 zunächst die Entwicklung zwischen beiden Jahren dargestellt (Minderung um knapp eine Million Tonnen CO_2).

Im Szenario MOD wächst die Bruttowertschöpfung des Sektors chemische Grundstoffe inflationsbe-

Beiträge der Strategien zur Minderung der direkten Emissionen der chemischen Industrie (Grundstoffe) bis 2030 im Szenario MOD — Abbildung C.13



Wuppertal Institut, 2019 — Differenzen zwischen Gesamt-Minderung und der Summe der ausgewiesenen Einzelbeiträge sind auf Rundungen zurückzuführen.

reinigt um 0,3 Prozent jährlich. Damit einher geht eine gewisse Verlagerung der Wertschöpfung weg von der Herstellung von Basischemikalien hin zu spezielleren Polymeren. Im Zuge dessen sinkt beispielsweise die sehr energie- und CO_2-intensive Produktion von Olefinen und Aromaten; die Produktion etwa von Chlor, das als Reaktanz in vielen komplexen Produktionsrouten benötigt wird, steigt jedoch an. Entsprechend gewichtet ergibt sich eine Reduktion der CO_2-Emissionen um 0,3 Millionen Tonnen bis 2030.

Wie bereits oben angedeutet sind gerade in der chemischen Industrie bedeutende Effizienzpotenziale vorhanden. Die Reinvestitionen mit entsprechenden Effizienzverbesserungen wurden für bestimmte Anlagen wie *Steamcracker* und Anlagen zur Erzeugung von Ammoniak, Harnstoff, Adipinsäure und Salpetersäure anhand des Alters der konkreten Anlagen im Anlagenpark und einer Annahme für ihre technischen Lebensdauern berechnet. Für die anderen circa 50 Prozesse der chemischen Industrie, die in der WISEE-Datenbank des Wuppertal Instituts konkret als Anlagen mit Kapazitäten hinterlegt sind, wurde angenommen, dass sie bis 2040 vollständig reinvestiert werden und der Anlagenpark dann dem Stand einer (heute) bestverfügbaren Technik (BVT) entspricht. Hierdurch ergibt sich eine Minderung von insgesamt 3,8 Millionen Tonnen CO_2, wobei die Hälfte dieser Minderung auf die Reinvestitionen bei Steamcrackern zurückzuführen ist. Eine weitere knappe Million Tonnen CO_2-Emissionsminderung könnte der Ersatz von alten Industriekraftwerken mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) erbringen, die teilweise noch kohlebefeuert sind.

Wie bereits angesprochen, ist eine Reinvestition solcher Großanlagen mit Lebensdauern von über 30 Jahren am Ende ihrer technischen Lebensdauern nicht selbstverständlich. Anders als beim Hochofenprozess mit klaren Reinvestitionszyklen lässt sich die Lebensdauer in den Anlagen der chemischen Industrie meist mit graduellen Ersatzinvestitionen in bestimmte Anlagenteile verlängern. Nach unseren Analysen entsprechen die heute in Deutschland stehenden Anlagen trotz graduell vorgenommener Erneuerungen jedoch in vielen Fällen nicht dem Stand der Technik. Gerade die 14 existierenden Naphtha-*Steamcracker*, die für einen hohen Anteil der Treibhausgasemissionen der chemischen Industrie stehen, entsprechen nicht der heute besten verfügbaren Technologie dieser Prozessroute. Hier stünde bei Annahme einer Lebensdauer von 50 Jahren eine Welle von Ersatzinvestitionen in den 2020er-Jahren an. Die Ersatzinvestitionen der vergangenen Jahre wurden in Europa an Küstenstandorten vorgenommen, wo ältere Naphtha-Cracker in flexiblere Cracker umgebaut wurden, die unter anderem Ethan (aus US-amerikanischem Schiefergas) als Grundstoff verarbeiten können. In Deutschland gibt es jedoch mit der Raffinerie Heide nur einen relativ kleinen Cracker-Standort, der für eine solche Belieferung infrage kommt. Die übrigen deutschen Cracker sind meist auf Naphtha aus Raffinerieproduktion als Rohstoff angewiesen. Im vorliegenden Szenario MOD wurde dennoch eine Reinvestition dieser Cracker vorgesehen. Um dies zu ermöglichen, bedarf es einer Perspektive für eine dauerhaft wirtschaftliche Produktion an den deutschen Inlandsstandorten wie Gelsenkirchen oder Ludwigshafen, die über eine Integration in eine chemische Recyclingroute mittel- bis langfristig gelingen könnte. Eine solche Transformation wird in Teil F beschrieben.

Auch für andere Ersatzinvestitionen ist eine langfristige Perspektive notwendig. Die Ermöglichung einer Hybridisierung der KWK-Anlagen in Kombination mit *Power-to-Heat* (mit entsprechender Begleitung durch regulierende Maßnahmen) könnte bereits 2030 einen Beitrag zur Emissionsminderung der chemischen Industrie leisten (Modifikation der Fahrweise (geringere Volllaststunden) und PtH insgesamt zwei Millionen Tonnen CO_2) und gleichzeitig die Perspektive für eine langfristig bezahlbare und CO_2-arme Energieversorgung liefern. Damit können die Standorte insgesamt gestärkt und auch Reinvestitionen in effizientere Anlagen angereizt werden.

Der Einstieg in eine Chemie auf Basis von Elektrolysewasserstoff ist zumindest bei inländischer Produktion des Wasserstoffs bis 2030 vergleichsweise teuer und wurde deshalb im Szenario nur in geringem Umfang (als Demonstrationsprojekte) vorgesehen. Für methanolbasierte Verfahren (siehe Teil F) wird jedoch die Möglichkeit des Imports von Methanol, der mit Photovoltaikstrom aus dem Sonnengürtel der Erde hergestellt wird, als neuer Grundstoff zur Ablösung von Erdöl diskutiert. Hieraus ergäbe sich ein sehr viel weiter reichendes Potenzial für den Wasserstoffeinsatz.

Eine Nutzung von CCS wird im Szenario MOD aus den zuvor beschriebenen Gründen nur für die Zementindustrie vorgesehen. Ein relativ leichter Einstieg innerhalb der chemischen Industrie wäre jedoch auch die Kopplung mit dem *Steam Reforming* von Erdgas zur Erzeugung von blauem Wasserstoff, zum Beispiel in der Ammoniakherstellung (siehe Szenario HOCH).

Die Investitionskosten für eine Modernisierung der Standorte der chemischen Industrie entsprechend der oben genannten BVT-Strategien (als *Brown-field-Investment*) können hier nicht abgeschätzt werden. Mit einem langfristigen Investitionshorizont über 20 Jahre dürften viele dieser Investitionen volkswirtschaftlich sinnvoll sein.

Für den Einstieg in eine Elektrifizierung der chemischen Industrie durch *Power-to-Heat* und die Wasserelektrolyse würden im Szenario MOD jährliche Mehrkosten in der Produktion (inklusive Kapitalkosten) in Höhe von 66 bis 134 Millionen Euro für PtH und 71 bis 100 Millionen Euro für Wasserstoff aus Wasserelektrolyse anfallen. Die Investitionssumme, die zwischen 2020 und 2030 anstünde, entspräche einer Größenordnung von 158 bis 470 Millionen Euro für Elektrodenkessel sowie von 98 bis 147 Millionen Euro für die Elektrolyseeinheiten.

Zementindustrie

Für die Zementproduktion sieht das Szenario MOD für 2030 eine Produktionsmenge in Höhe von rund 31,6 Millionen Tonnen Zement vor, was leicht unter dem von hoher Auslastung geprägten Produktionsniveau der vergangenen Jahre liegt. Gegenüber dem Jahr 2015 liegt es jedoch um 1,5 Prozent höher, weshalb Abbildung C.14 hierfür zusätzliche CO_2-Emissionen von 0,3 Millionen Tonnen ausweist.

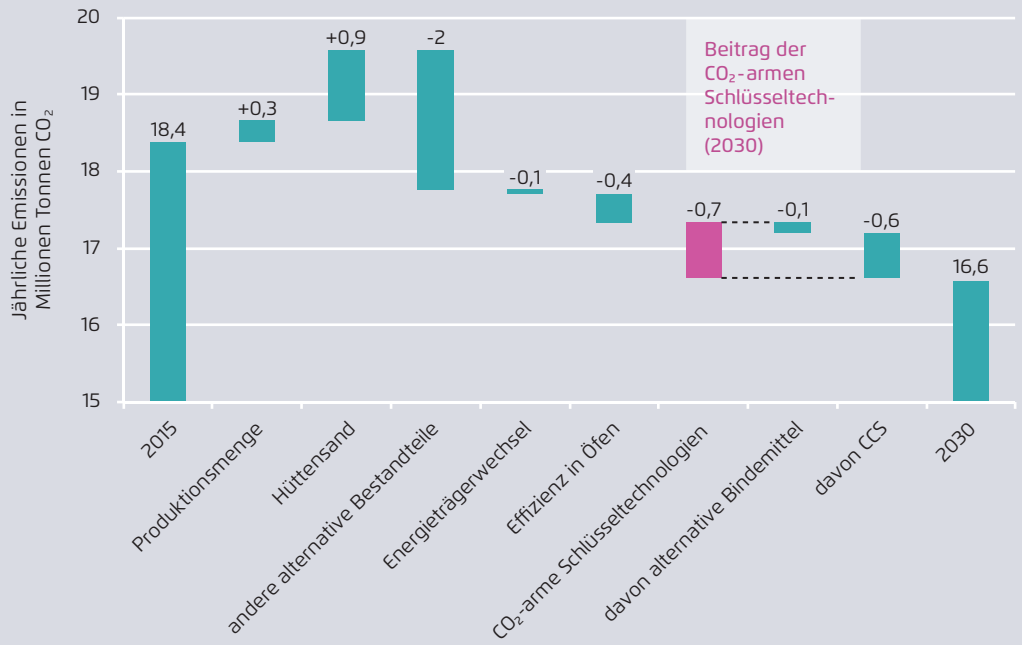
Stärker emissionssteigernd wirkt sich der Rückgang des **Hüttensandaufkommens** um etwa eine Million Tonnen infolge der angenommenen teilweisen Ablösung der Hochofenroute aus. Müsste die entsprechende Menge durch Klinkerproduktion substituiert werden, so ergäben sich zusätzliche Emissionen von fast einer Million Tonnen CO_2 in der Zementindustrie. Allerdings gehen wir im Szenario MOD davon aus, dass der Anteil **alternativer Zementbestandteile** (das heißt in erster Linie Kalksteinmehl) signifikant gesteigert werden kann. Möglich wird dies durch angepasste Planung im Bauwesen, die die verschiedenen Zementqualitäten entsprechend den tatsächlichen Anforderungen im Bauwerk einsetzt. **Alternative Bindemittel** wie zum Beispiel das am Karlsruher Institut für Technologie (KIT) entwickelte Celitement könnten bis 2030 in Spezialanwendungen eingesetzt werden, wodurch ebenfalls konventionelle Klinkerproduktion eingespart werden kann.

Ofenmodernisierungen entsprechend einem Reinvestitionszyklus von 60 Jahren könnten einen weiteren Beitrag zur Emissionsminderung leisten, ebenso ein fortgesetzter **Energieträgerwechsel** hin zu Ersatzbrennstoffen. Im Szenario MOD steigt der Anteil von Ersatzbrennstoffen (mit biogenem Anteil) am Energieeinsatz von 64 Prozent (2015) auf 67 Prozent (2030), aber es bestehen noch darüberhinausgehende weitere Einsatzpotenziale (siehe Szenario HOCH).

Schließlich wird im Szenario auch ein Einstieg der Zementindustrie in die **CCS-Technologie** vorgesehen, weil wir heute davon ausgehen, dass dies nicht zu einem *Lock-in* führen wird. Selbst wenn die Energiebereitstellung bis 2050 vollständig auf Erneuerbaren Energien beruhen wird, wird die Zementindustrie diese Technologie voraussichtlich weiterhin

Beiträge der Strategien zur Minderung der direkten Emissionen der Zementindustrie bis 2030 im Szenario MOD

Abbildung C.14



Wuppertal Institut, 2019 Differenzen zwischen Gesamt-Minderung und der Summe der ausgewiesenen Einzelbeiträge sind auf Rundungen zurückzuführen.

benötigen, um zu verhindern, dass die prozessbedingte CO_2-Austreibung aus dem Kalkstein zur Freisetzung von CO_2 in die Atmosphäre führt. Es wird angenommen, dass zwei Zementöfen in Werken, die an schiffbaren Flüssen gelegen sind, bis 2030 mit ***Oxyfuel*-Technik** und ***Carbon Capture*** ausgestattet werden (siehe Teil F). Das abgeschiedene CO_2 wird an den Standorten zwischengelagert und mit Binnenschiffen zu einem Seehafen mit CO_2-Drehkreuzfunktion transportiert. Die am Hafen von Rotterdam geplanten CCS-Aktivitäten könnten beispielsweise Anschluss für ein deutsches CCS-System bieten.

Die Mehrkosten in der Produktion (inklusive Kapitalkosten) für den Einstieg in CCS betragen im Szenario MOD 84 bis 108 Millionen Euro pro Jahr. Dabei müssten für die Umrüstung der beiden Zementwerke im Zeitraum 2025 bis 2030 circa 240 bis 320 Millionen Euro in die *Oxyfuel*-Technik mit *Carbon Capture* investiert werden (siehe Teil F).

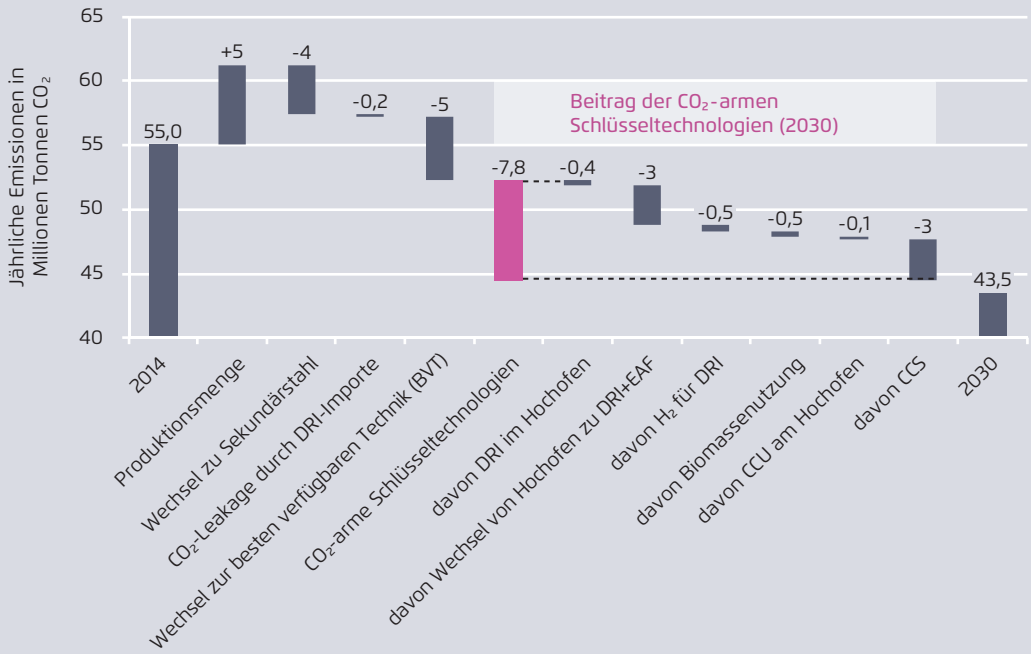
Szenario HOCH

Das Szenario HOCH unterscheidet sich nicht grundsätzlich vom Szenario MOD in Hinblick auf den Strategiemix, allerdings erhalten diejenigen Strategien mit dem Potenzial zu einer vollständig treibhausgasneutralen Produktion ein höheres Gewicht. Im Folgenden gehen wir auf die Kernunterschiede in den drei Branchen ein.

In der Stahlindustrie schlagen sich die höheren Produktionsmengen in einem höheren Anteil der Primärroute nieder. Damit die Emissionen nicht entsprechend steigen, sind weitergehende Maßnahmen in dieser Route erforderlich: Die DRI-EAF-Route legt in diesem Szenario bis 2050 auf ein Produktionsniveau von knapp fünf Millionen Tonnen Stahl pro Jahr zu (gegenüber 3,5 Millionen im Szenario MOD), was den Minderungsbeitrag von zwei auf drei Millionen Tonnen CO_2 erhöht. Zusätzlich kommt CCS zum Einsatz: Drei Millionen Tonnen

Beiträge der Strategien zur Minderung der direkten Emissionen der Stahlindustrie bis 2030 im Szenario HOCH

Abbildung C.15



Wuppertal Institut, 2019 Differenzen zwischen Gesamt-Minderung und der Summe der ausgewiesenen Einzelbeiträge sind auf Rundungen zurückzuführen.

CO_2 werden in diesem Szenario an den Kraftwerken der Stahlindustrie abgeschieden und mit Binnenschiffen zu einem Seehafen transportiert. CCS ist hier als reine *End-of-the-Pipe*-Lösung angedacht, also ohne Eingriffe in die Hochöfen.

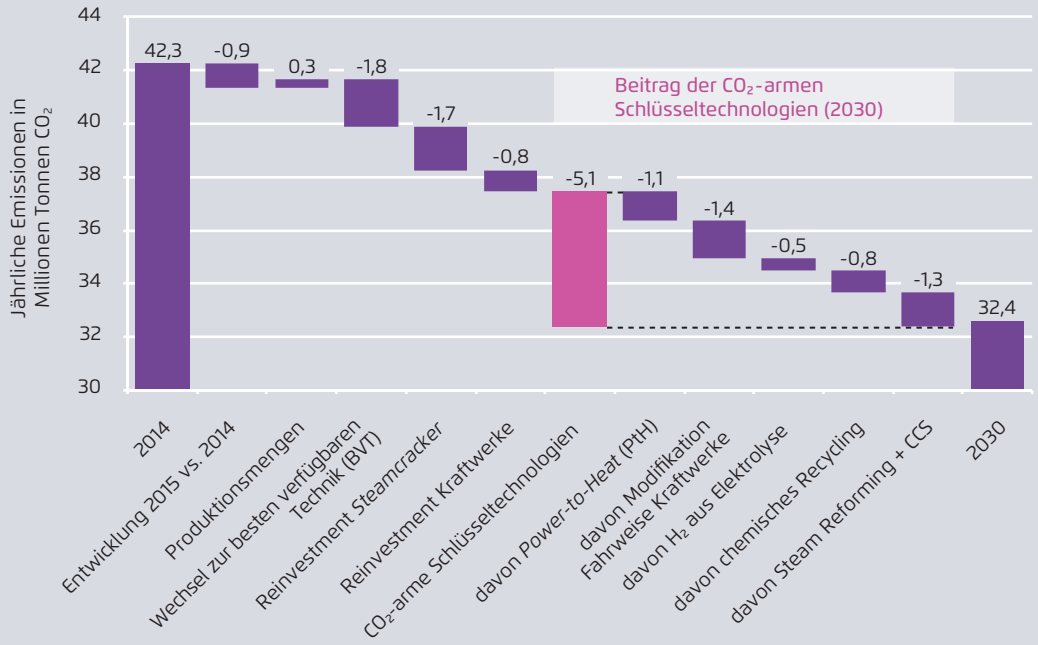
Die Produktion chemischer Grundstoffe im Szenario HOCH liegt etwas höher. Zudem bringt dieser Industriezweig im Szenario HOCH einen höheren absoluten Gesamtminderungsbeitrag als im Szenario MOD. Erreicht wird dies zum einen durch ein wesentlich stärkeres Investment in die Beste verfügbare Technik (fünf Millionen Tonnen statt zwei), die zu einer Einsparung vor allem beim Dampfbedarf führt. Hintergrund hierfür ist das günstigere wirtschaftliche Umfeld in diesem Szenario.

Zum anderen erbringen die CO_2-armen Schlüsseltechnologien in diesem Szenario einen deutlich größeren Beitrag: Ein Demonstrationsprojekt für chemisches Recycling erbringt knapp eine Million Tonnen Minderung[11], der Beitrag von *Power-to-Heat* steigt noch einmal um 50 Prozent, der Beitrag der Wasserelektrolyse gar um mehr als 100 Prozent gegenüber dem Szenario MOD. Schließlich kommt auch in dieser Branche CCS zum Einsatz, in diesem Fall als CO_2-Abscheidung an einem *Steamreformer* der Ammoniakproduktion. Der Vorteil gegenüber anderen CCS-Anwendungen (zum Beispiel bei Kraftwerken) ist die relative Reinheit des hier vorliegenden CO_2-Stroms. In Deutschland gibt es einen Küstenstandort, der sich für einen frühen Einstieg anbieten würde. Das CO_2 könnte in diesem Fall direkt mit einem Seeschiff zu möglichen Lagerstätten in der Nordsee abtransportiert werden, ohne dass Binnenschiffe eingesetzt oder Pipelines an Land verlegt werden müssten.

11 Der eigentliche Minderungsbeitrag dieser Strategie liegt bei der (vermiedenen) Müllverbrennung, also bezogen auf die hier verwendete Quellenbilanz außerhalb des Bilanzkreises der chemischen Industrie. Der Beitrag wurde jedoch der chemischen Industrie zugerechnet.

Beiträge der Strategien zur Minderung der direkten Emissionen der chemischen Industrie (Grundstoffe) bis 2030 im Szenario HOCH

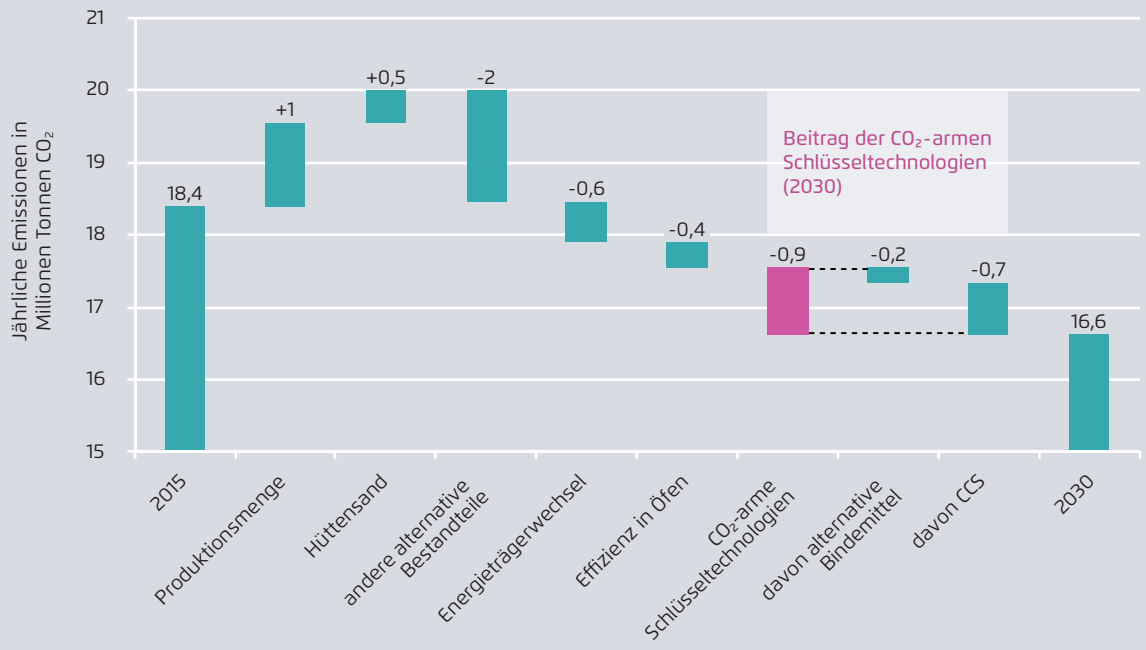
Abbildung C.16



Wuppertal Institut, 2019 Differenzen zwischen Gesamt-Minderung und der Summe der ausgewiesenen Einzelbeiträge sind auf Rundungen zurückzuführen.

Beiträge der Strategien zur Minderung der direkten Emissionen der Zementindustrie bis 2030 im Szenario HOCH

Abbildung C.17



Wuppertal Institut, 2019 Differenzen zwischen Gesamt-Minderung und der Summe der ausgewiesenen Einzelbeiträge sind auf Rundungen zurückzuführen.

Auch in der Zementindustrie führt das höhere Produktionsvolumen zu vermehrtem Handlungsdruck. Entgegen kommt ihr allerdings, dass durch die Ausweitung der Primärstahlproduktion mehr Hüttensand eingesetzt werden kann. Die Zementindustrie kompensiert das Produktionswachstum durch einen höheren Anteil an Ersatzbrennstoffen: Dieser steigt von heute 64 Prozent auf knapp 84 Prozent im Jahr 2030. Der etwas höhere Beitrag von CCS wird durch eine Kapazitätsausweitung der entsprechenden Öfen im Zuge ihrer Modernisierung erreicht. Somit kann der Anteil dieser Öfen an der Gesamtproduktion von Klinker ansteigen.

4 Übergreifende Interpretation der Szenarioergebnisse 2030

Unsere Analysen der Entwicklungen bis zum Jahr 2030 zeigen, dass das Sektorziel der Industrie nicht ohne weitere Maßnahmen erreicht werden kann. Wird ein Szenario mit moderatem Wirtschaftswachstum unterstellt, stagnieren die Emissionen in der Industrie zunächst, weil die bestehenden Produktionskapazitäten kaum stärker ausgelastet werden. Das Wachstum des Bruttoinlandsprodukts generiert sich zum großen Teil aus einer wertmäßigen Steigerung der Produktion und eines Wachstums des Dienstleistungssektors. Die notwendige Emissionsminderung lässt sich allerdings nicht vollständig durch Effizienzgewinne bestehender Anlagen und Technologien und durch eine Erhöhung der Recyclingquoten erreichen.

Wird dagegen ein Szenario mit höherem Wachstum unterstellt, und werden in Folge dessen bestehende Produktionskapazitäten in den energieintensiven Branchen Chemie, Stahl und Zement stärker ausgelastet, steigen zunächst die produktionsbedingten Emissionen. Die Reduktion der Emissionen erfolgt dann etwa zur Hälfte aus Effizienzverbesserungen bei bestehenden Querschnittstechnologien und Prozessen sowie einer stärkeren Nutzung von Sekundärmaterialien. Die andere Hälfte der Emissionsminderung geht im Szenario mit hohem Wirtschaftswachstum bereits auf den Einsatz von Technologien zurück, die auch langfristig zur Klimaneutralität der Primärproduktionsprozesse beitragen. Eine stärkere Nutzung von (erneuerbarem) Strom zur Erzeugung von Prozesswärme, der Einsatz von klimaneutralem Wasserstoff in der Stahl- und Chemieindustrie und bei Zement der Einstieg in die Abscheidung (und gegebenenfalls Nutzung) von CO_2 bei Zement kommen hierbei besonders zum Tragen.

Ein stärkerer Einsatz von Biomasse und der Wechsel von Kohle auf Gas bei der Prozesswärmeerzeugung kommen in beiden Szenarien als Strategien kaum zum Tragen. Die Potenziale sind für beide Strategien begrenzt, weil bereits heute Kohle in der industriellen Energieversorgung stark durch Gas und teilweise Biomasse ersetzt wurde. Eine noch stärkere Nutzung der Biomasse in der Industrie steht zudem in Konkurrenz zu zahlreichen anderen Sektoren und wird daher nicht verfolgt. So plant beispielsweise der Verkehrssektor, verstärkt auf biogene Treibstoffe zu setzen, um Diesel und Benzin zu ersetzen. Auch die Gasindustrie möchte den Anteil von Biogas ausweiten, um die CO_2-Intensität der Gasversorgung zu reduzieren.

Die hier vorgelegten Analysen beruhen auf den aktuellen politischen Zielsetzungen, die jedoch aller Voraussicht nach nicht kompatibel mit den Beschlüssen von Paris sind. Ursula von der Leyen, die gewählte Präsidentin der Europäischen Kommission, hat bereits in ihrer Antrittsrede deutlich gemacht, dass sie sich für höhere Ambitionen beim Klimaschutz in der EU einsetzen will. Eine Emissionsminderung von mindestens 50 Prozent bis 2030 gegenüber 1990 wird für die EU insgesamt angestrebt. Zudem hat sie im Mandatierungsschreiben an Frans Timmermans eine ausführliche Strategie dafür gefordert, wie 55 Prozent Emissionsminderung bis 2030 gegenüber 1990 in der EU zu erreichen sind. Bleibt es bei der bisherigen Verteilung der Ambitionen zwischen den EU-Mitgliedsstaaten, ist klar, dass Deutschland für das Zieljahr 2030 deut-

lich mehr als die derzeit national zugesagten 55 Prozent Minderung bringen muss. Auf die Industrie käme dann womöglich ein ambitionierteres 2030-Ziel zu, was wiederum eine deutlich stärkere Rolle der CO_2-armen Schlüsseltechnologien zur Zielerreichung erfordern würde. Ein frühzeitiger Einstieg in die neuen CO_2-armen Schlüsseltechnologien bereits in der Mitte der 2020er-Jahre wäre somit auch eine Möglichkeit, auf spätere Zielverschärfungen reagieren zu können.

Die deutsche Industrie hat über die letzten Jahrzehnte einen effizienten Anlagenpark aufgebaut. Dazu haben der europäische Emissionshandel (ETS), steigende Rohstoffpreise und steigende Energiekosten beigetragen. Die weitere Reduktion der Treibhausgasemissionen bis hin zur Klimaneutralität wird nun jedoch zu einer Herausforderung, die mit bestehenden Technologien allein nicht mehr gelöst werden kann. Der langlebige Kapitalstock der Industrie muss dazu nach und nach grundlegend ausgetauscht werden. Diese Transformation muss in den kommenden fünf Jahren eingeleitet werden, um die Innovations- und Investitionszyklen der Industrie entlang der gesamten Wertschöpfungskette mittel- und langfristig nicht zu überfordern. Eine Strategie, die auf eine abrupte Senkung der Emissionen nach 2030 setzt, wird aus vielerlei Gründen den anstehenden Herausforderungen nicht gerecht.

Zum einen brauchen technologische Innovationen Zeit und den richtigen politischen Rahmen. Technische Innovationen erfordern in der Industrie von den ersten Grundlagenforschungen über technologische Machbarkeitsstudien sowie Pilot- und Demonstrationsanlagen bis hin zur Markteinführung üblicherweise deutlich mehr als eine Dekade. Deswegen ist die Wirkung neuer CO_2-armer Schlüsseltechnologien bis 2030 zwar begrenzt, ihre Einführung muss aber dennoch in Angriff genommen werden. Wenn die neuen Produktionsverfahren zur Erreichung des wirtschaftlichen *Break Evens* gegenüber den etablierten Prozessen darüber hinaus auf die umfassende Internalisierung externer Kosten angewiesen sind, ist ihre Markteinführung zudem auch auf langfristig stabile und günstige Rahmenbedingungen angewiesen. Für die neuen Schlüsseltechnologien kommt hinzu, dass in der Anfangsphase durch die Skalierung umfangreiche Kostensenkungen gelingen müssen, um langfristig die Wettbewerbsfähigkeit sicherzustellen. Es geht also vor 2030 konkret darum, den langfristigen politischen Rahmen auf Klimaneutralität auszurichten und die Skalierung der neuen Technologien zu initiieren. Dazu müssen bereits jetzt politische Rahmenbedingungen und Märkte geschaffen werden, um Unternehmen in die Lage zu versetzen, die nächsten Entwicklungsschritte zu gehen.

Zum anderen stehen auch bereits vor 2030 umfangreiche Investitionen in die Produktionsanlagen der Industrie an (Teil F). Diese Investitionsfenster sollten nicht ungenutzt bleiben, da ansonsten die Gefahr von *Lock-ins* und gestrandeten Investitionen (*Stranded Investments*) droht. Signifikante Teile der existierenden Produktionskapazitäten in den energieintensiven Industrien brauchen bis 2030 eine grundlegende Modernisierung. Diese Investitionen gilt es entweder von vornherein klimaneutral anzulegen oder sicherzustellen, dass sie nachträglich ohne großen Aufwand und konform mit den langfristigen Klimazielen, nachgerüstet werden können. Andernfalls verursachen diese Investitionen später hohe volkswirtschaftliche und betriebswirtschaftliche Kosten, wenn sie außerhalb der technologisch sinnvollen Investitionszyklen erneuert werden müssten.

Teil D: Rahmenbedingungen und Politikinstrumente für die Entwicklung und Markteinführung CO_2-armer Schlüsseltechnologien

1 Einleitung/Rahmenbedingungen

Das Erreichen des langfristigen Ziels der Klimaneutralität für die Industrie erfordert neben der Umsetzung von kurz- und mittelfristigen Maßnahmen (siehe Teil C) einen politischen Rahmen, der die Entwicklung, Skalierung und Verbreitung von CO_2-armen Schlüsseltechnologien anreizt. Dies ist nicht nur aus Klimaschutzgründen entscheidend: Langfristig ist global von einem Wandel hin zu Klimaneutralität in der Industrie auszugehen. Beinahe alle Staaten der Erde teilen mit der Unterzeichnung des Pariser Klimaabkommens die Einschätzung, dass die Versorgung und Entwicklung ihrer Bevölkerung im Jahr 2050 ohne nachhaltiges Wirtschaften und den Einsatz von klima- und ressourcenschonenden Technologien nicht denkbar ist. Die Klimaneutralität der Industrie anzustreben bedeutet also auch Marktchancen für deutsche Unternehmen, die als Technologielieferanten diesen globalen Wandel mitgestalten können.
Für die Einführung neuer, CO_2-armer Produktionsverfahren, die teilweise bereits in Pilotprojekten erfolgreich Anwendung finden (siehe Teil B und F), benötigen Unternehmen der Stahl-, Chemie- und Zementindustrie verlässliche Signale und Rahmenbedingungen. Dies ist umso wichtiger, da die externen Kosten von emissionsintensiven Prozessen in Verbindung mit Luftverschmutzung, Klimawandel und Gesundheit ohne politische Vorgaben und Anreize nicht internalisiert werden.
Für sich genommen können einzelne Politikinstrumente die Bandbreite an Anforderungen verschiedener Entwicklungsetappen von CO_2-armen Schlüsseltechnologien nicht abdecken: Technologien, die in einem frühen Entwicklungsstadium stehen, erfordern einen anderen Anreizrahmen als bereits verfügbare Verfahren, deren Anwendung in der Breite von Produktionsprozessen skaliert werden soll. Auch unterscheiden sich die Anforderungen an Politikinstrumente je nach Industriezweig.
In diesem Kapitel wird daher ein Set an Politikmaßnahmen vorgestellt, welche miteinander kombiniert und in einen schlüssigen Politikrahmen überführt werden können, um eine möglichst große Hebelwirkung für eine klimaneutrale Industrie zu entfalten. Der vorliegende Bericht konzentriert sich auf die Wirkmechanismen der Instrumente, stellt ihre Ansatzpunkte, Stärken und Schwächen vor und setzt sie zueinander in Relation. In Teil E werden Politikempfehlungen formuliert, die einzelne Instrumente in ein schlüssiges Gesamtkonzept überführen können. Eine abschließende Aussage über die ideale Ausgestaltung einer umfänglichen Politikstrategie wird jedoch nicht getroffen. Diese sollte das Ergebnis eines Dialogs zwischen politischen Entscheidern, Industrievertreterinnen und Industrievertretern, Gewerkschaften und anderen relevanten Akteuren sein. Der vorliegende Bericht will skizzieren, wie ein konsistenter Politikrahmen aussehen könnte und damit eine belastbare Diskussionsgrundlage schaffen.

1.1 Kriterien für Politikinstrumente für eine klimaneutrale Industrie

Unabhängig vom Entwicklungsstand einzelner CO_2-armer Schlüsseltechnologien stellt das Ziel der Klimaneutralität der Stahl-, Chemie- und Zementindustrie besondere Anforderungen an Politikinstrumente.

→ **Belastbare Signale für Investitionen:** Allen voran müssen ausgewählte Instrumente in der Lage sein, Planungssicherheit für besonders kapitalintensive, langfristige Investitionen in neue Produktionspro-

zesse zu bieten. Unsicherheiten in Bezug auf den politischen Rahmen beeinflussen unternehmerisches Handeln und Innovationen negativ und führen zu Investitionszurückhaltung. Diese Unsicherheiten auszuräumen und neben dem globalen politischen Signal des Pariser Klimaabkommens einen verlässlichen Rahmen für die Einführung neuer Technologien zu schaffen, muss daher im Fokus eines Politik-Mix für eine treibhausgasneutrale Industrie stehen. Dies gilt umso mehr, da zahlreiche Reinvestitionen in den nächsten Jahren anstehen, die ohne langfristig verlässliche Rahmenbedingungen nicht getätigt werden und somit zu Abwanderung und Arbeitsplatzverlusten führen können (siehe Teil F). Um Unternehmen anzureizen, im anstehenden Investitionszyklus in CO_2-arme Schlüsseltechnologien zu investieren, muss jetzt gehandelt werden.

→ **Ausgleich von Mehrkosten in Anschaffung und Betrieb:** Emissionsarme Produktionsprozesse sind, im Vergleich zu konventionellen Technologien, mit den in Teil F aufgezeigten Mehrkosten verbunden, die sowohl zum Zeitpunkt der Investition als auch im laufenden Betrieb auftreten können. Da Industrien im globalen Wettbewerb diese Mehrkosten nicht auf dem Weltmarkt an Konsumenten weitergeben können, müssen Politikinstrumente für die Klimaneutralität einen Ausgleich der zusätzlichen Kosten für die Entwicklung, die Einführung und den Betrieb neuer CO_2-armer Verfahren sicherstellen.

→ **Erfüllung klassischer Anforderungen an Politikinstrumente:** Neben diesen Hauptanforderungen sind für die Klimaneutralität der Industrie infrage kommende Politikinstrumente an folgenden Kriterien zu messen:

- **Volkswirtschaftliche Effizienz:** Mit dem Einsatz öffentlicher Mittel oder der Verteilung von Finanzströmen soll eine möglichst hohe Vermeidung von Emissionen pro eingesetztem Euro erreicht werden.
- **Effektivität und Zielgenauigkeit:** Politikinstrumente sind an dem Beitrag zu messen, den sie zur Zielerreichung für eine klimaneutrale Industrie und für industriepolitische Ziele leisten;
- **Umsetzbarkeit und Akzeptanz:** Kompatibilität mit dem europäischen Rechtsrahmen, politische Akzeptanz und Anforderungen an *Tracking*/Datenverfügbarkeit.

→ **Berücksichtigung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit der Industrie:** Bei der Überführung von Politikinstrumenten in einen von allen Akteuren getragenen Rahmen für die Klimaneutralität sind die Besonderheiten der im Fokus stehenden Industrien zu beachten. Stahl und viele Produkte der chemischen Industrie sind *Commodities*, das heißt weitgehend standardisierte und austauschbare Güter, die international gehandelt werden. Da die Transportkosten meist nur einen geringen Teil der gesamten Kosten ausmachen, stehen deutsche und europäische Produzenten dieser Industriezweige in einem starken internationalen Wettbewerb. Erfolgt eine Internalisierung externer Kosten, beispielsweise durch CO_2-Preise, können – solange in anderen wichtigen Produktionsländern kein vergleichbarer Politikrahmen besteht – Mehrkosten nicht auf dem Weltmarkt an Konsumenten weitergegeben werden. Dies kann die Wettbewerbsfähigkeit der Industrien stark gefährden. Das Risiko einer Verlagerung der Produktion in Regionen mit niedrigeren Anforderungen an Emissionsminderung, sogenanntes *Carbon Leakage*[1], muss daher im politischen Rahmen adressiert werden.

Bereits seit Jahren in der Diskussion stehen dafür Grenzausgleichsmechanismen (*Border Tax Adjustment*, BTA) wie Ausgleichszölle (SVR, 2019). Diese würden auf emissionsintensivere Produkte beim Import nach Europa angewendet werden, um die

1 Neben der Verlagerung der Produktion an Orte mit weniger hohen Anforderungen an Emissionsminderung besteht auch das Risiko von *Investment Leakage*, falls sich global operierende Unternehmen dafür entscheiden, Investitionen lieber in anderen Regionen der Welt zu tätigen. Hier ist wiederum die Bedeutung verlässlicher, langfristiger Rahmenbedingungen für Investitionen zu betonen.

Wettbewerbsbedingungen zwischen europäischen Produkten aus emissionsarmen Prozessen mit höheren Kosten und Produkten aus Regionen ohne Internalisierung der Kosten auszubalancieren.
Die Einführung solcher Mechanismen ist jedoch mit weitreichenden praktischen Hürden verbunden. Zunächst stellt sich die Frage nach deren Kompatibilität mit dem Recht der *World Trade Organization* (WTO), auch wenn das Ausnahmen von der Gleichbehandlung von Gütern aus dem In- und Ausland aus Gründen des Umweltschutzes und anderer politischer Ziele grundsätzlich nicht ausschließt. Zudem erfordert die Festlegung von Zöllen je nach Emissionsintensität ein genaues Wissen um den CO_2-Fußabdruck von Produkten und somit ein umfangreiches *Tracking* ab der Emissionsquelle. Übergangsweise könnten auch gröbere Annahmen je nach Herkunft der Produkte getroffen werden; diese Verallgemeinerungen würden jedoch eine strengere rechtliche Prüfung durch die WTO und mögliche Reaktionen anderer Staaten nach sich ziehen. Zudem ist die schwierige Frage zu klären, welches Niveau an Umweltschutz in anderen Ländern als vergleichbar mit dem europäischen Rahmen angesehen werden kann. Insbesondere im Hinblick auf nicht preisbasierte Minderungsinstrumente ist die Befreiung von Importen aus diesen Regionen von den Ausgleichszöllen vermutlich kaum ohne absehbare Rechtsstreite zu klären (SVR, 2019). Ausnahmen für die am wenigsten entwickelten Staaten (*Least Developed Countries*, LDCs) erscheinen zudem notwendig. Schließlich kann die Einführung von BTA ohne einen gesamteuropäischen Konsens nicht umgesetzt werden. Dieser erscheint aufgrund unterschiedlicher Interessenslagen einzelner Mitgliedsstaaten als große Herausforderung. Für Deutschland als Exportnation sind mit der Einführung von Grenzausgleichsmechanismen, wie mit jeder Einschränkung des internationalen Handels, Risiken verbunden. Die Reaktion von Handelspartnern, deren Ausfuhren mit dem Ausgleichsmechanismus belegt wären, könnte zu Risiken für exportorientierte Unternehmen führen.

Die Auswirkungen verschiedener Politikinstrumente auf die internationale Wettbewerbsfähigkeit der deutschen und europäischen Industrie unterscheiden sich je nach Ansatzpunkt – in der Produktion oder beim Konsumenten – deutlich. Ein zukunftsorientierter Politikrahmen muss daher in der Auswahl der Instrumente die Abwägung der Auswirkungen auf den internationalen Wettbewerb berücksichtigen.
Nur wenn die internationale Wettbewerbsfähigkeit der Industrie – bei gleichzeitig hohem Ambitionsgrad zur Erfüllung der Klimaziele – berücksichtigt ist, kann auch die Schaffung von Leitmärkten in Deutschland gelingen. Leitmärkte sind Märkte beziehungsweise Technologiebereiche, in denen die deutsche und europäische Industrie durch Innovation und Technologieführerschaft einen globalen Wettbewerbsvorteil erlangen kann (Beise, 2001). Die Schaffung interner Nachfrage nach emissionsarmen Produktionstechnologien legt dabei die Basis für deren Angebot auf dem Weltmarkt. Der global steigende Druck, effizienter und emissionsärmer zu produzieren, führt zu wachsenden Absatzmärkten und in der Zielvision zum Entstehen von Leitmärkten für emissionsarme Industrietechnologien.

1.2 Wirkmechanismen für eine klimaneutrale Industrie

Die beschriebenen Anforderungen an Politikinstrumente für die Klimaneutralität der Industrie lassen sich weiter in Wirkmechanismen untergliedern. Es müssen vier Ansatzpunkte für eine langfristige Klimaneutralität der Industrie durch Politikinstrumente sichergestellt werden.

Zunächst muss für die betroffenen Wirtschaftszweige der Handlungsdruck, den Weg zur Treibhausgasneutralität zu beschreiten, geschaffen werden. Auf globaler Ebene setzen die Vereinbarungen des Pariser Klimaabkommens diese Signale, haben jedoch keine unmittelbaren Konsequenzen oder Anreize für die Industrie zur Folge. Der Handlungsdruck für die Industrie kann vor allem durch eine Internalisierung

externer Kosten, das heißt durch wirksame Preissignale und eine klare politische Richtungsentscheidung und langfristige Strategie für die Klimaneutralität der Industrie sichergestellt werden. Zentrales Kriterium für diese Instrumente ist ihre Fähigkeit, emissionsarme Geschäftsmodelle im Markt zu etablieren. Die Setzung von Standards in Form von Ordnungsrecht könnte die politische Richtungsentscheidung weiter verstärken und zudem Bereiche adressieren, in denen ökonomische Anreize erfahrungsgemäß wenig Wirkung entwickeln.

Um dem Handlungsdruck mit Taten begegnen zu können, ist die Entwicklung, Erprobung und Einführung von CO_2-arme Schlüsseltechnologien, wie in den Technologiesteckbriefen (siehe Teil F) in diesem Bericht vorgestellt, wichtig. Als Pfeiler einer nachhaltigen Industrie ist die Einführung einer Kreislaufwirtschaft notwendig. Dazu müssen aktuelle Fehlanreize bei der Verwendung von Material beseitigt, neue Regularien geschaffen und die *Circular Economy* technologisch ermöglicht werden. Der Einsatz CO_2-armer Schlüsseltechnologien ist in der Regel, sowohl in der Investition als auch im Betrieb, mit Mehrkosten verbunden. Sofern Unternehmen diese Mehrkosten nicht an Verbraucher weitergeben können oder das Ausmaß der erforderlichen Investitionen die Kapazitäten der Unternehmen übersteigt, benötigen die Unternehmen dafür finanzielle Unterstützung. Ergänzend zur Förderung des Angebots emissionsarmer Produkte leistet die Förderung der Nachfrage – über die Sicherung von öffentlichen oder die Anreizung privater Absatzmärkte – einen Beitrag zur Verteilung der Belastung durch die Treibhausgasneutralität der Industrie.

Jede Kombination an Politikinstrumenten sollte diese vier Wirkmechanismen abdecken, um effektiv die Transformation der Industrie einzuläuten. Sie verstärken somit den bestehenden politischen Rahmen für die Klimaneutralität der Industrie, allen voran den europäischen Emissionshandel.

1.3 Zukunftsorientierte Politikinstrumente ergänzen den europäischen Emissionshandel

Wie in Abschnitt C2 besprochen, existiert bereits heute eine Bandbreite an Politikinstrumenten, die zur Effizienzsteigerung und Emissionsminderung in der Industrie beitragen. Dem europäischen Emissionshandel (EU-ETS) kommt neben diesen Förder- und Anreizinstrumenten dabei eine Schlüsselrolle zu, auf die auch in der politischen Debatte um die Notwendigkeit eines verstärkten Politikrahmens für die Dekarbonisierung häufig verwiesen wird (SVR, 2019). Um größtmögliche Effizienzvorteile zu nutzen und *Carbon Leakage* zu vermeiden, sollten der Emissionshandel möglichst global umgesetzt und bestehende Emissionshandelssysteme weltweit verknüpft werden (DEHSt, 2013). Entsprechende Initiativen, zum Beispiel im G20-Rahmen, werden in naher Zukunft jedoch voraussichtlich noch keine ausreichenden Ergebnisse liefern. Daher wird als Hintergrund für die Diskussion von Politikinstrumenten für die Klimaneutralität der Industrie in der vorliegenden Studie vor allem spezifisch der EU-ETS und nicht das Konzept des Emissionshandels im Allgemeinen diskutiert.

In der ökonomischen Theorie sind Preissignale für CO_2 die effizienteste Möglichkeit, CO_2-Einsparungen sicherzustellen. Diese Preissignale werden im europäischen Emissionshandel über eine Mengensteuerung und die Auktionierung von Emissionszertifikaten erreicht. In der Praxis ist diese Wirkung bei den aktuellen Preisen und der voraussichtlichen Preisentwicklung jedoch nicht ausreichend, um allein die notwendige Klimaneutralität der Industrie langfristig sicherzustellen:

→ **Unzureichend starkes Signal für Investitionen:** Als Folge der im Jahr 2017 beschlossenen Reformen sind seit Anfang 2018 deutliche Preissteigerungen im EU-ETS zu verzeichnen. Vor allem die Einführung der *Market Stability Reserve* (MSR) führte zu einem Anstieg der Preise. Da zum Schutz der im internationalen Wettbewerb stehenden Industrie die zumindest teilweise freie Zuteilung von

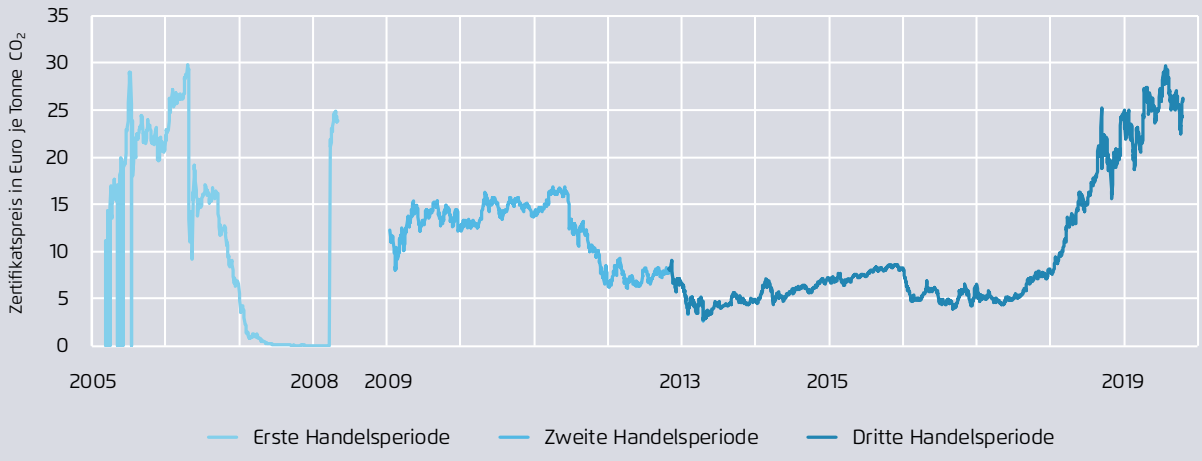
Zertifikaten zur Vermeidung von *Carbon Leakage* notwendig ist, wird der Anreiz, in Dekarbonisierungstechnologien zu investieren, geschwächt. Die Weiterentwicklung des EU-ETS nach 2030 ist an das Ergebnis eines politischen Prozesses gebunden – eine ausreichende Höhe des Preissignals aus dem EU-ETS für die Dekarbonisierung der Industrie ist daher nicht garantiert.

→ **Erwartungshaltung zur Preisentwicklung:** Obwohl die Preise für Zertifikate im EU-ETS seit Monaten steigen, sind diese noch nicht auf dem für die Anreizung von CO_2-armen Schlüsseltechnologien notwendigen Niveau, wie in Teil B und F dargestellt. Die Vermeidungskosten der meisten Schlüsseltechnologien liegen deutlich über den für die nächsten Jahre prognostizierten Preisen für Emissionszertifikate im EU-ETS. Auch wenn diese Preise mittel- und längerfristig deutlich ansteigen könnten, ist für die Investitionsentscheidung in CO_2-arme Schlüsseltechnologien die Erwartungshaltung von Unternehmen zur Preisentwicklung im EU-ETS entscheidend. Diese ist momentan nicht ausreichend, um den fundamentalen Transformationsprozess der Industrie einzuläuten.

→ **Volatilität und Unsicherheit:** Neben der Frage des Zertifikatspreises im EU-ETS, der von politisch ausgehandelten Rahmenbedingungen beeinflusst wird, erschwert die dem Emissionshandel inhärente Volatilität Investitionsentscheidungen (siehe Abbildung D.1).

→ **Zeitschienen und lange Anlagenlebensdauern:** Da Investitionen in CO_2-arme Schlüsseltechnologien (im Gegensatz zu Konsumentscheidungen) nicht inkrementell getätigt und graduell an die Preissignale aus dem EU-ETS angepasst werden können, sind langfristig absehbare, auf Jahrzehnte verlässliche Signale für die Einführung und Skalierung dieser Technologien entscheidend. Das bedeutet aber auch, dass der CO_2-Preis kurzfristig nicht drastisch steigen sollte, um vor Kurzem getätigte Investitionen in konventionelle Technologien (zum Beispiel Reinvestitionen in der chemischen Industrie), die sich noch amortisieren müssen, nicht aus dem Markt zu drängen. Deshalb muss der EU-ETS um Instrumente ergänzt werden, die schon die mittelfristig anfallenden *Upfront*-Kosten der notwendigen Investitionen decken, während die

Entwicklung des Preises von EU-Emissionshandel-Zertifikaten von 2005 bis 2019 — Abbildung D.1



EEX, 2019

Preissignale aus dem EU-ETS einen langfristig ansteigenden Handlungsdruck abbilden.

Zusammengefasst stellt der EU-ETS einen Teil des Weges hin zur Klimaneutralität sicher, indem er ein EU-weites Preissignal für Emissionen setzt und damit kurzfristige Optimierungen anreizt. Die für die Dekarbonisierung der Industrie notwendigen, langfristig angelegten Such- und Transformationsprozesse, die Erforschung, Erprobung und Skalierung von CO_2-armen Schlüsseltechnologien können damit jedoch nicht ausreichend gesteuert und die massiven zusätzlich notwendigen Investitionen nicht abgedeckt werden. Der europäische Emissionshandel sollte daher um ein innovations- und zukunftsorientiertes Paket an Politikinstrumenten ergänzt werden. Nur so kann der notwendige technologische Wandel in der Stahl-, Chemie- und Zementbranche angestoßen und auf Kurs gehalten werden.

Exkurs: EU-Innovationsfonds

→ **Was ist der EU-Innovationsfonds?**
Der EU-Innovationsfonds ist der Nachfolger des NER300-Programms. Sein Zweck und die grundlegenden Ausgestaltungsmerkmale wurden in der EU-Emissionshandels-Richtlinie (EU 2003/87/EG) und in der EU-Delegierte-Verordnung (EU 2019/856) festgelegt. Ziel des Fonds ist es – über alle EU-Mitgliedsstaaten hinweg – Innovationen in kohlenstoffarme Technologien zu fördern.

Funktionsweise EU-Innovationsfonds — Abbildung D.2

Agora Energiewende, 2019 in Anlehnung an European Commission, 2019b

→ **Was ist das Ziel des EU-Innovationsfonds?**
Ziel des Fonds ist es, eine Vielfalt an realisierbaren und innovativen Demonstrationsprojekten zu unterstützen. Zudem soll sich die Europäische Union global als Technologieführer im Bereich der kohlenstoffarmen Technologien etablieren.

→ **Wie wird der EU-Innovationsfonds gespeist und wie hoch sind die Mittel? Wovon hängt die Ausstattung des Fonds ab?**
Der EU-Innovationsfonds wird aus den Versteigerungserlösen des EU-Emissionshandels (EU-ETS) gespeist. Es sollen mindestens 450 Millionen Zertifikate[2] (EUR-Lex, 2018a; EUR-Lex, 2018b) versteigert werden. Das Volumen des Fonds hängt von der Höhe des Zertifikatspreises zum Zeitpunkt der Versteigerung ab. Bei dem aktuellen Preis von rund 25 Euro pro *European Emission Allowances* (EUA) ergäbe dies ein Fondsvolumen von 11,25 Milliarden Euro.

→ **Welche Projekte werden gefördert?**
Der Fokus des Fonds liegt auf 1. innovativen, kohlenstoffarmen Technologien und Prozessen in energieintensiven Industrien, 2. *Carbon Capture and Utilisation* (CCU), 3. Bau und Betrieb von *Carbon Capture and Storage* (CCS), 4. innovativer Erzeugung Erneuerbarer Energien und 5. Energiespeicherung.

→ **Welche Bewertungskriterien werden bei der Auswahl der Projekte angelegt?**
In den jeweiligen *Calls for Proposals* wird spezifiziert, welche Projekte und Sektoren sich beteiligen können. Nachfolgende Kriterien werden durch die Delegierte-Verordnung[3] (EUR-Lex, 2019a) vorgegeben:
- Wirksamkeit unter dem Aspekt des Potenzials zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen,
- Innovationsgrad der Projekte im Vergleich zum Stand der Technik,
- Projektreife in Bezug auf die Planung und das Geschäftsmodell,
- technologisches Potenzial und Marktpotenzial unter dem Aspekt einer breiten Anwendung/Reproduzierbarkeit und/oder künftiger Kostensenkungen,
- Effizienz hinsichtlich der relevanten Kosten des Projekts,
- zusätzliche Kriterien für eine geografisch ausgewogene Verteilung der Projekte können ebenfalls berücksichtigt werden.

→ **Welche Kosten können gefördert werden und in welcher Form?**
Sowohl Kapital- als auch zusätzliche Betriebskosten können bezuschusst werden. In der Regel werden Zuschüsse von bis zu 60 Prozent der förderfähigen Kosten vorgesehen, um den in der Regel hohen Risikograd der Projekte zu berücksichtigen. Für bereits relativ marktnahe Projekte können auch andere marktgängige Instrumente wie Kredite oder Bürgschaften vergeben werden, wobei die Details derzeit noch diskutiert werden. Die Zuschüsse können grundsätzlich mit nationalen und weiteren EU-Förderprogrammen (wie unter anderem investEU, Horizon Europe, Enhanced European Innovation Council (EIC) pilot, InnovFin Energy Demo Projects, NER300, Connecting Europe Facility, Modernisation Fund, Cohesion Fund) und privatem Kapital kombiniert werden.

2 vgl. hierzu (EU) 2018/410, Art. 10a Abs. 8

3 vgl. hierzu (EU) 2019/856, Art. 11

→ **Welche Bedingungen gelten für die Auszahlung?**
Die Förderung wird anhand von Meilensteinen/Etappenzielen der Projektentwicklung und -einführung vergeben. Es können bis zu 40 Prozent der Förderung bereits für die Projektentwicklung bis hin zum *financial close*, also der finalen Investitionsentscheidung, gewährt werden. Die Aufnahme des Projektbetriebs ist ein weiteres Etappenziel. Die vollständige Auszahlung kann an die Erreichung der geplanten Emissionsminderungen gekoppelt werden. Durch diese Staffelung (im Gegensatz zur Kopplung der Gesamtförderung an ein Erreichen der im Antrag genannten Emissionsminderungsziele) muss der Förderempfänger das Projektrisiko nicht allein tragen.

→ **Wie können Mittel beantragt werden? Wann und wie können Anträge gestellt werden?**
Zur Bewerbung für eine Förderung aus dem Innovationsfonds wird ab 2020 zu mehreren *Calls for Proposals* im Zeitablauf durch die Europäische Kommission aufgerufen (EUR-Lex, 2019b). Dabei wird die Bewerbungsphase in zwei Abschnitte gegliedert: Im ersten Schritt wird das allgemeine Interesse an der Inanspruchnahme von Fondsgeldern bekundet. Hierfür werden die Hauptcharakteristika des Projektes an die Projektkommission übermittelt. Im Anschluss werden die Antragsstellenden zur Übermittlung der vollständigen Bewerbung aufgefordert.
Projekte mit noch relativ geringer Reife können nach dem ersten Schritt eine Projektentwicklungs-Unterstützung (*project development assistance*) erhalten, sofern sie das Potenzial haben, den übrigen oben genannten Auswahlkriterien zu entsprechen.

1.4 Methodik der Instrumentenentwicklung und Auswahl

In Anbetracht der Anforderungen an Politikinstrumente für die langfristige Klimaneutralität der Industrie ist die Umsetzung einzelner Instrumente nicht ausreichend. Ziel der vorliegenden Studie ist daher die Schaffung einer Diskussionsgrundlage in Form eines politischen Werkzeugkastens zur Erreichung der Emissionsminderungsziele in der Industrie.

Die Instrumente in diesem Werkzeugkasten werden im nächsten Abschnitt in Form von Steckbriefen dargestellt und zeigen einen Lösungsraum, in dessen Rahmen eine umfassende Politikstrategie für die Klimaneutralität der Industrie entstehen soll.

Überlegungen zur Ausgestaltung von Politikinstrumenten für die Dekarbonisierung der Industrie wurden bereits in diversen Forschungs- und Beratungsprojekten sowie Workshops mit Vertreterinnen und Vertretern aus Industrie, Ministerien, Gewerkschaften und Zivilgesellschaft besprochen. Auf diese baut der vorliegende Bericht auf. Um eng an die bestehende Diskussion anzuknüpfen, liegt der Auswahl von Politikinstrumenten für den Bericht ein zweistufiger Prozess zugrunde.

Zunächst wurden die in Diskussion befindlichen Instrumente zur Entwicklung und Markteinführung CO_2-armer/-freier Industrieprozesse beziehungsweise insgesamt zur Dekarbonisierung der deutschen Industrie inventarisiert. Eine Reihe von Berichten wurde hierfür herangezogen (u.a. IES, 2018; Klimaallianz et al., 2016; Ecofys/Prognos/Universität Stuttgart et al., 2017; IER/EEP/adelphi, 2017; IREES, 2017; Ecofys, 2017). Die so entstandene Liste an Politikinstrumenten (*Longlist*) ist in Tabelle D.1 dargestellt. Die in der Literatur besprochenen Instrumente wurden in drei Kategorien unterteilt: Förderung, Abgaben/Umlagen, Standards. Um die Auswahl auf besonders vielversprechende Instrumente einzuschränken, wurden die 21 Instrumente der *Longlist* in mehreren

Prozess zur Auswahl der Politikinstrumente Abbildung D.3

Agora Energiewende, 2019

Iterationen einer qualitativen Bewertung anhand von fünf gleichberechtigten Kriterien unterzogen:

Dabei wurden das Emissionsminderungspotenzial (Umfang der abgedeckten Sektoren, voraussichtliche Breite der Anwendung, Fähigkeit zum Anstoß von transformativem Wandel), eine Abschätzung zur Kosteneffizienz (Mitteleinsatz in Relation zur Wirkung), die voraussichtliche Akzeptanz unter betroffenen Stakeholdern, die Umsetzbarkeit beziehungsweise Durchsetzbarkeit (administrativer Aufwand, juristische oder politische Hürden) und die voraussichtliche Zielgenauigkeit zur Förderung von CO_2-armen Schlüsseltechnologien betrachtet.
Die zur Bewertung herangezogenen Informationen beruhen dabei auf Angaben aus der verwendeten Literatur und Einschätzungen von Fachleuten. Eine Reihung und die Definition des besten Instruments war nicht Ziel der Auswertung, vielmehr sollten für die Auswahlliste (*Shortlist*) vielversprechende, möglichst innovative und vielfältige Instrumente zur Diskussion gestellt werden.

Ein übergeordnetes Ziel der Instrumentenauswahl für die *Shortlist* – die in weiterer Folge im Rahmen mehrerer Workshops mit Branchenvertreterinnen und -vertretern im Detail diskutiert und angepasst wurden – war auch die Abdeckung einer möglichst großen Bandbreite der in Abbildung D.4 dargestellten, für eine klimaneutrale Industrie notwendigen Wirkmechanismen. Auch die verschiedenen Entwicklungsstufen der CO_2-armen Schlüsseltechnologien sollten durch die Instrumente der Shortlist abgedeckt werden.[4] Auf Basis dieser Kriterien wurden zehn Instrumente in Stakeholder-Workshops zur Diskussion gestellt.

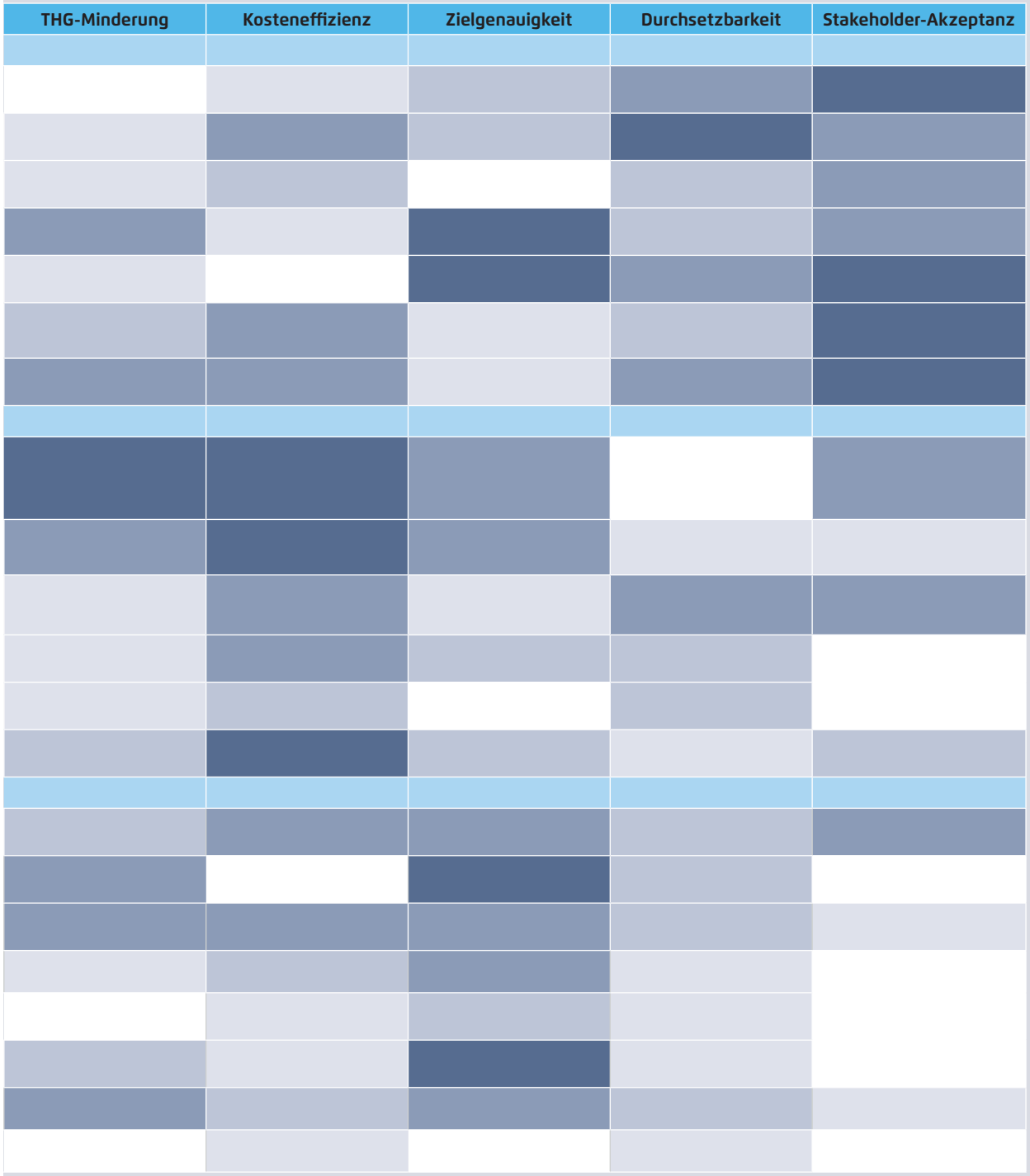
4 Eine Ausnahme stellen Instrumente dar, die rein der Förderung von Forschung und Entwicklung dienen. In Gesprächen im Rahmen von Workshops bestätigte sich der Eindruck, dass dieser Bereich bereits hinreichend im aktuellen politischen Rahmen abgebildet ist.

Longlist der Politikinstrumente für klimaneutrale Industrie

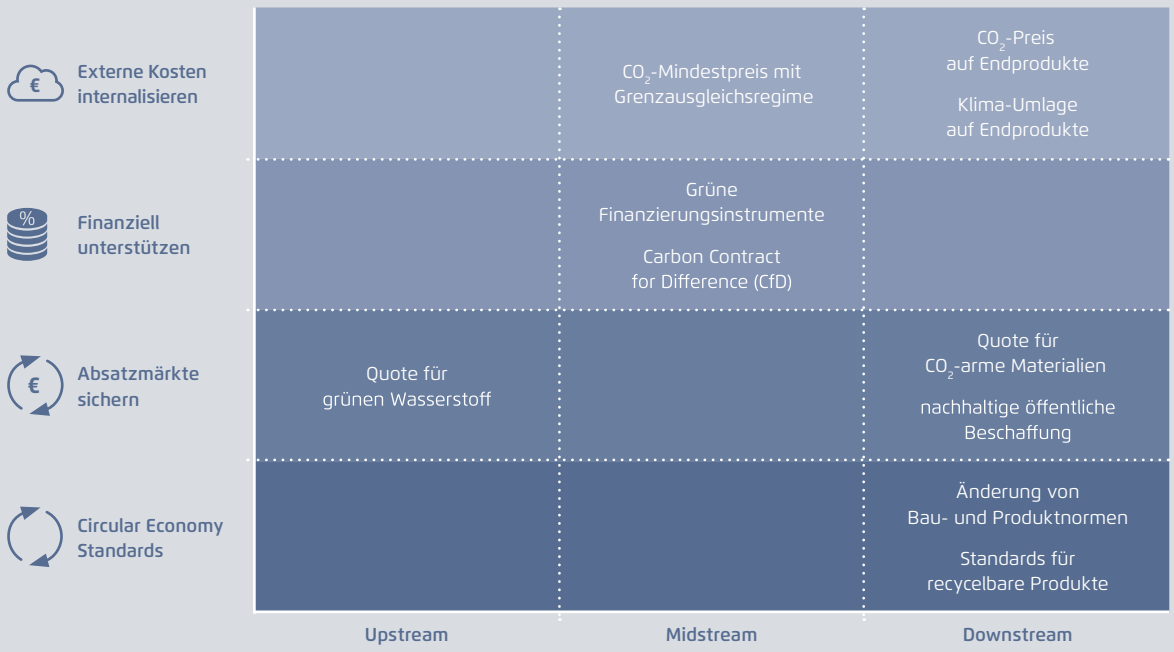
Name	Beschreibung
Förderung	
Steuererleichterung für recycelte Waren	Die Wiederbenutzung von Gütern (z. B. im Bau) und die Verwendung von recyceltem Material könnten bspw. durch einen reduzierten Mehrwertsteuersatz unterstützt werden.
Reform der Effizienzausschreibungen	Erweiterung der bestehenden Ausschreibungen zur Förderung von Energieeffizienz von Strom- auf Wärmeeffizienz, außerdem Erhöhung der Mehrkostenübernahme
Abschreibungen für Investitionen in Energieeffizienz	Investitionen in Energieeffizienztechnologien können schneller abgeschrieben werden, um sie für Unternehmen attraktiver zu machen.
Carbon Contract for Difference (CfD)	Unternehmen erhalten für Investitionen in CO_2-arme Schlüsseltechnologien projektbezogene Betriebskostenzuschüsse, die sich am CO_2-Preis orientieren.
Technologiespezifische Forschungsförderung	Die Entwicklung ausgewählter CO_2-armer Schlüsseltechnologien wird durch Zuschüsse zu F&E-Kosten gefördert.
Steuerliche Absetzbarkeit von THG-Vermeidungsinvestitionen	Die effektiven Kosten von Klimainvestitionen werden gesenkt, indem die Mehrkosten teilweise durch eine geringere Steuerlast kompensiert werden.
Grüne Finanzierungsinstrumente	Ein Kreditinstitut vergibt zinsgünstige Kredite, die ausschließlich der Finanzierung von Investitionen in Klimaschutzmaßnahmen dienen.
Abgaben, Umlagen	
CO_2-Mindestpreis mit Grenzausgleichsregime	Ein ansteigender CO_2-Mindestpreis wird eingeführt, um ein planbares Preissignal für die Einführung von Klimatechnologien zu schaffen. Importe von Gütern aus Ländern ohne CO_2-Bepreisung werden mit einer Abgabe belegt, während Exporte von der CO_2-Bepreisung entlastet werden.
CO_2-Preis auf Endprodukte	Beim Verkauf von Produkten an den Endverbraucher wird eine Abgabe erhoben, die die CO_2-Intensität der enthaltenen Materialien widerspiegelt.
Klima-Umlage auf Endprodukte	Auf ausgewählte Materialien in Endprodukten (Stahl, Plastik, Aluminium, Zement) wird je nach im Endprodukt verwendeter Menge, unabhängig vom Produktionsprozess eine Abgabe erhoben.
Abbau von fossilen Subventionen	Direkte Subventionen oder Steuernachlässe auf fossile Energieträger werden abgebaut, um Klimatechnologien nicht zu benachteiligen.
Reform der EEG-Ausnahmen für stromintensive Unternehmen	Eine zielgenauere Regelung der Ausnahmen reduziert die Zahl der Unternehmen mit einem künstlich niedrigen Strompreis und macht Energieeffizienz attraktiver.
Neuordnung der Energieabgaben	Fossile Energieträger werden am CO_2-Ausstoß orientiert besteuert, im Gegenzug wird der Strompreis entlastet, um Elektrifizierung attraktiver zu machen.
Vorschriften	
Nachhaltige öffentliche Beschaffung	Ausgaben der öffentlichen Hand, besonders im Bau, werden nach verpflichtenden Nachhaltigkeitskriterien getätigt, um Leitmärkte für neue Technologien zu schaffen.
Quote für *grünen* Wasserstoff	Fossilen Brennstoffen werden verpflichtend *grüne* synthetische Brennstoffe beigemischt, um *Power-to-X*-Technologien für langfristige Dekarbonisierung zu skalieren.
Standards für recycelbare Produkte	Hersteller von Konsumgütern werden verpflichtet, durch entsprechendes Design das Recycling und die Wiederbenutzung von Produkten zu vereinfachen.
Extended Producer Responsibility	Hersteller von Konsumgütern werden über Rücknahmepflichten, Pfandsysteme oder Gebühren in die Entsorgung ihrer Produkte einbezogen.
Verbot von Plastik in bestimmten Anwendungen	Für Produkte, bei denen ökologische Alternativen existieren, oder für Einwegprodukte wird die Verwendung von Kunststoffen untersagt.
Quoten für CO_2-arme Materialien	Produzenten von Konsumgütern werden verpflichtet, in ihren verwendeten Werkstoffen festgelegte Anteile von CO_2-frei produzierten Materialien zu verwenden.
Änderungen von Bau- und Produktnormen	Überarbeitete Normen und ergänzende Vorschriften im Bau ermöglichen die Einführung von CO_2-armen Materialien und höhere Materialeffizienz.
Verschärfte Umweltauflagen für Chemikalien	Strengere Vorschriften für chemische Produkte (z. B. Kunststoffe) würden Lösungen auf Basis von Biomasse gegenüber Kunststoffen auf fossiler Basis bevorzugen.

Navigant, 2019

Tabelle D.1


THG-Minderung
Kosteneffizienz
Zielgenauigkeit
Durchsetzbarkeit
Stakeholder-Akzeptanz
Legende:
Für Shortlist ausgewähltes Instrument
attraktiv
unattraktiv

Darstellung der zehn Politikinstrumente der Shortlist — Abbildung D.4



Agora Energiewende, 2019

1.5 *Shortlist* der Politikinstrumente und *Stakeholder*-Workshops

Jedes Instrument wird mit seinem Wirkmechanismus, einer juristischen Kurzbewertung und Hinweisen zur Umsetzung in den folgenden Steckbriefen kurz dargestellt.

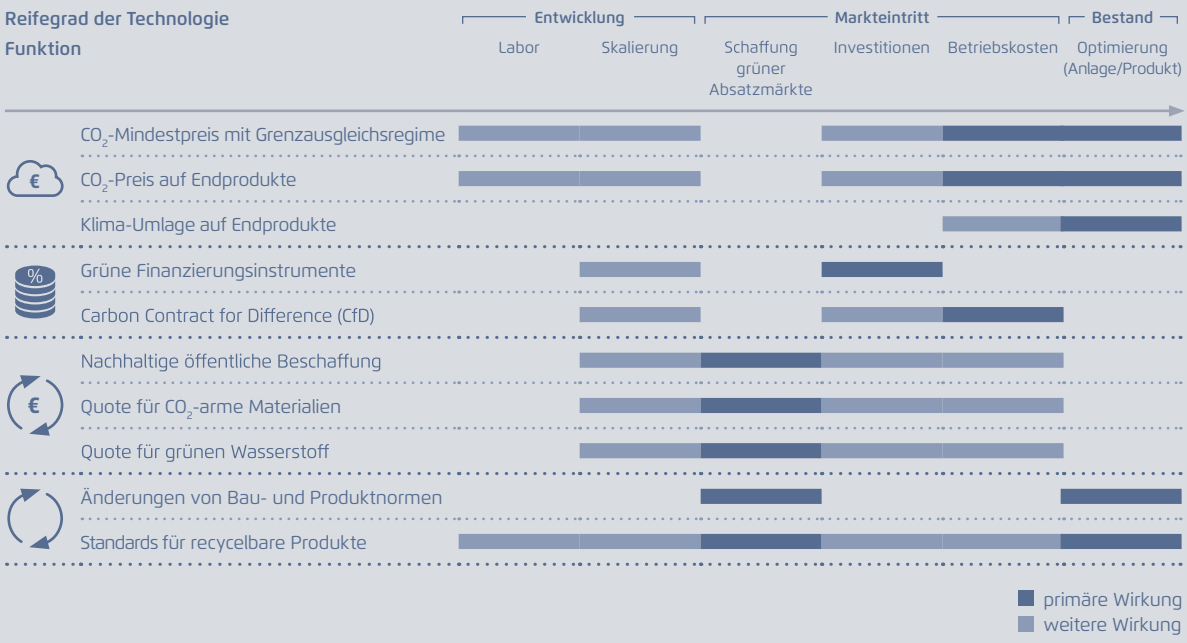
Die vorgestellten Politikinstrumente können nach unterschiedlichen Aspekten kategorisiert werden. Erstens kann eine Unterscheidung nach den drei Ebenen der industriellen Wertschöpfungskette erfolgen: Politikinstrumente, die *upstream* ansetzen (sicherer Zugang zu Energie und Rohstoffen zu wettbewerbsfähigen Preisen), jene im *midstream* der Wertschöpfung (Anreize und direkte Förderung für die Änderung von Produktionsverfahren) und schließlich Instrumente, die vor allem *downstream* (Schaffung sicherer Absatzmärkte und ordnungsrechtlicher Vorgaben) eine Wirkung entfalten. Zweitens können die Instrumente nach ihren Wirkhebeln kategorisiert werden: externe Kosten internalisieren, sichere Absatzmärkte schaffen, Mehrkosten finanzieren und *Circular Economy & Standards*. Abbildung D.4 gibt eine Übersicht der Instrumente nach beiden Systematiken

Die zehn vorgeschlagenen Instrumente (*Shortlist*) wurden im Rahmen von sechs Stakeholder-Workshops und einer Reihe von Treffen mit Fachleuten und Entscheidern kritisch diskutiert, relevante Hinweise zur Ausgestaltung wurden aufgenommen. Im Rahmen der Workshops wurden zunächst zentrale Zwischenergebnisse aus der Erarbeitung der Technologiesteckbriefe den Fachleuten und den Vertreterinnen und Vertretern der verschiedenen Branchen zur Diskussion gestellt. Die gesamte Bandbreite der im vorliegenden Bericht dargestellten Politikinstrumente wurde in weiterer Folge vorgestellt. Die Teilnehmenden hatten die Möglichkeit, besonders interessante Instrumente für die tiefer gehende

Diskussion in Kleingruppen herauszugreifen. Die Hinweise und Erkenntnisse aus diesen Diskussionen flossen in die Feinabstimmung der Politikinstrumente ein.

Der **CO_2-Preis auf Endprodukte,** eine **Klima-Umlage auf Endprodukte** sowie die Einführung **eines CO_2-Mindestpreises mit Grenzausgleichsregime** innerhalb oder außerhalb des EU-ETS befördern inkrementelle Verbesserungen im Hinblick auf die Effizienz von Produktionsprozessen und internalisieren externe Kosten emissionsarmer Prozesse. Dadurch kann der Kostenunterschied im laufenden Betrieb ausgeglichen werden. Diese Instrumente verstärken den Handlungsdruck, sind allein jedoch nicht dazu geeignet, die langfristige Transformation, Skalierung und flächendeckende Einführung von CO_2-armen Schlüsseltechnologien sicherzustellen. Für die notwendige Skalierung der Technologien zur Marktreife und die Sicherung von Absatzmärkten für emissionsarm hergestellte Produkte können **Quoten für CO_2-arme Materialien, Quoten für *grünen* Wasserstoff** und Änderungen hin zu einer **nachhaltigen öffentlichen Beschaffung** herangezogen werden. Der Ausgleich für die Investition in und die Nutzung von emissionsarmen Produktionsprozessen kann finanziell durch ***grüne* Finanzierungsinstrumente** und ***Carbon Contracts for Difference* (CfD)** ausgeglichen werden. Schließlich können **Standards für recycelbare Produkte** und **Änderungen von Bau- und Produktnormen** eingesetzt werden, um CO_2-arme Schlüsseltechnologien sowohl in der Entwicklung als auch im Einsatz zu fördern sowie zu einer höheren Materialeffizienz beizutragen.

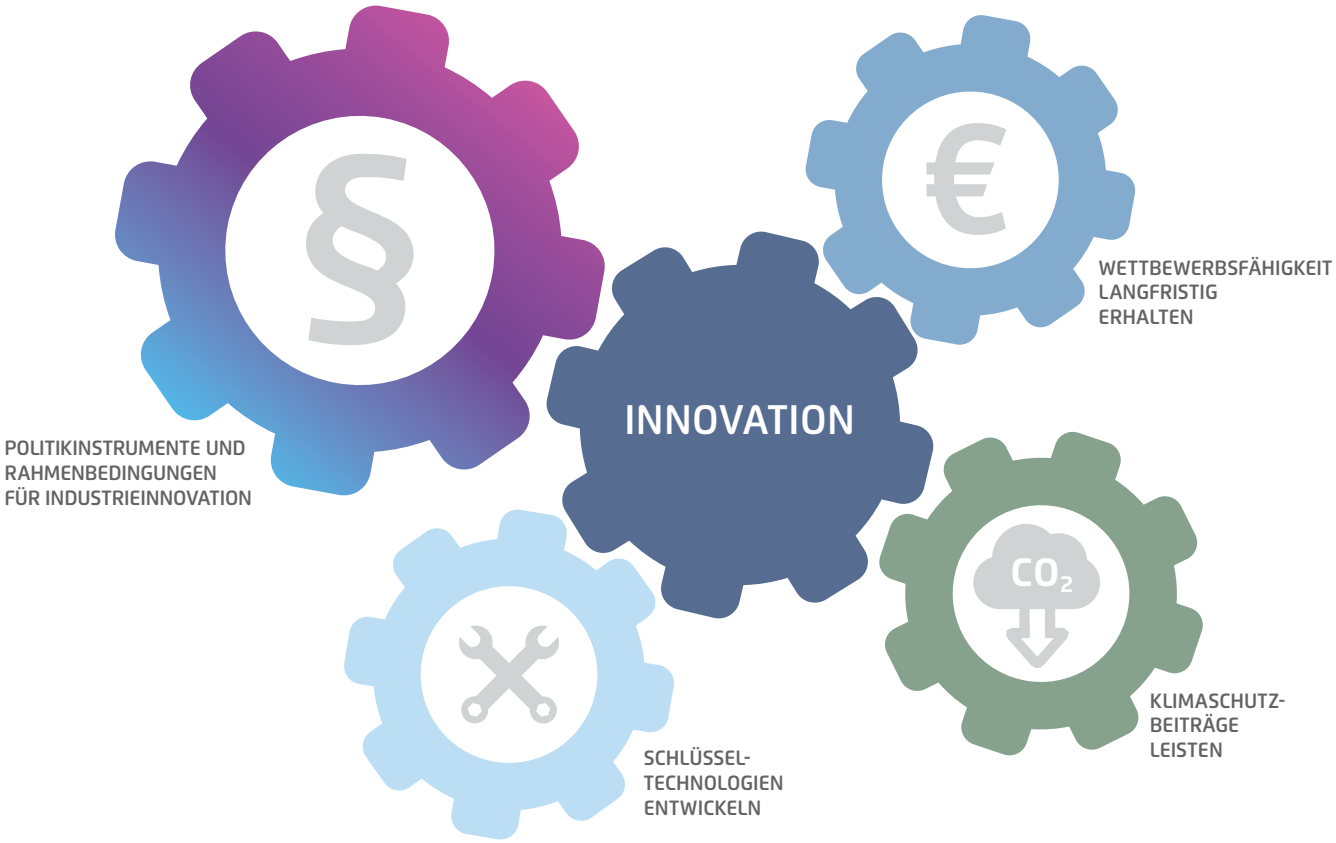
Ansatzpunkte der Politikinstrumente der Shortlist — Abbildung D.5



Navigant, 2019

2 Politikinstrumente

POLITIKINSTRUMENTE FÜR DIE ENTWICKLUNG UND MARKTEINFÜHRUNG CO_2-ARMER SCHLÜSSELTECHNOLOGIEN



CO_2-MINDESTPREIS MIT GRENZAUSGLEICHSREGIME

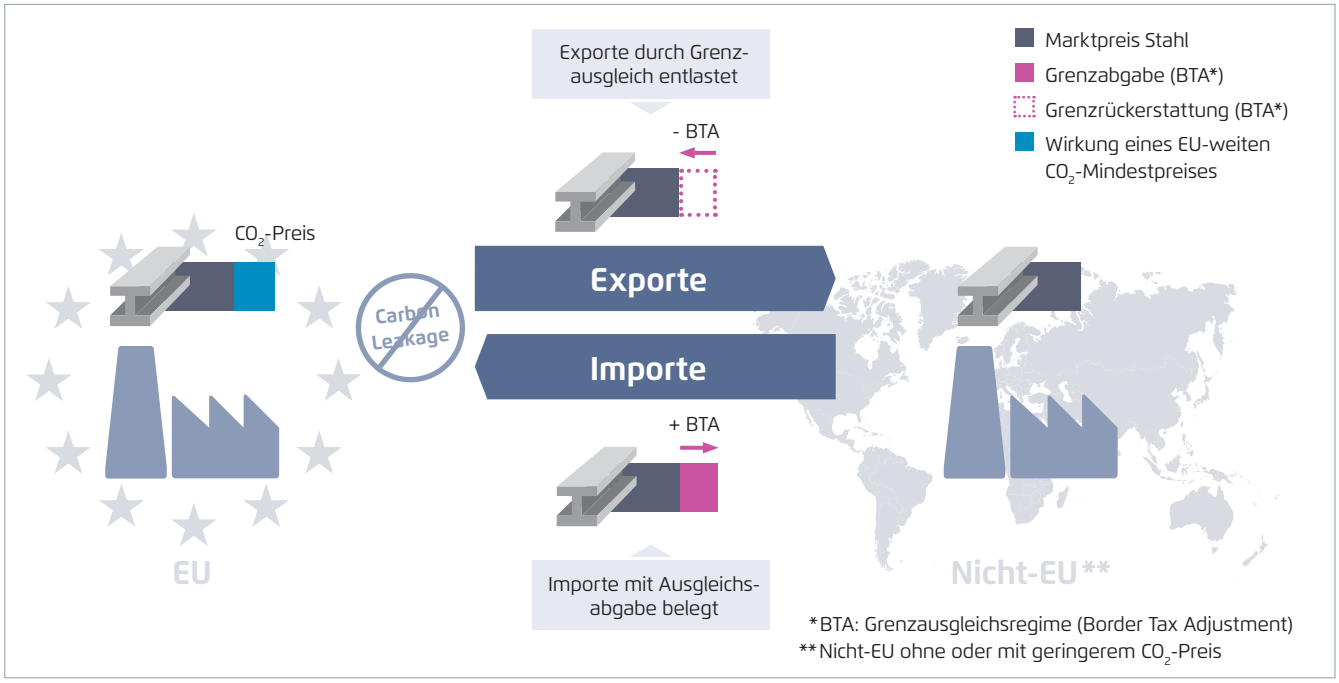
Instrumentendesign

Ein ansteigender CO_2-Mindestpreis in EU-ETS-Sektoren wird als planbares Preissignal eingeführt. Zudem werden Abgaben auf Importe und Entlastungen für Exporte eingeführt.

Die CO_2-Bepreisung durch einen EU-ETS ist ein ökonomisch effizientes Instrument, um CO_2-Reduktionsziele sicher zu erreichen und externe Kosten zu internalisieren. Ein steigender CO_2-Preis im EU-ETS in den letzten Jahren hat im Kraftwerkssektor zu beträchtlichen CO_2-Minderungen geführt. Nicht jedoch bei der Grundstoffindustrie, da die Unternehmen zum einen den Großteil der Emissionszertifikate frei zugeteilt bekommen und zum anderen, weil die CO_2-Vermeidungskosten oft deutlich höher als das EU-ETS-Preisniveau sind. Zudem schwankt der EU-ETS-Preis so stark, dass Investitionen (zum Beispiel in Anlagen zur Direktreduktion mit Wasserstoff) mit jahrzehntelangen Lebensdauern für Unternehmen zu riskant sind. Ein steigender CO_2-Mindestpreis ist ein verlässliches Preissignal und würde Investitionssicherheit geben (Engie et al., 2018). Um Nachteile für die exportierende, energieintensive Grundstoffindustrie auszugleichen, müssten Exporte an der Grenze durch einen finanziellen Ausgleich um die vorher erhobene CO_2-Abgabe entlastet werden (*Border Tax Adjustment*, BTA). Zusätzlich kann es bei einer erheblichen Benachteiligung europäischer Unternehmen auch beim Wettbewerb auf dem europäischen Markt notwendig werden, Importe CO_2-intensiver Güter im Rahmen des BTA mit Ausgleichsabgaben zu belegen, um ähnliche Wettbewerbsbedingungen im Binnenmarkt herzustellen und *Carbon Leakage* zu vermeiden (SWP, 2018).

Ein Grenzausgleichsregime wird derzeit intensiv diskutiert. Das Instrument ist aber mit erheblichen Schwierigkeiten verbunden und es bestehen offene Fragen. Für ein gutes Funktionieren dieses Instruments und zur akkuraten Berechnung des Grenzausgleichs ist es notwendig, den spezifischen CO_2-Gehalt von Materialien und Endprodukten transparent zu erfassen und zu validieren. Dabei stellen sich eine Reihe methodischer Fragen, die das System fundamental beeinflussen: Ist etwa bei der Bewertung des Stroms für die industrielle Produktion der Strommix des jeweiligen Landes bei der Bewertung der Emissionen zu unterstellen – oder ist es als energieintensives Unternehmen auch möglich, mit *Renewables Certificates* oder Herkunftsnachweisen den eingekauften Strom als CO_2-frei zu deklarieren? Der Unterschied wäre etwa für Länder mit hohem Kohlestromanteil zentral. Zudem bestehen Fragen zur angemessenen CO_2-Bepreisung beim Grenzübertritt von Produkten aus Industrieländern einerseits sowie Produkten aus Entwicklungsländern andererseits. Das Instrument könnte für protektionistische Spezialinteressen missbraucht werden. Es ist nicht auszuschließen, dass Handelspartner ein CO_2-Grenzausgleichsregime als Handelshemmnis ansehen und mit Gegenmaßnahmen reagieren. Handelsrechtliche und handelspolitische Auseinandersetzungen wären deshalb wahrscheinlich.

Wirkungsweise eines CO_2-Mindestpreises mit Grenzausgleichsregime



Agora Energiewende, 2019

CO_2-MINDESPREIS MIT GRENZAUSGLEICHSREGIME

Ein hoher CO_2-Preis im EU-ETS, gekoppelt mit einem Grenzausgleichsregime ist aus ökonomischer Sicht das effizienteste Instrument und garantiert ein *Level Playing Field* für die Industrie.

INSTRUMENTENTYP

- ☐ Förderung
- ☒ Abgabe/Umlage
- ☐ Vorschrift

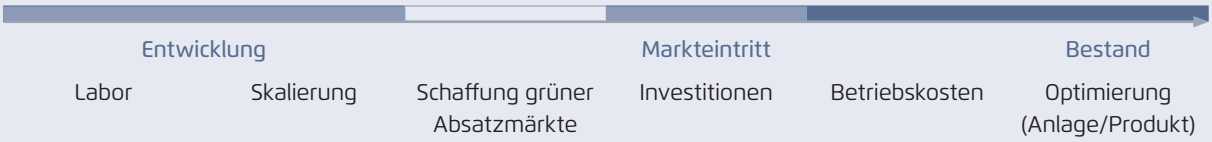
DEKARBONISIERUNGSHEBEL

- ☒ Energieeffizienz
- ☒ Energieträgerwechsel
- ☒ Prozessoptimierung & -substitution
- ☒ Ressourceneffizienz & Materialsubstitution

ANWENDBARKEIT IN BRANCHEN

☒ Querschnittstechnologien ☒ Stahl ☒ Chemie ☒ Zement ☒ Kreislaufwirtschaft

ANWENDBARKEIT FÜR TECHNOLOGIEN NACH REIFEGRAD



ANWENDUNGSBEREICH

Alle im EU-ETS erfassten Emittenten aus Industrie und dem Energiesektor sowie der Import CO_2-intensiver Güter. Alle CO_2-armen Schlüsseltechnologien, deren CO_2-Vermeidungskosten kleiner oder gleich dem CO_2-Preis sind, werden konkurrenzfähig.

WIRKUNGSDAUER

Der Mindestpreis wäre an die internationale Entwicklung des Emissionshandels und die Preisentwicklung im EU-ETS gekoppelt. Sollten die CO_2-Preise im ETS stark ansteigen, dient der Mindestpreis nur noch als Absicherung und als Investitionssicherheit (MCC, 2018).

NOTWENDIGKEIT DES CO_2-TRACKINGS

- ☐ zwingend notwendig
- ☒ hilfreich
- ☐ nicht notwendig

STAND DER DISKUSSION

In mehreren Emissionshandelssystemen (zum Beispiel Kalifornien, Großbritannien) existiert bereits ein Mindestpreis, in einigen EU-Ländern (zum Beispiel NL, FR, AT und DE) ist dieser in der politischen Diskussion.

Grenzsteuern befinden sich schon lange in der Diskussion, die Umsetzbarkeit ist jedoch strittig (SVR, 2019). Das Instrument wird vom BMWi (2019c) als mögliche Maßnahme diskutiert. Deutschland als Exportland steht Grenzausgleichsmaßnahmen traditionell zurückhaltend gegenüber. Das Instrument wird von Wirtschaftsverbänden (unter anderem EUROFER), Regierungen (unter anderem FR) und der Präsidentin der EU-Kommission, Ursula von der Leyen, gefordert (Mehling, 2018; Euractiv, 2010).

Legende: ■ primäre Wirkung ■ weitere Wirkung

Instrumentendetails

Mögliche Wechselwirkungen

Je nach Umfang und Beteiligung an einem EU-ETS-Mindestpreis könnten Zertifikatspreise insgesamt sinken und somit den Gesamteffekt auf die Emissionsminderung reduzieren (Wasserbetteffekt[1]). Um dem entgegenzuwirken, sollte der Mindestpreis etwa mit dem Stilllegen von EU-ETS-Zertifikaten kombiniert werden. Aufgrund des möglichen steuerlichen Ausgleichs für Exporte und der anfangs eventuell unzureichenden Höhe des Mindestpreises wird das Instrument allein nicht ausreichen, um Großinvestitionen in vergleichsweise teure *Breakthrough*-Technologien wie die Direktreduktion mit Wasserstoff anzureizen. Die lange Lebensdauer dieser Anlagen erfordert aber, dass in Zukunft möglichst alle Reinvestitionen im Einklang mit der Dekarbonisierung getätigt werden. Daher werden neben dem Mindestpreis zusätzliche Instrumente für sofortige Investitionsanreize notwendig sein, zum Beispiel Quoten für CO_2-arme Materialien zur Marktschaffung für CO_2-arme Produkte oder *Carbon Contracts for Difference* für eine projektbezogene CO_2-Preisabsicherung.

Finanzierung

Im EU-ETS erfasste Emittenten (zum Beispiel die Industrie) wären von zusätzlichen Kosten betroffen und würden diese an die Verbraucher weitergeben. Auch die eventuell auf Importe erhobene Grenzsteuer würde die Preise für CO_2-intensive Güter erhöhen. So könnten Mehreinnahmen aus der CO_2-Bepreisung auch für die Unterstützung besonders betroffener Verbraucher verwendet werden, wie beispielsweise in Kanada (Engie et al., 2018).

Ausgestaltungsoptionen

Die formale Umsetzung ist sowohl innerhalb als auch außerhalb des EU-ETS-Prozesses denkbar. Innerhalb des EU-ETS könnte der Mindestpreis in die Zertifikatversteigerung aufgenommen werden, was jedoch eine Änderung der EU-ETS-Richtlinie voraussetzen würde. Dies erfordert eine einstimmige Entscheidung der Mitgliedsstaaten.[2] Außerhalb des EU-ETS könnte ein Mindestpreis kurzfristig nach dem Vorbild von Großbritannien und den Niederlanden national oder mit gleichgesinnten Nachbarländern eingeführt werden. Eine Primärenergiesteuer könnte die Differenz zwischen Mindestpreis und tatsächlichem EU-ETS-Preis ausgleichen (PIK, 2018; Agora Energiewende, 2018a). Für Länder, in denen eine vergleichbare CO_2-Bepreisung wie in der EU besteht, würde der Grenzausgleich entfallen: Dies setzt auch einen Anreiz für Länder, die ungehindert Handel mit der EU treiben wollen, ein CO_2-Bepreisungsregime einzuführen.

Die Ausgestaltung des Grenzausgleichs ist jedoch mit Schwierigkeiten verbunden. Grundsätzlich lässt sich ein Grenzausgleich nur EU-weit beziehungsweise im Europäischen Wirtschaftsraum (EWR) einführen, da Güter anderenfalls über EWR-Staaten ohne Grenzausgleich in den gemeinsamen europäischen Markt eingeführt werden könnten, um einen Grenzausgleich, zum Beispiel in Deutschland, zu umgehen. Aber auch bei einer EU-weiten Einführung wäre mit einem hohen administrativen Aufwand zur Erfassung der CO_2-Intensität aller Importe und Exporte zu rechnen. Besonders für verarbeitete Produkte mit unklarer Materialzusammensetzung wären die Erhebungen kompliziert. Mit pauschalen Annahmen ließe sich die Komplexität zwar reduzieren, jedoch müssten diese rechtlich geprüft werden. Importe aus Ländern mit hinreichender CO_2-Bepreisung vom Grenzausgleich auszunehmen, würde den Aufwand zusätzlich erhöhen. Die WTO-rechtliche Konformität ist fraglich (siehe juristische Kurzbewertung), sodass eine Anfechtung des Instruments vor Schiedsgerichten wahrscheinlich ist.

Besonderheiten

Der Mindestpreis könnte graduell von gewillten EU-Länder auf die komplette EU bis hin zu Nicht-EU-Ländern erweitert werden und so einen wichtigen Beitrag zum globalen Klimaschutz leisten. Länder, die einen adäquaten Mindestpreis einführen würden, wären von Grenzausgleichsmechanismen ausgenommen, was als großer Anreiz für die Einführung eines *Carbon Footprints* (CFPs) dienen könnte.

---

1 Der Wasserbetteffekt beschreibt, dass Emissionsminderungen in einem EU-Staat durch Mehremissionen in einem anderen EU-Staat zunichte gemacht werden. Er kommt dadurch zustande, dass durch die Emissionsminderung Zertifikate im Emissionshandel frei werden, die dann in einem anderen Land von Emittenten genutzt werden können. In der kommenden Emissionshandelsperiode ab 2021 ist es Staaten jedoch möglich, bei Emissionsminderungen entsprechende Zertifikatmengen löschen zu lassen.

2 Im ETS wird ein Teil der Zertifikate an den Markt versteigert. Interessenten können dabei einen beliebig niedrigen Preis bieten, sodass in der Vergangenheit bei einem Überangebot an Zertifikaten der Preis im Extremfall bis auf wenige Cent absank. Im Falle der Ausgestaltung des Mindestpreises als *Auction Reserve Price* im EU-ETS könnten bei Auktionen keine Gebote unterhalb des Mindestpreises angenommen werden und gegebenenfalls überschüssige Zertifikate nach den Auktionen gelöscht werden (Agora Energiewende, 2018a). Dadurch wäre der CO_2-Preis nach unten durch den Mindestpreis begrenzt.

Umsetzungsaspekte

Juristische Einschätzung

- Die Einführung eines Grenzausgleichsregimes als Grenzsteuer wäre in Kombination mit einem Mindestpreis, der in Deutschland durch eine Reform der Primärenergiesteuer umgesetzt wird, grundsätzlich WTO-rechtlich zulässig, soweit importierte und im Inland erzeugte Primärenergie gleichbehandelt wird.
- Pauschalierte BTA-Berechnungen für ausländische Produkte sind welthandelsrechtlich grundsätzlich nicht ausgeschlossen. Die Höhe muss auf sachgerechten Kriterien basieren. Diese dürfen nicht diskriminierend auf die innerstaatliche Systematik wirken.
- Demgegenüber wäre ein Grenzausgleichsregime als Grenzsteuer in Kombination mit einem Mindestpreis, der im Rahmen des EU-ETS umgesetzt wird, WTO-rechtlich schwieriger umzusetzen. Die Steuer setzt dann nicht an einer Eigenschaft des Produkts, sondern dem Produktionsprozess an. Im WTO-Recht ist umstritten, ob Steuern, die sich auf den Produktionsprozess beziehen, zulässig sind.
- Auf europäischer Ebene ist die Einführung eines CO_2-Mindestpreises innerhalb des EU-ETS grundsätzlich rechtlich möglich, erfordert aber eine Änderung der EU-ETS-Richtlinie.
- Auf nationaler Ebene ist für die Umsetzung eines CO_2-Mindestpreises in Bezug auf das Europarecht weiter zu prüfen, ob die Vorgaben der EU-ETS- und IE-Richtlinie abschließend sind und damit den EU-ETS ergänzende nationale Maßnahmen grundsätzlich ausschließen. Beihilferechtlich wäre ein Mindestpreis wohl zulässig, soweit die durch die Europäische Kommission aufgestellten Anforderungen beachtet werden.
- Finanzverfassungsrechtlich wäre die Einführung als Steuer auf den Ausstoß von CO_2 oder auf Emissionszertifikate wohl nicht möglich, da dies keinem der in Art. 106 Abs. 1 GG benannten Steuertypen entspricht.
- Denkbar ist eine Umsetzung als CO_2-orientierte Reform der Energiesteuer. So ließe sich ein CO_2-Aufschlag auf den bestehenden Steuertarif einführen oder der CO_2-Gehalt zur Steuerbemessungsgrundlage machen.
- Davon unabhängig können sich infolge einer Energiesteuerreform jedoch weitere Umsetzungshürden ergeben. So stellt sich die Frage, ob die Berücksichtigung des CO_2-Gehaltes noch als verbrauchssteuertypisch angesehen werden kann. Gegebenenfalls liegt eine unzulässige Umgehung der grundsätzlich nicht möglichen direkten Anknüpfung an CO_2-Emissionen vor, wenn der CO_2-Gehalt mittelbar Gegenstand der Besteuerung von Energieerzeugnissen wird.

SWOT-Analyse

STÄRKEN

- Markt entscheidet sektorübergreifend über günstigste CO_2-Vermeidungstechnologien – sehr hohe Effizienz
- Planungssicherheit für Klimainvestitionen
- nationaler Mindestpreis als CO_2-basierte Energiesteuerreform kann kurzfristig umgesetzt werden

CHANCEN

- aktuell deutlicher politischer Wille für Mindestpreis in wichtigen EU-Ländern (z. B. Frankreich, Niederlande)
- Zur Umgehung des Grenzausgleichsregimes könnte die Einführung eines Mindestpreises für EU-Handelspartner eine attraktive Option darstellen.

SCHWÄCHEN

- Grenzausgleich und Ausnahmen können Wirksamkeit des einheitlichen Preissignals einschränken
- hoher Verwaltungsaufwand für Grenzausgleich
- CO_2-Gehalt für importierte und exportierte Produkte muss bestimmt werden – sehr hoher Aufwand
- europäischer Mindestpreis setzt Änderung der EU-ETS-Richtlinie voraus

RISIKEN

- ohne wirksamen Grenzausgleich Verschärfung von *Carbon Leakage* Risiko möglich
- Grenzausgleich möglicherweise nicht WTO-konform (insbesondere in Kombination mit europäischem Mindestpreis)
- könnte globale Handelskonflikte weiter anfachen
- Länder mit CO_2-intensivem Strommix könnten über grüne Herkunftsnachweise versuchen, das System zu umgehen; gerichtliche Auseinandersetzungen vor der WTO sind wahrscheinlich

Eine weiterführende juristische Analyse finden Sie in unserer Publikation *Klimaneutrale Industrie: Juristische Kurzbewertung der Politikoptionen*

CARBON CONTRACT FOR DIFFERENCE (CFD)

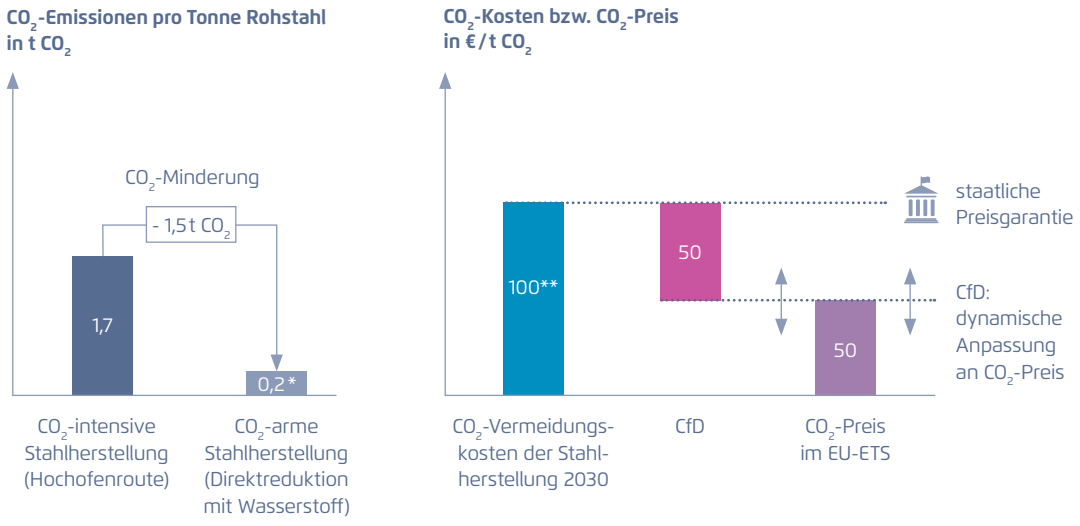
Instrumentendesign

Zur Finanzierung riskanter (noch nicht großtechnisch erprobter) Schlüsseltechnologien mit CO_2-Vermeidungskosten deutlich über dem absehbaren EU-ETS-Preis, erhalten Unternehmen projektbezogene Betriebskostenzuschüsse.

CO_2-arme Schlüsseltechnologien bedeuten in der Regel höhere Investitions- und Betriebskosten als konventionelle Technologien. Aufgrund des schwankenden CO_2-Preises im EU-ETS und damit verbundenen Unsicherheiten über politische Entwicklungen weisen CO_2-arme Schlüsseltechnologien zudem im Vergleich zu etablierten Technologien höhere Finanzierungsrisiken und damit -kosten auf. Daher wurde bislang wenig in innovative, emissionsarme Schlüsseltechnologien investiert. Ohne spezifische Instrumente für die Markteinführung dieser neuen Technologien werden die notwendigen Investitionen nicht getätigt werden, da im aktuellen Rahmen die notwendige Sicherheit fehlt. Das Preissignal des EU-ETS sorgt zwar für Effizienzsteigerungen im laufenden Betrieb, es reicht aber nicht aus, um Investitionssicherheit für innovative Technologien zu bieten und anfallende Mehrkosten zu decken.

Durch den CfD könnte Unternehmen für spezifische Investitionen in emissionsarme Schlüsseltechnologien die Unsicherheit über die Entwicklung des CO_2-Preises genommen werden, indem der Staat den Unternehmen auf Basis projektbezogener Verträge die Zahlung eines definierten CO_2-Preises pro vermiedener Menge Treibhausgasemissionen garantiert. Unternehmen würden so die Differenz des CO_2-Preises am Markt und des vertraglich festgelegten CO_2-Preises für jede vermiedene Einheit THG-Emissionen als Zuschuss erhalten. Ein zweiter Erlösstrom entsteht Unternehmen durch die freie Zuteilung von EU-ETS -Zertifikaten für neue Produktionsanlagen auf Basis der EU-ETS-*Benchmarks*. Für den Fall, dass der CO_2-Marktpreis über dem vertraglich vereinbarten Preis liegt, würden die Unternehmen im Gegenzug die Differenz an den Staat zurückzahlen. Der vereinbarte CO_2-Preis schafft Investitionssicherheit und somit Anreize, auf innovative emissionsarme Technologien umzurüsten. CfD decken eine wichtige Lücke in der Förderlandschaft, da viele Technologien in der Phase zwischen der Forschungsförderung und der großtechnischen kommerziellen Anwendung scheitern (auch *Valley of Death* genannt). Dieses Instrument soll bei der großtechnischen Kommerzialisierung helfen und vielversprechende Technologien zur Marktreife bringen.
Die Refinanzierung des CfD kann über den EU-Innovationsfond, über Bundesmittel (z.B. das Umweltinnovationsprogramm) oder über neue Finanzierungsinstrumente wie eine Klima-Umlage auf Endprodukte erfolgen.

Wirkungsweise eines *Carbon Contracts for Difference* (CfD)



* Annahme: Reduktionsmitteleinsatz von 65 % *grünem* Wasserstoff und 35 % fossilem Erdgas bei der Direktreduktion
** Annahme: 150 € Mehrkosten pro t Rohstahl / 1,52 t eingespartes CO_2 pro t Rohstahl

Agora Energiewende, 2019

CARBON CONTRACT FOR DIFFERENCE (CFD)

Das Instrument mindert Finanzierungsrisiken und schafft so Investitionsanreize für Breakthrough-Technologien mit tiefgreifenden Emissionsreduktionspotenzialen

INSTRUMENTENTYP

- ✕ Förderung
- ☐ Abgabe/Umlage
- ☐ Vorschrift

DEKARBONISIERUNGSHEBEL

- ☐ Energieeffizienz
- ✕ Energieträgerwechsel
- ✕ Prozessoptimierung & -substitution
- ✕ Ressourceneffizienz & Materialsubstitution

ANWENDBARKEIT IN BRANCHEN

✕ Querschnittstechnologien ✕ Stahl ✕ Chemie ✕ Zement ☐ Kreislaufwirtschaft

ANWENDBARKEIT FÜR TECHNOLOGIEN NACH REIFEGRAD

ANWENDUNGSBEREICH

Adressiert großvolumige innovative Technologien in der Grundstoffindustrie, die großes THG-Minderungspotenzial besitzen und die Demonstrationsphase verlassen haben. Beispiele hierfür sind: Direktreduktion mit Wasserstoff (Stahl), *Methanol-to-Olefin*/-Aromaten-Route (Chemie) und CO_2-Abscheidung mit dem Oxyfuel-Verfahren (Zement).

NOTWENDIGKEIT DES CO_2-TRACKINGS

- ☐ zwingend notwendig
- ☐ hilfreich
- ✕ nicht notwendig

WIRKUNGSDAUER

CfD sind wirkungsvoll, solange CO_2-intensive Technologien aufgrund einer niedrigen CO_2-Bepreisung und einem geringen Reifegrad der neuen Technologien günstiger sind als innovative emissionsarme Technologien. Die Wirkungsdauer von CfD ist daher begrenzt auf die Phase der Markteinführung innovativer Technologien. Die Förderperiode sollte auf einen festen Zeitraum (zum Beispiel 15 bis 20 Jahre) begrenzt werden.

STAND DER DISKUSSION

Der CfD wird im BMU und BMWi im Zuge der Forschungsprojekte zur Dekarbonisierung der energieintensiven Industrien diskutiert. Der CfD basiert auf einer Idee von Helm und Hepburn (2005), wurde maßgeblich vom DIW (weiter-) entwickelt (DIW/Richstein, 2017; DIW, 2019) und bereits von Agora Energiewende vorgeschlagen (Agora Energiewende/Agora Verkehrswende, 2019). Auch auf europäischer Ebene wird der CfD diskutiert (IDDRI/Bataille/Sartor, 2019).

Legende: ■ primäre Wirkung ■ weitere Wirkung

Instrumentendetails

Mögliche Wechselwirkungen

CfD decken eine Lücke in der Förderlandschaft, da sie insbesondere dazu geeignet sind, höhere Betriebskosten (OPEX) für innovative CO_2-arme Technologien auszugleichen. Es bestehen daher wenig Überschneidungen zu anderen Instrumenten, die in der Regel bei den Investitionskosten ansetzen.

Es sind allerdings Wechselwirkungen zu den Ausnahmeregelungen für die Industrie bei Strompreisen (Strompreiskompensation, der besonderen Ausgleichsregelung und dem Spitzenausgleich) zu erwarten. Wenn der CfD zu einer höheren Elektrifizierung (wie durch *Power-to-Heat)* führt, würde dies höhere Kosten für die Ausnahmeregelungen bedeuten. Umgekehrt müsste bei einer Änderung der Ausnahmeregelungen die Auswirkung auf den CfD berücksichtigt werden.

Ein ambitionierter CO_2-Mindestpreis im EU-ETS würde komplementär zu einem CfD wirken und würde diesen – bei einem EU-ETS Mindestpreis in Höhe des CfD – überflüssig machen.

Finanzierung

Die Finanzierung könnte über eine Klima-Umlage auf Endprodukte/CO_2-Preis auf Endprodukte erfolgen. Zudem ist eine Finanzierung über den nationalen Haushalt (Energie- und Klimafonds oder das Förderprogramm Dekarbonisierung der energieintensiven Industrie) oder EU-Mittel (EU-Innovationsfonds[1]) möglich.

Ausgestaltungsoptionen

CfD als Mittel zur Stabilisierung der Betriebskosten (OPEX) wirken komplementär zu einer Förderung der Investitionskosten (CAPEX) innovativer Technologien. Unternehmen erhalten im Rahmen dieses Instruments einen Rechtsanspruch darauf, dass die Kostendifferenz zwischen ihren CO_2-Vermeidungskosten zum Zeitpunkt der Investition und dem CO_2-Preis im EU-ETS für einen festgelegten Zeitraum (zum Beispiel 15 bis 20 Jahre) gedeckt wird.

Dieses Instrument könnte in nationale und/oder europäische Förderprogramme eingegliedert werden. Denkbar wäre es etwa, CfDs mit dem nationalen Dekarbonisierungsfonds, dem Umweltinnovationsprogramm oder dem EU-ETS-Innovationsfonds zu koppeln oder die CfDs in eines der Programme einzubinden. Durch die Kopplung mit einem der Förderprogramme wäre es zudem möglich, das Monitoringsystem des bestehenden Programms zu nutzen, um die projektspezifischen Emissionseinsparungen zu bestimmen und so Kosten für ein zusätzliches Monitoring einzusparen. Die Förderhöhe des CfD könnte über eine Ausschreibung ermittelt werden, wobei eine bestimmte Menge von CO_2-freiem Endprodukt (zum Beispiel DRI-Stahl) ausgeschrieben wird. Die ermittelte Förderhöhe steht in der Folge aber allen Unternehmen zur Verfügung. Das Ausschreibungsdesign sollte in technologiespezifischen Pilotauktionen getestet werden. Eine weitere mittelfristige Ausgestaltungsoption ist eine technologieneutrale Ausschreibung einer bestimmten Menge vermiedener THG-Emissionen im Vergleich zu einem vorher festgelegten *Benchmark*.

Um eine Absenkung der *Benchmarks* im EU-ETS zu verhindern, würde die Einführung eines CfDs eine Änderung der EU-ETS-Richtlinie erfordern. Anderenfalls würden die emissionsarmen Anlagen in den Berechnungen der *Benchmarks* berücksichtigt, wodurch es zu einer Absenkung der *Benchmarks* für alle Anlagen käme und in der Folge zu einer starken Verminderung der Freizuteilung.

Als Ausgangswert für die zu ermittelnden Emissionseinsparungen können die etablierten EU-ETS *Benchmarks* (zum Beispiel 1,6 Tonnen CO_2äq pro Tonne Stahl) herangezogen werden. Grundsätzlich sollte der CfD zudem einen Mechanismus enthalten, der die Zahlungen automatisch auf Preisentwicklungen bestimmter Inputfaktoren anpasst. Im Beispiel Direktreduktion mit Wasserstoff für die Stahlerzeugung sollte der CfD kontinuierlich auf die Kosten von Wasserstoff angepasst werden, um *Windfall-Profits*[2] zu vermeiden.

Besonderheiten

Wenn der CO_2-Preis im EU-ETS über den im CfD festgelegten Preis (*strike price*) steigt, muss das Unternehmen die Differenz an den Staat zurückzahlen. Eine Überförderung ist somit sehr unwahrscheinlich. Bei einer ambitionierten EU-Klimapolitik und hinreichend langer Vertragsdauer könnten dem Staat als geduldigem Investor sogar zusätzliche Mittel zufließen.

1 Der EU-ETS-Innovationsfond dient zur Förderung von innovativen CO_2-armen Produktionsprozessen im Rahmen des EU-Emissionshandels und ist die erweiterte Nachfolge des NER300-Programms der dritten Handelsperiode. Der Schwerpunkt der Förderung liegt auf *Carbon Capture and Storage*-Technologien (CCS), *Carbon Capture and Utilisation* (CCU) sowie innovativen Erneuerbare-Energien-Technologien.

2 Von einem *Windfall-Profit* (Marktlagengewinn) spricht man, wenn für Unternehmen ein unvorhergesehener und nicht eingeplanter beziehungsweise nicht einplanbarer Gewinn entsteht.

Umsetzungsaspekte

Juristische Einschätzung

- Eine CfD-Förderung begegnet insgesamt geringen rechtlichen Bedenken.
- Bei der Ausgestaltung der Maßnahme ist darauf zu achten, ausländische Anbieter nicht zu diskriminieren, vgl. Art. III GATT, XVII GATS u. Art. 30, 110 AEUV.
- In beihilferechtlicher Hinsicht kann – insbesondere bei der Finanzierung über eine Klima-Umlage – womöglich schon das Vorliegen einer Beihilfe im Sinne von Art. 107 Abs. 1 AEUV verneint werden (vgl. EuGH Urt. v. 28.03.2019, C-405/16 P). Bei Annahme einer Beihilfe liegt es im Ermessen der Kommission, ob sie diese als gerechtfertigt ansieht. Die Vorgaben aus den Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien (UEBLL) können dabei ohne große Schwierigkeiten erfüllt werden, sodass insofern kein Anpassungsbedarf besteht.
- Verfassungsrechtlich ist der CfD insbesondere am allgemeinen Gleichheitssatz zu messen. Probleme ergeben sich hier nur bei einer Beschränkung der Förderung, beispielsweise auf bestimmte Branchen oder Investitionen. Selbst eine Beschränkung kann jedoch unter Umständen verfassungsrechtlich gerechtfertigt sein.
- Umsetzbar ist der CfD sowohl auf nationaler Ebene als auch auf europäischer Ebene.
- Auf nationaler Ebene bedarf es im Falle der Finanzierung über den Haushalt grundsätzlich keiner materiellrechtlichen Ermächtigungsgrundlage. Alternativ kann die Finanzierung über einen Fonds oder eine Klima-Umlage erfolgen. Eine Förderung im Rahmen des Umweltinnovationsprogramms erfordert möglicherweise die Anpassung der UIP-Richtlinie.
- Auf europäischer Ebene kann eine Umsetzung sowohl im Rahmen des EU-ETS-Innovationsfonds als auch außer-halb des EU-ETS erfolgen.

SWOT-Analyse

STÄRKEN

- kann innovative Technologien in der kritischen und wirtschaftlich herausfordernden Phase zwischen Pilotprojekt und Marktreife (*Valley of Death*) unterstützen
- kann technologie- und branchenspezifisch ausgerichtet werden
- Wegen der Verpflichtung zur Rückzahlung ist eine Überförderung sehr unwahrscheinlich

CHANCEN

- hat ein hohes Potenzial, emissionsarme Schlüsseltechnologien in den Markt zu bringen
- kann helfen, Deutschland als Leitmarkt für bestimmte emissionsarme Schlüsseltechnologien zu etablieren

SCHWÄCHEN

- Komplexität der Ausgestaltung und verbundene Vertragskosten, daher vor allem für große Förderprojekte sinnvoll

RISIKEN

- Je nach Ausgestaltung und CO_2-Preisentwicklung können hohe Förderkosten anfallen

Eine weiterführende juristische Analyse finden Sie in unserer Publikation *Klimaneutrale Industrie: Juristische Kurzbewertung der Politikoptionen*

GRÜNE FINANZIERUNGSINSTRUMENTE

Instrumentendesign

Durch staatliche Maßnahmen werden Finanzierungskosten für Investitionen in CO_2-arme Schlüsseltechnologien gesenkt.

Eine klimaneutrale Industrie erfordert bis zum Jahr 2050 Mehrinvestitionen von rund 230 Milliarden Euro (BDI/BCG, Prognos, 2018). Instrumente zur Senkung der Finanzierungskosten können die Vollkosten für Technologien deutlich senken.

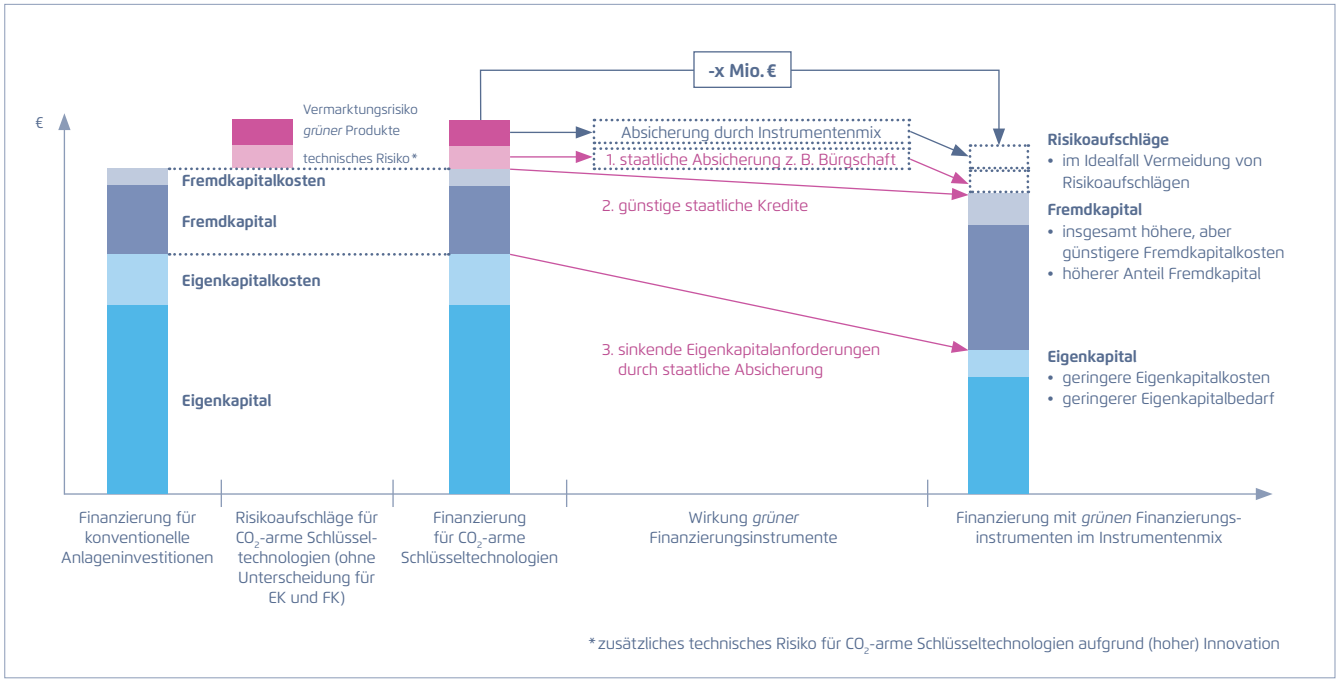
Ansatz 1: Günstige staatliche Kredite

Der Staat kann für klimafreundliche Investitionen seine geringeren Finanzierungskosten an Unternehmen weitergeben. Staaten (vor allem Deutschland) haben in der Regel ein deutlich geringeres Insolvenzrisiko als Firmen und müssen zudem keine Gewinne ausschütten. Durch die (teilweise) Übernahme der Finanzierungskosten durch den Staat können staatliche Zinsvorteile an Unternehmen weitergegeben werden. Unternehmen erhalten somit Fremdkapital zu besseren Konditionen als den gegenwärtig üblichen drei bis vier Prozent (KPMG, 2018). Zudem können solche Kredite potenziell durch geringere Eigenkapitalanforderungen der abgebenden Banken ergänzt werden. Dies wäre über staatliche Bürgschaften denkbar, aber insbesondere auch, falls über weitere Instrumente wie das Schaffen von sicheren Absatzmärkten (nachhaltige öffentliche Beschaffung) und einer Förderung der zusätzlichen Kosten der neuen Technologien über einen *Carbon Contract for Difference* Marktrisiken minimiert werden. Dieser Ansatz ist vor allem für Technologien, die bereits kurz vor der Marktreife stehen (TRL 8 und 9) relevant.

Ansatz 2: Staatliche Bürgschaften zur Absicherung des Ausfallrisikos in den letzten Entwicklungsstufen einer Technologie

Die Entwicklung neuer Technologien ist mit höheren Risiken verbunden als der Einsatz konventioneller Technologien, was sich in hohen Risikozuschlägen widerspiegelt. Trägt der Staat ein Teil dieser Risiken in den letzten Entwicklungsstufen (TRL 5–9), können die Finanzierungskosten gesenkt werden. Der Staat könnte über eine Bürgschaft die Ausfallrisiken von Demonstrationsanlagen unter eng definierten Kriterien (zum Beispiel im Falle des Totalschadens in einem misslungenen Testversuch) übernehmen und damit die Risikoaufschläge von privaten Geldgebern minimieren. Dadurch können Bankkredite zu (nahezu) marktüblichen Finanzierungskosten vergeben werden; darüber hinaus würde die staatliche Bürgschaft auch ein Signal an Anleger senden, dass die staatlich abgesicherte Investition eine vergleichsweise sichere Kapitalanlage ist. Insbesondere über *Green Bonds* kann somit zusätzliches Kapital zu verringerten Finanzierungskosten in die Industrie gelenkt werden. Unternehmen tragen nach wie vor das unternehmerische Risiko, hohe Risikoaufschläge werden aber vermieden. Die Förderung für frühe Phasen der Technologieentwicklung (TRL 1–5) sollte nicht über dieses Instrument, sondern über Forschungsförderung und Wagniskapital erfolgen (BDI/ BCG, Prognos, 2018; BCG, 2018).

Wirkungsweise grüner Finanzierungsinstrumente



Agora Energiewende, 2019

GRÜNE FINANZIERUNGSINSTRUMENTE

Reduzierte Zinsen für Klimainvestitionen können in Ergänzung zu anderen Instrumenten ein zentraler Hebel zur Dekarbonisierung sein und sind gerade in Niedrigzinszeiten ökonomisch eine *low hanging fruit*.

INSTRUMENTENTYP

- [x] Förderung
- [ ] Abgabe/Umlage
- [ ] Vorschrift

DEKARBONISIERUNGSHEBEL

- [x] Energieeffizienz
- [x] Energieträgerwechsel
- [x] Prozessoptimierung & -substitution
- [x] Ressourceneffizienz & Materialsubstitution

ANWENDBARKEIT IN BRANCHEN

- [x] Querschnittstechnologien
- [x] Stahl
- [x] Chemie
- [x] Zement
- [x] Kreislaufwirtschaft

ANWENDBARKEIT FÜR TECHNOLOGIEN NACH REIFEGRAD

ANWENDUNGSBEREICH

Ansatz 1: Klimainvestitionen, die aus betriebswirtschaftlichen Motiven nicht getätigt werden, makroökonomisch aber sinnvoll sind. Dies sind oft kapitalintensive Maßnahmen (zum Beispiel Energieeffizienz, Elektrifizierung). Es profitieren nur Technologien mit nahezu marktfähigem Risiko-Rendite-Profil, neue Technologien mit hohen Risikoaufschlägen jedoch nicht.

Ansatz 2: Finanzierungskosten für Investitionen in CO_2-arme Schlüsseltechnologien in den letzten Entwicklungsstufen (TRL 5-9) werden abgesenkt.

NOTWENDIGKEIT DES CO_2-TRACKINGS

- [ ] zwingend notwendig
- [ ] hilfreich
- [x] nicht notwendig

WIRKUNGSDAUER

Einstellung der Förderung, sobald Klimatechnologien auch zu marktüblichen Zinsen wettbewerbsfähig sind.

STAND DER DISKUSSION

- Möglichkeiten der Nutzung grüner Anleihen zur Finanzierung von Klimaschutzinvestitionen in Diskussion, zum Beispiel im BMWi und BMF
- *Green-Bond*-Anreize in Bankenregulierung: Auf EU-Ebene in Diskussion (EU HLEG, 2018)
- staatliche Kreditvergabe/-absicherung: wird bereits zum Teil praktiziert, zum Beispiel KfW, Weltbank
- *Green Quantitative Easing*: in Diskussion unter Fachleuten (I4CE, 2018)
- Fiskalische Anreize: In Brasilien werden Kredite für Infrastrukturinvestitionen durch Steuernachlässe subventioniert (Oliver Wyman, 2014). Im Klimabereich noch kein bekanntes Beispiel.

Legende: ■ primäre Wirkung ■ weitere Wirkung

Instrumentendetails

Mögliche Wechselwirkungen

Auch wenn Klimatechnologien durch niedrige Zinsen wirtschaftlicher werden, sollte für Unternehmen einerseits Handlungsdruck („fordern") und andererseits sichere Absatzmärkte für klimafreundliche Technologien („fördern") geschaffen werden, wenn eine hinreichende Anreizwirkung erzielt werden soll. Parallel zu günstigen Krediten wären also Instrumente wie CO_2-Mindestpreise zum Fordern und nachhaltige öffentliche Beschaffung oder eine Quote für CO_2-freie Materialien zum Fördern notwendig.

Finanzierung

- *Green-Bond*-Anreize in der Bankenregulierung: Banken würden entlastet werden, wenn das Instrument als Senkung der regulatorischen Anforderungen bei Klimainvestitionen ausgestaltet wird und nicht als Strafe bei klimaschädlichen Investitionen.
- staatliche Kreditvergabe oder -absicherung: allenfalls geringe Kosten für Förderbanken.
- *Green Quantitative Easing:* geringe Kosten für Zentralbank, je nach Umfang durch erhöhte Geldschöpfung Inflationseffekte möglich; erweitert jedoch das Mandat der Zentralbank außerhalb ihrer eigentlichen Verantwortlichkeit.
- fiskalische Anreize: entgangene Einnahmen für den Staat bei der Kapitalertragssteuer in voller Höhe der Zinsreduktion.

Ausgestaltungsoptionen

Für das Instrument bestehen verschiedene Ausgestaltungsmöglichkeiten (I4CE, 2018):

- Im Rahmen der Bankenregulierung könnten Banken beispielsweise über Anforderungen zum Eigenkapital angereizt oder verpflichtet werden, *Green Bonds* zu kaufen.
- Staatliche Entwicklungsbanken könnten selbst zinsgünstige Kredite vergeben oder Kredite privater Institute absichern, um privates Geld für Klimainvestitionen zu mobilisieren.
- Zentralbanken könnten wiederum durch den Kauf von *Green Bonds* indirekt Geld für Klimainvestitionen zur Verfügung stellen (*Green Quantitative Easing*).
- Auch fiskalisch, zum Beispiel über den Verzicht auf Kapitalertragssteuern, könnten Zinsen für klimafreundliche Investitionen indirekt gesenkt werden.

Alle Ausgestaltungsoptionen haben gemeinsam, dass eine einheitliche und hinreichend ambitionierte Definition einer klimafreundlichen Investition benötigt wird, um entsprechende Finanzprodukte zu schaffen. Eine solche Methodologie (*taxonomy*) ist derzeit auf EU-Ebene in Arbeit (European Commission, 2019c).

Besonderheiten:

Andere Instrumente wie CO_2-Mindestpreise oder *Carbon Contracts for Difference* (CfDs) machen Klimatechnologien wettbewerbsfähiger. Trotzdem werden Teile der nötigen Investitionen nicht mit für Unternehmen üblichen Zinsen profitabel sein. Hier setzen vergünstigte Kredite für Klimainvestitionen an.

Umsetzungsaspekte

Juristische Einschätzung

- Die verschiedenen Ausgestaltungsoptionen halten grundsätzlich einer rechtlichen Prüfung stand.
- Es ist darauf zu achten, dass in- und ausländische Anbieter nicht ungleich behandelt werden, vgl. Art. III GATT u. XVII GATS.
- Europarechtlich halten sich die Risiken im Hinblick auf das Beihilferecht in Grenzen. Je nach Ausgestaltung der Maßnahme kann eventuell schon das Vorliegen einer Beihilfe im Sinne von Art. 107 Abs. 1 AEUV verneint werden. Bei Annahme einer Beihilfe besteht die Möglichkeit einer Privilegierung nach der Allgemeinen Gruppenfreistellungsverordnung (AGVO) oder im Rahmen des durch die Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien (UEBLL) konkretisierten Ermessens der Kommission. Grundfreiheiten – wie die Kapitalverkehrsfreiheit – werden nicht beeinträchtigt.
- In verfassungsrechtlicher Hinsicht kann ein Verstoß gegen den allgemeinen Gleichheitssatz insbesondere bei einer nicht sachgemäßen Bestimmung des Begriffs Klimainvestition vorliegen. Wird eine Ungleichbehandlung angenommen, so besteht die Möglichkeit einer verfassungsrechtlichen Rechtfertigung.
- Die Umsetzung der Finanzierungshilfe ist im Falle der staatlichen Vergabe beziehungsweise Absicherung von Krediten bereits im Rahmen des geltenden Rechts möglich. *Green-Bonds*-Anreize setzen hingegen die Einführung einheitlicher europäischer Standards beziehungsweise die Änderung von Eigenkapitalanforderungen voraus. *Green Quantitative Easing* erfordert eine Erweiterung des gesetzlichen Aufgabenspektrums der Bundesbank. Privilegierungen im Rahmen der Kapitalertragsteuer sind nur durch ein zustimmungspflichtiges Gesetz möglich.

SWOT-Analyse

STÄRKEN

- derzeit bestehen niedrige Zinsen in der EU, daher geringe Zusatzkosten für das Instrument
- hohe Wirkung bei langlebigen, kapitalintensiven Technologien – das heißt bei den meisten CO_2-armen Schlüsseltechnologien sowie Investitionen in Effizienz

CHANCEN

- politisches Momentum, da *grüne* Kapitalanlagen eine zunehmend große Rolle spielen
- beteiligt Kapitalmärkte proaktiv an der Transformation
- nicht staatliche Initiativen wie das *Carbon Risk Management-Tool* (Carima), die *Task Force on Climate-related Financial Disclosures* (TCFD) oder das *Carbon Disclosure Project* (CDP) können durch Schaffung von Transparenz die Implementierung von Klimamaßnahmen im Kapitalmarkt erleichtern

SCHWÄCHEN

- Klimainvestition noch nicht klar definiert
- Eine geringere Eigenkapitalanforderung erhöht den Fremdkapitalanteil eines Unternehmens. Dies steigert den Verschuldungsgrad eines Unternehmens, was dessen Kredit-*Rating* verschlechtern kann und somit die Kosten für alle Investitionen erhöhen könnte

RISIKEN

- Ende der Niedrigzinsphase in der EU könnte Kosten für Instrument deutlich steigern
- staatliche Risikoübernahme schränkt unternehmerisches Risiko ein; Gefahr von *Moral Hazard*
- Vermischung von Geldpolitik und Finanzmarktregulierung mit klimapolitischen Zielen betrifft grundsätzliche Fragen zum Mandat von Geldpolitik

KLIMA-UMLAGE AUF ENDPRODUKTE

Instrumentendesign

Zur Refinanzierung der anderen Politikinstrumente wird auf ausgewählte Materialien (Stahl, Plastik, Aluminium und Zement) eine Abgabe nach Gewicht erhoben.

Ein großer Teil der industriellen THG-Emissionen entsteht bei der Herstellung von wenigen Materialien (Stahl, Aluminium, Zement und Kunststoffe). Eine Bepreisung dieser Materialien bei der Produktion (zum Beispiel über den EU-ETS) kann jedoch nur eingeschränkt umgesetzt werden, da auch kleine Preissteigerungen die Wettbewerbsfähigkeit auf den globalen *Commodity*-Märkten gefährden. Um die Abwanderung von Unternehmen zu vermeiden, erhalten die Produzenten dieser Grundstoffe heute den Großteil ihrer CO_2-Zertifikate kostenlos zugeteilt, was allerdings die Anreize, CO_2-frei zu produzieren vermindert.

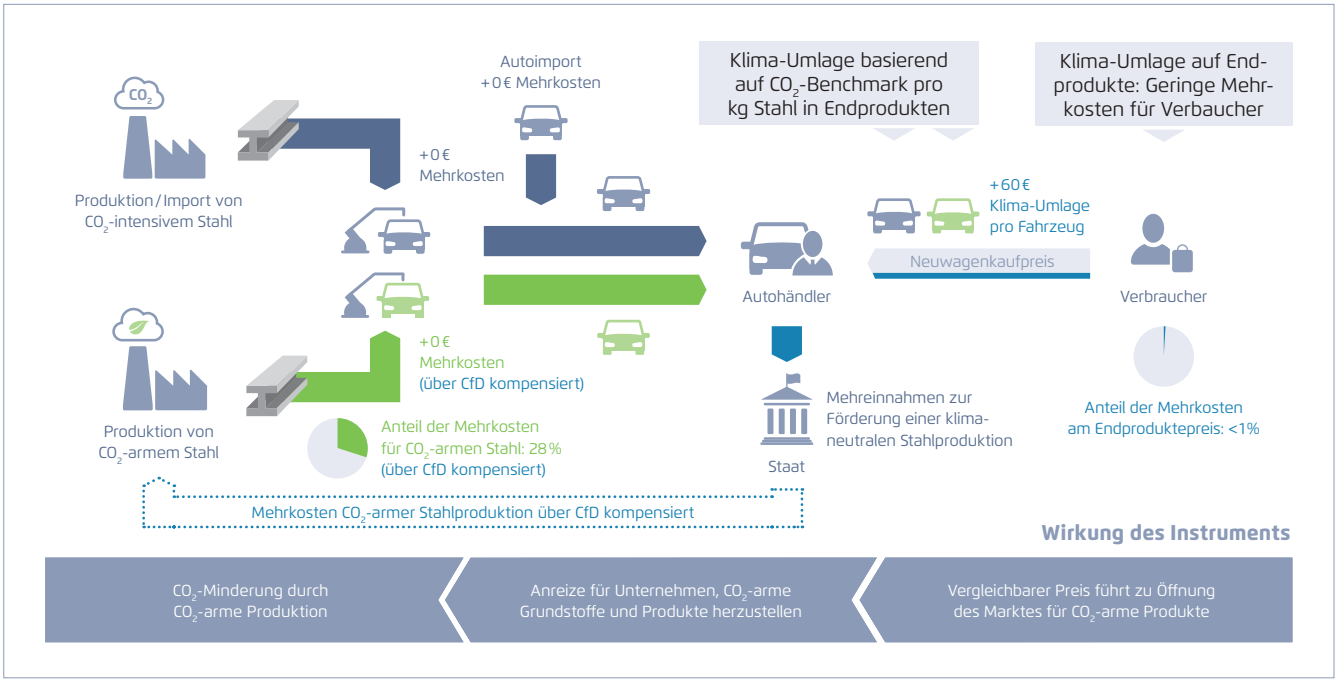
Das Instrument Klima-Umlage auf Endprodukte bepreist daher ausgewählte Materialien beim Verbrauch anstatt bei der Produktion unabhängig von ihrem Produktionsstandort. Beim Kauf einer Waschmaschine würde zum Beispiel eine Abgabe fällig werden, die sich aus dem Gewicht des in der Waschmaschine verarbeiteten Stahls berechnet.

Produkte, bei denen die Abgabe einen bestimmten relativen Wert unterschreiten würde, wären zur Reduzierung des administrativen Aufwands ausgenommen. Die Abgabe könnte in einem ersten Schritt auf Stahl, Aluminium, Zement und Kunststoffe erhoben werden. Sie unterscheidet bewusst nicht, wie viel CO_2 im Produktionsprozess dieser exakten Waschmaschine entstanden ist. Das bedeutet, dass zum Beispiel CO_2-frei hergestellter Stahl beim Verbrauch ebenso belastet wird wie konventioneller Stahl. Im Unterschied zu dem Instrument CO_2-Preis auf Endprodukte hat dies den Vorteil, dass keine Nachverfolgung (*Tracking*) des CO_2-Gehalts notwendig ist.

Der Nachteil ist, dass für Hersteller CO_2-intensiver Materialien keine Anreize über die geltende Rechtslage hinaus entstehen, ihre Produktionsprozesse auf CO_2-arme Verfahren umzustellen. Wie es bereits heute der Fall ist, erhalten diese Produzenten freie Zuteilungen von EU-ETS-Zertifikaten, die sie auf dem freien Markt verkaufen können, wenn durch eine Umstellung auf grüne Verfahren ihr CO_2-Ausstoß sinkt.

Die Bepreisung schafft zudem den Anreiz den Anteil CO_2-intensiver Materialien in Produkten zu reduzieren. Weil importierte Materialien gleichermaßen mit der Abgabe belastet werden, Exporte aber unbelastet bleiben, besteht sowohl beim inländischen Verbrauch als auch beim Export keine Benachteiligung nationaler Produkte. Es besteht somit keine *Carbon Leakage* Gefahr. Die Einnahmen aus dem Instrument Klima-Umlage auf Endprodukte können zur Refinanzierung der anderen Politikinstrumente (beispielsweise CfD) genutzt werden.

Wirkungsweise einer Klima-Umlage auf Endprodukte am Beispiel der Stahlverarbeitung in der Automobilindustrie



Agora Energiewende, 2019 Annahmen für Berechnung: 0,8 Tonnen Stahl pro Pkw; 150 Euro Mehrkosten pro Tonne CO_2-arm produzierten Stahls

KLIMA-UMLAGE AUF ENDPRODUKTE

Das Instrument generiert Einnahmen für andere Instrumente (zum Beispiel CfD). Es belastet Endverbraucher nur leicht, schafft aber Anreize für Materialeffizienz.

INSTRUMENTENTYP

- [x] Förderung
- [x] Abgabe/Umlage
- [ ] Vorschrift

DEKARBONISIERUNGSHEBEL

- [ ] Energieeffizienz
- [ ] Energieträgerwechsel
- [x] Prozessoptimierung & -substitution
- [x] Ressourceneffizienz & Materialsubstitution

ANWENDBARKEIT IN BRANCHEN

- [ ] Querschnittstechnologien
- [x] Stahl
- [x] Chemie
- [x] Zement
- [x] Kreislaufwirtschaft

ANWENDBARKEIT FÜR TECHNOLOGIEN NACH REIFEGRAD

Entwicklung			Markteintritt		Bestand
Labor	Skalierung	Schaffung grüner Absatzmärkte	Investitionen	Betriebskosten	Optimierung (Anlage/Produkt)

ANWENDUNGSBEREICH

Physische Güter mit Materialien hoher CO_2-Intensität (Stahl, Aluminium, Zement und Kunststoffe).

WIRKUNGSDAUER

In Kraft, solange kein akkurates internationales Trackingsystem für den CO_2-Gehalt in Materialien besteht oder eine weltweite Angleichung von CO_2-Preisen erfolgt.

NOTWENDIGKEIT DES CO_2-TRACKINGS

- [ ] zwingend notwendig
- [ ] hilfreich
- [x] nicht notwendig

STAND DER DISKUSSION

Durch die *Climate Friendly Materials Platform* vorgeschlagen. Zudem wird eine ähnliche Herangehensweise unter dem Begriff Plastiksteuer auf politischer Ebene in Deutschland und der EU, hier vorrangig zur Müllvermeidung, diskutiert.

Legende: ■ primäre Wirkung ■ weitere Wirkung

Instrumentendetails

Mögliche Wechselwirkungen

Um eine Doppelbelastung zu vermeiden, müssten Güter, die unter die Klima-Umlage fallen, von anderen Preisbelastungen wie durch den europäischen Emissionshandel ausgenommen werden. Eine kostenlose Zertifikatzuteilung wäre somit erforderlich, was nicht der aktuellen EU-Beschlusslage entspricht, die ein Abschmelzen der freien Zuteilung vorsieht. Durch das Beseitigen des *Carbon Leakage* Risikos könnte zum Beispiel für die Zeit nach der aktuellen Phase bis 2030 im Emissionshandel eine deutlich ambitioniertere Politik mit resultierend höheren CO_2-Preisen erfolgen, die dann auf alle Beteiligten im EU-ETS eine größere Wirkung hätte. Zudem müssten die aktuellen *Benchmarks* für Technologien auf dem heutigen Stand eingefroren werden, weil nach aktueller Beschlusslage neue CO_2-frei produzierende Anlagen den *Benchmark* für die Freizuteilung reduzieren würden. Ansonsten würde der Anreiz, in CO_2-arme Produktionstechnologien zu investieren, stetig sinken, was der Grundidee des Instruments widerspricht. Eine Änderung der EU-ETS-Richtlinie wäre somit erforderlich.

Finanzierung

Der Endverbraucher trägt die Kosten, die jedoch im Vergleich zum Produkt selbst gering sind. Ein kleiner Pkw würde zum Beispiel bei einem CO_2-Preis von 30 Euro pro Tonne um 90 Euro teurer werden (DIW, 2016). Die Lenkungswirkung zu Materialeffizienz und -substitution würde dementsprechend auch nicht beim Endverbraucher greifen, sondern entlang der Wertschöpfungskette entstehen. Während Endkonsumenten in der Regel nicht derart preissensibel sind, beeinflussen in der betrieblichen Beschaffung, zum Beispiel bei Automobilzulieferern oder im Einzelhandel, auch geringe Preissignale Kaufentscheidungen.

Grundsätzlich kann dieses Instrument (je nach Höhe der Abgabe) auch als Finanzierungsquelle genutzt werden, mit der andere Instrumente (zum Beispiel CfD) gegenfinanziert oder im Sinne einer Rückverteilung pauschal an alle Haushalte erstattet werden können.

Ausgestaltungsoptionen

In der Einführungsvariante (Beschränkung auf Stahl, Aluminium, Zement und Kunststoffe) ist die Ausgestaltung dieses Instruments relativ einfach umzusetzen, da die Abgabe auf Basis des Gewichts der Materialien berechnet wird, welches als Näherungswert für die CO_2-Intensität dient (DIW, 2016). Zudem bestehen bereits umfangreiche Erfahrungen mit verbrauchsbasierten Abgaben (zum Beispiel Tabak, Alkohol und Energie). Eine Tonne Stahl in einem Fahrzeug würde mit einem pauschalen Abgabesatz belegt werden, unabhängig von den tatsächlichen Emissionen der Produktion dieser Tonne Stahl. Die Abgabe wird nicht sofort bei Produktion fällig, sondern im Rahmen eines Abgabenaussetzungsverfahrens entlang der Wertschöpfungskette weitergegeben. Die Abgabe wird erst beim Verkauf an Endkunden oder an ein Unternehmen fällig, das nicht von der Abgabe befreit ist. Befreit sind alle Produkte, die exportiert werden.

Besonderheiten

Das Instrument hat viele Ähnlichkeiten mit dem Instrument CO_2-Preis auf Endprodukte. Der Unterschied ist, dass bei der Klima-Umlage auf Endprodukte bewusst nicht differenziert wird, wie viel CO_2 im Produktionsprozess eines Grundstoffs entstanden ist. Das bedeutet, dass zum Beispiel CO_2-frei hergestellter Stahl beim Verbrauch ebenso belastet wird wie konventioneller Stahl. Dadurch hat das Instrument den großen Vorteil, dass keine Bestimmung der in einem Produkt enthaltenen CO_2-Emissionen (*Tracking*) notwendig ist.

Umsetzungsaspekte

Juristische Einschätzung

- Einführung einer Klima-Umlage auf Endprodukte ist grundsätzlich rechtlich möglich, aber:
- Als Abgabe auf den Verbrauch ist das Instrument grundsätzlich WTO-rechtlich unproblematisch, solange die Gleichbehandlung von importierten und im Inland erzeugte Materialien (Art. III GATT bzw. Art. 110 AEUV) gewährleistet ist. Für importierte Produkte dürfen deshalb keine besonders hohen Pauschalen festgelegt werden. Pauschalierungen müssen außerdem auf nachvollziehbaren und belastbaren Annahmen beruhen.
- Je nach Ausgestaltung ist gegebenenfalls ein Grenzausgleichsregime für Produkte mit Auslandsbezug erforderlich – dies berührt die generelle Zulässigkeit nach WTO-Recht aber nicht.
- Werden von der Umlage auch Verpflichtete des Europäischen Emissionshandels umfasst, wäre der CO_2-Gehalt des Produktes sowohl bei der Herstellung als auch bei dem

Verbrauch doppelt bepreist. Es wäre daher zu prüfen, ob weitere nationale Maßnahmen überhaupt zulässig sind: EU-ETS-Richtlinie und die IE-Richtlinie sind gegebenenfalls abschließend, und eine neue Regelung könnte nur durch eine Änderung der EU-ETS-Richtlinie (Ausgleichsmechanismus oder ein Befreiungstatbestand) erreicht werden.

- Ausgleichsmechanismus in Form einer freien Zuteilung von Emissionszertifikaten setzt wohl eine Änderung der EU-ETS-Richtlinie voraus: Abkehr von Regelung in Art. 10 Abs. 1 RL (EU) 2018/410. Gegebenenfalls müssten die *Benchmarks* für Technologien auf dem heutigen Stand eingefroren werden. Der nächste *Review* der EU-ETS-Richtlinie findet mit dem Ende der vierten Zuteilungsperiode im Jahr 2030 statt.
- Verfassungsrechtlich kann Pauschalierung je nach Ausgestaltung eine zu rechtfertigende Ungleichbehandlung im Sinne von Art. 3 Abs. 1 GG sein. Beispiel: Die Umlage bezieht sich willkürlich nur auf einzelne Produkte einer vergleichbaren Produktgruppe. Die mit der Pauschalierung verbundene Gleichbehandlung von CO_2-freien und CO_2-intensiven Materialien bedarf als Eingriff in Art. 3 Abs. 1 GG einer verfassungsrechtlichen Rechtfertigung durch einen hinreichend sachlichen Grund. Hier ist weiter zu prüfen, ob dieser etwa in bestehenden Umsetzungshürden für die Einführung eines globalen Trackingsystems liegen könnte.
- Unzulässige Ungleichbehandlungen oder Gleichbehandlungen können gegebenenfalls auch durch einen Ausgleichsmechanismus gerechtfertigt werden.

SWOT-Analyse

STÄRKEN

- schafft Einnahmen für die Finanzierung anderer Instrumente (zum Beispiel CfD)
- Markt entscheidet über Materialeffizienz und günstigste Alternativtechnologien
- kein *Carbon Leakage* Risiko, da Abgabe auch für Importeure gilt
- importierte und im Inland erzeugte Materialien werden gleichbehandelt
- kein globales CO_2-*Tracking* erforderlich
- Pauschalierung selbst bietet nur geringe Anhaltspunkte für welthandels- oder europarechtliche Diskriminierungen

CHANCEN

- kann auf relevanteste Produkte beschränkt werden (Stahl, Zement …)
- geringe Kosten für Endverbraucher
- schafft globales *Level Playing Field* für Produktion der Schwerindustrie
- schafft den Einstieg in eine umfassende Materialbepreisung

SCHWÄCHEN

- umfassende Umsetzung nur auf EU-Ebene möglich
- erfordert Änderungen der EU-ETS-Richtlinie

RISIKEN

- kann zu ungewollter Materialsubstitution in Richtung der nicht von der Abgabe belasteten Materialien führen
- stellt die Logik der schrittweisen Absenkung der EU-ETS-Freizuteilung infrage
- fraglich, ob es als zusätzliche nationale Maßnahmen für die dem Emissionshandel unterliegenden Emittenten zulässig ist

CO_2-PREIS AUF ENDPRODUKTE

Instrumentendesign

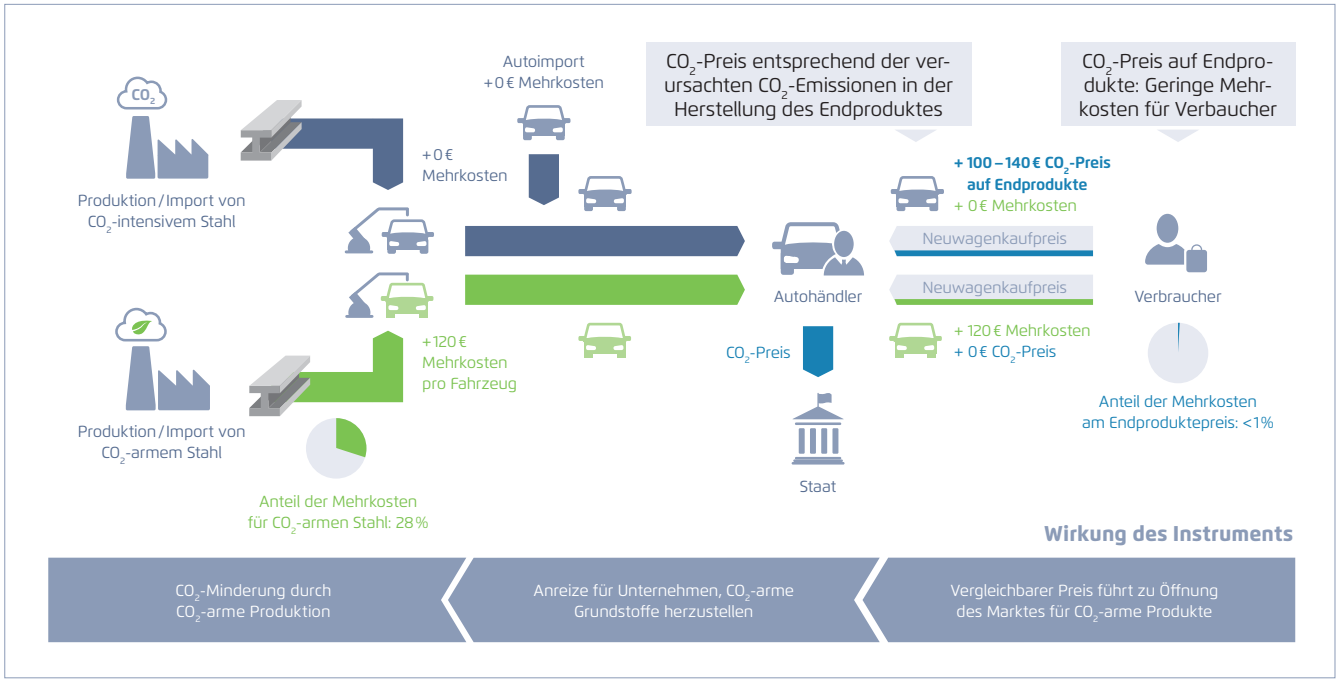
Es wird eine Abgabe auf Basis des CO_2-Gehalts der Materialien erhoben, was den Kostennachteil von CO_2-armen Produkten ausgleicht. Die Einnahmen können zur Refinanzierung der anderen Instrumente genutzt werden.

Ein großer Teil der industriellen THG-Emissionen entsteht bei der Herstellung von Materialien für Endverbraucherprodukte (ETC, 2018a). Eine CO_2-Bepreisung bei der Produktion, zum Beispiel von Kunststoffen, Aluminium oder Stahl, kann ohne Grenzausgleichsmaßnahmen jedoch nur begrenzt umgesetzt werden, da auch kleine Preissteigerungen die Wettbewerbsfähigkeit auf den globalen *Commodity*-Märkten gefährden. Da dies zu *Carbon Leakage* führen kann, erhalten CO_2-intensive Industrien im EU-ETS den Großteil ihrer CO_2-Zertifikate kostenlos zugeteilt.

Das Instrument CO_2-Preis auf Endprodukte bepreist daher den CO_2-Ausstoß von Materialien beim Verbrauch anstatt bei der Produktion. Beim Kauf eines Softdrinks in einer Plastikflasche würde eine Abgabe auf Basis des CO_2-Ausstoßes der Produktion der Plastikflasche erhoben. Die Plastikflasche aus CO_2-neutraler Produktion würde hingegen nicht belastet und kann somit die höheren Herstellungskosten (etwa durch chemisches Recycling) einpreisen und an den Kunden weitergeben. Im Gegensatz zur Klima-Umlage auf Endprodukte, bei der alle, das heißt grüne und graue Grundstoffe, nach Gewicht belastet werden, werden bei diesem Instrument die Produkte nach ihrem spezifischen CO_2-Fußabdruck belastet. Die Zusatzkosten für den Verbraucher würden sich dabei in Grenzen halten. Eine Softdrink-Flasche aus CO_2-neutral hergestelltem Kunststoff wäre weniger als 0,01 Euro teurer als die aus konventionellem Kunststoff (ETC, 2018b). Die konventionell hergestellte Softdrink-Flasche würde dagegen mit dem CO_2-Preis belegt – sobald dieser CO_2-Preis höher ist als die Mehrkosten von unter 0,01 Euro, ist die grüne Herstellungstechnologie im Markt wettbewerbsfähig. Durch die Möglichkeit der direkten Kostenweitergabe an die Verbraucher ohne das Risiko von Wettbewerbsnachteilen würde sich die Umstellung auf CO_2-neutrale Produktionsmethoden für die Hersteller lohnen. Weil importierte Endprodukte gleichermaßen belastet, Exporte aber unbelastet im globalen Wettbewerb bleiben würden, besteht keine *Carbon Leakage* Gefahr. Grundsätzlich ist zu erwarten, dass das Instrument auf der einen Seite die CO_2-neutrale Produktion für den heimischen Markt konkurrenzfähig macht, und auf der anderen Seite dazu führt, dass insgesamt eine Substitution zu weniger CO_2-intensiven Materialien stattfinden beziehungsweise weniger Material eingesetzt wird.

Die große Herausforderung bei diesem Instrument besteht darin, dass eine vollständige und lückenlose Nachverfolgung des CO_2-Gehalts für jedes (importierte) Produkt die Voraussetzung ist. Dies ist heute noch nicht zu annehmbaren Kosten möglich.

Wirkungsweise eines CO_2-Preises auf Endprodukte am Beispiel der Stahlverarbeitung in der Automobilindustrie



Agora Energiewende, 2019 Annahmen für Berechnung: 0,8 Tonnen Stahl pro Pkw; 150 Euro Mehrkosten pro Tonne CO_2-arm produzierten Stahls

CO_2-PREIS AUF ENDPRODUKTE

Das Instrument belastet Verbraucherinnen und Verbraucher nur leicht, schafft aber entlang der Wertschöpfungsketten Anreize für Materialsubstitution, Kreislaufwirtschaft und für CO_2-neutrale Produktionsprozesse.

INSTRUMENTENTYP

- ☐ Förderung
- ☒ Abgabe/Umlage
- ☐ Vorschrift

DEKARBONISIERUNGSHEBEL

- ☐ Energieeffizienz
- ☐ Energieträgerwechsel
- ☒ Prozessoptimierung & -substitution
- ☒ Ressourceneffizienz & Materialsubstitution

ANWENDBARKEIT IN BRANCHEN

- ☐ Querschnittstechnologien
- ☒ Stahl
- ☒ Chemie
- ☒ Zement
- ☒ Kreislaufwirtschaft

ANWENDBARKEIT FÜR TECHNOLOGIEN NACH REIFEGRAD

Entwicklung			Markteintritt		Bestand
Labor	Skalierung	Schaffung grüner Absatzmärkte	Investitionen	Betriebskosten	Optimierung (Anlage/Produkt)

ANWENDUNGSBEREICH

Die Hersteller von allen Endprodukten, die vom CO_2-Preis erfasst sind, bekommen den Anreiz auf CO_2-arme Materialien umzustellen. Damit werden auch CO_2-arme Schlüsseltechnologien wie beispielsweise Direktreduktion mit Wasserstoff (Stahl), Dampf aus *Power-to-Heat* (Chemie) und CO_2-Abscheidung mit dem Oxyfuel-Verfahren (Zement) angereizt.

NOTWENDIGKEIT DES CO_2-TRACKINGS

- ☒ zwingend notwendig
- ☐ hilfreich
- ☐ nicht notwendig

WIRKUNGSDAUER

In Kraft, solange CO_2-intensive Materialien ansonsten noch günstiger wären.

STAND DER DISKUSSION

unter anderem als Plastiksteuer in politischer Diskussion in Deutschland und auf EU-Ebene, hier vor allem zur Müllvermeidung; im Sinne eines THG-basierten Preissignals in Diskussion unter Fachleuten

Legende: ■ primäre Wirkung ■ weitere Wirkung

Instrumentendetails

Mögliche Wechselwirkungen

Um eine Doppelbelastung zu vermeiden, müssten Güter, die unter die CO_2-Bepreisung von Endprodukten fallen, von anderen CO_2-Bepreisungen wie dem europäischen Emissionshandel befreit werden. Dies könnte durch eine Beibehaltung der Zuteilung von kostenlosen Zertifikaten an Materialhersteller geschehen. Die Beibehaltung der kostenlosen Zertifikatszuteilung allein wäre allerdings weniger ambitioniert als die aktuelle Beschlusslage der EU, die ein Abschmelzen der freien Zuteilung vorsieht. Durch das Beseitigen des *Carbon Leakage* Risikos kann der CO_2-Preis auf Endprodukte jedoch deutlich höher angesetzt werden als dies im EU-ETS der Fall wäre. Insgesamt wäre also trotz der freien Zertifikatszuteilung eine ambitioniertere CO_2-Bepreisung möglich.

Finanzierung

Der Endverbraucher trägt die Kosten, die jedoch im Vergleich zum Produkt selbst gering sind. Ein handelsüblicher Pkw würde zum Beispiel bei einem CO_2-Preis von 30 Euro pro Tonne circa 90 Euro teurer werden (DIW, 2016). In der Zementherstellung würde ein Preissignal von circa 100 Euro pro Tonne benötigt werden, um CO_2-arme Technologien wettbewerbsfähig zu machen. Die Gesamtkosten für ein Haus würden dadurch aber nur um circa drei Prozent steigen (ETC, 2018b). Für Lebensmittel, zum Beispiel Getränke in Plastikflaschen, würden die Kosten eines Produkts um nur circa einen Cent steigen (ETC, 2018b). Die Lenkungswirkung zu Materialeffizienz und -substitution würde dementsprechend auch nicht beim Endverbraucher greifen, sondern entlang der Wertschöpfungskette entstehen. Während Endkonsumenten in der Regel nicht derart preissensibel sind, beeinflussen in der betrieblichen Beschaffung, zum Beispiel bei Automobilzulieferern oder im Einzelhandel, auch geringe Preissignale Kaufentscheidungen.

Ausgestaltungsoptionen

Die Ausgestaltung dieses Instruments ist vergleichsweise komplex, da die anfallenden Treibhausgasemissionen (THG) in der Produktion von Endverbrauchergütern für einzelne Produkte weitgehend unbekannt sind. Dies gilt besonders für importierte Produkte. Perspektivisch müsste also ein belastbares internationales CO_2-Trackingsystem von Materialien eingeführt werden, um die Abgabe produktspezifisch erheben zu können. Dann könnte klar bestimmt werden, wie hoch der THG-Ausstoß zum Beispiel der Tonne Stahl in einem bestimmten Fahrzeugtyp war, um auf dieser Grundlage die Abgabe zu berechnen. In dieser vollen Ausgestaltung des Instruments würden direkte Anreize für Unternehmen entstehen, in eine CO_2-arme Produktion zu investieren, da Emissionsminderungen in der Produktion die Abgabenlast auf die eigenen Produkte unmittelbar senken würden. Ein solches *Tracking* ist aufgrund technischer Herausforderungen und der nötigen internationalen Kooperation aber nur langfristig realistisch. Neue Technologien, die ein *Tracking* des CO_2-Gehalts zu sehr geringen Transaktionskosten ermöglichen (zum Beispiel unter Verwendung der *Blockchain*-Technologie) könnten dieses Instrument in Zukunft ermöglichen. In einem ersten Schritt könnte das Instrument auf bestimmte Materialien und ausgewählte Endprodukte beschränkt werden. Als weiteres Einstiegsmodell könnte gegebenenfalls ein pauschaler Malus auf alle nicht CO_2-neutral produzierten Produkte erhoben werden. Die Höhe des Aufschlags könnte sich nach den Mehrkosten des CO_2-neutral produzierten Produktes orientieren.

Besonderheiten

Aufgrund der genannten Komplexität der Ausgestaltung dieses Instruments könnte bereits kurzfristig eine Quote für CO_2-arme Materialien in bestimmten Produkten, zum Beispiel eine Vorgabe für Anteile von Direktreduktions-Stahl im Pkw, eingeführt werden. Die Quote würde dann perspektivisch von der flexibleren, breiter angelegten THG-basierten Bepreisung von Materialien abgelöst werden. Außerdem schafft die Klima-Umlage auf der Produktseite ähnliche Anreize wie dieses Instrument, kann aber auch ohne umfangreiches CO_2-*Tracking* und damit früher eingeführt werden.

Die Einnahmen des Instruments könnten für andere klimapolitische Maßnahmen in der Industrie (zum Beispiel die Finanzierung eines CfDs) genutzt werden. Die Akzeptanz des Instruments könnte wie bei der Klima-Umlage durch eine teilweise Ausschüttung der Einnahmen an alle Bürger auf Pro-Kopf-Basis erhöht werden.

Umsetzungsaspekte

Juristische Einschätzung

- Eine CO_2-Bepreisung von Endprodukten ist rechtlich grundsätzlich möglich.
- Das Instrument ist WTO-rechtlich zulässig, soweit das Diskriminierungsverbot aus Art. 110 AEUV oder Art. III GATT beachtet wird.

- Erhebliche rechtliche, aber auch tatsächliche Schwierigkeiten ergeben sich jedoch aufgrund der Notwendigkeit, letztlich ein globales CO_2-*Tracking* zu etablieren.
- Problematisch ist das Verhältnis zum Europäischen Emissionshandel: Soweit dem EU-ETS unterliegende Produzenten betroffen werden, wird der CO_2-Gehalt eines Produktes doppelt bei der Erzeugung und dem Verbrauch bepreist. Es wäre daher zu prüfen, ob eine solche zusätzliche nationale Maßnahme überhaupt zulässig wäre oder ob die EU-ETS-Richtlinie und die IE-Richtlinie eine abschließende Regelung treffen. Sofern die Regelungen abschließend sind, müsste für diese Produzenten ein Ausgleichsmechanismus oder ein Befreiungstatbestand geschaffen werden.
- Ein Ausgleichsmechanismus in Form einer freien Zuteilung von Emissionszertifikaten ist je nach Umfang wohl nur durch eine Änderung der EU-ETS-Richtlinie umsetzbar, da Art. 10 Abs. 1 Richtlinie (EU) 2018/410 ein Abschmelzen der freien Zuteilung in der vierten Handelsperiode vorsieht.
- Da in- und ausländische Produkte gleichbehandelt werden, sind verfassungsrechtlich problematische Diskriminierungen vor allem durch das *Tracking* selbst (etwa durch die Ausgestaltung des *Trackings* zum Beispiel bei der Bemessung des CO_2-Gehalts) oder durch die Schaffung möglicher Ausnahmetatbestände denkbar.

SWOT-Analyse

STÄRKEN

- Markt entscheidet über Materialeffizienz und günstigste Alternativtechnologien
- als Verbrauchsabgabe voraussichtlich WTO-konform
- kein *Carbon Leakage* Risiko, da Abgabe erst bei Endverbraucher erhoben wird

CHANCEN

- geringe Kosten für Endverbraucher
- schafft globales *Level Playing Field* für Produktion der Schwerindustrie
- durch großen Markt in der EU wird auch im Ausland CO_2-freie Produktion angereizt
- CO_2-*Tracking* könnte *Enabler* für besseres Lieferkettenmanagement werden

SCHWÄCHEN

- ohne produktspezifisches *Tracking* der Emissionen langfristig kaum sinnvoll umsetzbar – umfangreiches *Tracking* von Emissionen entlang der Lieferkette derzeit aber kaum möglich
- Im Export haben CO_2-frei hergestellte Produkte keinen direkten Vorteil.
- globale Kooperation für CO_2-*Tracking* notwendig

RISIKEN

- CO_2-*Tracking* in einzelnen Fällen, zum Beispiel in der Chemie, durch komplexe Wertschöpfungsketten besonders schwierig
- CO_2-*Tracking* könnte, je nach Ausgestaltung, zu unzulässigen Diskriminierungen führen.
- Substitution durch ökologisch nicht minder problematische Produkte möglich (zum Beispiel Ersatz von Kunststoff durch Papier)

NACHHALTIGE ÖFFENTLICHE BESCHAFFUNG

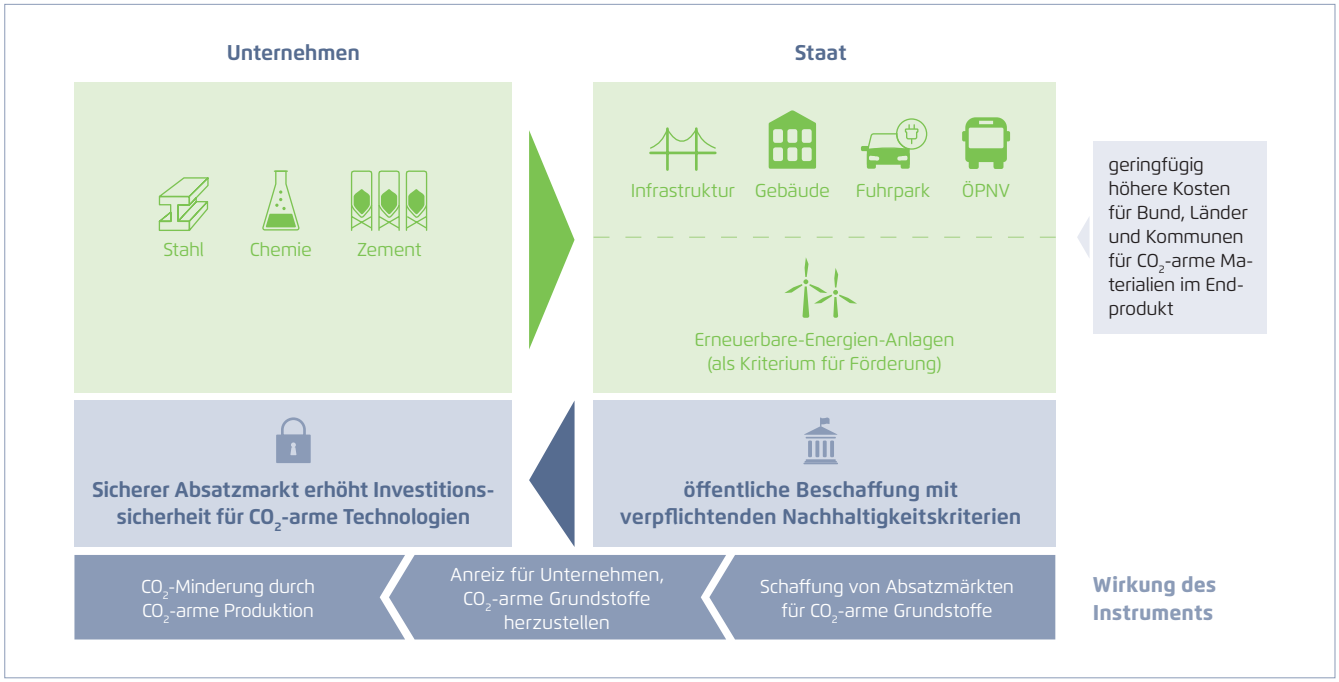
Instrumentendesign

Der Staat wird verpflichtet, beim Bauen hohe Nachhaltigkeitskriterien anzulegen. Dies schafft sichere Absatzmärkte für nachhaltig hergestellte Produkte (vor allem von Stahl, Zement und Fahrzeugen).

Die öffentliche Hand ist ein wichtiger Abnehmer von Produkten und Dienstleistungen. Bei einem Ausgabenvolumen der öffentlichen Beschaffung in Deutschland von über 350 Milliarden Euro pro Jahr (circa 13 Prozent des BIP) besteht über die Vergabekriterien in öffentlichen Ausschreibungen ein erheblicher Hebel, die Eigenschaften und Produktionsbedingungen der erworbenen Produkte zu beeinflussen. Nachhaltigkeitskriterien werden zunehmend bei der Beschaffung berücksichtigt und entsprechende Ansätze entwickelt (Die Bundesregierung, 2019a). So hat das Land Berlin im Jahr 2013 beispielsweise das erste Mal den Einsatz von Beton mit rezyklierten Gesteinskörnungen beim Neubau von Forschungs- und Laborgebäuden gefördert, um auch für Hochbauvorhaben die Einsatzmöglichkeiten von Recyclingbeton zu demonstrieren (Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Umwelt, 2015). Auch der Entwurf des Klimaschutzgesetzes sieht vor, dass der Bund prüft, wie bei der Planung, Auswahl und Durchführung von Investitionen und bei der Beschaffung zum Erreichen der Klimaschutzziele Beiträge in Form öffentlicher Beschaffung geleistet werden können.

Die aufgestellten Nachhaltigkeitskriterien für die öffentliche Beschaffung umfassen bisher nur einzelne Produktgruppen und sind nicht verpflichtend, sodass sie in der Praxis keine breite Anwendung finden. Im Jahr 2015 wurden bei lediglich 2,4 Prozent der öffentlichen Beschaffungen Nachhaltigkeitskriterien berücksichtigt (Chiappinelli/Zipperer/DIW, 2017). Eine verpflichtende Anwendung von Nachhaltigkeitskriterien in der öffentlichen Beschaffung hätte eine starke Lenkungswirkung. Um einen Markt für nachhaltige Produkte im Bau zu schaffen, sollte eine nachhaltige öffentliche Beschaffung zum Standard werden und ein Abweichen nur in gut begründeten Einzelfällen möglich sein. Die Anwendung der Nachhaltigkeitskriterien würde dabei vor allem auf kommunaler und Landesebene erfolgen, da hier ein Großteil der öffentlichen Ausgaben (rund 88 Prozent) getätigt werden. Die entstehenden Mehrkosten sollten jedoch durch den Bund ausgeglichen werden, da die Maßnahmen einen Beitrag zu der Erreichung der nationalen Klimaziele leisten würden. Besonders relevant ist die konsequente Anwendung von Nachhaltigkeitskriterien für Gebäude sowie Transportmittel und -dienstleistungen. So könnte eine verpflichtende Betrachtung der Lebenszykluskosten oder eine Quote für emissionsarme/recycelte Materialien, beispielsweise im Bau, wichtige Impulse setzen. Eine konsequent nachhaltige öffentliche Beschaffung führt zu sicheren Absatzmärkten für nachhaltige Produkte und senkt somit die Risiken für Unternehmen, in die Produktion emissionsarmer Materialien zu investieren.

Wirkungsweise einer nachhaltigen öffentlichen Beschaffung



Agora Energiewende, 2019

NACHHALTIGE ÖFFENTLICHE BESCHAFFUNG

Eine konsequente nachhaltige Beschaffung der öffentlichen Hand hätte erhebliche positive Umwelteffekte und schafft Leitmärkte für nachhaltige Produkte.

INSTRUMENTENTYP

- ☐ Förderung
- ☐ Abgabe/Umlage
- ☒ Vorschrift

DEKARBONISIERUNGSHEBEL

- ☒ Energieeffizienz
- ☐ Energieträgerwechsel
- ☐ Prozessoptimierung & -substitution
- ☒ Ressourceneffizienz & Materialsubstitution

ANWENDBARKEIT IN BRANCHEN

☒ Querschnittstechnologien ☒ Stahl ☒ Chemie ☒ Zement ☒ Kreislaufwirtschaft

ANWENDBARKEIT FÜR TECHNOLOGIEN NACH REIFEGRAD

ANWENDUNGSBEREICH

Nachhaltigkeitskriterien können grundsätzlich in allen Bereichen der öffentlichen Beschaffung zum Einsatz kommen. Ein besonders hohes THG-Minderungspotenzial besteht in den Bereichen Bau(teile) sowie für den Transport. Von absehbar sicheren Absatzmärkten können insbesondere folgende Technologien profitieren: Direktreduktion mit Wasserstoff (Stahl), *Methanol-to-Olefin*/-Aromaten-Route (Chemie), CO_2-Abscheidung mit dem Oxyfuel-Verfahren (Zement), CO_2-Abscheidung und Elektrifizierung der Hochtemperaturwärme am Kalzinator (Zement) und Alternative Bindemittel (Zement).

NOTWENDIGKEIT DES CO_2-TRACKINGS

- ☐ zwingend notwendig
- ☒ hilfreich
- ☐ nicht notwendig

WIRKUNGSDAUER

Keine Einschränkung notwendig. Das Instrument ist dauerhaft sinnvoll und wirksam. Der Staat sollte sich verpflichten, dass Instrument für mindestens 20 Jahre fortzuführen, um den Unternehmen Planungssicherheit für sichere Absatzmärkte ihrer Produkte (zum Beispiel grünen Stahl) zu gewährleisten. Allerdings sollten die Beurteilungskriterien kontinuierlich den technologischen Entwicklungen angepasst werden.

STAND DER DISKUSSION

Das Konzept, Nachhaltigkeitskriterien bei der öffentlichen Beschaffung zu berücksichtigen ist nicht neu. Unter anderem hat die EU ihre Mitgliedstaaten im Jahr 2003 dazu aufgerufen nationale Aktionspläne dazu aufzustellen (European Commission, 2019d). Nachhaltigkeitskriterien werden bei der öffentlichen Beschaffung vereinzelt bereits angewendet. Bislang besteht in Deutschland jedoch keine Verpflichtung hierzu. Anders ist dies beispielsweise in den Niederlanden. Dort werden bei der Vergabe von öffentlichen Aufträgen auch umweltbezogene Kriterien berücksichtigt (Baron/OECD, 2016).

Legende: ■ primäre Wirkung ■ weitere Wirkung

Instrumentendetails

Mögliche Wechselwirkungen

Es kann zu Überschneidungen mit anderen Vorschriften im Bereich Material- und Ressourceneffizienz kommen. Die Effekte wären jedoch neutral oder könnten sich sogar positiv verstärken. So könnten beispielsweise Standards für recycelbare Produkte eine nachhaltige öffentliche Beschaffung erleichtern. Ein CfD für grünen Stahl oder Zement würde sicherstellen, dass ein ausreichendes Angebot bereitsteht, um die staatliche Nachfrage zu decken.

Finanzierung

Ein Großteil der öffentlichen Beschaffung erfolgt auf kommunaler und Landesebene, wo die finanziellen Möglichkeiten häufig sehr eingeschränkt sind. Die positive Wirkung nachhaltiger Beschaffung wirkt jedoch vor allem auf die Ziele (Klimaziele und jene der Industriepolitik), die von der Bundesregierung beschlossen wurden. Aus diesem Grund sollte sich der Bund an den zusätzlich anfallenden Kosten beteiligen. Ein solcher finanzieller Ausgleich zwischen Bund und Ländern ist aufgrund der Kompetenzfestlegung (vgl. §104a GG) rechtlich schwierig

Ausgestaltungsoptionen

Das Instrument könnte ab 2021 verpflichtend für alle vom Staat finanzierten Beschaffungen eingeführt werden, bei denen der Anteil der öffentlichen Hand über 50 Prozent liegt. Für Gebäude könnte zunächst mit einem geringen Anteil des beschafften Materials begonnen werden, der über die Zeit vorhersehbar ansteigt (beispielsweise zwei Prozent grüner Stahl im Jahr 2022 bis 50 Prozent im Jahr 2030 und 100 Prozent im Jahr 2050). Ausnahmen von dieser Regel werden nur im Einzelfall unter bestimmten Kriterien zugelassen und müssten begründet und dokumentiert werden. Bei der Beschaffung von Transportdienstleistungen sollten nicht nur die Emissionen der Fahrzeuge betrachtet werden, vielmehr sollten die Anreize so gesetzt werden, dass das Fahr- und Flugverhalten der öffentlichen Hand insgesamt berücksichtigt wird. Zudem könnte das Instrument auf Bereiche ausgeweitet werden, bei denen der Staat die Ausschreibungsbedingungen festlegt. Beispielsweise könnte bei der Ausschreibung für Erneuerbare Energien die Bundesnetzagentur bestimmte verpflichtende Anteile von nachhaltigen Materialien in die Ausschreibungsbedingungen aufnehmen.

Mittelfristig könnte für den Gebäudebereich nach niederländischem Vorbild ein Verfahren und eine Datenbank aufgebaut werden, bei dem die Lebenszykluskosten betrachtet werden, eine Bewertung der eingesetzten Materialien erfolgt und die Höhe der ökologischen Anstrengungen bewertet wird

Besonderheiten

Mit einem Beschaffungsvolumen von rund 350 Milliarden Euro pro Jahr (BMWi, 2017) hat die öffentliche Hand eine immense Hebelwirkung. Schon ein Prozentpunkt der Ausgaben ergäbe einen Innovationsimpuls von 3,5 Milliarden Euro. Zum Vergleich: Das Fördervolumen des Bundes für Forschung und Innovation in Unternehmen liegt bei 2,3 Milliarden Euro pro Jahr (BMBF, 2017).

Umsetzungsaspekte

Juristische Einschätzung

- Rechtlich begegnet die Einführung von verbindlich zu berücksichtigenden Umweltkriterien im Rahmen der öffentlichen Auftragsvergabe nur überschaubaren Risiken.
- Neben der Gleichbehandlung von in- und ausländischen Bietern sind im Falle der Festlegung von technologischen Vorschriften auch Publikations- und Notifikationspflichten zu beachten, vgl. Art. 2 Abs. 9-11 ÜtH.
- Europarechtlich steht die Maßnahme im Einklang mit den Grundfreiheiten und der Vergaberichtlinie. Die Zuschlagskriterien müssen jedoch mit dem Auftragsgegenstand in Verbindung stehen, Art. 67 Abs. 2 UAbs. 1 S. 1 Vergabe-RL.
- Der verfassungsrechtliche Gleichheitssatz ist in den einschlägigen Vergabevorschriften konkretisiert. Eine Ungleichbehandlung der Teilnehmenden an einem Vergabeverfahren ist grundsätzlich zu vermeiden. Unter Heranziehung von Art. 20a GG kann eine Ungleichbehandlung unter Umständen verfassungsrechtlich gerechtfertigt werden.
- Umsetzbar ist die Maßnahme durch Anpassung der Regelungen zur Zuschlagserteilung in § 127 GWB, § 58 VgV, § 43 UVgO und § 16d Abs. 1 Nr. 4 VOB/A. Eine Konkretisierung der Umweltkriterien kann mithilfe von Verwaltungsvorschriften oder DIN-Normen erfolgen.
- Die durch die klimafreundliche Vergabe entstehenden zusätzlichen Kosten der Länder und Kommunen dürfen nur unter engen Voraussetzungen durch den Bund finanziert werden. Art. 104a, 104b GG erlauben insofern nur degressive Finanzhilfen für bestimmte Projekte. Eine dauerhafte finanzielle Förderung setzt die Änderung des Grundgesetzes voraus.

SWOT-Analyse

STÄRKEN

- wichtiges Signal an Bürger und Wirtschaft, dass der Staat vorangeht
- Schaffung sicherer Absatzmärkte für nachhaltige Produkte
- bei erfolgreicher Umsetzung hohe Kosteneffizienz
- problemlos national beziehungsweise regional umsetzbar

CHANCEN

- Entstehung von Leitmärkten für nachhaltige Produkte
- effektive Änderung der Produktion von Gütern
- wichtiges Signal für das Ausland

SCHWÄCHEN

- Eingriff in kommunale Entscheidungen
- Refinanzierung über Bundesmittel schwierig zu organisieren
- zusätzlicher Aufwand und erhöhte Komplexität bei öffentlichen Ausschreibungen und dem Nachweis der Nachhaltigkeit

RISIKEN

- Verfassungsrechtlich schwierige Umsetzung
- Kurzfristig kann es zu mangelndem Angebot und eingeschränktem Wettbewerb kommen

Eine weiterführende juristische Analyse finden Sie in unserer Publikation *Klimaneutrale Industrie: Juristische Kurzbewertung der Politikoptionen*

QUOTE FÜR CO_2-ARME MATERIALIEN

Instrumentendesign

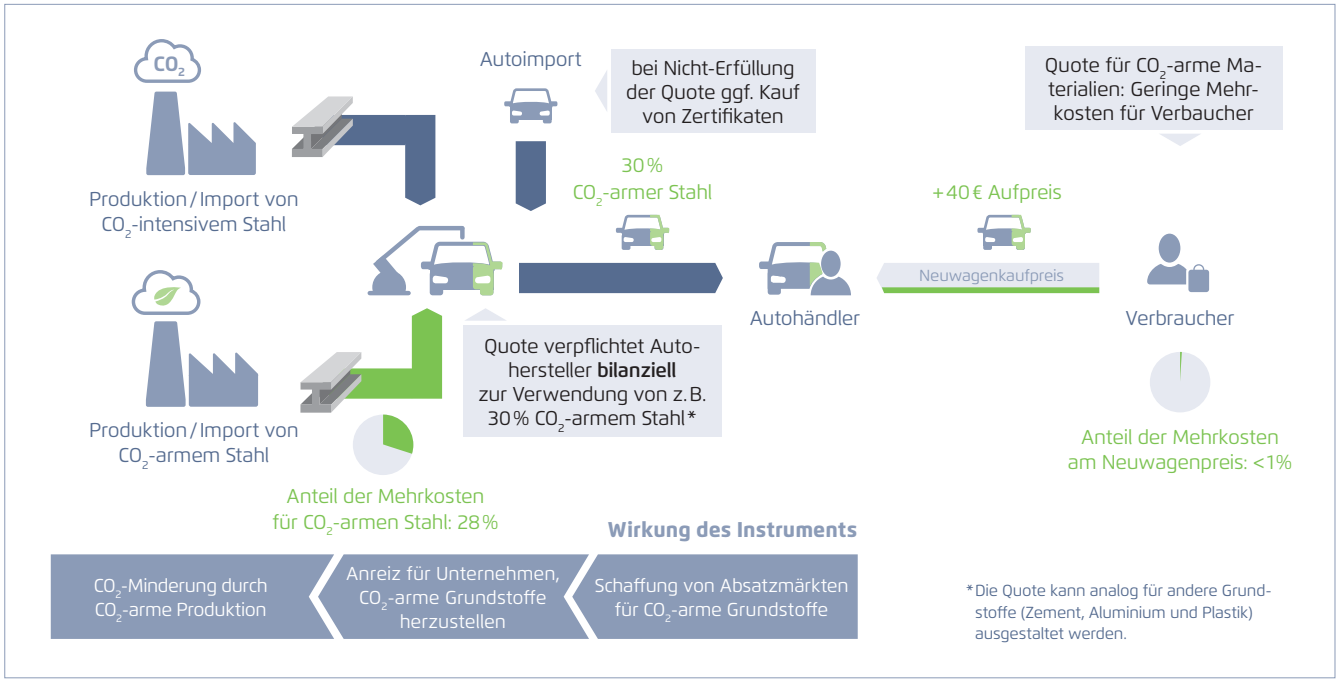
Produzenten von Konsumgütern werden verpflichtet, in ihren Endprodukten festgelegte Anteile von CO_2-frei produzierten Materialien zu verwenden, was Unternehmen sichere Absatzmärkte für CO_2-arme Materialien garantiert.

Viele CO_2-arme Schlüsseltechnologien zur Materialherstellung wie chemisches Recycling oder Stahl aus Direktreduktions-Verfahren sind technisch nahezu ausgereift, wirtschaftlich aber noch nicht wettbewerbsfähig. Um eine gesicherte Nachfrage (beziehungsweise Leitmärkte) für CO_2-arme Grundstoffe zu schaffen und deren Herstellung zu skalieren, wird für bestimmte Konsumgüter eine Quote für CO_2-arme Materialien (zum Beispiel grüner Stahl) festgelegt, die über die Zeit ansteigt.

Hersteller hätten durch den planbaren Absatzmarkt CO_2-armer Grundstoffe eine höhere Investitionssicherheit für Klimatechnologien. Durch die Quote und somit eine verpflichtende Nutzung CO_2-armer (und in der Regel teurerer) Materialien würde sich ein Marktpreis für CO_2-arme Werkstoffe herausbilden. Da die Quote für in Deutschland oder der EU verkaufte Produkte gilt, fallen die Zusatzkosten für heimisch produzierte und importierte Produkte gleichermaßen an. Für einen Übergangszeitraum können Zertifikatslösungen eingeführt werden, um Hersteller (inklusive ausländische Hersteller), die über keinen Zugang zu *grünen* Materialien verfügen, nicht zu diskriminieren. Importe zertifizierter CO_2-armer Materialien können zusätzlich zur Erfüllung der Quote beitragen. Exporte von Grundstoffen aus Europa, wie zum Beispiel Metalle oder Grundchemikalien, wären von der Regelung nicht berührt. Die Wettbewerbsfähigkeit von in Europa hergestellten und ins Ausland exportierten Produkten ist somit gegeben. Es besteht somit kein *Carbon Leakage* Risiko.
Ein weiterer Effekt ist, dass auch für ausländische Hersteller, die im europäischen Markt aktiv sind, ein Anreiz geschaffen wird, *grüne* Grundstoffe in ihren Endprodukten zu nutzen. Die Nachfrage ausländischer Konsumgüterhersteller nach grünen Materialien wird somit auch die Produktion von CO_2-armen Grundstoffen im Ausland anreizen, selbst wenn dort keine vergleichbaren Regelungen eingeführt werden.

Die Mehrkosten für die Verbraucher würden sich in Grenzen halten. Ein Pkw aus vollständig grünem Stahl würde circa 160 Euro mehr kosten (ETC, 2018b). Wenn die Quote mit einem Anteil von fünf Prozent starten würde, wären die Zusatzkosten für den Endverbraucher gering.

Wirkungsweise einer Quote für CO_2-arme Materialien am Beispiel der Stahlverarbeitung in der Automobilindustrie



Agora Energiewende, 2019 Annahmen für Berechnung: 0,8 Tonnen Stahl pro Pkw; 150 Euro Mehrkosten pro Tonne CO_2-arm produzierten Stahls

QUOTE FÜR CO_2-ARME MATERIALIEN

Die Quote könnte zeitnah eingesetzt werden, um Schlüsseltechnologien in den Markt zu bringen und langfristig von flexibleren Lösungen abgelöst werden.

INSTRUMENTENTYP

- ☐ Förderung
- ☐ Abgabe/Umlage
- ✕ Vorschrift

DEKARBONISIERUNGSHEBEL

- ☐ Energieeffizienz
- ☐ Energieträgerwechsel
- ✕ Prozessoptimierung & -substitution
- ✕ Ressourceneffizienz & Materialsubstitution

ANWENDBARKEIT IN BRANCHEN

- ☐ Querschnittstechnologien
- ✕ Stahl
- ✕ Chemie
- ✕ Zement
- ✕ Kreislaufwirtschaft

ANWENDBARKEIT FÜR TECHNOLOGIEN NACH REIFEGRAD

ANWENDUNGSBEREICH

CO_2-intensive Materialien in Konsumgütern, für die CO_2-freie Herstellungsalternativen existieren, insbesondere: Direktreduktion mit Wasserstoff (Stahl), chemisches Recycling (Chemie) und CO_2-Abscheidung mit dem Oxyfuel-Verfahren (Zement).

NOTWENDIGKEIT DES CO_2-TRACKINGS

- ✕ zwingend notwendig
- ☐ hilfreich
- ☐ nicht notwendig

WIRKUNGSDAUER

Vorschlag von der ETC (ETC, 2018d); bisher nur freiwillige Initiativen wie die *Pledging*-Initiative zur Benutzung von recyceltem Plastik.

STAND DER DISKUSSION

Im Gegensatz zu einer Quote, die nur Teile des Materialverbrauchs adressieren kann, wäre ein CO_2-Preis auf Endprodukte als flächendeckendes Instrument im Vorteil. Eine solche Bepreisung benötigt aber ein internationales *Tracking* des CO_2-Abdrucks von Werkstoffen, um auf Produktionsseite Anreize zu schaffen. Die Quote hingegen kann mit begrenztem CO_2-*Reporting* in bestimmten Branchen für wenige Materialien eingeführt werden und somit unmittelbar Anreize für Produzenten schaffen. Wenn ein umfassenderes *Tracking* allerdings erst entwickelt ist, kann die Quote durch eine THG-basierte Bepreisung von Materialien abgelöst werden.

Legende: ■ primäre Wirkung ■ weitere Wirkung

Instrumentendetails

Mögliche Wechselwirkungen

Preissignale wie ein CO_2-Mindestpreis mit Grenzausgleichsregime würden Technologien wie *Power-to-Chemicals* oder Direktreduktion mit Wasserstoff zwar langfristig wettbewerbsfähiger machen, für entsprechende Investitionen sind jedoch auch kurzfristig sichere Absatzmärkte wichtig. Diese Funktion wird von der Quote erfüllt. Sie wäre ein komplementäres Instrument zur nachhaltigen öffentlichen Beschaffung, welches aber auch für die Privatwirtschaft angewandt werden kann.

Finanzierung

Mehrkosten würden zunächst beim Produzenten anfallen und an den Endverbraucher weitergegeben werden. Diese Mehrkosten wären für die meisten betroffenen Güter jedoch relativ gering, sodass weder Konsumenten noch Produzenten in Deutschland signifikant benachteiligt werden würden. Mit THG-neutralen Produkten könnten Hersteller außerdem die mögliche Zahlungsbereitschaft einzelner Kundengruppen nutzen (zum Beispiel Pkw aus CO_2-freiem Stahl analog zu *Fairtrade*-Lebensmitteln).

Ausgestaltungsoptionen

Das Instrument könnte spezifisch für bestimmte Materialien und auf bestimmte Endprodukte ausgestaltet werden. Dadurch könnte der Verwaltungsaufwand des CO_2-*Trackings* reduziert, aber gleichzeitig könnten Anwendungen mit hohen Emissionen ausgewählt werden. Für Pkw könnte zum Beispiel ein Anteil von Stahl aus Direktreduktion mit Wasserstoff vorgeschrieben werden (ETC, 2018c). Kunststoffproduktion aus erneuerbarem Kohlenstoff – zum Beispiel chemisch recyceltes Plastik oder Bioplastik – könnte mit einer entsprechenden Quote für Kunststoffe angereizt werden (nova, 2018). Bauunternehmen wiederum könnten verpflichtet werden, Quoten an Niedrig-THG-Zement zu erfüllen (ETC, 2018d).

Die Quote würde beim Verkauf an den Endverbraucher greifen, zum Beispiel müsste jedes in Deutschland verkaufte Auto bilanziell einen Anteil an CO_2-freiem Stahl erfüllen. Hierzu müsste ein Zertifikatsystem eingeführt werden, mit dem auch ausländische Hersteller den entsprechenden Bezug von *grünem* Stahl nachweisen können. Die Quote könnte sich aber auch auf die Herstellung beziehen, zum Beispiel müsste ein Automobilhersteller in Deutschland einen festgelegten Anteil seines gesamten verwendeten Stahls aus CO_2-freier Herstellung beziehen (ETC, 2018c).

Viele der genannten Produktionsprozesse erfordern Investitionen in neue Anlagen, die Investitionszyklen betragen aber oft mehrere Jahrzehnte. Die Quote müsste also zunächst relativ niedrig ausgestaltet und im Zeitverlauf stetig angehoben werden. Dadurch wäre sichergestellt, dass die nötigen Volumina an CO_2-armen Materialien auch produktionsseitig zur Verfügung stehen. Zudem müssten Regelungen für Anbieter gefunden werden, die in der kurzen Frist keinen Zugang zu CO_2-armen Produkten haben (zum Beispiel Anbieter aus dem Ausland). Hierfür kämen Ausgleichszahlungen oder ein Zertifikatssystem zwischen Herstellern infrage.

Besonderheiten

Das Instrument kann auf spezifische Produktionstechnologien und Abnehmerbranchen fokussiert werden (siehe oben). Damit kann der administrative Aufwand zum *Tracking* des CO_2-Gehalts von Werkstoffen gering gehalten werden.

Umsetzungsaspekte

Juristische Einschätzung

- Die Einführung einer Quotenregelung für den Einsatz von Materialien aus CO_2-neutraler Produktion ist grundsätzlich rechtlich umsetzbar, aber:
- Da sich die Quote auch auf importierte Materialien erstrecken soll, muss diese mit dem Diskriminierungsverbot gemäß Art. III GATT vereinbar sein. Gefahren für unzulässige Diskriminierungen bestehen insbesondere hinsichtlich des Nachweisverfahrens für importierte Produkte. Eine Festlegung unterschiedlicher Anforderungen an das Nachweisverfahren muss vermieden werden. Ebenso dürfen importierte Produkte trotz identischer Anforderungen nicht tatsächlich benachteiligt werden.
- Die Quote kann zudem – abhängig von der konkreten Ausgestaltung – den Anforderungen des WTO-Abkommens über technische Handelshemmnisse (sogenannte TBT-Abkommen) unterliegen. Weiter zu prüfen wäre dann insbesondere die Vereinbarkeit mit Art. 5 sowie Art. 2 Nr. 2.2 des TBT-Abkommens. Nach Art. 2.2. dürfen technische Vorschriften zum Beispiel nicht handelsbeschränkender als notwendig sein, wobei auch die Risiken einer Nichtumsetzung zu bewerten sind.
- Europarechtlich kann die Quote als rechtfertigungspflichtige Maßnahme gleicher Wirkung in die Warenverkehrsfreiheit eingreifen. Möglich erscheint insbesondere eine Rechtfertigung durch den Umweltschutz. Dies wäre

– wie die Verhältnismäßigkeit der Maßnahme – noch abschließend zu prüfen. Die Entscheidungspraxis des EuGH zur Rechtfertigung des Eingriffes in die Warenverkehrsfreiheit aus Umweltschutzgründen wird als großzügig eingeschätzt.
- Je nach erfassten Materialien und Produkten können auch gegebenenfalls abschließende europäische Harmonisierungsvorgaben zu beachten sein.
- Verfassungsrechtlich muss die Einführung einer Quote mit Art. 12 GG und Art. 3 Abs. 1 GG vereinbar sein. Hier erscheint eine Rechtfertigung etwa vor dem Hintergrund des Umweltschutzes grundsätzlich als möglich, dies wäre jedoch noch im Einzelfall zu prüfen.

SWOT-Analyse

STÄRKEN

- Schaffung von sicheren Absatzmärkten für CO_2-arme Produkte
- relativ zielgenaue Förderung von zentralen Technologien zur Dekarbonisierung
- Der Markt entscheidet über Preis und Produktionsmethode für CO_2-freie Produkte
- geringe Zusatzkosten für Endverbraucher
- keine Nachteile für deutsche Grundstoffindustrie, da Quote auf Endverbrauch auch Importe einbezieht
- kein *Carbon Leakage* Risiko

CHANCEN

- kann kurzfristig eingeführt werden
- je nach Höhe der Quote substanzielle THG-Vermeidung möglich
- setzt auch im Ausland den Anreiz, in CO_2-freie Produktion zu investieren
- ermöglicht Verbrauchern, explizit *grüne* Produkte nachzufragen, wenn Unternehmen Produkte mit CO_2-freien Materialien kennzeichnen

SCHWÄCHEN

- administrativer Aufwand zur Anrechnung von CO_2-neutralen Werkstoffen (Einführung eines Zertifikatssystem notwendig)
- Fehlsteuerungen durch gegebenenfalls unpassende Höhe oder ungeeigneten Anwendungsbereich möglich
- setzt Zugang der Produzenten zu CO_2-armen Materialien voraus
- Diskriminierungen von eigentlich CO_2-effizienten Herstellern durch Nachweissystem im Einzelfall denkbar

RISIKEN

- je nach Geltungsbereich (Materialien, Produkte) komplexe Umsetzung, Harmonisierungsvorgaben können zu beachten sein
- könnte je nach Ausgestaltung als nicht-tarifäres Handelshemmnis aufgefasst werden, Vereinbarkeit mit GATT (insbesondere Diskriminierungsverbot gemäß Art. III) und TBT-Übereinkommen (insbesondere Art. 5 und Art. 2 Nr. 2.2) erforderlich
- Substitution zu Materialien, die nicht von der Quote erfasst werden, aber im Ergebnis zu einem höheren CO_2-Ausstoß führen, möglich (zum Beispiel Kunststoff-zu-Papier-Verpackungen)
- Wenn die Quote zu schnell angehoben würde, müssten CO_2-arme Materialien importiert werden (zum Beispiel Bioplastik aus Brasilien)
- Quote tangiert gegebenenfalls Warenverkehrsfreiheit und einzelne Grundrechte

QUOTE FÜR GRÜNEN WASSERSTOFF

Instrumentendesign

Grüner Wasserstoff wird von Erdgashändlern verpflichtend in den Verkehr gebracht, um Technologien für synthetische Brennstoffe für die langfristige Dekarbonisierung zu skalieren.

Synthetische Brennstoffe aus erneuerbarem Strom (zum Beispiel Wasserstoff und synthetisches Methan) werden global immer bedeutsamer (Frontier Economics, 2018; Global Alliance Powerfuels, 2019; BCG, 2019). In der Industrie wird Wasserstoff vor allem bei der Stahlherstellung und in der Chemieindustrie eine wichtige Rolle spielen. Auch für die Wärmebereitstellung in der Grundstoffindustrie (wo eine direkte Elektrifizierung nicht möglich oder zu teuer ist) werden synthetische Brennstoffe aller Voraussicht nach zum Einsatz kommen. Zudem könnten synthetische Brennstoffe in den Bereichen Flugverkehr, Schiffsverkehr und Schwerlasttransport in Zukunft zum Einsatz kommen. Wegen begrenzter Erneuerbaren-Potenziale in Deutschland, wird ein beträchtlicher Teil der Nachfrage durch Importe aus dem Ausland gedeckt werden müssen (Agora Energiewende, 2018b; BDI/BCG, Prognos, 2018).

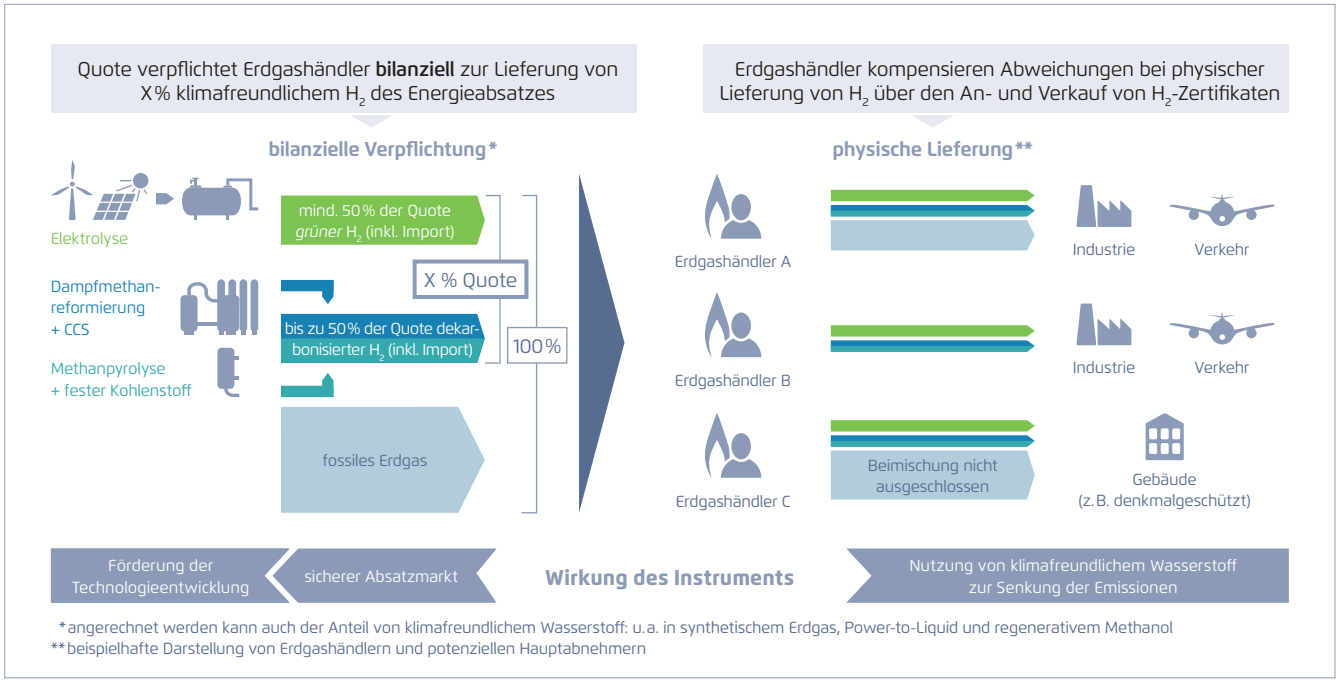
Der Ausgangsstoff für flüssige und gasförmige synthetische Brennstoffe ist die Elektrolyse. In diesen Schlüsseltechnologien sind auch deutsche Firmen global führend. Um den Marktanteil deutscher Unternehmen im sich entwickelnden Weltmarkt für diese Technologien zu sichern, sollten Anlagen in Deutschland früh skaliert werden.

Eine verpflichtende Quote zum Inverkehrbringen von *grünem* Wasserstoff würde eine planbare Nachfrage erzeugen und die technologische Lernkurve beschleunigen.

Ziel dieses Instruments ist es, Klimatechnologien zu fördern und gleichermaßen einen Beitrag zur deutschen und europäischen Technologieführerschaft zu leisten. Konkret bedeutet dies, dass bis 2030 zehn Gigawatt Elektrolyseur-Leistung in Deutschland installiert sein sollten und dass zehn Prozent des Gasabsatzes durch *grünen* Wasserstoff gedeckt werden. Alternativ kann maximal die Hälfte der Quote (das heißt fünf Prozent) durch das Inverkehrbringen von dekarbonisiertem Wasserstoff (CO_2-Abscheidungsraten von mindestens 90 Prozent) erfüllt werden. Dafür infrage kommt *blauer* Wasserstoff (Erdgas-Dampfreformierung mit CCS) oder *türkiser* Wasserstoff (Methanpyrolyse mit festem Kohlenstoff). Die Verpflichtung kann rein bilanziell erfüllt werden oder – wo sinnvoll möglich – durch eine physische Beimischung ins Erdgasnetz.

Die Quote ist Teil einer modernen Industriepolitik, in der zunehmend diskutiert wird, innovative Technologien durch punktuelle Eingriffe in den Markt selektiv zu fördern (BMWi, 2019a).

Wirkungsweise einer Quote für grünen Wasserstoff



Agora Energiewende, 2019

QUOTE FÜR GRÜNEN WASSERSTOFF

Das Instrument soll dazu beitragen die Skalierung von Wasserstoff-Technologien zu ermöglichen und deutschen Unternehmen einen soliden Heimatmarkt schaffen, aus dem sie den globalen Markt beliefern können.

INSTRUMENTENTYP

- ☐ Förderung
- ☐ Abgabe/Umlage
- ☒ Vorschrift

DEKARBONISIERUNGSHEBEL

- ☐ Energieeffizienz
- ☒ Energieträgerwechsel
- ☐ Prozessoptimierung & -substitution
- ☐ Ressourceneffizienz & Materialsubstitution

ANWENDBARKEIT IN BRANCHEN

- ☒ Querschnittstechnologien
- ☐ Stahl
- ☐ Chemie
- ☐ Zement
- ☐ Kreislaufwirtschaft

ANWENDBARKEIT FÜR TECHNOLOGIEN NACH REIFEGRAD

ANWENDUNGSBEREICH

Versorgungssysteme fossiler Brennstoffe, zum Beispiel reiner Wasserstoff in der Industrie, Beimischung von Wasserstoff im Erdgasnetz, synthetisches Kerosin im Flugverkehr. Damit werden insbesondere folgende Technologien angereizt: Direktreduktion mit Wasserstoff (Stahl), CCU von Hüttengasen der Hochofenroute (Stahl), *grüner* Wasserstoff aus Elektrolyse (Chemie) und *Methanol- to-Olefin*/-Aromaten-Route (Chemie).

WIRKUNGSDAUER

Die Quote kann entfallen, sobald klimaneutraler Wasserstoff (aufgrund von Kostensenkungen oder anderer Instrumente, wie einem hohen CO_2-Preis) kostenkompetitiv ist und zudem eine wettbewerbsfähige deutsche/europäische Wasserstoffindustrie aufgebaut ist. Dies ist laut Studien (Agora Energiewende, 2018b; BDI/BCG, Prognos, 2018) jedoch frühestens Mitte des Jahrhunderts zu erwarten.

NOTWENDIGKEIT DES CO_2-TRACKINGS

- ☐ zwingend notwendig
- ☒ hilfreich
- ☒ nicht notwendig

STAND DER DISKUSSION

Eine Quote für *grünen* Wasserstoff wurde bereits von Agora Energiewende vorgeschlagen (Agora Energiewende/Agora Verkehrswende, 2019). Zudem wird sie in Branchenverbänden wie dem Deutschen Verein des Gas- und Wasserfaches intensiv diskutiert und von einigen auch gefordert (Thüga et al., 2019; BDEW, 2019; DVGW, 2018; FNB, 2019a; FNB, 2019b). Alternativ wird die freiwillige Nutzung synthetischer Brennstoffe diskutiert (dena, 2018), zum Beispiel zur Erreichung der Pkw-Flottenziele auf EU-Ebene.

Legende: ■ primäre Wirkung ■ weitere Wirkung

Instrumentendetails

Mögliche Wechselwirkungen

Ähnlich wie die Quote für CO_2-arme Materialien schafft dieses Instrument schnell sichere Absatzmärkte für Anlagenbauer, jedoch nicht für Unternehmen der energieintensiven Grundstoffindustrien. Mittelfristig könnte es ebenfalls durch preisbasierte Instrumente wie einen CO_2-Mindestpreis mit Grenzausgleichregime abgelöst werden.

Da die Quote ein Mengeninstrument ist, bildet sich der Preis für den Wasserstoff am Markt. Für Abnehmer von Wasserstoff, zum Beispiel die Stahlindustrie oder die chemische Industrie, besteht somit noch eine erhebliche Unsicherheit über die zukünftigen Kosten. Diese Unsicherheit kann jedoch durch andere Instrumente aufgefangen werden – im Beispiel der Stahlindustrie durch einen CfD für die Stahlherstellung mit Wasserstoff über die Direktreduktion, der dann je nach den Kosten für Wasserstoff variieren würde.

Finanzierung

Für den Staat entstehen bei diesem Instrument keine direkten Mehrausgaben. Energieverbraucher (Haushalte und Unternehmen) würden belastet werden, indem der Gasversorger die Mehrkosten auf den Gesamtverbrauch umlegt. Dies könnte auch eine zusätzlich gewünschte Lenkungswirkung darstellen, da höhere Preise tendenziell zu höherer Effizienz führen. Für bedürftige Haushalte und im internationalen Wettbewerb stehende Firmen müssten Ausnahmen geschaffen werden, um *Carbon Leakage* und sozialen Verwerfungen vorzubeugen.

Ausgestaltungsoptionen

Die Quote könnte auf verschiedene Weisen ausgestaltet werden. Beispielsweise könnte eine Verpflichtung für Erdgashändler eingeführt werden, eine bestimmte Menge CO_2-freien (*grünen*) und dekarbonisierten (*blauen* oder *türkisen*) Wasserstoff in Verkehr zu bringen. Die Quote wird analog zur bestehenden Quote für fortschrittliche Kraftstoffe (§ 14 38. BImSchV) Händlern auferlegt, die Letztverbraucher mit Gas zur energetischen Nutzung beliefern. Die Gesamtmenge beträgt 0,5 Prozent des verkauften Gases im Jahr 2021 und steigert sich linear auf zehn Prozent im Jahr 2030, wovon mindestens die Hälfte *grüner* Wasserstoff sein muss. Dies entspricht, je nach erfolgter Effizienzsteigerung im Gasverbrauch, etwa 40 bis 45 Terawattstunden *grünem* Wasserstoff. Der Rest kann mit *blauem* oder *türkisem* Wasserstoff gedeckt werden. CO_2-freier, *grüner* und CO_2-armer, *blauer* oder *türkiser* Wasserstoff, der in reinen Wasserstoffnetzen direkt zum Nutzer transportiert wird (zum Beispiel für die Direktreduktion in der Stahlindustrie), kann auf die geforderte Wasserstoffmenge angerechnet werden. Es werden, analog zu den Regelungen bei Biokraftstoffen, Nachhaltigkeitsregeln und Nachweispflichten für den Wasserstoff etabliert. Dabei wird sichergestellt, dass der für die Herstellung des *grünen* Wasserstoffs benötigte Strom aus zusätzlichen Erneuerbare-Energien-Anlagen stammt, da nur so die Klimaschutzwirkung garantiert ist. Wird der *grüne* Wasserstoff importiert, sind zusätzliche Nachhaltigkeitskriterien (zum Beispiel Wassermanagement) in den Erzeugerländern zu gewährleisten. Bei *blauem* und *türkisem* Wasserstoff ist eine lückenlose Bilanzierung und Überwachung der CO_2-Reduktion inklusive Erdgas-*Leckage* sicherzustellen. Solange sie keine Möglichkeit der Wälzung der Zusatzkosten auf ihre Produkte haben, ist die Wasserstofflieferpflicht für Gasmengen, die an im internationalen Wettbewerb stehende energieintensive Letztverbraucher geliefert werden, reduziert.

Effizienzsteigerungen und die Reduzierung des Brennstoffverbrauchs dürfen nicht beeinträchtigt werden (möglicher *Rebound*-Effekt).

Besonderheiten

Für die mögliche Beimischung ins Erdgasnetz müssen noch technische Herausforderungen in Bezug auf Transport, Endgeräte und Messung gelöst werden, die zu weiteren Investitionen führen werden. Für den Transport von reinem Wasserstoff (zum Beispiel für die Stahlindustrie) müssen gegebenenfalls neue Infrastrukturen (vor allem *Pipelines*) errichtet werden.

Umsetzungsaspekte

Juristische Einschätzung

- Quotenregelung für das Inverkehrbringen von grünem Wasserstoff ist rechtlich grundsätzlich umsetzbar, aber:
- Der Einsatz von grünem Wasserstoff wird bereits jetzt durch Art. 25 Abs. 1 lit. a RL (EU) 2018/2001 bei der Kraftstoffproduktion gefördert. Die Quote würde einen weiteren wichtigen Anreiz für die Produktion von grünem Wasserstoff setzen.
- Bei der Ausgestaltung des Zertifizierungs- beziehungsweise Nachweisverfahrens ist zur Vermeidung eines Verstoßes gegen das Diskriminierungsverbot im WTO-Recht insbesondere darauf zu achten, dass keine unter-

schiedlichen Anforderungen an das Nachweisverfahren für importierte Produkte gestellt werden oder importierte Produkte trotz identischer Anforderungen nicht tatsächlich benachteiligt werden.
- Die Quote kann zudem – abhängig von der konkreten Ausgestaltung – in den Anwendungsbereich des Übereinkommens über technische Handelshemmnisse (TBT) fallen.
- Europarechtlich muss die Quote mit der Warenverkehrsfreiheit gemäß Art. 34 AEUV vereinbar sein. Soweit durch den mit der Quote vorgeschriebenen Mindestanteil der Marktzugang von fossilem Wasserstoff erschwert wird, bedarf dieser Eingriff in die Warenverkehrsfreiheit ge-mäß Art. 34 AEUV einer Rechtfertigung. Eine Rechtfertigung über den Umweltschutz erscheint gut denkbar, da der EuGH in seiner Entscheidungspraxis bei Rechtfertigungen aus Umweltschutzgründen eher großzügig ist.
- Um eine beihilferechtlich unzulässige Überförderung zu vermeiden, sind Rückwirkungen mit bestehenden Fördersystemen (EEG und THG-Minderungsquote) zu prüfen.
- Verfassungsrechtlich könnte die Quote in die Berufsfreiheit gemäß Art. 12 Abs. 1 GG und je nach Ausgestaltung in den allgemeinen Gleichbehandlungsgrundsatz gemäß Art. 3 Abs. 1 GG eingreifen. Eine Rechtfertigung erscheint nach kursorischer Prüfung als möglich, wäre jedoch noch abschließend zu prüfen.

SWOT-Analyse

STÄRKEN
- Je nach Finanzierung werden fossile Brennstoffe verteuert und Effizienzsteigerungen induziert.
- Es entstehen keine zusätzlichen Ausgaben für den Staatshaushalt.

CHANCEN
- Deutsche/Europäische Unternehmen werden führend in dieser Zukunftstechnologie: Aufbau Technologieführerschaft.
- starke Kostensenkungen bei Elektrolysetechnologie
- Schaffung neuer Zukunftsarbeitsplätze (in strukturschwachen Regionen)
- erster Schritt für den Eintritt in eine Wasserstoffwirtschaft

SCHWÄCHEN
- zum Teil hohe CO_2-Vermeidungskosten bei Brennstoffsynthese in Deutschland (zum Beispiel 170 bis 430 Euro pro Tonne im Jahr 2030 gegenüber Referenzprozess der Dampfreformierung)
- wegen begrenzter Erneuerbaren-Potenziale Produktion in Deutschland nur eingeschränkt möglich, Diskriminierungen insbesondere durch Nachweissystem im Einzelfall denkbar

RISIKEN
- Lernkurvenfinanzierung muss nicht zu nachhaltigem Erfolg der deutschen Industrie führen (vgl. Photovoltaikindustrie)
- verlangsamt Umstellung zu *Power-to-Heat* da kein Handlungsdruck herrscht
- Bei der Ausgestaltung sind die Vereinbarkeiten mit GATT, TBT-Übereinkommen, Warenverkehrsfreiheit und Grundrechten zu beachten.

ÄNDERUNG VON BAU- UND PRODUKTNORMEN

Instrumentendesign

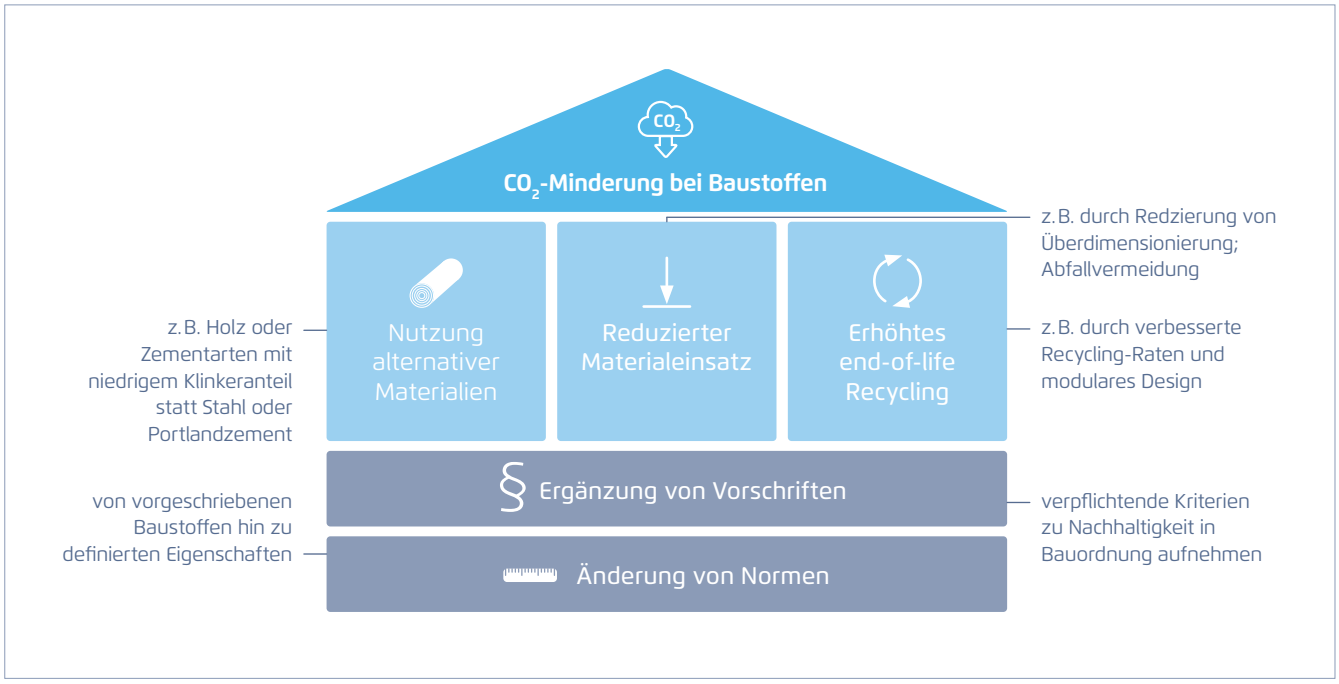
Vorschriften und Normen werden grundlegend überarbeitet und kontinuierlich angepasst, um Materialeffizienz, und -substitution sowie eine erhöhte Recyclingfähigkeit von Baustoffen in der Bauwirtschaft zu vereinfachen.

Stahl, Zement und Ziegel sind zentrale Baustoffe. Gleichzeitig gehört ihre Herstellung zu den energie- und emissionsintensivsten Industrieprozessen. Die Erzielung der Treibhausgasneutralität, speziell die der Zementproduktion, stellt eine große Herausforderung dar, sodass einer Reduzierung der genutzten Mengen Stahl und Zement, der erhöhten Nutzung alternativer Materialien (zum Beispiel Holz, alternative Bindemittel) sowie einer gesteigerten Wiederverwertbarkeit (unter anderem durch das Vermeiden von Verbundstoffen) in der Bauwirtschaft eine besondere Bedeutung zukommt.

Durch Änderungen von Normen und Vorschriften kann ein verbesserter und reduzierter Materialeinsatz in der Bauwirtschaft erreicht werden. Zudem ermöglicht eine Änderung von Normen weg von Vorgaben für spezifische genehmigte Baustoffe hin zu Vorgaben zu geforderten Eigenschaften, beispielsweise in Bezug auf Brandschutz, Statik oder Dämmeigenschaften der Baustoffe, die Nutzung neuer Materialien (zum Beispiel Holzbau) und Zusammensetzungen (Zement mit niedrigerem Klinkeranteil beziehungsweise alternativen Bindemitteln, Textilbeton, weniger voluminöse, aber festere Stahlträger).

Ergänzende Vorschriften zu erhöhter Materialeffizienz und der Berücksichtigung von Nachhaltigkeitskriterien und Lebenszyklusrechnungen (LCA) bei der Vergabe von Aufträgen (siehe Instrument *nachhaltige öffentliche Beschaffung*) können zusätzlich die Nachhaltigkeit steigern. Relevante Aspekte sind hier unter anderem die Nutzung verbesserter Materialien und eine passgenaue Dimensionierung, die sich aus dem Anforderungsprofil ableitet (heute bestehen Überdimensionierungen von bis zu 100 Prozent im Bau) (Material Economics, 2018). Diese sollten gekoppelt sein mit einer Spezifizierung von Materialien, einer stärkeren Vermeidung von Abfall/Ausschuss (aktuell circa 15 Prozent im Bau) sowie einer stärkeren Nutzung nachhaltiger und recycelter Stoffe (Material Economics, 2018).

Wirkungsweise einer Änderung von Bau- und Produktnormen



Agora Energiewende, 2019

ÄNDERUNG VON BAU- UND PRODUKTNORMEN

Überarbeitete Normen und Vorschriften im Bau können zu erheblichen Material- und Emissionseinsparungen führen und die Nachhaltigkeit der Branche stark erhöhen.

INSTRUMENTENTYP

- ☐ Förderung
- ☐ Abgabe/Umlage
- ☒ Vorschrift

DEKARBONISIERUNGSHEBEL

- ☐ Energieeffizienz
- ☐ Energieträgerwechsel
- ☐ Prozessoptimierung & -substitution
- ☒ Ressourceneffizienz & Materialsubstitution

ANWENDBARKEIT IN BRANCHEN

- ☐ Querschnittstechnologien
- ☒ Stahl
- ☒ Chemie
- ☒ Zement
- ☒ Kreislaufwirtschaft

ANWENDBARKEIT FÜR TECHNOLOGIEN NACH REIFEGRAD

Entwicklung			Markteintritt		Bestand
Labor	Skalierung	Schaffung grüner Absatzmärkte	Investitionen	Betriebskosten	Optimierung (Anlage/Produkt)

ANWENDUNGSBEREICH

Bauwirtschaft, vor allem Neubau und Rückbau. Ermöglichung der Nutzung von alternativen oder neuartigen Baustoffe mit gegebenenfalls abweichenden Eigenschaften, insbesondere Zement aus alternativen Bindemitteln, Beton mit hohem Recyclinganteil von Rohstoffen aus Bauabbruch, Textilbeton, Carbonbeton und Holz.

WIRKUNGSDAUER

Keine Einschränkung notwendig. Das Instrument ist dauerhaft sinnvoll und wirksam. Die Normengeber (EU, Bund, Länder) sollten einen regelmäßigen Evaluationsprozess einführen, in dem Normen und Vorschriften auf Basis der aktuellen Anforderungen und Materialeigenschaften von unabhängigen Fachleuten regelmäßig überprüft werden.

NOTWENDIGKEIT DES CO_2-TRACKINGS

- ☐ zwingend notwendig
- ☒ hilfreich
- ☒ nicht notwendig

STAND DER DISKUSSION

in Diskussion unter Fachleuten

Legende: ■ primäre Wirkung ■ weitere Wirkung

Instrumentendetails

Mögliche Wechselwirkungen

Durch nachhaltige öffentliche Beschaffung könnten Teile der Vorschriften für die öffentliche Hand umgesetzt werden. Diese beiden Instrumente ergänzen sich also gegenseitig. Zusätzlich könnte eine ambitionierte CO_2-Bepreisung von Energie und Materialien eine ähnliche Wirkung haben, beispielsweise umgesetzt durch einen CO_2-Mindestpreis mit Grenzsteuer und/oder CO_2-Preis auf Endprodukte. Auch im Kontext der Diskussionen rund um ein Gebäudeenergiegesetz gewinnt das Thema graue Energie (Primärenergie, die notwendig ist, um ein Gebäude zu errichten) gegenwärtig an Aufmerksamkeit.

Finanzierung

Gegebenenfalls entstehende Mehrkosten würden zunächst beim Bauherren anfallen oder an den Nutzenden der Immobilie weitergereicht werden. Für Neubauten könnten Kriterien zu Materialeigenschaften und -effizienz in der KfW-Förderung ergänzt werden. Die anfallenden Investitionsmehrkosten könnten teilweise hierüber finanziert werden. Die Vermeidung von Überdimensionierungen könnte jedoch auch zu niedrigeren Kosten führen, ohne dass dabei Nachteile entstehen.

Besonderheiten

Im Gebäudebereich besteht erhebliches Potenzial für verbesserten Material- und Ressourceneinsatz: Material Economics (2018) hat ermittelt, dass ein Kreislaufszenario im Jahr 2050 im Vergleich zu einem Referenzfall 53 Prozent der Treibhausgasemissionen einsparen könnte.

Umsetzungsaspekte

Juristische Einschätzung

- Die Änderung von Vorschriften und darauf beruhender Normen (beispielsweise CEN) im Bereich der Bauprodukte erfordert vielfach die Änderung von Normen auf europäischer Ebene, insbesondere eine Änderung der Bauproduktеverordnung. Im Bauprodukterecht können auf europäischer Ebene bei der Schaffung neuer Vorschriften und darauf beruhender Normen (beispielsweise CEN) bereits die Nachhaltigkeit eines Produktes sowie deren Herkunft aus CO_2-armer Produktion berücksichtigt werden, da die nachhaltige Nutzung von Ressourcen als Grundanforderung in der Bauproduktеverordnung verankert ist. Dies ist jedoch nicht als Verpflichtung für die Normgeber ausgestaltet. Eine verpflichtende Vorgabe setzt daher eine Änderung der Bauproduktеverordnung sowie der darauf beruhenden CEN-Normen voraus.
- WTO-rechtlich müssen neu geschaffene Vorschriften und Normen mit den Vorgaben des Übereinkommens über technische Handelshemmnisse (TBT) vereinbar sein (insbesondere Art. 2 Nr. 2.2).
- Auf nationaler Ebene hängt die rechtliche Umsetzbarkeit insbesondere davon ab, inwieweit bereits abschließende europäische Harmonisierungsvorgaben bestehen. Für Produkte, die in den Anwendungsbereich der Bauproduktеverordnung fallen, können keine zusätzlichen nationalen Anforderungen gestellt werden, da die europäischen harmonisierten Normen abschließend sind (EuGH, U. v. 16.10.2014, C-100/13).
- Außerhalb des Bauprodukterechtes könnten auch Vorschriften aus den Bereichen der Baukonstruktion, des Bauplanungs- und Energieeinsparrechts angepasst werden. Dort ist der Handlungsspielraum des nationalen Gesetzgebers weniger durch europäische Harmonisierungsvorgaben determiniert. Zu beachten wären bei einer Anpassung insbesondere die Vorgaben der Warenverkehrsfreiheit gemäß Art. 34 AEUV und die Grundrechte.

SWOT-Analyse

STÄRKEN

- hohe Zielgenauigkeit
- nachhaltige Nutzung von Ressourcen bereits als Grundanforderung in Bauprodukteverordnung verankert (allerdings keine Verpflichtung)

CHANCEN

- erhebliches THG-Minderungspotenzial, gerade in den Bereichen Zement und Stahl
- kann dazu beitragen, Märkte für nachhaltige Produkte zu schaffen
- durch geringeren Materialeinsatz können die Kosten sinken
- Materialsubstitution im Bau (zum Beispiel mehr Holz)

SCHWÄCHEN

- komplexe und kleinteilige Umsetzung
- Vollzugsdefizite durch fehlende Überprüfung müssten behoben werden
- Vorgaben zu den Bauprodukten stark europarechtlich determiniert, sodass nationaler Handlungsspielraum beschränkt

RISIKEN

- Kurzfristig können die Vorschriften zu erhöhten Kosten im Bau führen
- Branche könnte sich gegen Reform der althergebrachten Normen stemmen
- Vereinbarkeit mit der Warenverkehrsfreiheit gemäß Art. 34 AEUV und Vorgaben des TBT-Übereinkommens sind zu beachten

STANDARDS FÜR RECYCELBARE PRODUKTE

Instrumentendesign

Hersteller werden verpflichtet, Produkte so zu konzipieren, dass das Recycling vereinfacht wird, um Stoffkreisläufe zu schließen und um die CO_2-intensive Primärproduktion zu reduzieren.

Beim Design von Produkten wird heute kaum Rücksicht auf die Materialnutzung nach dem Lebensende genommen, was Recycling und Wiederverwendung von Bauteilen stark einschränkt (Material Economics, 2018). Defekte Komponenten in Elektrogeräten lassen sich zum Beispiel nur selten austauschen. Das macht die Lebensdauer unnötig kürzer. Verpackungen bestehen oft aus mehreren, schwer trennbaren Materialien, sodass qualitativ gleichwertiges stoffliches Recycling nur begrenzt möglich ist beziehungsweise sich nicht wirtschaftlich darstellen lässt.

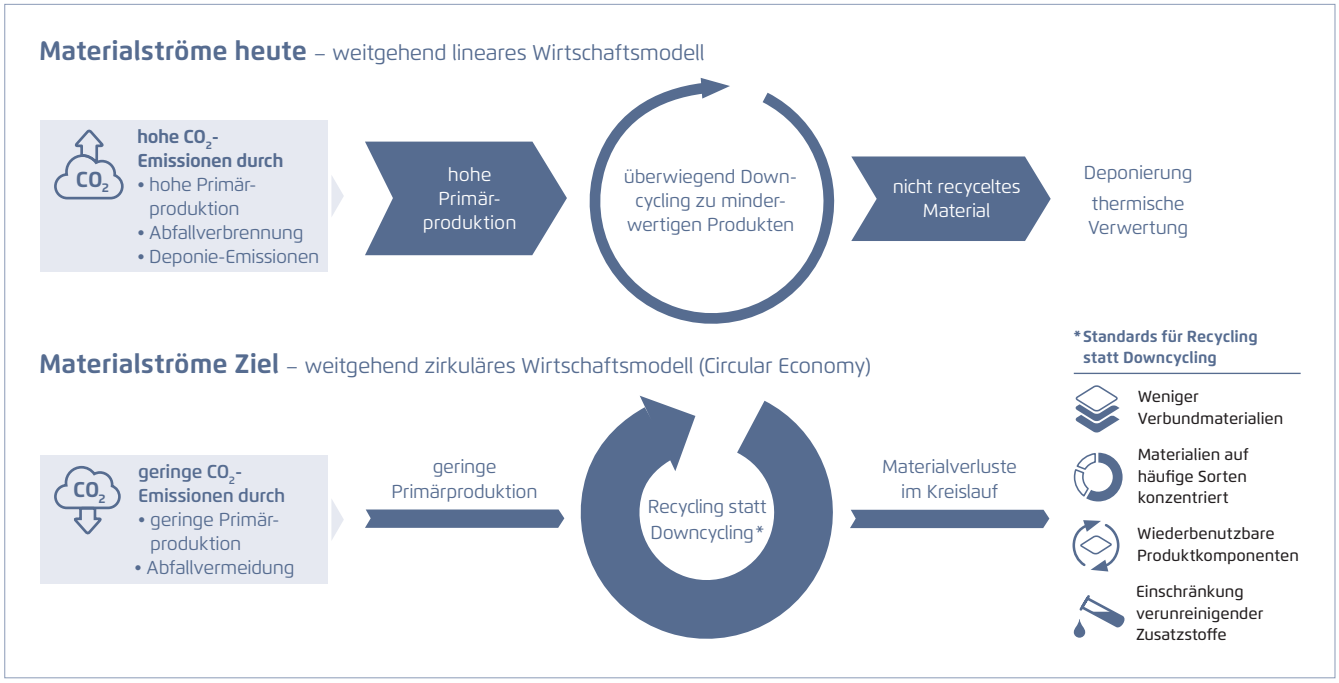
Um die Wiederbenutzung und -verwertung dieser Produkte einfacher und ökonomisch attraktiv zu machen, muss bereits beim Produktdesign das Lebensende und die Wiederverwertung des Produkts berücksichtigt werden (IEA, 2018). Produktspezifische Vorschriften würden hierzu verpflichtende Anforderungen formulieren. Mögliche Vorgaben wären unter anderem (Ellen MacArthur Foundation, 2018):

- Standardisierung von Produktkomponenten
- demontagefreundliches Produktdesign
- Einschränkung von Verbundstoffen
- Einschränkung von kleinteiligem Abfall
- Einschränkung von seltenen Materialien
- Einschränkung von Farbstoffen und Additiven

Bei Stahlprodukten sollte das Instrument insbesondere die Verunreinigung von Stahl durch vor allem Kupfer und Nickel adressieren. Ziel muss es sein, unterschiedliche Stahlarten so zu trennen und zu sortieren, dass Sie beim späteren Einschmelzen wieder in gleicher Qualität genutzt werden können. Im theoretischen Idealfall kann Stahl ohne Qualitätsverlust fast unendlich häufig wiederverwertet werden.

Auch im Bau werden heute die Recyclingmöglichkeiten bislang noch nicht annähernd ausgenutzt. Für Zement und Beton sind Technologien in der Entwicklung, die in Zukunft ein nahezu vollständiges Recycling ermöglichen könnten (Bakker et al., 2015 ; HeidelbergCement, 2019). Dies beinhaltet sowohl den Zement-, den Sand- und Kiesanteil des Betons sowie im Fall von Stahlbeton die Stahlträger. Diese Materialien könnten zu einem großen Anteil recycelt werden und so den Energieeinsatz bei deren Gewinnung und Produktion deutlich reduzieren. Um das sortenreine Recycling von Baustoffen zu erhöhen, wäre es hilfreich, einen Gebäudepass zu etablieren, der alle im Gebäude enthaltenen Rohstoffe auflistet (Madaster Platform, 2019). Eine Zertifizierung von Recyclingbaustoffen könnte das Recycling auch vereinfachen.

Wirkungsweise von Standards für recycelbare Produkte



Agora Energiewende, 2019

STANDARDS FÜR RECYCELBARE PRODUKTE

Die Berücksichtigung des Lebensendes beim Produktdesign ermöglicht eine deutliche Steigerung der Kreislaufwirtschaft, was den regulatorischen Aufwand rechtfertigt.

INSTRUMENTENTYP

- ☐ Förderung
- ☐ Abgabe/Umlage
- ✕ Vorschrift

DEKARBONISIERUNGSHEBEL

- ☐ Energieeffizienz
- ☐ Energieträgerwechsel
- ☐ Prozessoptimierung & -substitution
- ✕ Ressourceneffizienz & Materialsubstitution

ANWENDBARKEIT IN BRANCHEN

- ☐ Querschnittstechnologien
- ✕ Stahl
- ✕ Chemie
- ✕ Zement
- ✕ Kreislaufwirtschaft

ANWENDBARKEIT FÜR TECHNOLOGIEN NACH REIFEGRAD

ANWENDUNGSBEREICH

Güter mit geringer Recyclingquote (zum Beispiel Elektrogeräte und Lebensmittelverpackungen), Stahlprodukte (zum Beispiel Pkw), Baubereich (zum Beispiel für Zement-, Sand- und Kiesanteile aus Beton).

Das Instrument kann insbesondere folgende Prozesse/Technologien anreizen: Bessere Sortierung von Stahlschrott zur Erhöhung der Sekundärstahlqualität (Stahl), chemisches Recycling (Chemie) und die Nutzung von Recyclingbeton (Zement).

NOTWENDIGKEIT DES CO_2-TRACKINGS

- ☐ zwingend notwendig
- ☐ hilfreich
- ✕ nicht notwendig

WIRKUNGSDAUER

Sobald eine vollständige Recyclingfähigkeit aller Materialien und sehr hohe CO_2-Preise etabliert sind – Recycling also die ohnehin ökonomisch sinnvollste Option ist – können kleinteilige Vorschriften voraussichtlich wieder abgeschafft werden.

STAND DER DISKUSSION

Auf EU-Ebene sind einzelne Güter bereits entsprechend reguliert, zum Beispiel sind Wiederbenutzbarkeit und Recyclingfähigkeit seit 2005 Kriterien zur Pkw-Zulassung. Das EU-Parlament forderte 2018 in einer Resolution, die *Eco-Design*-Richtlinie zur Energieeffizienz von Geräten, unter anderem um Wiederbenutzbarkeit und Recyclingfähigkeit zu erweitern.

Das 2019 in Deutschland in Kraft getretene Verpackungsgesetz verpflichtet Müllentsorgungsbetreiber, Gebühren für Verpackungshersteller auch nach der Recyclingfähigkeit der Verpackungen zu bemessen.

Legende: ■ primäre Wirkung ■ weitere Wirkung

Instrumentendetails

Mögliche Wechselwirkungen

Da trotz dieses Instruments die Produktion von neuem Material nötig ist, ist gleichzeitig die Umstellung auf eine CO_2-arme Produktion wichtig – zum Beispiel angereizt durch das Instrument CO_2-Preis auf Endprodukte. Zur Ausschöpfung der durch dieses Instrument gewährleisteten besseren Recyclingfähigkeit müssen perspektivisch eventuell Vorschriften zum Beispiel zur Mülltrennung verschärft werden. Grundsätzlich ist immer abzuwägen, ob der Aufwand für Recycling durch den Nutzen gerechtfertigt ist. Dieser Nutzen kann in der THG-Vermeidung, aber auch zum Beispiel der Wiedergewinnung wertvoller Rohstoffe liegen. Wenn bestimmte Recyclingverfahren diesem Grundsatz entgegenstehen, kann auch davon abgesehen werden. Auch im Kontext der Diskussionen rund um ein Gebäudeenergiegesetz gewinnt das Thema Lebenszyklusbetrachtung der verwendeten Baustoffe an Aufmerksamkeit. So könnte mittelfristig auch die Energie- und CO_2-Intensität der Materialherstellung und der Materialentsorgung am Ende der Lebensdauer eines Gebäudes berücksichtigt werden.

Finanzierung

Bei der Herstellung von Konsumgütern können Mehrkosten entstehen, die an den Endkunden weitergegeben werden könnten. Langfristig würden für den Verbraucher jedoch auch Abfallentsorgungskosten sinken. Unter dem Strich würden außerdem die Kosten für Verbraucher mittelfristig sinken, da der Austausch von defekten Komponenten Neuanschaffungen reduziert.

Volkswirtschaftlich könnten längere Lebensdauern von Produkten zu Einbußen beim privaten Konsum führen. Für Deutschland als rohstoffarmes Land ist eine höhere Ressourceneffizienz, zum Beispiel durch die Reduzierung von Rohstoffimporten, jedoch makroökonomisch eine Chance.

Ausgestaltungsoptionen

In der Ausgestaltung von Vorschriften für recycelbare Produkte ergeben sich mehrere Möglichkeiten (CEPS, 2018). Neben der vertikalen Regulierung einzelner Produkte ist eine horizontale Regulierung bestimmter Aspekte über Produktgruppen hinweg möglich, zum Beispiel leichtes manuelles Herauslösen von Batterien aus Produkten. Ein kurzfristiger Einstieg in die genannten Änderungen im Produktdesign könnte außerdem durch freiwillige Vereinbarungen mit Herstellern und Händlern erreicht werden.

In der detaillierten Ausgestaltung des Instruments wären darüber hinaus weitere Fragen zu beantworten, unter anderem zu Messmethoden, Überwachung der Einhaltung und Umgang mit Importen. Außerdem müsste sichergestellt sein, dass die Regulierung flexibel genug ist, um Innovationen nicht zu behindern (CEPS, 2018).

Für ein vereinfachtes mechanisches und zum Teil auch chemisches Recycling von Plastik würden folgende Vorgaben helfen:

- Einschränkung von Verbundstoffen
- gegebenenfalls Einschränkungen von Farbstoffen und Additiven
- gegebenenfalls Einschränkung von individualisierten Mehrwegpfandflaschen (PwC, 2011)
- Anpassung von Produkt- und gegebenenfalls Baunormen, um Kunststoffe mit hohem Recyclinganteil für eine breite Anwendung zu ermöglichen

Bei Recycling von Stahlprodukten zu gleichwertigem Stahl könnten folgende Vorgaben helfen (Material Economics, 2018):

- verpflichtende Trennung von Stahl- und Kupferschrottströmen, zum Beispiel bei der Fahrzeugverschrottung; aktuell geschieht dies nur in begrenztem Umfang
- Verpflichtendes Produktdesign, in dem Kupfer- und Stahlkomponenten möglichst einfach mechanisch getrennt werden können

Bei Recycling von Baustoffen könnten folgende Vorgaben helfen:

- ein Deponieverbot für die Grobfraktionen von Bauabbrüchen (Sand und Kies), um Stoffkreisläufe zu etablieren und zur Ressourcenschonung beizutragen
- ein Verbot von Feinfraktionen von Bauabbruch (Zementpaste beziehungsweise Zementstein) – sofern diese zukünftig recycelt werden können – als Füllmaterial im Straßenbau zu verwenden (*Downcycling*)
- eine Anpassung der Produkt- und Baunormen, sodass Baustoffe mit hohem Recyclinganteil für die Verwendung zugelassen werden

Besonderheiten

Für diese Art von Regulierung sind kleinteilige Vorschriften auf Produkt- und Materialebene notwendig, die zudem laufend angepasst werden müssen. Dadurch entsteht hoher Verwaltungsaufwand. Selbst bei sehr hohen CO_2-Preisen ist davon auszugehen, dass zusätzliche Vorschriften in bestimmten Bereichen, in denen preisliche Anreize kaum vordringen, notwendig sind. Für den schnellen Einstieg in eine Kreislaufwirtschaft sind ordnungsrechtliche Vorgaben in diesem Bereich notwendig. Außerdem dient das Instrument durch Verringerung des Ressourcenverbrauchs der deutschen beziehungsweise europäischen Rohstoffsicherheit.

Umsetzungsaspekte

Juristische Einschätzung

- Die Einführung (verpflichtender) produktspezifischer Vorschriften ist auf europäischer Ebene grundsätzlich rechtlich möglich, setzt jedoch eine Änderung der Bauproduktenverordnung und der EU-Ökodesignrichtlinie voraus. Auf nationaler Ebene hängt die Zulässigkeit insbesondere davon ab, ob bereits abschließende europäische Harmonisierungsvorgaben bestehen.
- Produktspezifische Vorschriften müssen WTO-rechtlich mit den Vorgaben des Übereinkommens über technische Handelshemmnisse (TBT) vereinbar sein (insb. Art. 2 Nr. 2.2).
- Das Europarecht ermöglicht es bereits jetzt, produktspezifische Anforderungen, zum Beispiel die Wiederbenutzbarkeit oder die Recyclingfähigkeit, an Produkte zu stellen (vgl. Art. 15 Abs. 6 i.V.m. Anhang 1 Ökodesignrichtlinie sowie Art. 3 Abs. 1 i.V.m. Anhang 1 Nr. 7 Bauproduktenverordnung). Die Festlegung solcher Vorgaben ist bislang jedoch nicht als Verpflichtung für die Normgeber ausgestaltet. Eine verpflichtende Vorgabe würde daher eine Änderung der Ökodesignrichtlinie und der Bauproduktenverordnung voraussetzen.
- Die Zulässigkeit der Festlegung produktspezifischer Anforderungen auf nationaler Ebene setzt insbesondere voraus, dass keine abschließende europäische Harmonisierungsvorgaben bestehen (vgl. etwa zum abschließenden Charakter der Bauproduktenverordnung, EuGH Urteil vom 16.10.2014 – C-100/13 Kommission/Deutschland). In einem solchen Fall käme nur eine Umsetzung auf europäischer Ebene in Betracht.
- Neben verpflichtenden produktspezifischen Vorschriften sind auch freiwillige Selbstverpflichtungen der Hersteller denkbar. Im Anwendungsbereich der EU-Ökodesignrichtlinie ist der Genehmigungsvorbehalt durch die Europäische Kommission zu beachten (vgl. Art.18 der Richtlinie)

SWOT-Analyse

STÄRKEN

- reduziert Müllverbrennung und die damit verbundenen CO_2-Emissionen
- reduziert Neumaterialproduktion
- verlängert Lebenszeit von Produkten
- erhöht Rohstoffsicherheit
- erhöht Qualitäten im Sekundärstahl und reduziert CO_2-intensive Primärstahlproduktion
- Auf europäischer Ebene ist eine Festlegung produktspezifischer Anforderungen (zum Beispiel Wiederverwertbarkeit) bereits möglich, jedoch nicht verpflichtend.

CHANCEN

- Recycling und Wiederverwertung ist makroökonomisch positiv
- bewusstere Konsumenten und ein Ende der Wegwerfgesellschaft
- Europa könnte globale Standards setzen

SCHWÄCHEN

- relativ kleinteilige Regulierung notwendig, die häufig angepasst werden muss
- Die Einführung einer Verpflichtung der Normgeber für die Festlegung produktspezifischer Anforderungen setzt eine Änderung der Ökodesignrichtlinie und der Bauproduktenverordnung voraus

RISIKEN

- Regulierung behindert Produktinnovation, wenn zu unflexibel
- mangelnde Kontrolle und Sanktionierung kann Wirkung einschränken
- Verteuerung von Produkten möglich
- soweit Produkte bereits auf europäischer Ebene abschließend harmonisiert wurden, können zusätzliche Anforderungen nur auf europäischer Ebene umgesetzt werden

3 Zusammenfassung

In ihrer Bandbreite setzen die präsentierten Politikinstrumente der *Shortlist* an den vier wichtigsten Stellschrauben für die Klimaneutralität der Industrie an: Sie erzeugen Handlungsdruck, unterstützen finanziell, ermöglichen technologischen Wandel, sichern Absatzmärkte und setzen den Rahmen für den Einstieg in die *Circular Economy*. Die Kombination dieser Wirkmechanismen schafft nicht nur den Rahmen für die notwendige Emissionsminderung in der Industrie, sondern bereitet auch den Boden für Technologieführerschaft und wirtschaftliche Chancen.

Die Diskussion um Politikinstrumente für die langfristige Dekarbonisierung der Industrie ist angelaufen und muss im Dialog mit den betroffenen Industrien, Politik und Gewerkschaften in einen verlässlichen Politikpfad münden. Gleich welche Instrumente am Ende dieses Dialogprozesses gewählt werden, ordnen sich diese in die bestehende, vom europäischen Emissionshandel EU-ETS geprägte, Politiklandschaft ein. Je klarer und signifikanter das Preissignal aus dem EU-ETS auf lange Sicht sein wird, desto geringer wird die Notwendigkeit für zusätzliche Politikinstrumente – diese wird in der Realität jedoch kaum verschwinden. Ein Mix mehrerer Instrumente kann dabei helfen, den EU-ETS an essenziellen Stellschrauben zu ergänzen.

Dabei sollte neben der Abdeckung verschiedener Wirkmechanismen auch eine zeitlich sinnvolle Kombination aus Instrumenten sowie ein Mix zwischen ausgaben- und einnahmeseitigen Maßnahmen angestrebt werden. Während der CfD mit Ausgaben für den öffentlichen Haushalt verbunden ist, kann die gleichzeitige Umsetzung einer Klima-Umlage auf Endprodukte oder eines CO_2-Preises auf Endprodukte Einnahmen generieren. Im Hinblick auf die zeitliche Abfolge scheint aus politischen, technologischen, administrativen oder rechtlichen Gründen die Einführung mancher Instrumente wie des *CfD* oder einer *Quote für grünen Wasserstoff* schneller realisierbar als andere Instrumente, die in einigen Jahren das Portfolio ergänzen könnten.

TEIL E: Politikempfehlungen

1 Politikinstrumente für eine Klimaneutrale Industrie

Die Bundesrepublik Deutschland hat sich auf dem Klimagipfel der Vereinten Nationen am 23. September 2019 in New York zur Treibhausgasneutralität bis 2050 bekannt. Um dieses Ziel zu erreichen, muss jetzt gehandelt werden. Die Industrie steht mit unterschiedlichen Initiativen und Projekten in den Startlöchern, um erste wichtige Schritte zu setzen und der Herausforderung Klimaneutralität zu begegnen. Unzureichende Rahmenbedingungen haben bisher die großskalige Umsetzung neuer, CO_2-armer Schlüsseltechnologien verhindert – gerade in Branchen, die sich im internationalen Wettbewerb behaupten müssen.

Um die Klimaschutzziele zu erreichen, müssen die Weichen so gestellt werden, dass technologische Innovationen beschleunigt werden und Unternehmen zeitnah in die zentralen CO_2-armen Schlüsseltechnologien investieren. Die aktuellen, sehr mangelhaften Rahmenbedingungen führen im Gegensatz heute zu Unsicherheit und Investitionszurückhaltung (IW Köln, 2019).

Eine umfassende politische Strategie für eine klimaneutrale Industrie muss dabei die regionale, nationale, europäische und internationale Ebene umfassen. Auf regionaler Ebene müssen die Beschäftigten und die Bürgerinnen und Bürger eingebunden und Strukturbrüche vermieden werden. Auf nationaler Ebene muss der regulatorische Rahmen gesetzt werden, um Technologien einzuführen, Infrastrukturen für eine regenerative Energieversorgung auszubauen und die Märkte auf *grüne* Grundstoffe umzustellen. Möglichst viele dieser Politikinstrumente sind auf europäischer Ebene zu verankern. Gelingt dies nicht umfassend, muss für Maßnahmen mit dem Fokus Klimaschutz in jedem Fall das europäische Beihilfe- und Wettbewerbsrecht auf die notwendige Transformation ausgerichtet werden, damit ambitionierte EU-Staaten vorangehen können. Zudem muss in den europäischen Produkt- und Dienstleistungsstandards sowie in den Vergaberichtlinien das Ziel der Klimaneutralität als Grundsatz verankert werden. Auf internationaler Ebene müssen Deutschland und Europa im Rahmen der UN-Klimarahmenkonvention, der G7 und der G20 vorangehen und sich für globale Rahmenbedingungen einsetzen, die die notwendige Transformation weltweit einleiten. Technologietransfer und Maßnahmen zur Sicherung eines fairen Wettbewerbs müssen Hand in Hand mit diesen Initiativen gehen.

Für eine klimaneutrale Industrie muss ein umfassender Regulierungsrahmen entlang der kompletten industriellen Wertschöpfungskette ausgestaltet werden. Dieser umfasst drei Ebenen:

- → *Upstream*: der sichere Zugang zu Energie und Rohstoffen zu wettbewerbsfähigen Preisen,
- → *Midstream*: Anreize und die direkte Förderung für die Änderung der Produktionsverfahren und
- → *Downstream*: die Schaffung sicherer Absatzmärkte und ordnungsrechtlicher Vorgaben für klimaneutrale Produkte.

1.1 *Upstream*-Politikinstrumente

Auf der *Upstream*-Ebene der Wertschöpfung ist der Zugriff auf CO_2-arme Rohstoffe, Energie und die notwendigen Infrastrukturen zentral. Um die internationale Wettbewerbsfähigkeit sicherzustellen, muss sich die Industrie auf eine langfristig sichere, regenerativ basierte sowie **international konkurrenzfähige Energie- und Rohstoffversorgung** (Strom, Gas und Wasserstoff) verlassen können. Soweit hierfür unterstützende Maßnahmen notwendig sind,

müssen diese langfristig EU-beihilferechtlich abgesichert werden.

Für viele klimaneutrale energieintensive Produktionsprozesse ist die Beschaffung von CO_2-frei produziertem Wasserstoff zu wettbewerbsfähigen Preisen zentral. Darum sollte eine **Quote für *grünen* Wasserstoff** eingeführt werden, um den Zugang zu großen Mengen CO_2-frei hergestelltem Wasserstoff anzureizen. Zunächst würde ein Ziel von mindestens zehn Gigawatt Elektrolyseur-Leistung in Deutschland bis 2030 die Technologiekosten deutlich senken und könnte zudem deutsche Unternehmen als globale Technologieführer für *grünen* Wasserstoff etablieren. Für die Umsetzung der Quote werden in der Folge Erdgashändler verpflichtet, CO_2-neutralen Wasserstoff in Verkehr zu bringen. Die Belieferung in reine Wasserstoffnetze wird dabei auch auf die Quote angerechnet. Eine zwangsweise Beimischung in das Erdgasnetz ist nicht anzustreben, da einerseits davon auszugehen ist, dass Wasserstoff vor allem in reiner Form in der Industrie und im Schwerlastverkehr zum Einsatz kommen wird. Auf der anderen Seite wird in vielen Industrieprozessen Methan in Reinform benötigt. Zudem sind schwankende Gasqualitäten in vielen Endanwendungen problematisch. Für die Herstellung des *grünen* Wasserstoffs muss der benötigte Strom aus zusätzlichen Erneuerbare-Energien-Anlagen stammen. Dafür ist eine Anpassung der Zubaupfade für Erneuerbare Energien notwendig, um das 65-Prozent-Ziel der Bundesregierung zu erreichen. Der Import von klimafreundlichem Wasserstoff wird wegen des absehbar großen Bedarfs zusätzlich nötig sein.

Zudem muss die Bereitstellung der **notwendigen Infrastrukturen**, etwa für Wasserstoff, CCS oder den Transport großer Mengen von Strom, abgesichert werden. Für die Errichtung neuer Infrastrukturen für die CO_2-Speicherung muss entschieden werden, inwieweit die Infrastrukturen als öffentliche Güter anzusehen sind, die vom Staat über den öffentlichen Haushalt mitfinanziert werden sollten und deren langfristige Risiken staatlich abgesichert werden müssen.

1.2 *Midstream*-Politikinstrumente

Im Bereich *Midstream* geht es darum, Unternehmen Anreize zur Umstellung ihrer Produktionsverfahren zu geben. Dazu können folgende Instrumente eingesetzt werden:

Ergänzung des **EU-Emissionshandels (EU-ETS)** um einen stetig und vorhersehbar ansteigenden Mindestpreis, um Anreize zur stetigen Effizienzverbesserung und zum Brennstoffwechsel zu setzen. Der Mindestpreis sollte möglichst auf europäischer Ebene umgesetzt werden. Die freie Zuteilung von Zertifikaten auf Basis von Produktbenchmarks sollte beibehalten werden. Um ausreichende Anreize für *grüne* Produktionsverfahren zu setzen, ist die Überarbeitung der EU-ETS-Richtlinie notwendig. Dabei muss zum einen sichergestellt werden, dass CO_2-arme Produktionsanlagen für einen begrenzten Zeitraum die Freizuteilung auf Basis der *Benchmarks* erhalten und zum anderen, dass diese Anlagen bei der Berechnung der Benchmarks ausgenommen werden.
Zur Finanzierung riskanter (noch nicht großtechnisch erprobter) Schlüsseltechnologien mit CO_2-Vermeidungskosten deutlich über dem absehbaren EU-ETS-Preis, erhalten Unternehmen über einen ***Carbon Contract for Difference (CfD)*** projektbezogene Betriebskostenzuschüsse für einen festgelegten Zeitraum (zum Beispiel 20 Jahre). Die Betriebskostenzuschüsse bestimmen sich aus der Differenz zwischen dem CO_2-Preis im EU-ETS und dem in der Auktion ermittelten Preis (in der Regel den tatsächlichen CO_2-Vermeidungskosten für den *grünen* Grundstoff). Die Förderhöhe des **CfD** wird über eine Auktion ermittelt, die Förderung soll aber perspektivisch allen Unternehmen zur Verfügung stehen. Im ersten Schritt könnten technologiespezifische Ausschreibungen in den Sektoren Stahl, Chemie und Zement durchgeführt werden. Durch die langfristig vom Staat garantierte Deckung der Differenzkosten zwischen EU-ETS-Preis und der (in der Auktion bestimmten) Vergütung besteht hohe Investitionssicherheit für Unternehmen

(Beispiel EEG). Ein zweiter Erlösstrom entsteht Unternehmen durch die freie Zuteilung von EU-ETS-Zertifikaten für neue Produktionsanlagen auf Basis der EU-ETS-Benchmarks (beispielsweise 1,6 *European Emission Allowances* (EUA) pro Tonne Stahl). Nachdem bei der Produktion nur sehr wenige CO_2-Emissionen ausgestoßen werden, können Unternehmen die frei zugeteilten Zertifikate am Markt verkaufen. Die Refinanzierung des **CfD** kann über den EU-Innovationsfond, über Bundesmittel (zum Beispiel das Umweltinnovationsprogramm) oder über neue Finanzierungsinstrumente wie eine **Klima-Umlage auf Endprodukte** erfolgen. Die Förderung der Betriebskostenzuschüsse muss zudem EU-beihilferechtlich so abgesichert werden, dass entweder keine beihilferechtlichen Einzelgenehmigungen der EU-Kommission erforderlich sind oder die EU-Kommission ohne langwierige Einzelprüfung eine Beihilfegenehmigung erteilt, wenn bestimmte Mindestanforderungen erfüllt sind. Zur Flankierung bieten sich **grüne Finanzierungsinstrumente** (zum Beispiel durch die Europäische Investitionsbank) an, die das Risiko der Technologieentwicklung in den letzten Entwicklungsstufen staatlich absichern.

Typische Instrumente wie die Forschungs- und Innovationsförderung zählen ebenfalls zu den *Midstream*-Instrumenten. Sie eignen sich jedoch nur begrenzt zur breiten Markteinführung von neuen Technologien. Ihr Fokus ist auf die Förderung technologischer Innovationen ausgerichtet und ermöglicht Pilot- und Demonstrationsprojekte. Diese Programme weisen nicht die nötigen Finanzvolumen auf, um eine breite Markteinführung neuer Technologien zu ermöglichen.

1.3 *Downstream*-Politikinstrumente

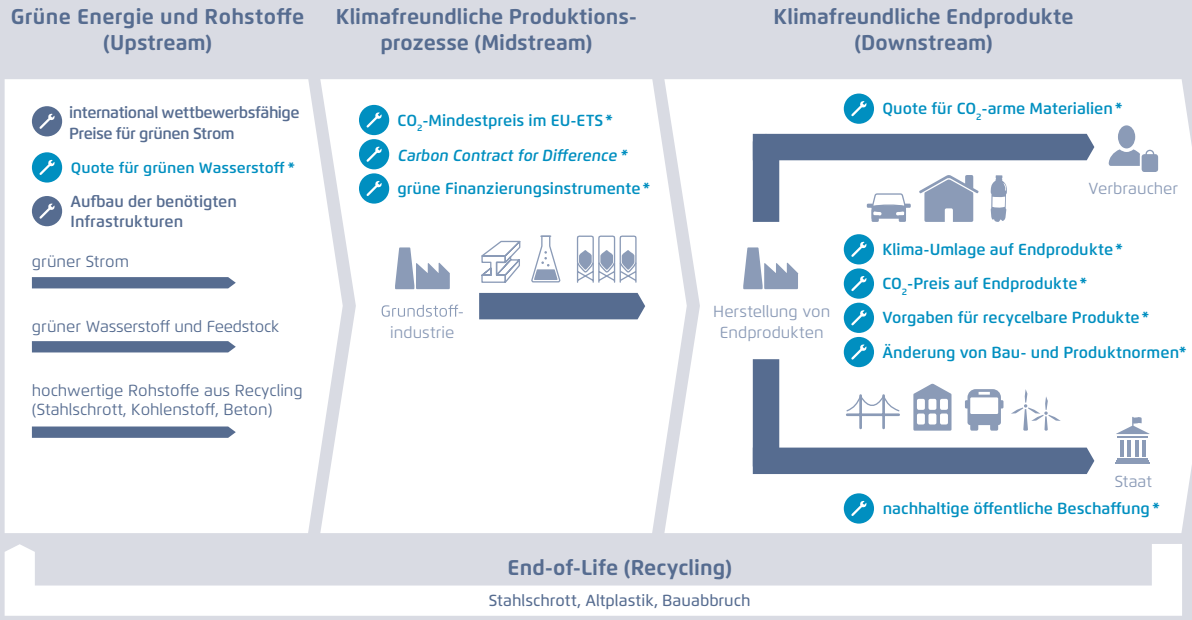
Die Refinanzierung der Kosten für **CfDs** kann über eine **Klima-Umlage auf Endprodukte** und/oder den EU-Innovationsfonds erfolgen. Die **Klimaumlage auf Endprodukte** wird am Ende der Wertschöpfungskette (also beim Verkauf an den Verbraucher) auf heute noch CO_2-intensiv hergestellte Produkte wie Stahl, Kunststoff, Aluminium und Zement erhoben. Die Zusatzkosten für die Verbraucher würden sich in Grenzen halten: So würde ein Kleinwagen bei einer Klima-Umlage, die einen CO_2-Preis von 30 Euro pro Tonne zugrunde legt, um 90 Euro teurer werden (DIW, 2016). Die Umlage hat den Vorteil, dass sie auf alle in Deutschland verkauften Produkte erhoben wird (also auch auf Importe) und Exporte davon ausgenommen sind. Es besteht somit kein durch das Instrument erhöhtes *Carbon Leakage* Risiko.

Für die Planungssicherheit von Investitionen in langlebige Produktionsanlagen ist für Investoren ein sicherer Absatzmarkt entscheidend. Dafür bietet sich eine **Quote für CO_2-arme Materialien** in Endprodukten an. In einem ersten Schritt werden Hersteller ausgewählter Produkte (zum Beispiel von Fahrzeugen) verpflichtet, einen festgelegten Anteil von verbauten Materialien (zum Beispiel Stahl und Kunststoffe) aus *grüner* Produktion zu beziehen, damit diese innerhalb der EU (oder Deutschlands) verkauft werden können. Die Mehrkosten können an die Verbraucher weitergegeben werden. Die Quote steigt über die Zeit kontinuierlich an. Für einen Übergangszeitraum können Zertifikatslösungen eingeführt werden, um Hersteller (inklusive ausländische Hersteller), die über keinen Zugang zu *grünen* Materialien verfügen, nicht zu diskriminieren.

Im Bau werden große Mengen von Grundstoffen verwendet. Um Materialeffizienz und -substitution, sowie eine erhöhte Recyclingfähigkeit von Baustoffen in der Bauwirtschaft zu vereinfachen, sollten **Bau- und Produktnormen** kontinuierlich überarbeitet und auf Basis von Nachhaltigkeitskriterien angepasst werden. Der Staat (und staatseigene Unternehmen) ist über Bauaktivitäten (vor allem im Infrastrukturbereich) ein großer Nachfrager nach Grundstoffen. Durch eine verpflichtende, **nachhaltige öffentliche Beschaffung** könnten sichere Absatzmärkte für nachhaltig hergestellte Produkte (vor allem Stahl, Zement und Fahrzeuge) geschaffen werden. Um auch Bereiche zu adressieren, die erfahrungsgemäß schlecht oder gar nicht auf ökonomische (preisliche) Anreize reagieren, könnten

Standards für recycelbare Produkte eingeführt werden. Wegen Verunreinigungen (zum Beispiel bei Stahl durch Kupfer) und einem hohen Anteil von Verbundstoffen (bei Kunststoffen) ist der Recyclinganteil und die Wiederverwertung zu gleichwertigen Produkten heute gering, ein Großteil der Kunststoffe wird verbrannt, Stahl mit Verunreinigungen ist qualitativ minderwertiger und damit auf die Anwendung in bestimmten Bereichen begrenzt (*Downcycling*). Als Ziel muss ein langfristiges Schließen der Stoffkreisläufe und eine weitgehende *Circular Economy* angestrebt werden. Die EU-Ökodesign-Richtlinie ist der richtige Ort, um derartige Standards zu verankern.

Politikinstrumente anhand der wirtschaftlich-technologischen Ebenen der Wertschöpfungskette Abbildung E.1



Agora Energiewende, 2019

2 Konkrete Politikempfehlungen für die internationale, europäische, nationale und regionale Ebene

2.1 Politikempfehlungen für die internationale Ebene

Alle Staaten, die sich zur Klimaneutralität bis 2050 bekannt haben, neben Deutschland auch zum Beispiel Frankreich, Großbritannien und Schweden, stehen vor ähnlichen Herausforderungen. Eine der größten dieser Herausforderungen ist, sicherzustellen, dass alle neuen Investitionen in langlebige Industrieanlagen klimaneutral sind. Andernfalls drohen *Stranded Assets*.

Deutschland sollte, auf Basis einer eigenen ambitionierten Klimapolitik, seinen Einfluss bei den Vereinten Nationen, der G20, der G7 und anderen internationalen Organisationen nutzen, um für das Thema klimaneutrale Industrie kontinuierlich die nötige Aufmerksamkeit zu sichern. Zudem sollte Deutsch-

land internationale Institutionen, wie zum Beispiel die Internationale Energieagentur (IEA), die Internationale Agentur für Erneuerbare Energien (IRENA) oder den Weltklimarat (IPCC) dabei unterstützen, die Forschung in diesem Bereich voranzutreiben. Die Bundesregierung sollte darüber hinaus (Forschungs-) Kooperationen mit Schwellen- und Entwicklungsländern anstreben, denn der Bedarf an und die Produktion von Grundstoffen wie Stahl, Zement und Kunststoffen wird in den nächsten Jahrzehnten vor allem in diesen Regionen stark ansteigen. Diese Länder können zudem wichtige Absatzmärkte für den deutschen Anlagenbau sein. Auf der anderen Seite sollte die Bundesregierung strategische Partnerschaften mit Ländern aus sonnen- und windreichen Regionen (zum Beispiel Afrika oder Australien) anstreben, da sie wichtige Partner für die Produktion von *grünem* Wasserstoff oder auch *grünen* Grundstoffen werden könnten.

Deutschland sollte ergänzend Initiativen der Wirtschaft, wie den *World Business Council for Sustainable Development*, das *Responsible Steel Forum*, die *Sustainable Cement Initiative*, die *Energy Transitions Commission* oder das *World Economic Forum* unterstützen und dazu ermutigen, Konzepte zu entwickeln, die staatliche Regulierung flankieren. Des Weiteren sollten internationale Initiativen der Industrie (politisch) unterstützt werden, die langfristige Investitionen in Regionen planen, die zukünftig als Lieferanten *grüner* Grundstoffe und für Wasserstoff infrage kommen. Für riskante Erstinvestitionen könnte auch der Staat als Impulsgeber selbst aktiv werden, etwa durch die Förderung von Elektrolyseuren und *Power-to-Gas*-Anlagen im Ausland.

Konkrete Maßnahmen auf internationaler Ebene

Upstream:

- → Aufbau von strategischen Partnerschaften mit Ländern, die in Zukunft mit großer Wahrscheinlichkeit zu Produzenten synthetischer Kraftstoffe wie *grünem* Wasserstoff heranwachsen werden (zum Beispiel Marokko, Südafrika, Golfregion, Chile, Australien und Argentinien), beispielsweise innerhalb der Energiepartnerschaften der Bundesregierung. Mit diesen Ländern sollten frühzeitig langfristige Lieferbeziehungen aufgebaut werden, um die verlässliche Versorgung mit *grünen* Energieträgern sicherzustellen.
- → Forschungskooperation und Zusammenarbeit zum Aufbau von Pilotanlagen in Partnerländern
- → kontinuierliche Platzierung des Themas *grüne* Energieträger im Rahmen internationaler Foren wie Vereinten Nationen, G7 und G20

Midstream:

- → Einsatz im Rahmen der Vereinten Nationen und der G20 für einen globalen CO_2-Preis, beziehungsweise die Einführung und Verlinkung von nationalen CO_2-Bepreisungssystemen
- → Einsatz für die internationale Verbreitung und Harmonisierung der auf nationaler und EU-Ebene eingeführten regulatorischen Instrumente
- → Einsatz für ein transparentes globales CO_2-Nachverfolgungssystem (*Tracking*) auf Produktebene – gegebenenfalls im ersten Schritt beschränkt auf einige Sektoren

Downstream:

- → Etablierung von international gültigen Produktstandards für *grünen* Stahl, *grüne* Chemie, *grünen* Zement und Recyclingquoten

Übergreifend:

→ Gründung eines globalen Forums für Forschungskooperation und Technologietransfer im Bereich der Grundstoffindustrie mit Regionen, in denen in Zukunft ein starkes Nachfragewachstum nach Grundstoffen zu erwarten ist (zum Beispiel China, Indien und Afrika), beispielsweise im Rahmen der IRENA

2.2 Politikempfehlungen für die europäische Ebene

Die neue EU-Kommission strebt eine klimaneutrale EU bis 2050 an. Das bedeutet, dass nahezu alle langlebigen Industrieanlagen in der EU in Zukunft klimaneutral sein müssen. Die EU verfügt über weitreichende Kompetenzen im Bereich Industrie. Dazu gehören unter anderem der Erlass von Verordnungen (zum Beispiel Bauproduktverordnung, Strommarkt-Verordnung, Gasmarkt-Verordnung, F-Gas-Verordnung), Richtlinien (zum Beispiel Emissionshandel-Richtlinie, Ökodesign-Richtlinie, Industrieemissions-Richtlinie), die Durchsetzung von Wettbewerb im gemeinsamen Markt über das EU-Beihilferecht und die alleinige Vertretung der Mitgliedsstaaten bei internationalen Handelsfragen. Zudem laufen gegenwärtig innerhalb der EU-Kommission bereits erste Abstimmungsprozesse (vor allem *High Level Expert Group on Energy-Intensive Industries* und die Vorbereitung eines Industry Package), bei denen Wege und Maßnahmen für eine klimaneutrale Grundstoffindustrie diskutiert werden. Diese könnten auf absehbare Zeit in ein *Clean-Industry-Package* münden.

Im Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050 (2019) kündigt die Bundesregierung an, sich in enger Zusammenarbeit mit der EU-Kommission für einen europaweiten übergreifenden Zertifikatehandel für alle Sektoren einzusetzen. In einem ersten Schritt soll der bestehende EU-ETS um einen moderaten europäischen Mindestpreis ergänzt werden. Grundsätzlich gilt für alle in dieser Studie diskutierten Politikinstrumente, dass eine europäische Umsetzung deren jeweilige Wirkung erhöhen und Probleme bezüglich Wettbewerbsneutralität, Diskriminierungsfreiheit und Warenverkehrsfreiheit deutlich reduzieren würde. Auch die Nachverfolgung und Bestimmung des spezifischen CO_2-Gehalts in Produkten (*Tracking*), eine Voraussetzung für einige Politikinstrumente, lässt sich sinnvollerweise nur auf europäischer Ebene organisieren.

Konkrete Maßnahmen auf EU Ebene:

Upstream:

→ Einführung einer **Quote für *grünen* Wasserstoff** als Teil des EU-*Gasdekarbonisierungspakets* (siehe Teil D)

→ beihilferechtliche Absicherung von Maßnahmen zur Sicherstellung international konkurrenzfähiger Energiekosten (Strom, Gas, Wasserstoff), die die Versorgung der Industrie mit Energie planbar und wettbewerbsfähig angelegt an internationalen Benchmarks gewährleisten (siehe: *Charta für eine Energiewende-Industriepolitik* [Agora Energiewende/Roland Berger, 2017])

→ Einsatz für grenzüberschreitende Infrastrukturen, insbesondere für Wasserstoff-Pipelines, CCS-Infrastruktur und Stromnetze

Midstream:

- → Einführung eines **CO_2-Mindestpreises in den EU-ETS-Sektoren** (siehe Teil D)
- → Prüfung eines **CO_2-basierten Grenzausgleichsregimes** (siehe Teil D)
- → Weiterentwicklung des EU-ETS, um ausreichende Anreize für *grüne* Produktionsverfahren zu setzen. Es muss sichergestellt sein, dass CO_2-arme Produktionsanlagen eine EUA-Freizuteilung erhalten, die ihrer Produktionsmenge entspricht und dass diese Anlagen nicht die Berechnung der *Benchmarks* beeinflussen.
- → Reform der EU-Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen (UEBLL), damit für direkte Förderung (zum Beispiel in Form von ***Carbon Contracts for Difference***) entweder keine beihilferechtlichen Einzelgenehmigungen der EU-Kommission erforderlich sind oder die EU-Kommission ohne langwierige Einzelprüfung eine Beihilfegenehmigung erteilt, wenn bestimmte Mindestanforderungen erfüllt sind (siehe Teil D)
- → Aufbau ***grüner Finanzierungsinstrumente*** durch die Europäische Investitionsbank (EIB) und Ausbau beziehungsweise strategische Ausrichtung des Innovationsfonds des EU-ETS (siehe Teil D)
- → Prüfung eines **CO_2-Preises auf Endprodukte**, der auf Basis des CO_2-Gehalts der Materialien erhoben wird (siehe Teil D)

Downstream:

- → zur Refinanzierung eines Maßnahmenpakets Prüfung einer **Klima-Umlage auf Endprodukte**, die unabhängig von den CO_2-Emissionen ihrer Herstellung auf ausgewählte Materialien (Stahl, Kunststoff, Aluminium und Zement) erhoben wird (siehe Teil D)
- → Reform der Ökodesign-Richtlinie und gegebenenfalls der Abfallrahmenrichtlinie für den Einstieg in eine Kreislaufwirtschaft (siehe Teil D)
- → EU-Richtlinie, die staatliche Stellen beim Bau zur Beschaffung von CO_2-armen Zement und Stahl verpflichtet (siehe Teil D)
- → EU-Verordnung, die staatliche Stellen zur Durchführung einer Lebenszyklusanalyse (LCA) verpflichtet und die bei Investitionsentscheidungen einen CO_2-Schattenpreis in der Größenordnung von 100 Euro pro Tonne CO_2 anlegt (siehe *European Energy Transition 2030: The Big Picture* [Agora Energiewende, 2019b])
- → Prüfung einer **Quote für CO_2-arme Materialien**, die Produzenten bestimmter Konsumgüter verpflichtet, in ihren Endprodukten festgelegte Anteile von CO_2-frei produzierten Materialien zu verwenden, wenn diese innerhalb der EU verkauft werden sollen (siehe Teil D)
- → Reform der Bauproduktenverordnung, der Gebäuderichtlinie, die Mitgliedsstaaten verpflichtet, die nationalen Baunormen nach Klimagesichtspunkten zu überarbeiten (siehe Teil D)

Übergreifend:

- → Einsatz für eine *EU Industry Directive*, in der die Ziele und Maßnahmen für eine EU-weite klimaneutrale Grundstoffindustrie verbindlich festgelegt werden
- → Einsatz für robuste Nachhaltigkeitsstandards für *grüne*, *blaue* und fossile Gase als Teil des bevorstehenden *EU-Gasdekarbonisierungs-Pakets*
- → Ausrichtung der Forschungsförderung auf *Low-Carbon*-Technologien und Recycling
- → Diskussion für eine europaweite Wasserstoff- und CCS-Infrastruktur anstoßen

2.3 Politikempfehlungen für die nationale Ebene (Deutschland)

Die nationale Ebene ist und bleibt vorerst für die Transformation der Industrie das wichtigste politische Handlungsfeld. Alle Maßnahmen würden zwar auf EU- oder auf globaler Ebene grundsätzlich besser wirken, weil Verzerrungen damit ausgeschlossen wären und die Effizienz erhöht würde. Auf internationaler Ebene ist ein Konsens über wirkungsvolle Maßnahmen derzeit jedoch nicht absehbar. Um kurz- und mittelfristig handeln zu können, müssen daher aus pragmatischer Sicht viele Maßnahmen zunächst auf nationaler Ebene angegangen werden.

Die Diskussion über eine klimaneutrale Industrie ist in Deutschland mit dem *Klimaschutzplan NRW* (2015) sowie dem nationalen *Klimaschutzplan 2050* (2016) gestartet. In den Eckpunkten für das *Klimaschutzprogramm 2030* (2019) der Bundesregierung sind spezifische Maßnahmen zur Unterstützung der Zielerreichung genannt (unter anderem ein *Nationales Dekarbonisierungsprogramm*). Im aktuellen *Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050* (2019) sind einige Maßnahmen konkretisiert, die in die richtige Richtung weisen. Unter der Überschrift *Innovationspakt Klimaschutz in der Industrie* wird die Förderung von Sprunginnovationen und die Markteinführung und Verbreitung von neuen Technologien sowie die Bereitstellung der erforderlichen Infrastrukturen in Aussicht gestellt. Als mögliche Politikinstrumente werden wettbewerbliche Ausschreibungen, innovative Finanzierungsinstrumente, *Carbon Contracts for Difference* und Absatzmärkte für *grüne* Produkte genannt.

Das Bundesumweltministerium hat das Themenfeld klimaneutrale Industrie mit dem *Umweltinnovationsprogramm* und der Gründung des *Kompetenzzentrum Klimaschutz in energieintensiven Industrien* (KEI) aufgegriffen und begonnen, das Thema in Kooperation mit Industrie, Wissenschaft und Zivilgesellschaft anzugehen. Im Bundesministerium für Wirtschaft und Energie wird das Thema mit zwei Forschungsvorhaben (*Energiewende in der Industrie* und *Klimaschutz in der Industrie*) bearbeitet und es werden Maßnahmen für die Erreichung der Sektorziele 2030 diskutiert. Das Bundesministerium für Bildung und Forschung und das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie haben im Rahmen des 7. Energieforschungsprogramms *Innovationen für die Energiewende* wichtige Schwerpunkte für eine klimaneutrale Industrie adressiert und fördern Forschung und Entwicklung im Bereich zukunftsweisender Energietechnologien und Reallabore. Auf nicht staatlicher Ebene haben einige Studien (*Klimapfade für Deutschland* (BDI/BCG, Prognos, 2018), *Leitstudie Integrierte Energiewende* (dena, 2018), *Sektorkopplung – Optionen für die nächste Phase der Energiewende* (acatech, 2017) und Dialogformate (zum Beispiel VCI Stakeholder-Dialog Dekarbonisierung)) dazu beigetragen, das Thema klimaneutrale Industrie aus der Nische zu holen und die nötige Wissensbasis bei relevanten Akteuren zu schaffen.

Die Bundespolitik steht zudem in der Pflicht, schwierige Debatten im Kontext einer klimaneutralen Industrie anzuschieben und zu einer Lösung zu führen. Vor allem der Ausgleich zwischen dem Bau notwendiger neuer Infrastrukturen (zum Beispiel weiteren Stromleitungen, Wasserstoff-Pipelines und CCS-Transport-Terminals) und den Interessen betroffener Personen und Naturräumen obliegt in erster Linie der Bundespolitik. Bei diesen Prozessen können Organisationen der Zivilgesellschaft eine aktive Rolle einnehmen, um als Mittler Interessen auszugleichen und dauerhafte Akzeptanz herzustellen.

Konkrete Maßnahmen auf nationaler Ebene:

Upstream:

→ Zeitnahe Einführung einer **Quote für *grünen* Wasserstoff**, die Erdgashändler verpflichtet, 0,5 Prozent ihres Energieabsatzes über CO_2-neutralen Wasserstoff in Verkehr zu bringen. Diese Quote steigt bis 2030 schrittweise auf 10 Prozent an, wobei mindestens die Hälfte *grüner* Wasserstoff sein muss und der restliche Anteil dekarbonisierter Wasserstoff sein kann. Zur Erfüllung dieser Quote können auch der Import aus Drittländern nach Deutschland und die Belieferung in reinen Wasserstoffnetzen angerechnet werden. Für die im internationalen Wettbewerb stehende Industrie gelten Regelungen, die die Mehrbelastung der Beschaffung ausgleichen. Es wird durch die Erarbeitung entsprechender Zertifizierungssysteme und deren Überprüfung sichergestellt, dass der für die Herstellung des *grünen* Wasserstoffs benötigte Strom aus zusätzlichen Erneuerbare-Energien-Anlagen stammt. (siehe *15 Eckpunkte für das Klimaschutzgesetz* [Agora Energiewende/Agora Verkehrswende, 2019])

→ Einführung von Maßnahmen zur Sicherung langfristig international konkurrenzfähiger Energiekosten (Strom, Gas und Wasserstoff). Die Kosten für Energieträger sollten auf vorhersehbare Weise in einem engen Preisband gehalten werden, das sich an internationalen *Benchmarks* orientiert. Diese Maßnahmen müssen zudem langfristig EU-beihilferechtlich abgesichert werden. (siehe *Charta für eine Energiewende-Industriepolitik* [Agora Energiewende/Roland Berger, 2017])

→ Start des Planungsprozesses für notwendige Infrastrukturen wie Stromleitungen, Wasserstoffpipelines und CCS-Infrastruktur (Pipelines und Häfen sowie sichere CO_2-Lagerstätten). Dafür müssen Planungsverfahren von den zuständigen Behörden zügig durchgeführt sowie Genehmigungsrecht und Einspruchsmöglichkeiten im Sinne einer zeitgerechten Umsetzung auf den Prüfstand gestellt werden.

→ Abbau von Hürden für *Corporate Power Purchase Agreements* (PPA) für Erneuerbare Energien

Midstream:

→ zeitnahe Einführung von ***Carbon Contracts for Difference* (CfD)** für technologiespezifische Pilot-Ausschreibungen in den Sektoren Stahl, Chemie und Zement (siehe Teil D)

→ Zur Refinanzierung des **CfD** wird eine **Klima-Umlage auf Endprodukte** eingeführt, die für ausgewählte emissionsintensive Grundstoffe (Stahl, Zement, Aluminium und Plastik) Anwendung findet. Diese Umlage sollte im ersten Schritt nur für ausgewählte Produkte gelten, um auf der einen Seite die Komplexität gering zu halten und auf der anderen Seite Erfahrungen mit dem Instrument sammeln zu können. (siehe Teil D)

→ Einführung ***grüner* Finanzierungsinstrumente** zur staatlichen (Teil-) Übernahme von Technologierisiken (siehe Teil D)

→ Verkürzung steuerlicher Abschreibungsfristen für Klimaschutzinvestitionen in den Bereichen Energieeffizienz, Lastmanagement und Energieträgerwechsel von fossilen Brennstoffen hin zu Strom oder Abwärme (siehe *15 Eckpunkte für das Klimaschutzgesetz* [Agora Energiewende/Agora Verkehrswende, 2019])

Downstream:

→ **Nachhaltige Beschaffung** der Baustoffe bei Bauprojekten des Bundes, um sichere Absatzmärkte für bestimmte Grundstoffe (zum Beispiel Stahl und Zement) zu schaffen (siehe Teil D)

→ Verpflichtende Nachhaltigkeitskriterien für die von staatlichen Stellen beschafften Fahrzeuge. Auf der einen Seite wäre die Einführung eines CO_2-Flottengrenzwerts denkbar, auf der anderen Seite könnte, soweit verlässlich nachvollziehbar, die CO_2-Intensität der Materialproduktion für die vom Bund beschafften Fahrzeuge sowie für die Ausschreibungen von Bussen und Bahnen im ÖPNV berücksichtigt werden.

Übergreifend:

→ Aufstockung des Umweltinnovationsprogramms des Bundesumweltministeriums von 45 auf mindestens 500 Millionen Euro. (siehe *15 Eckpunkte für das Klimaschutzgesetz* [Agora Energiewende/Agora Verkehrswende, 2019])

→ Einsetzung einer Kommission für eine klimaneutrale Grundstoffindustrie, die zeitnah Vorschläge für einen politischen Rahmen zur Dekarbonisierung der Industrie erarbeitet

→ staatliche Unterstützung für Weiterbildungen und Trainings innerhalb der Unternehmen, um die notwendigen Fähigkeiten für neue Produktionsprozesse zu erlernen

→ Unterstützung von zivilgesellschaftlichen Organisationen, die sich für größere Akzeptanz von neuen Technologien und Infrastrukturen einsetzen

2.4 Politikempfehlungen für die regionale Ebene (Bundesländer)

Die Grundstoffindustrien wie Stahlherstellung und integrierte Standorte der chemischen Industrie sind in Deutschland über Jahrzehnte gewachsen und haben die Traditionen und die Geschichte ganzer Regionen geprägt. Das trifft besonders auf Nordrhein-Westfalen zu, wo mit Abstand der größte Teil der deutschen Grundstoffindustrie beheimatet ist. Aber auch Niedersachsen, Rheinland-Pfalz, Brandenburg, Bayern, das Saarland, Schleswig-Holstein, Bremen und Hamburg beheimaten wichtige Unternehmen der Grundstoffindustrie. Es herrscht ein großes Interesse in diesen Bundesländern, auch die Grundstoffindustrien der Zukunft zu beheimaten. Bei der anstehenden Transformation müssen Strukturbrüche vermieden werden. Das kann nur im Schulterschluss mit Unternehmen, Gewerkschaften, Bürgerinnen und Bürgern und der Landespolitik gelingen. Brüche wie in Ostdeutschland nach der Wende müssen vermieden werden.

Ein erwähnenswertes Beispiel ist in diesem Kontext eine Initiative des Wirtschaftsministeriums NRW, das im Jahr 2018 mit *IN4climate.NRW* eine Plattform aus der Taufe gehoben hat, die Industrie, Wissenschaft und Politik für eine klimaneutrale Industrie zusammenbringt und gemeinsam Lösungen erarbeitet.

Ziel muss es sein, Pionierregionen für eine klimaneutrale Industrie zu erschaffen, die als positive Beispiele für andere Industrieregionen in Europa und weltweit dienen können. Dafür ist die Tatkraft von Landesregierungen gefragt, diese Transformation aktiv zu gestalten.

Konkrete Maßnahmen auf regionaler Ebene:

Upstream:

→ zügige Bearbeitung von Planfeststellungsverfahren und Genehmigungsverfahren, um den Bau der nötigen Infrastrukturen zu ermöglichen

Midstream:
→ direkte Technologieförderung aus Landesmitteln

Downstream:
→ Einführung beziehungsweise Verschärfung von Nachhaltigkeitskriterien in Landesbauordnungen

Übergreifend:
→ Gründung lokaler Initiativen nach dem Vorbild von *IN4climate.NRW*, um die anstehenden Herausforderungen offensiv und unter Einbindung der wichtigen Stakeholder anzugehen
→ enge und frühzeitige Einbindung verschiedener gesellschaftlicher Gruppen zur Minderung zukünftiger Konflikte um die Errichtung der benötigten Infrastrukturen
→ Bereitstellung von Mitteln zur Aus- und Weiterbildung von Arbeitskräften in etablierten Unternehmen in den Zukunftstechnologien

Teil F: CO_2-arme Schlüsseltechnologien für die Sektoren Stahl, Chemie und Zement

1 Einleitung und Methodik

In diesem Teil der Studie werden 13 Schlüsseltechnologien beschrieben, die zukünftig für eine CO_2-arme Grundstoffproduktion in den Sektoren Stahl, Chemie und Zement absehbar eine potenziell bedeutende Rolle spielen werden. Diese Technologien wurden für die genauere Betrachtung ausgewählt, weil sie das Potenzial haben, die Treibhausgasemissionen sehr stark zu senken beziehungsweise auf (nahezu) null zu reduzieren.

Neben einem einführenden Branchenüberblick, der unter anderem Informationen über die gegenwärtigen CO_2-Emissionen, Produktionsmengen, Beschäftigtenzahlen und Reinvestitionsbedarfe darstellt, werden die Schlüsseltechnologien auf 13 Steckbriefen übersichtlich dargestellt. Darin finden sich für jede Technologie Informationen zu laufenden Pilot- und Demonstrationsprojekten, CO_2-Vermeidungskosten, CO_2-Minderungspotenzialen, frühestmöglicher Verfügbarkeit der Technologie sowie die zentralen Annahmen, die den Kostenberechnungen zugrunde liegen. In der zusätzlichen Publikation *Klimaneutrale Industrie: Ausführliche Darstellung der Schlüsseltechnologien für die Branchen Stahl, Chemie und Zement* finden sich weiterführende Informationen (unter anderem detailliertere Angaben zu Annahmen und Berechnungen). Für jeden der drei betrachteten Sektoren erfolgt anschließend eine zusammenfassende Diskussion der bis 2030 – unter optimistischen Rahmenbedingungen – für möglich gehaltenen CO_2-Minderungspotenziale der Schlüsseltechnologien.

Die vorliegenden Technologiesteckbriefe wurden mit ausgewählten Verbänden und Industrieunternehmen (darunter Betreiber von Pilot- und Demonstrationsanlagen) diskutiert und auf dieser Basis überarbeitet.

Die Angaben in den Steckbriefen stammen aus folgenden Quellen:

1. **Wissenschaftliche Fachliteratur:**
   Die wichtigsten Grundlagen für die Berechnungen stammen aus wissenschaftlichen Veröffentlichungen. Dabei wurde auf Artikel unter anderem aus Fachzeitschriften wie *Applied Energy* und *Energy Procedia* zurückgegriffen. Zudem wurden auch Daten aus aktuellen Studien genutzt, beispielsweise der dena-Leitstudie *Integrierte Energiewende* (dena, 2018), *Industrial Transformation 2050 – Pathways to Net-Zero Emissions from EU Heavy Industry* (Material Economics, 2019) und *The Future of Hydrogen* (IEA, 2019).
2. **Ergebnisse eigener Berechnungen:**
   Für zahlreiche Schlüsseltechnologien wurden – auf Grundlage der oben erwähnten Informationen aus wissenschaftlichen Studien – eigene Berechnungen der zukünftig zu erwartenden Produktionskosten und CO_2-Vermeidungskosten durchgeführt. Diese Berechnungen und die dahinter liegenden Annahmen sind in der zusätzlichen Publikation *Klimaneutrale Industrie: Ausführliche Darstellung der Schlüsseltechnologien für die Branchen Stahl, Chemie und Zement* für die einzelnen Technologien detailliert dargelegt.
3. ***Stakeholder-Review*-Prozess:**
   Alle Technologiesteckbriefe haben einen zweistufigen Review-Prozess durchlaufen. In den Stakeholderworkshops wurden vorläufige Versionen der Technologiesteckbriefe vorgestellt, die auf Basis der Rückmeldungen überarbeitet und um einige Aspekte erweitert wurden. Diese erweiterten Steckbriefe wurden wiederum ausgewählten Unternehmen, Verbänden und wissenschaftlichen Einrichtungen zur Kommentierung zur Verfügung gestellt. Auf Basis der

erhaltenen Kommentare und weiterer Literaturrecherchen wurden die Technologiesteckbriefe final überarbeitet.

Datenquellen für die einzelnen Teile der Technologiesteckbriefe:

- **Pilot- und Demonstrationsprojekte:**
  Die Angaben zu den Pilot- und Demonstrationsprojekten stammen in der Regel direkt von den Betreiberunternehmen und/oder beteiligten Forschungseinrichtungen.
- **CO_2-Minderungspotenziale:**
  Für die Ableitung der CO_2-Minderungspotenziale einer Schlüsseltechnologie bis 2030 beziehungsweise 2050 wurden zum einen die spezifischen Minderungspotenziale dieser Technologie gegenüber der derzeitigen Referenztechnologie zugrunde gelegt und zum anderen die Reinvestitionszyklen sowie die frühestmögliche Verfügbarkeit einer Technologie (abgeleitet vom *Technology Readiness Level* (TRL)) berücksichtigt. Bei diesen Berechnungen wurden bewusst theoretische Maximalwerte angelegt, die mögliche ökonomische oder gesellschaftliche Barrieren (zum Beispiel für den Ausbau der Technologien sowie die Verfügbarkeit ausreichender Mengen an Strom beziehungsweise Wasserstoff) außer Acht lassen.
- **CO_2-Vermeidungskosten:**
  Die Angaben zu den CO_2-Vermeidungskosten wurden in der Regel aus den berechneten Produktionskosten abgeleitet oder stammen aus der Fachliteratur. Aufgrund der erheblichen Unsicherheiten über die zukünftigen CO_2-Vermeidungskosten werden jeweils plausible Spannweiten angegeben.
- **Frühestmögliche Verfügbarkeit (TRL-Level):**
  Annahmen zur frühestmöglichen Verfügbarkeit der einzelnen Technologien stammen in der Regel aus der Fachliteratur, teilweise aber auch direkt von Unternehmen und/oder Forschungseinrichtungen, die an Pilot- und Demonstrationsprojekten beteiligt sind. Der gegenwärtige Entwicklungsstand der einzelnen Technologien wird dabei anhand des international gebräuchlichen TRL-Ansatzes abgeschätzt. Bei diesem Ansatz werden Technologien, die sich noch im Forschungs- und Laborstadium befinden, in TRL 1 bis 3 eingeordnet. Technologien, die sich bereits in Pilotphasen befinden, werden den TRL-Bereichen 4 bis 5 zugewiesen, während sich solche Technologien, die sich in Demonstrationsphasen befinden, als TRL 6 bis 7 eingestuft werden. (Weitgehend) ausgereifte Technologien befinden sich im TRL-Bereich 8 bis 9. Das TRL-Level alleine sagt jedoch noch nichts über die kommerzielle Reife aus, also die Konkurrenzfähigkeit zu konventionellen Technologien.

Ziel der Technologiesteckbriefe ist es, die komplexen physikalischen und ökonomischen Zusammenhänge der Technologien übersichtlich darzustellen und eine Basis für deren Vergleichbarkeit zu schaffen. Den Autoren ist bewusst, dass die komplexen Zusammenhänge an einigen Stellen nur sehr verkürzt dargestellt werden. Unter der Prämisse einer guten Lesbarkeit wurde dies bewusst in Kauf genommen.

Wir bedanken uns bei allen Verbänden und Unternehmen, die uns mit erheblichem Zeitaufwand und viel Geduld unterstützt haben, diese Steckbriefe gegenüber vorläufigen Fassungen deutlich zu verbessern. Alle möglicherweise noch vorhandenen Fehler sind ausschließlich die der Autoren.

Hinweise zur Einordung der Steckbriefe:

- Im Rahmen des vorliegenden Berichtes musste eine Auswahl an detailliert zu untersuchenden Schlüsseltechnologien der Grundstoffindustrie vorgenommen werden. Diese Auswahl stellt explizit keine vollständige Sammlung aller nach heutigem Kenntnisstand potenziell bedeutenden zukünftigen Technologien für weitgehenden Klimaschutz in der Grundstoffindustrie dar. Beispielsweise wird zwar die elektrolytische Erzeugung von Wasserstoff betrachtet, nicht jedoch alternative (nahezu) klimaneutrale Arten der Wasserstofferzeugung wie der Einsatz von CCS bei der Dampfreformierung

(*blauer* Wasserstoff) oder die Methanpyrolyse (*türkiser* Wasserstoff). Auch verschiedene Ansätze der Kreislaufwirtschaft (zum Beispiel Verfahren für das Recycling von Zement) und der Materialsubstitution (zum Beispiel ein verstärkter Einsatz von Holz in der Bauwirtschaft) werden in den folgenden Steckbriefen nicht gesondert aufgeführt. Diese Strategien finden allerdings in den Ausführungen in Teil B dieser Studie Berücksichtigung.

→ Die Angaben in den einzelnen Steckbriefen zu den CO_2-Vermeidungspotenzialen der betrachteten Schlüsseltechnologien für 2030 und 2050 sind als optimistische Werte zu verstehen, die zudem aufgrund von Wechselwirkungen nicht über mehrere Technologien hinweg aufaddiert werden können. Insbesondere werden bei diesen Schätzungen keine möglichen ökonomischen, gesellschaftlichen oder rechtlichen Barrieren für eine schnelle Diffusion der Technologien berücksichtigt.[1] Zudem wird vereinfacht angenommen, dass der *zusätzliche* Strom- oder Wasserstoffbedarf einzelner Schlüsseltechnologien bereits im Jahr 2030 vollständig klimaneutral erzeugt werden kann, was in der Übergangsphase beziehungsweise bei Bestehen eines noch nicht vollständig klimaneutralen Stromsystems zum Beispiel durch die Gewährleistung eines *zusätzlichen* Ausbaus Erneuerbarer-Energien-Anlagen sichergestellt werden könnte.

→ Die Kostenberechnungen beziehungsweise -schätzungen in diesen Steckbriefen beruhen auf einer betriebswirtschaftlichen Perspektive. Beispielsweise wird ein Diskontsatz von 8 Prozent angesetzt, der eher typisch für eine betriebswirtschaftliche, nicht gesamtwirtschaftliche Perspektive ist.

→ Den Kostenberechnungen liegt für 2030 eine Strompreisannahme von 60 bis 70 Euro pro MWh und für 2050 eine Strompreisannahme von 50 bis 60 Euro pro MWh zugrunde. Dabei wird davon ausgegangen, dass die Unternehmen der Grundstoffindustrie (auch) in Zukunft bedeutende Ermäßigungen bestimmter Strompreiskomponenten (Netzentgelte, Umlagen für die Finanzierung von Erneuerbare-Energien-Anlagen) sowie gegebenenfalls eine Strompreiskompensation erhalten werden. Bestimmte Fördertatbestände, deren Beibehaltung mittel- bis langfristig nicht gesichert erscheint (wie zum Beispiel der derzeitige Bonus für die KWK-Erzeugung) fließen nicht in die Kostenberechnungen ein. Für die genauen Annahmen zu diesen Berechnungen verweisen wir auf die zusätzliche Publikation *Klimaneutrale Industrie: Ausführliche Darstellung der Schlüsseltechnologien für die Branchen Stahl, Chemie und Zement.*

→ Sowohl bei den gegenwärtig dominierenden Referenztechnologien als auch bei den Schlüsseltechnologien werden in den Berechnungen nur die während des Betriebs entstehenden (direkten) CO_2-Emissionen aufgeführt, das heißt, es werden keine vorgelagerten Emissionen (die zum Beispiel bei der Förderung fossiler Energieträger oder bei dem Bau beziehungsweise der Errichtung der unterschiedlichen Anlagen anfallen) und – sofern nicht explizit aufgeführt – auch keine nachgelagerten Emissionen berücksichtigt. Diese Betrachtungsperspektive wurde gewählt, weil in der Regel die direkten CO_2-Emissionen klar dominieren und weil die Unsicherheiten bezüglich der vor- und nachgelagerten Emissionen erheblich sind.

→ Schätzungen der zukünftigen Kosten beziehungsweise Preise sind als reale Werte angegeben, basieren also auf dem gegenwärtigen Preisniveau.

→ Aus Gründen der Übersichtlichkeit wurde auf den Technologiesteckbriefen bewusst auf die Angabe von weiterführenden Hinweisen und Literaturquellen weitgehend verzichtet. Diese Informationen sowie eine detaillierte Herleitung und Diskussion der getroffenen Annahmen für jede Schlüsseltechnologie finden sich in der gesonderten Publikation *Klimaneutrale Industrie: Ausführliche Darstellung der Schlüsseltechnologien für die Branchen Stahl, Chemie und Zement*.

→ Für einige Schlüsseltechnologien ist eine integrierte Betrachtung notwendig. So spielen bei-

1 Es werden auch keine frühzeitigen Stilllegungen von konventionellen Anlagen vor dem Ende ihrer typischen Lebensdauern angenommen.

spielsweise Annahmen für die Wasserstoffproduktion aus Erneuerbaren Energien eine zentrale Rolle für die Berechnung der Produktions- und CO_2-Vermeidungskosten einiger der hier dargestellten Schlüsseltechnologien. Auch in Bezug auf eine mögliche zukünftige Kohlenstoffkreislaufwirtschaft in der chemischen Industrie ist es teilweise sinnvoll, bestimmte Schlüsseltechnologien wie chemisches Recycling, elektrifizierte Steamcracker und methanolbasierte Verfahren gemeinsam zu betrachten. Entsprechende Verweise finden sich insbesondere in den Texten der erwähnten gesonderten Publikation.

→ Wir laden alle Expertinnen und Experten dazu ein, uns detaillierte Rückmeldungen zu unseren Annahmen und Berechnungen zu geben, um die Aussagen zu den Schlüsseltechnologien für die zukünftige Diskussion weiter zu verfeinern.

2 Stahl

2.1 Stahl Branchenüberblick

Stahl ist ein Material, das heute in vielen unterschiedlichen Bereichen zur Anwendung kommt. Große Teile davon werden beim Bau von Infrastruktur (vor allem Verkehrswege und Gebäude) eingesetzt und sind dort langfristig gebunden. Daneben wird Stahl in Deutschland aber auch zu großen Teilen im Fahrzeug- und Maschinenbau eingesetzt und somit in Branchen, die zur klassischen Exportwirtschaft Deutschlands zählen.

Die Stahlproduktion lässt sich grob in die Primärproduktion auf Basis von Eisenerz und die Sekundärroute auf Basis von Stahlschrott unterteilen. Die Hochofen-Konverter-Route ist weltweit und auch in Deutschland die bedeutendste Primärstahlroute, während der Elektrolichtbogenofen das bevorzugte Verfahren zum Aufschmelzen und Aufreinigen von Stahlschrott ist. Beide Routen kommen in Deutschland zum Einsatz.

Die Stahlindustrie im engeren Sinn (gemäß WZ-Nr. 24.1) beschäftigte 2017 ca. 75.000 Personen in Deutschland[1] und erbrachte eine direkte jährliche Bruttowertschöpfung in Höhe von 6,8 Mrd. Euro.[2] Im Jahr 2017 lag die Stahlproduktion in Deutschland bei 42,1 Millionen Tonnen und damit in etwa im langjährigen Mittel über 25 Jahre.[3] Davon wurden 70 % über die Hochofen-Konverter-Route (nachfolgend: Hochofenroute) und 30 % über Elektrolichtbogenöfen (EAF) hergestellt. Der Energiebedarf beider Verfahren unterscheidet sich, da in Elektrolichtbogenöfen nur Stahl verarbeitet werden kann, der den energieintensiven Reduktionschritt von Eisenerz zu Roheisen im Hochofen schon einmal durchlaufen hat. Daraus resultiert ein Energieeinsatz in der Primärroute in Deutschland von ca. 14 GJ pro t Rohstahl für den Reduktions- und Schmelzprozess, gegenüber einem Energiebedarf von 2 GJ pro t Rohstahl für den ausschließlichen Schmelzprozess im EAF. Einen Sonderfall innerhalb Deutschlands stellt das Stahlwerk in Hamburg dar, das als einziges deutsches Stahlwerk in der Primärroute über das sogenannte Direktreduktionsverfahren auf Basis von Erdgas Rohstahl produziert (siehe Tabelle F.1 nächste Seite).

Direkte CO_2-Emissionen der Stahlindustrie 2017
ca. 57 Mio. t CO_2

Stahlproduktion 2017
42,1 Mio. t Rohstahl (davon: Export von 21,7 Mio. t Walzstahl in Halbfertigprodukten)

Stahlnachfrage 2017
41,0 Mio. t Walzstahl (davon: Import von 22,4 Mio. t Walzstahl in Halbfertigprodukten)

Reinvestitionsbedarf der Hochöfen bis 2030
53 % der gesamten Primärerzeugungskapazität

Direkt Beschäftigte 2017
75.000

Rohstahl ist selten das eigentliche Verkaufsprodukt für Stahlwerke, sondern die sogenannten Stahl-Halbfertigprodukte, die beim Warmwalzen des Rohstahls in verschiedene Walzprodukte (u. a. Bleche, Stäbe, Träger, Rohre) entstehen.

Aufgrund der starken vertikalen Integration von Stahlproduktion und Warmwalzen in den gleichen Unternehmen ist der Handel mit Rohstahl relativ unbedeutend, die Möglichkeit zum Import besteht jedoch. Von größerer Bedeutung ist der Handel mit Walzprodukten, zu denen im Jahr 2016 in Deutschland 37,6 Mio. t Stahl verarbeitet wurden: Etwa die Hälfte der in Deutschland produzierten Halbfertigprodukte geht in den Export (hiervon 78 % in andere EU-Länder), und etwa 50 % der in Deutschland weiterverarbeiteten Stahlprodukte kommen aus dem Ausland. Insofern ist die Handelsbilanz in etwa ausgeglichen. Oder anders ausgedrückt: Deutschland produziert als Nettoselbstversorger in etwa so viel Stahl, wie das Verarbeitende Gewerbe und die Bauindustrie in Deutschland nachfragen. Die wichtigsten Abnahmemärkte im Inland für die Stahlindustrie sind in Bezug auf die Stahlmenge die Bauwirtschaft (35 %), die Automobilindustrie (26 %) sowie die Verarbeitung von Stahlprodukten (12 %), der Maschinenbau (11 %) und die Herstellung von Röhren (9 %).[4]

Im Jahr 2017 war die Produktion von Eisen und Stahl in Deutschland für direkte Emissionen in Höhe von 57 Mio. t CO_2 verantwortlich.[5] Der Großteil dieser Emissionen kann auf die Hochofenroute zurückgeführt werden. Analog zum Energiebedarf unterscheiden sich die spezifischen Emissionen zwischen Primär- und Sekundärroute deutlich (siehe Tabelle F.1).

Der Reinvestitionsbedarf in der Primärstahlproduktion bis 2030 umfasst Hochöfen mit einer Jahresproduktion von ca. 18 Mio. t Roheisen (53 % der Gesamtkapazität).[6]

Treibhausgasneutrale Stahlproduktion

Eine weitgehend treibhausgasneutrale Stahlproduktion ist eine große Herausforderung, technisch aber möglich. Dafür gibt es schon einige vielversprechende Ansätze, die aufzeigen, wie eine treibhausgasneutrale Stahlproduktion zukünftig aussehen kann. Diese werden in diesem Kapitel erläutert. Ein wichtiger Ansatz ist, den Anteil der Sekundärroute (Einschmelzen von Stahlschrott im Elektrolichtbogenofen) zu erhöhen, da sie bereits heute vergleichsweise CO_2-arm ist und relativ wenig Energie benötigt.[7] Wenn *grüner* Strom und Biomasse (als biogener Kohlenstoffträger) genutzt wird[8], ist diese Route perspektivisch nahezu CO_2-neutral.

Eine größere Herausforderung ist eine treibhausgasneutrale Primärstahlerzeugung. Der Hauptgrund dafür sind die Prozessemissionen, die in vielen Prozessschritten der Hochofenroute unvermeidbar entstehen. Im Folgenden werden zunächst die wichtigsten Prozessschritte und die dabei anfallenden CO_2-Emissionen dieser Route beschrieben.

Referenzprozess (Hochofen-Konverter-Route)
Die Herstellung von Primärstahl erfordert als Hauptprozess das Herauslösen des Eisenanteils aus Eisenerz. Dafür wird im Hochofen Eisenerz (Fe_2O_3 sowie Fe_3O_4) bei Temperaturen von bis zu 2.200 °C unter Einsatz von Koks (C) zu flüssigem Roheisen (Fe) reduziert. Das dabei entstehende Gichtgas enthält als Hauptbestandteile zum einen CO_2 und zum anderen Kohlenmonoxid (CO), welches in anderen Prozessen der integrierten Hochofenroute energetisch genutzt und somit letztlich auch als CO_2 emittiert wird.

Der in der Kokerei aus hochwertiger Kohle hergestellte Koks dient im Hochofen zum einen als Brennstoff, zum anderen als Reduktionsmittel. Da Eisenerz für die Verwendung im Hochofen in einer bestimmten Aggregationsform benötigt wird, findet zuvor eine Bearbeitung von Feinerzen in Pelletier- oder Sinteranlagen statt.

Nach dem Hochofen werden dem Roheisen im Konverter unter Sauerstoffeinsatz störende Begleitelemente und weiterer Kohlenstoff entzogen. Dadurch entstehen prozessbedingte CO_2-Emissionen. Nach weiteren Verarbeitungsschritten wird der Stahl schließlich zu Rohstahl gegossen.

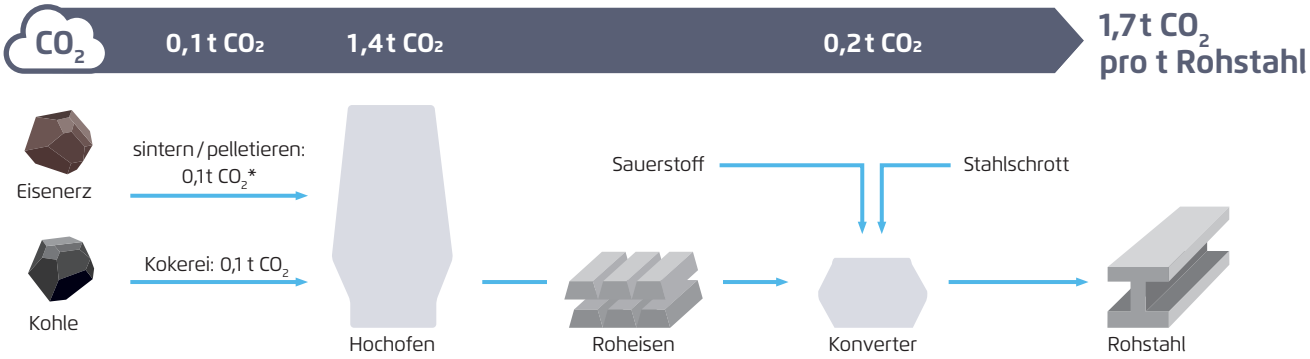
Verschiedene Stahlherstellungverfahren im Vergleich (Deutschland 2016) — Tabelle F.1

Stahlherstellungsroute	Anteil an Stahlproduktion	Jährliche Produktion von Rohstahl	Vorwiegend genutzter Energieträger	Energiebedarf pro t Rohstahl	Direkte CO_2-Emissionen pro t Rohstahl	Direkte CO_2-Emissionen gesamt
Hochofen-Konverter-Route*	70 %	29,5 Mio. t	Kohle	14 GJ*	1,7 t*	50 Mio. t
Elektrolichtbogenofen-Route**	29 %	12 Mio. t	Strom	2 GJ	0,3 t	2 Mio. t
Erdgasbasierte Direktreduktion*	1 %	0,6 Mio. t	Erdgas, Strom	13 GJ*	0,5 t*	0,3 Mio. t

Quellen: World Steel, 2018 und eigene Berechnungen des Wuppertal Instituts, 2019

*Primärstahlrouten, jeweils 12 % Schrott angenommen
**Sekundärstahlroute, > 95 % Schrottverwendung

Prozessschritte und CO_2-Emissionen der Rohstahlproduktion (Hochofen-Konverter-Route) Abbildung F.1



*Annahme: Nutzung von Gichtgas aus dem Hochofen; daher keine zusätzliche Bilanzierung der CO_2-Emissionen

CO_2-Emissionen entstehen in verschiedenen Schritten der Hochofenroute. Über die gesamte Route betragen die direkten CO_2-Emissionen (ohne Berücksichtigung der indirekten Emissionen des Strombedarfs) in Deutschland ungefähr 1,7 t pro t Rohstahl, wovon ca. 1,4 t CO_2 am Hochofen, 0,2 t CO_2 am Konverter sowie ca. 0,1 t CO_2 in der Kokerei entstehen.[9]

Mögliche CO_2-arme Schlüsseltechnologien

Direktreduktion mit Wasserstoff

Bei der Direktreduktion mit Wasserstoff[10] wird Wasserstoff (H_2), anstatt Koks (C) genutzt, um das Eisenerz zu reduzieren. Dadurch fallen keine prozessbedingten CO_2-Emissionen, sondern als Oxidationsprodukt lediglich Wasser (H_2O) an. Ein Einstieg in die Direktreduktion ist grundsätzlich auch mit Erdgas (CH_4) als Reduktionsmittel und steigenden Beimischungsanteilen von Wasserstoff denkbar. Wird größtenteils *grüner* Wasserstoff eingesetzt, wofür große Mengen an erneuerbarem Strom für die Elektrolyse benötigt werden (sowie ein Anteil an Biomethan als Kohlenstoffquelle), ist eine CO_2-Minderung von ca. 97 % gegenüber der Hochofenroute möglich.

Eisenelektrolyse

Die Eisenelektrolyse ist ein sehr stromintensives Verfahren, das prinzipiell die Reduktion von Eisenerzen ohne kohlenstoffhaltige Reduktionsmittel ermöglicht. Sofern CO_2-neutraler Strom genutzt wird, kann die Eisenelektrolyse grundsätzlich nahezu CO_2-frei sein.

HIsarna mit CO_2-Abscheidung und Speicherung (CCS)

Im HIsarna®-Verfahren wird weiterhin Kohle als Energieträger und Reduktionsmittel genutzt, aber anstatt des Hochofens ein spezieller Reaktor eingesetzt, in dem das Eisenerz bei sehr hohen Temperaturen schmilzt und in flüssiges Eisen übergeht. Das neuartige Verfahren eignet sich wegen seines relativ reinen CO_2-Abgasstroms gut für die Kombination mit CCS, wodurch sich gegenüber der Hochofenroute bis zu 86 % der CO_2-Emissionen abscheiden (und speichern) ließen.

CO_2-Abscheidung und Nutzung von Hüttengasen

Dieses Konzept beinhaltet die Abscheidung und Umwandlung (CCU) der verschiedenen Hüttengaskomponenten der Hochofenroute (u. a. CO_2, CO, H_2) in Basischemikalien wie Methanol und Ammoniak. Eine Nachrüstung bestehender (Stahl-)Hütten ist möglich. Für eine vollständige Nutzung des Kohlenmonoxids (CO) und CO_2 sind große Mengen zusätzlichen Wasserstoffs notwendig. Sofern der Strom zur Bereitstellung des Wasserstoffs für dieses stromintensive Verfahren zu 100 % aus zusätzlichen erneuerbaren Quellen kommt, sind je nach Konzept CO_2-Minderungen von 50 bis 78 % im Vergleich zur Hochofenroute ohne CCU möglich.

2.2 Direktreduktion mit Wasserstoff und Einschmelzen im Elektrolichtbogenofen (Ersatz der Hochofenroute)

Erdgasbasierte Direktreduktionsanlage, Stahlwerk Hamburg, ArcelorMittal — Foto: ArcelorMittal

Bei der Direktreduktion wird zu Pellets verarbeitetes Eisenerz mit Wasserstoff in DRI-Anlagen reduziert. Hierbei entstehen Eisenschwamm (*Direct Reduced Iron*, DRI) sowie als Nebenprodukt Wasser. Der Eisenschwamm kann anschließend in einem Lichtbogenofen (bei Bedarf gemeinsam mit Schrott) zu Rohstahl geschmolzen werden. Bei einer Bereitstellung des Wasserstoffs mit 100 % Erneuerbaren Energien ist diese Route nahezu CO_2-neutral. Zur Bereitstellung eines Kohlenstoffträgers zur Schaumschlackenbildung im Elektrolichtbogenofen (EAF) ist zudem die Nutzung von einem gewissen Anteil an (Bio-)Methan im DRI-Prozess notwendig.

Pilot- und Demonstrationsprojekte

Demo

H-DRI-Projekt (Hamburg, Deutschland)
ArcelorMittal Germany
Status quo: Geplante Errichtung einer zusätzlichen Wasserstoff-DRI-Demoanlage (TRL 5–6)
Ausblick: Start des Demonstrationsbetriebs 2023; Kapazität von bis zu 100.000 t DRI/a

Die geplante zusätzliche H_2-DRI-Anlage am Standort soll zunächst Wasserstoff aus dem Gichtgas der vorhandenen und mit Erdgas betriebenen DRI-Anlage (siehe Foto) verwenden. Perspektivisch ist der Betrieb auch mit *grünem* Wasserstoff möglich. Der Wasserstoffbedarf wird mit 11.000 m^3 pro Stunde beziffert.

Pilot

HYBRIT-Projekt (Lulea, Schweden)
SSAB, LKAB und Vattenfall
Status quo: 2018 Start des Baus einer Wasserstoff-DRI-Pilotanlage (TRL 4)
Ausblick: 2020 geplante Inbetriebnahme der Pilotanlage; Kapazität von rund 10.000 t DRI/a

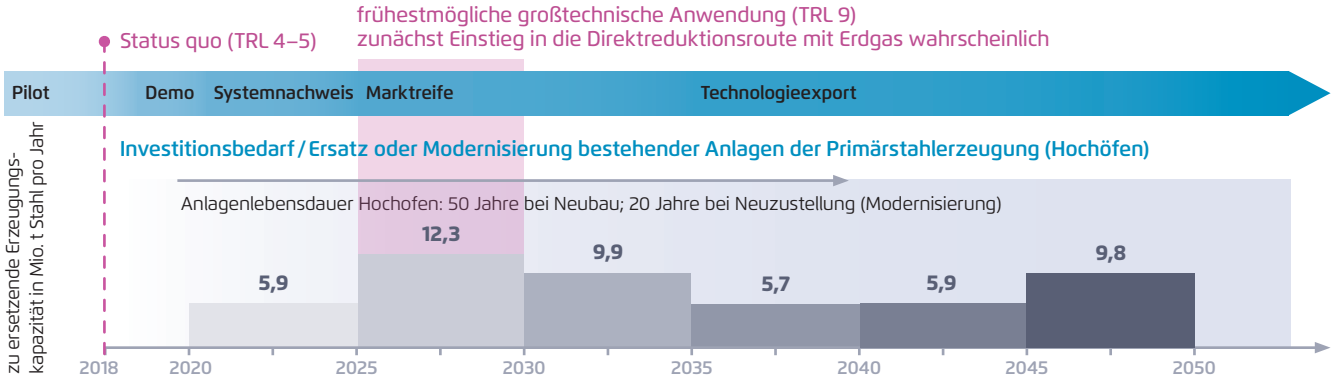
Der für die H_2-DRI-Anlage benötigte Wasserstoff soll direkt vor Ort erzeugt und hauptsächlich aus Erneuerbaren Energien gewonnen werden. Ab 2025 soll auf Basis der Erfahrungen mit der Pilotanlage eine Demonstrationsanlage mit einer Kapazität von bis zu 500.000 t DRI/a errichtet werden.

Pilot

SALCOS-Projekt (Salzgitter, Deutschland)
Salzgitter AG, Fraunhofer-Gesellschaft
Status quo: geplante Errichtung einer DRI-Anlage und eines Elektrolichtbogenofens (EAF)
Ausblick: *grüne* Wasserstofferzeugung vor Ort im Rahmen von GrInHy 2.0 (2019–2022)

Geplant ist eine mehrstufige Einführung: Zunächst wird eine DRI-Anlage und ein EAF errichtet. Die DRI-Anlage soll zu 35 % mit vor Ort produziertem *grünem* Wasserstoff und 65 % Erdgas betrieben werden. Dies ermöglicht die Stilllegung eines Hochofens. Langfristig soll diese Vorgehensweise für die Stilllegung der beiden weiteren Hochöfen so wiederholt werden.

Reinvestitionsbedarf und frühestmögliche Marktreife der CO_2-armen Schlüsseltechnologie



Reinvestitionsbedarf

Der Reinvestitionsbedarf in der Primärstahlproduktion bis 2030 umfasst Hochöfen mit einer Jahresproduktion von ca. 18 Mio. t Roheisen (ca. 53 % der Gesamtkapazität). Angenommen wurde, dass für Hochöfen 20 Jahre nach ihrer letzten Neuzustellung ein maßgebliches Reinvestment fällig wird.

Technologieentwicklung

Bei optimaler Technologieentwicklung ist ein frühestmöglicher kommerzieller Einsatz (TRL 9) der Technologie ab 2025 möglich. Dabei ermöglicht ein Einstieg mit Erdgas, anstatt Wasserstoff, bereits signifikante CO_2-Minderungen (ca. 66 %). Steigende Anteile von Wasserstoff können dann ohne Nachrüstung der Anlagen beigemischt werden.

Der Technologieentwicklungsgrad (Technology Readiness Level/TRL) einer Technologie wird auf einer Skala von 1–9 angegeben (TRL 9 = Marktreife).

Stahl

Technologie
Direktreduktion mit Wasserstoff (H_2-DRI)

Entwicklungsstadium heute
Pilot- und Demoanlagen (TRL 4–5)

Erwartete Anwendungsreife
2025–2030 (evtl. Einstieg mit Erdgas)

Maximale CO_2-Minderung in Deutschland

2030	2050
14 Mio. t CO_2/a	**50** Mio. t CO_2/a

2030: Direktreduktion mit Erdgas und 7,5 % Beimischung von *grünem* H_2

CO_2-Vermeidungskosten in Deutschland

2030	2050
60–99 €/t CO_2	**85–144** €/t CO_2

2030: 60 €/t CO_2 bei 100 % erdgasbasierter Direktreduktion;
99 €/t CO_2 bei Direktreduktion mit Wasserstoff (untere Bandbreite)

Erneuerbaren Strom- und Infrastrukturbedarf
- H_2-DRI-Route (2050): 3,3 MWh/t Rohstahl
- großskalige Wasserstoffproduktion
- Aufbau einer H_2-Infrastruktur (bestehend aus Pipelines, sowie ggf. Schiffen und Häfen)

Herausforderungen
Für diese Technologie sind große Mengen an CO_2-freiem Strom für die Produktion von *grünem* Wasserstoff notwendig (3,3 MWh/t Rohstahl bzw. 2,5 MWh bei teilweiser Nutzung von Methan). Ein Einstieg mit Erdgas ab 2025 ist daher wahrscheinlicher. Für eine Umstellung der heutigen Hochofenkapazitäten auf H_2-DRI würde ein zusätzlicher Strombedarf von 74 TWh entstehen.

Mögliche Politikinstrumente
- CO_2-Mindestpreis mit Grenzausgleichsregime
- *Carbon Contract for Difference*
- nachhaltige öffentliche Beschaffung
- Quote für CO_2-arme Materialien
- Quote für *grünen* Wasserstoff

Bewertung mit Blick auf Paris-Kompatibilität
Die Marktreife der Technologie kann bereits vor 2030 erreicht sein und somit vergleichsweise früh signifikante CO_2-Minderungen ermöglichen. Bei der Nutzung von *grünem* Wasserstoff ist die Stahlerzeugung nahezu CO_2-neutral. Bis zur großskaligen Verfügbarkeit von *grünem* Wasserstoff sind über steigende Beimischungsquoten von klimafreundlichem Wasserstoff (ggf. aus Import) zu Erdgas bereits hohe CO_2-Minderungen (> 66 %) möglich.

Technologien im Vergleich

KONVENTIONELLE TECHNOLOGIE		CO_2-ARME SCHLÜSSELTECHNOLOGIE
Hochofen-Konverter-Route		**Direktreduktion mit H_2**
1,71 t CO_2/t Rohstahl	**-97 %** spezifische Emissionsminderung	**0,05** t CO_2/t Rohstahl
391 €/t Rohstahl (2019)	**+36 bis +61 %** spezifische Mehrkosten	**532–630** €/t Rohstahl (2050)

Zentrale Annahmen zur Bestimmung der Bandbreite der Produktionskosten (2050)

Annahme		untere Bandbreite	obere Bandbreite
spez. Kapitalkosten Rohstahl durch H_2-DRI (DRI-Anlage, E-Ofen)		40 €/t Rohstahl	40 €/t Rohstahl
Betriebskosten Nutzung von *grünem* Wasserstoff		105 €/t Rohstahl	191 €/t Rohstahl
Annahme:	Bereitstellungskosten Wasserstoff (*grün*)	2,78 €/kg	5,04 €/kg
davon:	Elektrolyseur und Volllaststunden (VLS)	250 €/kW – 3.000 VLS	500 €/kW – 6.000 VLS
	Stromkosten	50 €/MWh	40 €/MWh
	Transportkosten Wasserstoff	0,35 €/kg	2 €/kg (H_2-Import)
Betriebskosten Stromnutzung im Stahlwerk (inkl. Ersatz Hüttengase)		59 €/t Rohstahl	71 €/t Rohstahl
Annahme:	Strompreis	50 €/MWh	60 €/MWh
Sonstige Kosten (Arbeit, 17 % Schrottanteil, Legierungen, Kalk, Biomethan)		328 €/t Rohstahl	328 €/t Rohstahl
Produktionskosten CO_2-armer Rohstahl		**532 €/t Rohstahl**	**630 €/t Rohstahl**

Quelle: Zusammenstellung des Wuppertal Instituts auf Basis verschiedener Quellen (siehe Hinweis auf gesonderte Publikation in Teil F.1)

2.3 Eisenelektrolyse und Einschmelzen im Elektrolichtbogenofen (Ersatz der Hochofenroute)

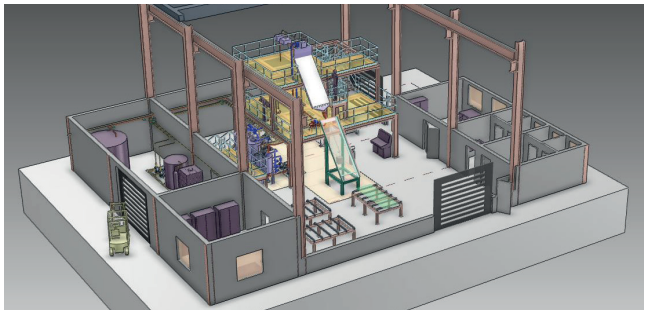


Illustration der sich in Bau befindlichen SIDERWIN-Pilotanlage, Forschungsstandort Maizières-lès-Metz Illustration: ArcelorMittal

Bei der (alkalischen) Eisenelektrolyse werden Eisenerze bei einer Temperatur von 110 °C in einer Natronlauge zu Eisen reduziert und anschließend im Lichtbogenofen zu Rohstahl geschmolzen. Auf ein kohlenstoffhaltiges Reduktionsmittel kann verzichtet werden. Das Verfahren verspricht somit eine deutliche Steigerung der Energieeffizienz gegenüber der Hochofenroute und könnte bei der ausschließlichen Nutzung von erneuerbarem Strom prinzipiell CO_2-frei sein.

Pilot- und Demonstrationsprojekte

Pilot

SIDERWIN (Maizières-lès-Metz, Frankreich)
u. a. ArcelorMittal, CMI, EDF
Status quo: Entwicklung und Bau einer Pilotanlage (2017–2022) in Nordfrankreich (TRL 4)

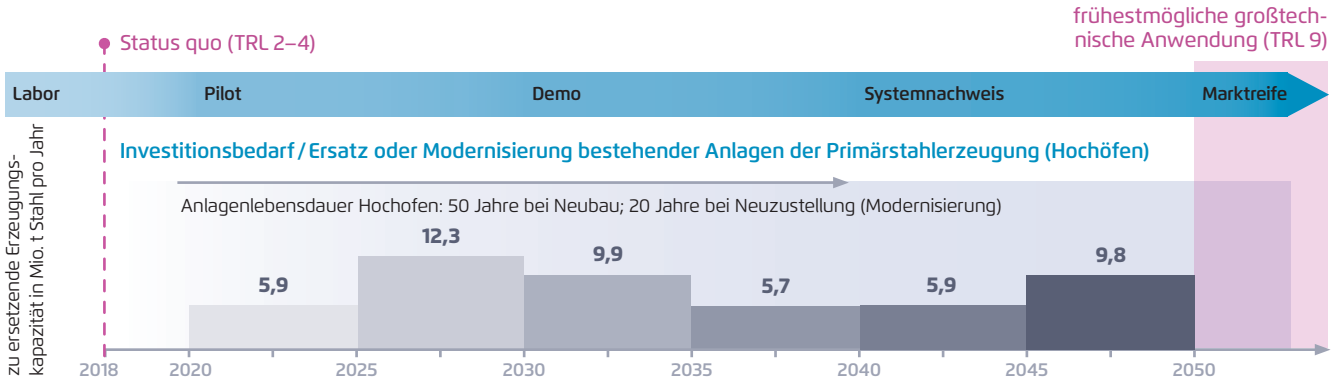
Ein von ArcelorMittal geführtes Konsortium arbeitet an der Entwicklung einer experimentellen Anlage zur Eisenelektrolyse nach dem Electrowinning-Verfahren. Das Ziel ist die Entwicklung und Erprobung eines Prototyps einer Elektrolysezelle. Zusätzlich soll auch die Nutzung erneuerbaren Stroms durch flexible Fahrweise und Integration in das Stromnetz untersucht werden. Außerdem untersucht das Projekt, ob Eisenoxide mit minderer Qualität oder eisenhaltige Reststoffe als Eingangsstoff für die Elektrolyse genutzt werden können.

Labor

Boston Metal (Boston, USA)
Boston Electrometallurgical Corporation
Status quo: Boston Metal hat 2019 über 20 Mio. US Dollar aus Privatkapital zur Weiterentwicklung der Technologie erworben (TRL 1-3).
Ausblick: Das Unternehmen plant den Bau einer Demonstrationsanlage zur Herstellung von Ferrolegierungen bis 2022.

Das 2012 gegründete Start-up Boston Electrometallurgical Corporation (Boston Metal) arbeitet an der Kommerzialisierung eines am MIT (Masachusettes Institute of Technology) entwickelten Verfahrens – der sogenannten Oxid-Schmelzelektrolyse. In einer speziellen Elektrolysezelle kann Eisenerz (Fe_2O_3 sowie Fe_3O_4) ohne ein kohlenstoffhaltiges Reduktionsmittel direkt in seine Hauptbestandteile Sauerstoff (O_2) und flüssiges Roheisen (Fe) umgewandelt werden.

Reinvestitionsbedarf und frühestmögliche Marktreife der CO_2-armen Schlüsseltechnologie



Reinvestitionsbedarf

Der Reinvestitionsbedarf in der Primärstahlproduktion bis 2030 umfasst Hochöfen mit einer Jahresproduktion von ca. 18 Mio. t Roheisen (ca. 53 % der Gesamtkapazität). Angenommen wurde, dass für Hochöfen 20 Jahre nach ihrer letzten Neuzustellung ein maßgebliches Reinvestment fällig wird.

Technologieentwicklung

Aus heutiger Sicht wird bei optimaler Technologieentwicklung ein frühestmöglicher großtechnischer Einsatz (TLR 9) der Technologie erst ab 2050 erwartet. Einige Demonstrationsanlagen könnten aber 2050 bereits in Europa existieren.

Der Technologieentwicklungsgrad (Technology Readiness Level/TRL) einer Technologie wird auf einer Skala von 1–9 angegeben (TRL 9 = Marktreife).

Stahl

Technologie
Eisenelektrolyse und Einschmelzen im Elektrolichtbogenofen

Entwicklungsstadium heute
Labor (TRL 1–3), Bau einer Pilotanlage (TRL 4)

Erwartete Anwendungsreife
voraussichtlich erst nach 2050

Maximale CO_2-Minderung in Deutschland

2030	2050
0 Mio. t CO_2/a	**<1** Mio. t CO_2/a

CO_2-Vermeidungskosten in Deutschland

2030	2050
n.b. €/t CO_2	**170–292** €/t CO_2

Erneuerbaren Strom- und Infrastrukturbedarf
- alkalische Eisenelektrolyse (2050): 2,5 MWh/t Rohstahl
- möglicherweise wird der Aufbau einer speziellen Strominfrastruktur benötigt

Herausforderungen
Die alkalische Eisenelektrolyse benötigt große Mengen an erneuerbarem Strom. Inwiefern die Elektrolyse flexibel eingesetzt werden kann um der schwankenen Einspeisung Erneuerbarer Energien in das Stromnetz ein Stück weit zu folgen, muss erst noch erforscht werden.

Mögliche Politikinstrumente
- Forschungsförderung

Bewertung mit Blick auf Paris-Kompatibilität
Die Marktreife der Technologie wird (Stand 2019) erst nach 2050 erwartet. Ein signifikanter Beitrag zur Emissionsminderung bis 2050 in Deutschland ist somit aus heutiger Sicht nicht zu erwarten.

Technologien im Vergleich

	KONVENTIONELLE TECHNOLOGIE		CO_2-ARME SCHLÜSSELTECHNOLOGIE
	Hochofen-Konverter-Route		**alkalische Eisenelektrolyse**
CO_2	**1,71** t CO_2/t Rohstahl	**-87%** spezifische Emissionsminderung	**0,22** t CO_2/t Rohstahl
€	**391** €/t Rohstahl (2019)	**+65 bis +112%** spezifische Mehrkosten	**645–828** €/t Rohstahl (2050)

Zentrale Annahmen zur Bestimmung der Bandbreite der Produktionskosten (2050)

Annahme	untere Bandbreite	obere Bandbreite
spez. Kapitalkosten Rohstahl durch alkalische Eisenelektrolyse	154 €/t Rohstahl	269 €/t Rohstahl
Annahme: CAPEX-ULCOWIN-Verfahren	900 €/t Jahreskapazität Eisen	3.350 €/t Jahreskapazität Eisen
Annahme: CAPEX-Elektrolichtbogenofen	128 €/t Jahreskapazität Stahl	128 €/t Jahreskapazität Stahl
Betriebskosten Stromnutzung im Stahlwerk	145 €/t Rohstahl	174 €/t Rohstahl
Annahme: Strompreis	50 €/MWh	60 €/MWh
sonst. Kosten (Roherz, 17% Schrott, Legierungen, Kalk, Kohle)	334 €/t Rohstahl	371 €/t Rohstahl
Kompensation für wegfallende Hüttengasnutzung	12 €/t Rohstahl	14 €/t Rohstahl
Produktionskosten CO_2-armer Rohstahl	**645 €/t Rohstahl**	**828 €/t Rohstahl**

Quelle: Zusammenstellung des Wuppertal Instituts auf Basis verschiedener Quellen (siehe Hinweis auf gesonderte Publikation in Teil F.1)

2.4 HIsarna®-Verfahren in Kombination mit CO_2-Abscheidung und Speicherung (Ersatz der Hochofenroute)

HIsarna®-Pilotanlage, Tata Steel in IJmuiden Foto: Tata Steel

Das HIsarna®-Verfahren ist ein neuartiger kohlebasierter Schmelzreduktionsprozess, wodurch in der Stahlherstellung auf die Agglomerationsstufen (Kokerei, Sintern/Pelletieren) verzichtet werden kann. Das Eisenerz, dem bis zu 50 % Schrott beigemischt werden kann, wird durch eine spezielle Prozessführung in nur einem Reaktor direkt zu Roheisen reduziert. Das Verfahren eignet sich wegen des relativ reinen CO_2-Abgasstroms gut für die Kombination mit CCS und ermöglicht CO_2-Minderungen von bis zu 86 %. Der Strombedarf für das HIsarna-Verfahren liegt bei etwa 0,5 MWh pro t Rohstahl und ist damit vergleichsweise gering.

Pilot- und Demonstrationsprojekte

Pilot

ULCOS (Ijmuiden, Niederlande)
u. a. Tata Steel, ThyssenKrupp, ArcelorMittal, voestalpine
Status quo: diverse Tests an Pilotanlage durchgeführt (TRL 3-4)

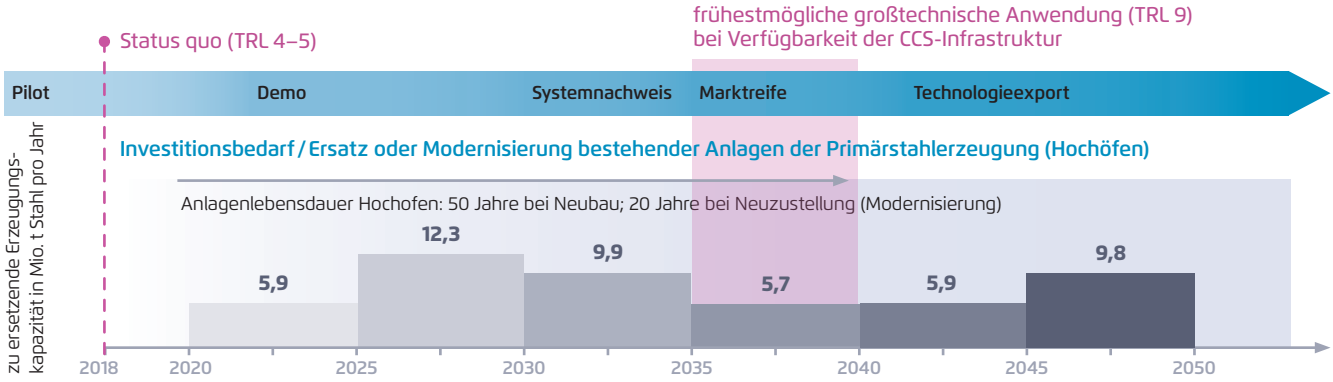
Die Pilotanlage hat eine nominelle Jahreskapazität von 60.000 t Roheisen. Seit 2011 wurden vier Kurzzeittests zur Herstellung von Roheisen und Stahl durchgeführt. Ein Langzeittest von 2018 hat den HIsarna®-Reaktor in die Abläufe eines bestehenden Stahlwerks integriert.

Demo

HIsarna® (Jamshedpur, Indien)
Tata Steel
Status quo: Demoanlage in Planung (TRL 5)
Ausblick: voraussichtliche Fertigstellung bis 2022

Geplant ist der Aufbau einer Demonstrationsanlage mit einer Jahreskapazität von 400.000 t Roheisen.

Reinvestitionsbedarf und frühestmögliche Marktreife der CO_2-armen Schlüsseltechnologie



Reinvestitionsbedarf

Der Reinvestitionsbedarf in der Primärstahlproduktion bis 2030 umfasst Hochöfen mit einer Jahresproduktion von ca. 18 Mio. t Roheisen (ca. 53 % der Gesamtkapazität). Angenommen wurde, dass für Hochöfen 20 Jahre nach ihrer letzten Neuzustellung ein maßgebliches Reinvestment fällig wird.

Technologieentwicklung

Bei optimaler Technologieentwicklung wird ein frühestmöglicher großtechnischer Einsatz (TLR 9) der Technologie ab 2035 erwartet. Darüber hinaus müsste dann auch eine CO_2-Infrastruktur für den Abtransport sowie die langfristige Speicherung von CO_2 zur Verfügung stehen.

Der Technologieentwicklungsgrad (Technology Readiness Level/TRL) einer Technologie wird auf einer Skala von 1–9 angegeben (TRL 9 = Marktreife).

Stahl

Technologie
HIsarna® mit CCS

Entwicklungsstadium heute
Pilotanlagen (TRL 4-5)

Erwartete Anwendungsreife
2035–2040

Maximale CO_2-Minderung in Deutschland

2030	2050
0 Mio. t CO_2/a	**44** Mio. t CO_2/a

CO_2-Vermeidungskosten in Deutschland

2030	2050
n.b. €/t CO_2	**25–45** €/t CO_2

Erneuerbarer Strom- und Infrastrukturbedarf
- HIsarna (2050): 0,5 MWh/t Rohstahl
- Bau von CO_2-Pipelines
- CO_2-Transport auf Binnenschiffen
- CO_2-Lagerstätten

Herausforderungen
Trotz einer weitreichenden CO_2-Minderung von 86 % durch HIsarna mit CCS, verbliebe ein Restanteil an Emissionen von 14 %. Für den großtechnischen Einsatz von CCS müssten Fragen zu einer CO_2-Infrastruktur und CO_2-Lagerstätten sowie deren gesellschaftliche Akzeptanz geklärt werden. Es bieten sich länderübergreifende Kooperationen (z. B. mit den Niederlanden und Norwegen) an.

Mögliche Politikinstrumente
- CO_2-Mindestpreis mit Grenzausgleichsregime
- *Carbon Contract for Difference*
- nachhaltige öffentliche Beschaffung
- Quote für CO_2-arme Materialien

Bewertung mit Blick auf Paris-Kompatibilität
HIsarna in Kombination mit CCS ermöglicht signifikante CO_2-Minderungen von 86 % und könnte eine vergleichsweise kostengünstige Option sein. Nachdem die Technologie voraussichtlich erst ab 2035 Marktreife erreichen wird, wird sie für die notwendigen Reinvestitionen vor 2035 (ca. 83 % der Hochofenkapazitäten in Deutschland) voraussichtlich nicht zur Verfügung stehen. Sie kommt daher in Deutschland wohl nur als ergänzende Lösungsoption für spätere Jahre infrage.

Technologien im Vergleich

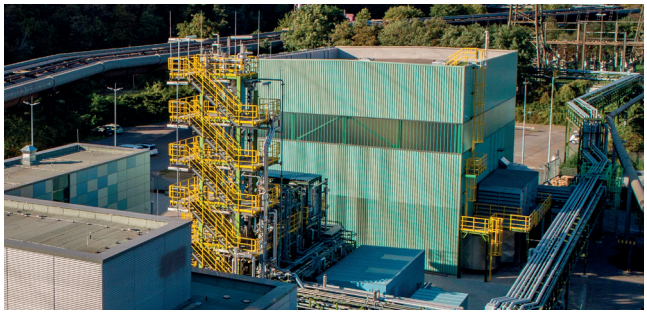
	KONVENTIONELLE TECHNOLOGIE		CO_2-ARME SCHLÜSSELTECHNOLOGIE
	Hochofen-Konverter-Route		**HIsarna® mit CCS**
CO_2	**1,71** t CO_2/t Rohstahl	**-86 %** spezifische Emissionsminderung	**0,24** t CO_2/t Rohstahl
€	**391** €/t Rohstahl (2019)	**+9 bis +16 %** spezifische Mehrkosten	**427–454** €/t Rohstahl (2050)

Zentrale Annahmen zur Bestimmung der Bandbreite der Produktionskosten (2050)

Annahme	untere Bandbreite	obere Bandbreite
spez. Kapitalkosten Rohstahl mit HIsarna-Reaktor	53 €/t Rohstahl	53 €/t Rohstahl
Annahme: CAPEX Brownfield Investment HIsarna	300 €/t Jahreskapazität Stahl	300 €/t Jahreskapazität Stahl
Annahme: CAPEX CCS-Technologie am Reaktor	128 €/t Jahreskapazität Stahl	128 €/t Jahreskapazität Stahl
Betriebskosten CO_2-Abscheidung, Transport, Speicherung	38 €/t Rohstahl	64 €/t Rohstahl
Annahme: CO_2-Abscheidung, Transport & Speicherung	41 €/t CO_2	69 €/t CO_2
Betriebskosten Stromnutzung (inkl. Ersatz Hüttengase)	11 €/t Rohstahl	14 €/t Rohstahl
Annahme: Strompreis	50 €/MWh	60 €/MWh
Materialkosten (Roherz, 17 % Schrott, Legierungen, Kalk)	324 €/t Rohstahl	324 €/t Rohstahl
Produktionskosten CO_2-armer Rohstahl	**427 €/t Rohstahl**	**454 €/t Rohstahl**

Quelle: Zusammenstellung des Wuppertal Instituts auf Basis verschiedener Quellen (siehe Hinweis auf gesonderte Publikation in Teil F.1)

2.5 CO_2-Abscheidung und Nutzung (CCU) von Hüttengasen aus integrierten Hochofenwerken (Nachrüstung an bestehenden Hochöfen)



Carbon2Chem®-Pilotanlage, Duisburg Foto: thyssenkrupp AG

Beim CCU-Verfahren werden die in der Hochofenroute entstehenden Hüttengase zum Teil abgeschieden und für die Produktion chemischer Wertstoffe (wie u. a. Methanol, Ethanol, künstlich hergestellte Kraftstoffe oder Ammoniak) genutzt. Der so verwendete Hüttengas-Anteil muss nicht mehr verbrannt werden und auch in der chemischen Industrie könnte Erdöl substituiert werden. Allerdings ist für eine CO_2-arme Produktion von z. B. Methanol (als Ausgangsstoff für die Kunststoffproduktion) die zusätzliche Produktion von *grünem* Wasserstoff nötig, wodurch diese Route sehr stromintensiv ist.

Pilot- und Demonstrationsprojekte

Pilot

Carbon2Chem® (Duisburg, Deutschland)
u. a. thyssenkrupp, BASF, Covestro, Linde
Status quo: Betrieb einer Pilotanlage zur Methanolherstellung
Ausblick: Da alle Einzelteile der Pilotanlage marktreif sind (TRL 9), kann auf den Bau einer Demoanlage verzichtet werden.

Ziel ist es, vor allem die Kohlenstoff- und Wasserstoffanteile in Kokerei-, Hochofen- und Konvertergas einer chemischen Nutzung zuzuführen, die als Ausgangsstoffe für chemische Produkte genutzt werden können. Dafür wurden bereits im Testbetrieb der Pilotanlage aus Hüttengasen sowie vor Ort zusätzlich produziertem *grünem* Wasserstoff Methanol, Ammoniak sowie höherwertige Alkohole hergestellt.

Pilot

Steelanol-Projekt (Gent, Belgien)
ArcelorMittal, LanzaTech
Status quo: Bau einer Pilotanlage
Ausblick: CO_2-Einsparungspotenzial begrenzt, da nur der CO-Anteil von Hüttengasen, aber nicht der CO_2-Anteil umgewandelt wird.

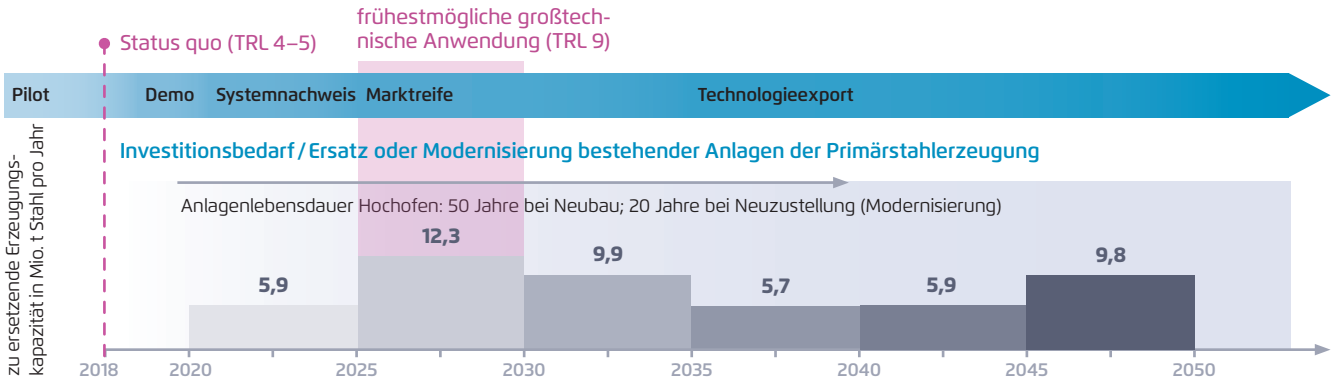
In einem von Lanzatech entwickelten biochemischen Verfahren soll der in den Hüttengasen enthaltene Kohlenmonoxid-Anteil (CO) von 25 % durch Bakterien in Ethanol umgewandelt werden. Dieser Alkohol soll als Kraftstoff (Beimischung zu Benzin) genutzt werden.

Pilot

Carbon4PUR (Marseille, Frankreich)
u. a. Covestro, Recticel, ArcelorMittal, Dechema
Status quo: geplante Errichtung einer Pilotanlage mit einer Kapazität von 20 t pro Jahr.

Ziel des Carbon4PUR-Ansatzes ist es, die Anteile von CO_2 und Kohlenmonoxid aus den Hüttengasen der diversen Prozesse der integrierten Hochofenroute zu Ausgangsstoffen für die Produktion von Polyurethan umzuwandeln.

Reinvestitionsbedarf und frühestmögliche Marktreife der CO_2-armen Schlüsseltechnologie



Reinvestitionsbedarf

Der Reinvestitionsbedarf in der Primärstahlproduktion bis 2030 umfasst Hochöfen mit einer Jahresproduktion von ca. 18 Mio. t Roheisen (ca. 53 % der Gesamtkapazität). Angenommen wurde, dass für Hochöfen 20 Jahre nach ihrer letzten Neuzustellung ein maßgebliches Reinvestment fällig wird.

Technologieentwicklung

Da alle Einzelkomponenten der Pilotanlage von Carbon2Chem im Wesentlichen marktreif sind (TRL 9), kann auf den Aufbau einer Demonstrationsanlage verzichtet werden. Bei geeigneten Rahmenbedingungen ist ein industrieller Einsatz für die Nachrüstung an Anlagen der Hochofenroute ab frühestens 2025 möglich.

Der Technologieentwicklungsgrad (Technology Readiness Level/TRL) einer Technologie wird auf einer Skala von 1–9 angegeben (TRL 9 = Marktreife).

Stahl

Technologie
CCU von Hüttengasen der Hochofenroute

Entwicklungsstadium heute
Pilotanlagen (TRL 4–5)

Erwartete Anwendungsreife
2025–2030

Maximale CO_2-Minderung in Deutschland

2030	2050
2–6 Mio. t CO_2/a	**n.b.** Mio. t CO_2/a

2030: Bei Einsatz von Methanol im Chemiesektor ist theoretisch sektorübergreifend eine Minderung von 10 bis 31 Mio. t CO_2/a möglich

CO_2-Vermeidungskosten in Deutschland

2030	2050
231–439 €/t CO_2	**178–379** €/t CO_2

2030/2050: Vermeidungskosten bei sektorübergreifender Betrachtung inklusive der CO_2-Minderung im Chemiesektor

Erneuerbarer Strom- und Infrastrukturbedarf
- CCU in Hochofenroute (2050): 3,6 MWh/t Rohstahl
- Aufbau einer H_2-Infrastruktur (Pipelines, sowie gegebenenfalls Schiffen und Häfen)
- Einbindung in lokale Industriecluster sinnvoll

Herausforderungen
Aus Gesamtsystemsicht ist CCU an der Hochofenroute nur dann sinnvoll, wenn es unter Berücksichtigung des hohen Energiebedarfs insgesamt zu einer Emissionsminderung beiträgt. Würden 50 % der Hochofenkapazitäten mit CCU nachgerüstet, um daraus regeneratives Methanol zu produzieren, wäre ein zusätzlicher Strombedarf aus Erneuerbaren von 53 TWh notwendig.

Mögliche Politikinstrumente
- *Carbon Contract for Difference*
- Quote für *grünen* Wasserstoff

Bewertung mit Blick auf Paris-Kompatibilität
CCU-Ansätze sind aus Gesamtsystemsicht zu betrachten. Da CCU im Stahlsektor einen sehr hohen Strombedarf hat und die CO_2 Abscheidungsrate begrenzt ist (50 bis max. 78 %) eignet es sich bestenfalls als Brückentechnologie zur Nachrüstung am Gas-Sammelsystem der Hochofenroute. Zudem sollte das CO_2 bei der Nutzung in langlebigen Folgeprodukten (z. B. Kunststoffen) eingebunden werden. CCU ist eine vergleichsweise teure CO_2-Minderungsoption.

Technologien im Vergleich

KONVENTIONELLE TECHNOLOGIE		CO_2-ARME SCHLÜSSELTECHNOLOGIE
Hochofen-Konverter-Route		**Hochofen-Stahl mit CCU**
1,71 t CO_2/t Rohstahl	-50 % (-63 %)* spezifische Emissionsminderung	**0,85** t CO_2/t Rohstahl (0,64)* t CO_2/t Rohstahl
391 €/t Rohstahl (2019)	+63 bis +119 % spezifische Mehrkosten	**637–858** €/t Rohstahl (2030)

*bei vollständiger Gutschrift der CO_2-Minderung im Chemiesektor (MtO-Route) für den Stahlproduzenten

Zentrale Annahmen zur Bestimmung der Bandbreite der Produktionskosten (2030)

Annahme CCU 2030	untere Bandbreite	obere Bandbreite
Produktionskosten konventionelle Hochofenroute	391 €/t Rohstahl	391 €/t Rohstahl
spezifische Kapitalkosten für CCU Nachrüstung	13 €/t Rohstahl	13 €/t Rohstahl
Annahme: CAPEX CCU (Hüttengas, Methanolsynthese)	129 €/t Jahreskapazität Stahl	129 €/t Jahreskapazität Stahl
OPEX Stromnutzung für CCU-Prozesse (60–70€/MWh)	30 €/t Rohstahl	35 €/t Rohstahl
Betriebskosten Bereitstellung H_2 für Methanolsynthese	310 €/t Rohstahl	526 €/t Rohstahl
Annahme: Bereitstellungskosten Wasserstoff (*grün*)	3,34 €/kg (siehe H_2)	5,67 €/kg (siehe H_2)
sonstige Materialkosten	68 €/t Rohstahl	68 €/t Rohstahl
Erlös aus dem Verkauf des produzierten Methanols	-175 €/t Rohstahl	-175 €/t Rohstahl
Produktionskosten CO_2-armer Rohstahl	**637 €/t Rohstahl**	**858 €/t Rohstahl**

Quelle: Zusammenstellung des Wuppertal Instituts auf Basis verschiedener Quellen (siehe Hinweis auf gesonderte Publikation in Teil F.1)

2.6 Klimaschutzbeitrag 2030: Synthese der Steckbriefe

Für eine (weitgehend) treibhausgasneutrale Stahlproduktion ist eine schnelle Weiterentwicklung und Markteinführung der beschriebenen Technologien notwendig. Einige dieser Technologien können – das Schaffen geeigneter Rahmenbedingungen vorausgesetzt – bereits bis 2030 signifikante Beiträge zum Klimaschutz erbringen. Wie hoch diese Beiträge aus heutiger Sicht in einem ambitionierten Szenario sein könnten, wird im Folgenden dargestellt.

Direktreduktion mit Wasserstoff (Einstieg Erdgas)

Bei optimaler Technologieentwicklung kann die Direktreduktion mit perspektivisch steigenden Anteilen an Wasserstoff ab 2025 bis 2030 großtechnisch verfügbar sein. Aufgrund des zwischen 2025 und 2030 anfallenden Reinvestitionsbedarfs an Hochöfen mit einer Kapazität von jährlich 12 Mio. Tonnen Roheisen (35 % der Gesamtkapazität) stehen in diesem Zeitraum wegweisende Richtungsentscheidungen für die Zukunft der deutschen Stahlindustrie an.

In dem hier angenommenen (ambitionierten) Szenario werden alle ab 2025 anstehenden Ersatzinvestitionen anstatt einer neuerlichen Investition in Hochöfen als Investitionen in DRI-Anlagen vorgenommen. Dies entspricht einem Ausbau der DRI-Kapazitäten von heute 0,6 auf 12 Mio. Tonnen Jahreskapazität. Werden diese Anlagen mit *grünem* Wasserstoff betrieben, der in Deutschland produziert wird, sind ca. 32 TWh zusätzlicher *grüner* Strom erforderlich, was mit den aktuellen Zubaumengen für Erneubare Energien kaum erreicht werden dürfte. Daher wurde angenommen, dass der Einstieg in die Direktreduktion durch eine Mischung von Erdgas und Wasserstoff erfolgt und die DRI-Anlagen mit (perspektivisch) steigenden Anteilen von Wasserstoff umgehen können. Bei einem (*grünen*) Wasserstoffanteil von etwa 7,5 %[11] bis 2030 kann eine Minderung um knapp **14 Mio. Tonnen CO_2/Jahr**[12] erreicht werden.[13]

Ein gemäßigteres Szenario sieht vor, dass die Hälfte der Ersatzinvestitionen in den Aufbau neuer DRI-Anlagen und die andere Hälfte in die Modernisierung bestehender Hochöfen geht, die dann bis mindestens 2045 laufen. Unter Beibehaltung der restlichen oben getroffenen Annahmen können dann 15 % *grüner* Wasserstoff in den DRI-Anlagen beigemischt werden. Aufgrund der hohen CO_2-Intensität der Kapazitäten in der Hochofenroute im Vergleich zum oben beschriebenen Szenario ist eine Minderung um knapp **5 Mio. Tonnen CO_2/Jahr** möglich.

CO_2-Abscheidung und Nutzung von Hüttengasen

CCU in der Hochofenroute kann für neue und als Nachrüstung bestehender Hochöfen ab frühestens 2025 zum großtechnischen Einsatz kommen. Allerdings ist dieses Verfahren – wenn der zusätzliche *grüne* Wasserstoffbedarf für Folgeprodukte wie Methanol berücksichtigt wird – mit 3,6 MWh/t Rohstahl sehr stromintensiv. Für weitreichende CO_2-Minderungen dieser Technologie ist die Nutzung von CO_2-freiem Strom unabdingbar. Andernfalls könnten die Gesamtemissionen aufgrund der 2030 noch vorhanden fossilen Kraftwerke im Strommix gegenüber der konventionellen Stahlproduktion sogar ansteigen. Nach unseren Analysen sind zudem die abgeschätzten CO_2-Vermeidungskosten im Jahr 2030 für CCU mit mindestens 231 €/t CO_2[14] um ein Vielfaches höher als die Verfahren der Direktreduktion (60–99 €/t CO_2). Falls bis 2030 dennoch CCU entsprechend einer Kapazität von 2 Mio. Tonnen Rohstahl an einem bestehenden Stahlwerk der integrierten Hochofenroute nachgerüstet würde und der Strombedarf komplett aus Erneuerbaren Energien gedeckt wird, ist eine CO_2-Minderung von **2 Mio. Tonnen CO_2/Jahr** (gegenüber Anwendung der besten verfügbaren Technik ohne CCS) möglich.

2.7 Endnoten- und Literaturverzeichnis

Endnotenverzeichnis

1 Vgl. Statistisches Bundes (Destatis). (2018). *Betriebe, Tätige Personen und Umsatz des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden nach Beschäftigtengrößenklassen, Ausgabe 2018.* Fachserie 4, Reihe 4.1.2.

2 Vgl. Statistisches Bundesamt (Destatis). (2019). *Kostenstruktur der Unternehmen des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden, Ausgabe 2017.* Fachserie 4, Reihe 4.3.

3 WorldSteel. (2018). *Steel Statistical Yearbook 2018*.

4 Wirtschaftsvereinigung Stahl. (2018). *Fakten zur Stahlindustrie in Deutschland 2017*.

5 THG-Inventar des Umweltbundesamtes (2018). Diese Statistik ist jedoch nicht passgenau in Bezug auf die Erzeugung von warmgewalztem Stahl, da einerseits die Kokereien nur teilweise erfasst sind, andererseits aber hier Emissionen für weitere Verarbeitungsschritte (z. B. für das Kaltwalzen) erfasst werden.

6 Wuppertal Institut 2019: Basierend auf der Datenbasis des Wuppertal Instituts. Bei den Hochöfen handelt es sich um das zentrale Aggregat der Reduktion und somit um die relevante Bezugsgröße. Die Kokereien und Konverter (Blasstahlwerke) haben davon abweichende (längere) Lebensdauern und können ein Stück weit unabhängig weiter betrieben werden, da Koks relativ leicht transportiert (und somit exportiert) werden kann, und bei Wegfall des Hochofens andere Formen reduzierten Eisens wie DRI auch im Konverter verarbeitet werden können.

7 Kurz- bis mittelfristig wird der Stahlbedarf global weiter steigen und somit wird weiterhin Primärstahlproduktion benötigt werden. Aufgrund von begrenzten Mengen an hochwertigem Stahlschrott in Deutschland ist eine Erhöhung des Anteils der Sekundärstahlroute kurzfristig nur begrenzt möglich. Die Verfügbarkeit von hochwertigem Stahlschrott kann jedoch durch eine bessere Sortierung deutlich gesteigert werden.

8 Für die Schaumschlackenbildung wird gemäß heutigem Wissensstand ein Kohlenstoffträger benötigt, der im Elektrolichtbogenofen zu CO_2 oxidiert und damit die Schlacke aufschäumt. Dieser Kohlenstoffträger könnte auch biogen sein.

9 Hierbei wurde eine CO_2-Gutschrift für die anfallenden Kokereiprodukte (Benzol, Teer) berücksichtigt. Die Kohlenstoffbilanz für Kokerei und Hochofen ergibt somit eine Kohlenstoffmenge entsprechend einer CO_2-Emission von 1,7 Tonnen CO_2 pro Tonne Rohstahl, aus der Summe von 1,6 und knapp 0,1 Tonnen.

10 Die Berechnungen in diesem Kapitel wurden mit *grünem* Wasserstoff aus der Elektrolyse mit Erneuerbaren Energien durchgeführt. Grundsätzlich ist aber auch die Verwendung von dekarbonisiertem Wasserstoff aus Dampfreformierung mit CCS (*blauer* Wasserstoff) und der Methanpyrolyse (*türkiser* Wasserstoff) möglich

11 Für einen Beimischungsanteil von 7,5 % zur Produktion von 12 Mio. Tonnen DRI werden ca. 1,7 TWh *grüner* Wasserstoff benötigt. Für dessen Produktion wäre ein Bedarf an erneuerbarem Strom von ca. 2,3 bis 2,5 TWh notwendig. Die Angaben zum Wasserstoffanteil beziehen sich auf den Energiegehalt des Gases (und nicht Masse oder Volumen) gegenüber dem Gesamtenergiegehalt der Gasmischung aus Methan und Wasserstoff.

12 Hierfür wurde angenommen, dass der Großteil des DRI im Elektrolichtbogenofen (und nicht im Hochofen) aufgeschmolzen wird.

13 Falls eine Quote für klimafreundlichen Wasserstoff in Höhe von 10 % des Gasabsatzes des Jahres 2030 umgesetzt wird, dann könnte der Stahlindustrie deutlich mehr klimafreundlicher Wasserstoff zur Verfügung stehen (siehe Teil F, Chemie, Synthese der Steckbriefe). Dementsprechend wäre dann ein höherer Beimischungsanteil von klimafreundlichem Wasserstoff im DRI-Prozess möglich, was zu höheren CO_2-Minderungen führen würde.

14 Die CO_2-Vermeidungskosten für CCU unterscheiden sich je nach Ansatz. Die CO_2-Vermeidungskosten von 231 €/t CO_2 beziehen sich auf CCU-Verfahren ohne Umrüstung bestehender Hochöfen. Sofern man den Hochofen umrüstet, ist es technisch grundsätzlich möglich auch deutlich höhere CO_2-Abscheidungsraten (bis zu 78 %) in der Hochofenroute zu realisieren (siehe Hintergrundmaterial zu CCU, Bender et al 2018). In diesem Fall betragen die CO_2-Vermeidungskosten im Jahr 2030 für dieses CCU-Verfahren mindestens 161 €/t CO_2.

Literaturverzeichnis

Statistisches Bundesamt (Destatis). (2018). *Betriebe, Tätige Personen und Umsatz des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden nach Beschäftigtengrößenklassen, Ausgabe 2018.* Fachserie 4, Reihe 4.1.2.

Statistisches Bundesamt (Destatis). (2019). *Kostenstruktur der Unternehmen des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden, Ausgabe 2017.* Fachserie 4, Reihe 4.3.

Umweltbundesamt (UBA). (2018). *Treibhausgas-Emissionen in Deutschland.* Online verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgas-emissionen-in-deutschland

Wirtschaftsvereinigung Stahl. (2018). *Fakten zur Stahlindustrie in Deutschland 2017.* Online verfügbar unter: https://www.stahl-online.de/wp-content/uploads/2017/12/Fakten_Stahlindustrie_2017_rz_web.pdf

World Steel Association. (2018). *Steel Statistical Yearbook 2018.* Online verfügbar unter: https://www.worldsteel.org/en/dam/jcr:e5a8eda5-4b46-4892-856b-00908b5ab492/SSY_2018.pdf

3 Chemie

3.1 Chemie Branchenüberblick

Die chemische Industrie stellt eine Vielzahl von Produkten her, die in unterschiedlichsten Bereichen zur Anwendung kommen. Die Produkte reichen von Kunststoffen und Gummi über Düngemittel bis hin zu Produkten der Spezialchemie wie Additive und Lebensmittelzusätze. Aufgrund ihres hohen Energiebedarfs und den vergleichsweise hohen CO_2-Emissionen ist für den Klimaschutz innerhalb der Chemiebranche vor allem die Produktion von chemischen Grundstoffen relevant.

Die chemische Industrie ist ein bedeutender Wirtschaftsfaktor in Deutschland: Sie beschäftigte 2017 rund 350.000 Menschen direkt und generierte 2017 eine Bruttowertschöpfung von 45 Mrd. Euro.[1] Davon erwirtschafteten die Unternehmen der Grundstoffchemie ca. 65 % und zählten 2017 ca. 197.000 Beschäftigte.[1]

Die Produktion von chemischen Grundstoffen bildet den Beginn der Wertschöpfungskette in der chemischen Industrie. Diese beginnt jedoch faktisch bei der Rohstoffgewinnung selbst (z. B. bei der Rohöl- und Salzgewinnung). Mit Blick auf den Energiebedarf sind in der Grundstoffindustrie die petrochemische Industrie sowie die Ammoniak- und Chlorherstellung die relevantesten Zweige. Alle drei leisten wichtige Beiträge zur Herstellung von Polymeren – die wiederum die Hauptkomponente für die Herstellung von Kunststoffen bilden: Während die Petrochemie dafür die molekularen Bausteine liefert, werden Bausteine aus der Ammoniak- und Chlorherstellung nur in manchen Polymeren eingesetzt. Zudem ist Chlor als Reaktant innerhalb der Petrochemie bedeutend. Ammoniak stellt insbesondere für die Düngemittelherstellung, aber auch für andere Produkte wie Leichtbaukunststoffe eine Grundlage für weitere Wertschöpfungsketten dar.

Im Jahr 2017 betrug die Produktion von *High Value Chemicals* (HVC)[2] in Deutschland ca. 12,3 Mio. Tonnen (t), wovon 2,8 Mio. t exportiert wurden. Dieser Export erfolgte nahezu vollständig in die EU. Gleichzeitig wurde mit 2,5 Mio. t eine ähnlich große Menge HVC jährlich nach Deutschland importiert, wobei der Großteil aus EU-Ländern stammt.[1]

Direkte CO_2-Emissionen der Grundstoffchemie 2017
37,2 Mio. t CO_2

Chemieproduktion 2017
12,3 Mio. t *High Value Chemicals* (HVC)
(davon: 2,8 Mio. t HVC exportiert)

Chemienachfrage 2017
11,9 Mio. t HVC (davon: 2,5 Mio. t HVC importiert)

Reinvestitionsbedarf in der Grundstoffchemie bis 2030
ca. 59 % der Gesamtkapazität (Steam Cracker mit einer Kapazität von 6,9 Mio. t HVC pro Jahr)

Direkt Beschäftigte 2017
350.000 Beschäftige (197.000 in der Grundstoffchemie)

In Deutschland ist die Produktion von chemischen Grundstoffen auf wenige Standorte konzentriert. Die bedeutendsten CO_2-Quellen in der Chemiebranche sind die Industriekraftwerke, die *Steamcracker* (Dampfspalter) und die Wasserstofferzeugung aus der Dampfreformierung von Erdgas. Die an den Verbundstandorten betriebenen Industriekraftwerke sind überwiegend Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen), da neben dem Strom auch ein sehr hoher Bedarf an Prozessdampf besteht. Der Dampf wird dabei sowohl energetisch als Wärmeträger als auch stofflich (z. B. in der Wasserstofferzeugung) genutzt. *Steamcracker* sind die bedeutendsten Einzel-CO_2-Quellen der chemischen Industrie.[3] Sie sind Ausgangspunkt für die petrochemische Industrie und damit z. B. für die Kunststoffwertschöpfungskette.[4]

Der Reinvestitionsbedarf in *Steamcracker* umfasst bis 2030 Anlagen mit einer Jahresproduktionskapazität von ca. 6,9 Mio. t HVC (ca. 59 % der Gesamtkapazität).[5]

Die CO_2-Emissionen der deutschen chemisch-pharmazeutischen Industrie sind zwischen 1990 und 2017

um 31 % gesunken und beliefen sich im Jahr 2017 auf ca. 45,1 Mio. t CO_2.[6] Die direkten CO_2-Emissionen der unter den europäischen Emissionshandel fallenden Anlagen – näherungsweise sind dies die Anlagen der Grundstoffchemie – betrugen 2017 37,2 Mio. t.[7]

Treibhausgasneutrale Grundstoffchemie

Die Umstellung der aktuellen Produktionsverfahren hin zu einer treibhausgasneutralen Produktion von chemischen Grundstoffen stellt eine enorme Herausforderung dar. Zum einen ist die Grundstoffchemie die Industriebranche mit dem höchsten Endenergiebedarf (575 PJ im Jahr 2017), wobei gegenwärtig die Hälfte dieses Bedarfs über den direkten Einsatz fossiler Energieträger gedeckt wird (37 % Erdgas, 9 % Mineralölprodukte und 4 % Kohle).[8] Zwar könnten über die direkte Nutzung von erneuerbarem Strom und die Elektrifizierung des Prozesswärmebedarfs (z. B. via *Power-to-Heat*) prinzipiell die energiebedingten Emissionen aus der Verbrennung fossiler Energieträger vermieden werden, allerdings ist dafür ein hoher zusätzlicher Bedarf an Erneuerbaren Energien notwendig, um CO_2-Emissionen nicht lediglich in den Energiesektor zu verlagern.

Zum anderen steht die Petrochemie vor der Herausforderung, dass sie gar nicht im klassischen Sinne dekarbonisiert werden kann, da sie auch in einer treibhausgasneutralen Welt weiterhin Kohlenstoff für ihre Produkte benötigt. Es geht also um den vollständigen Verzicht von Ausgangsstoffen (*Feedstock*) auf der Basis fossiler Quellen wie Erdöl und Erdgas und die Vermeidung von Nicht-CO_2-Treibhausemissionen. Da nicht-fossile Kohlenstoffquellen wie Biomasse oder die Abtrennung von CO_2 aus der Luft heute begrenzt und/oder sehr teuer sind, ist ein Schließen der Kohlenstoffkreisläufe (z. B. über chemisches Recycling) und der konsequente Aufbau einer (Kohlenstoff-)Kreislaufwirtschaft für das Erreichen von Treibhausgasneutralität von zentraler Bedeutung. Durch die Nutzung nicht-fossiler Kohlenstoffquellen kann die chemische Industrie zu Minderungen der (fossilen) CO_2-Emissionen in anderen Sektoren beitragen: Im Energiesektor würden z. B. bei der Verbrennung von Altplastik, das aus nicht-fossilen Kohlenstoffquellen hergestellt wurde, bilanziell keine CO_2-Emissionen entstehen.

Um die Herausforderungen der Vermeidung von fossilem CO_2 zu beleuchten und existierende technologische Ansätze besser zu verstehen, werden im Folgenden drei der CO_2-intensivsten Prozesse der Grundstoffchemie sowie mögliche (weitgehend) CO_2-neutrale Alternativen beschrieben:

Referenzprozess (Strom- und Dampf aus erdgasbasierten KWK-Anlagen)

Für die Prozesse der Grundstoffchemie sind große Mengen an Strom und Dampf erforderlich – 2017 betrug deren Strombedarf 46 TWh_{el} und der Dampfbedarf 72 TWh_{th}.[9] Dabei wurden ca. 17 TWh_{el} Strom sowie 33 TWh_{th} Dampf durch größtenteils erdgasbasierte KWK-Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von 3,6 GW_{el} erzeugt. Insgesamt beliefen sich die Emissionen der Industriekraftwerke der Chemieindustrie 2017 auf 12,3 Mio. t CO_2.[10]

Mögliche CO_2-arme Schlüsseltechnologien

Dampferzeugung durch *Power-to-Heat*

Power-to-Heat (PtH) ermöglicht die direkte Nutzung von Strom zur Wärme- und Dampferzeugung. Dadurch kann die Verwendung fossiler Brennstoffe in KWK-Anlagen oder Gaskesseln reduziert und schließlich ersetzt werden. Bei der Nutzung von 100 % erneuerbarem Strom in PtH-Anlagen, ist die Dampferzeugung CO_2-neutral.[11]

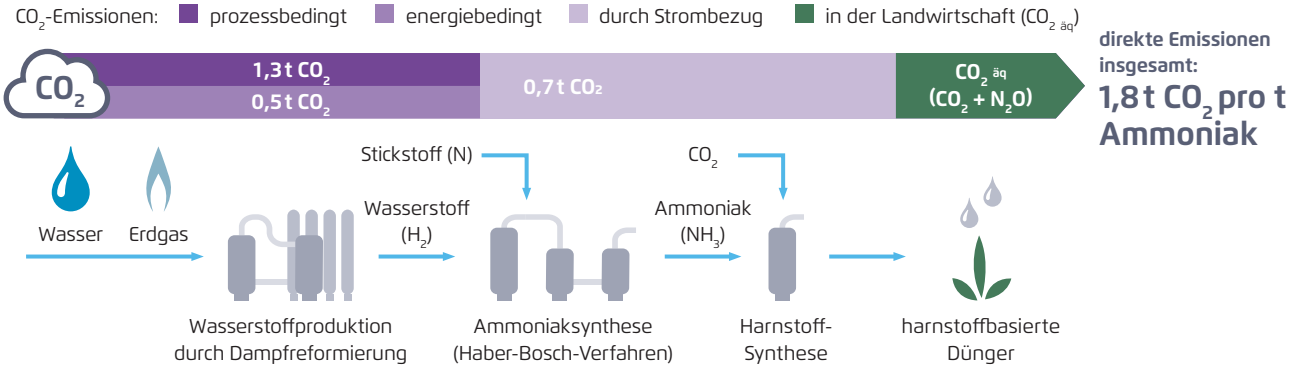
CO_2-Abscheidung in KWK-Anlagen

Bestehende KWK-Anlagen können mit CO_2-Abscheide-Technologien nachgerüstet werden und so einen Großteil des anfallenden CO_2 abscheiden. Je nach Technologie ist eine Abscheidungsrate bis zu 90 % möglich.

Eine weitere große CO_2-Quelle ist die Ammoniaksynthese mit Emissionen von ca. 6 Mio. t CO_2 in 2017.[10]

Prozessschritte und CO_2-Emissionen der Ammoniaksynthese als Teil der Dünger-Wertschöpfungskette

Abbildung F.2



Referenzprozess (Ammoniaksynthese)

Für die Ammoniaksynthese sind große Mengen an Wasserstoff (H_2) notwendig. Dieser wird heute größtenteils bei der Dampfreformierung aus Erdgas und Wasser hergestellt. Dabei entstehen durch die Reaktion von Erdgas (CH_4) mit Wasserdampf (H_2O) prozessbedingte Emissionen von 1,3 t CO_2 pro Tonne Ammoniak. Um den für den Prozess benötigten heißen Wasserdampf auf das notwendige Temperaturniveau (rund 400 bis 500 °C) zu erhitzen, wird zudem ein Teil des Erdgases verbrannt, wodurch energiebedingte Emissionen von 0,5 t CO_2 pro t Ammoniak entstehen.[12]

Im nächsten Schritt wird bei der Ammoniaksynthese im Haber-Bosch-Verfahren aus Wasserstoff (H_2) und aus Stickstoff (N), das aus der Luft abgeschieden wird, Ammoniak (NH_3) hergestellt. In diesem Prozessschritt entstehen zwar keine direkten Emissionen, aber für diverse Kompressionsprozesse (z. B. für die Stickstoffgewinnung aus der Luft) ist ein erheblicher Strombedarf notwendig, wodurch bei der Stromerzeugung des dafür benötigten Stroms Emissionen von 0,7 t CO_2 pro t Ammoniak entstehen.[13] Die Ammoniakproduktion in Deutschland beläuft sich auf ca. 3,3 Mio. t pro Jahr.[1]

Ammoniak wird heute zum größten Teil für die Weiterverarbeitung zu stickstoffhaltigen Düngemitteln genutzt. Ein Teil dieser Düngemittelproduktion erfolgt über die Synthese von Harnstoff (CH_4N_2O) aus Ammoniak (NH_3) und CO_2 (siehe Abbildung F.2).

Bei der Anwendung von Düngern in der Landwirtschaft entstehen in der Folge (unvermeidbare) direkte Emissionen von CO_2 sowie Stickoxidemissionen - vor allem das Treibhausgas Lachgas (N_2O).

Für eine perspektivisch CO_2-neutrale Düngemittelproduktion sind zwei Maßnahmen notwendig.[14] Zum einen die Nutzung von nicht-fossilen Kohlenstoffquellen bei der Harnstoffproduktion (Biomasse oder Abtrennung von CO_2 aus der Luft), denn bei der Anwendung der Dünger wird folglich nur so viel CO_2 emittiert, wie durch Biomasse oder Abtrennung von CO_2 aus der Atmosphäre entnommen wurde. Zum anderen ist die Vermeidung von CO_2-Emissionen bei der Wasserstoffproduktion zentral.

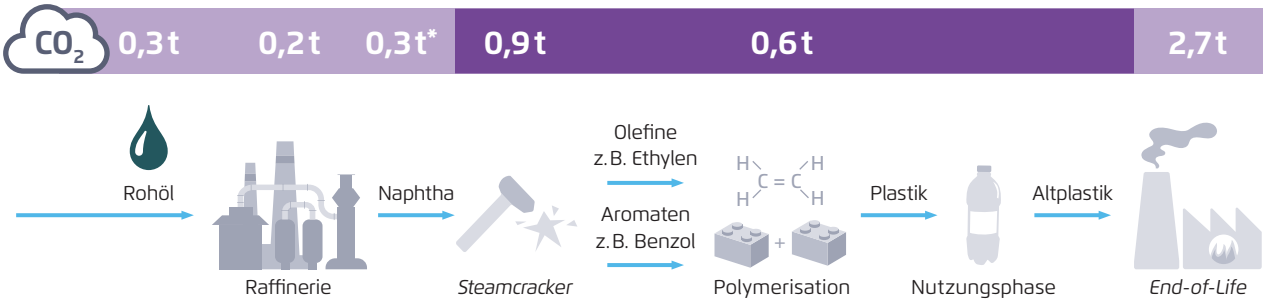
Mögliche CO_2-arme Schlüsseltechnologie

Elektrolysebasierter Wasserstoff (*grüner* H_2)

Durch die Wasserelektrolyse kann aus Erneuerbaren Energien, Wasser in seine Bestandteile Wasserstoff (H_2) und Sauerstoff (O_2) aufgespalten werden. Dadurch können gegenüber der konventionellen Wasserstoffproduktion durch Dampfreformierung alle CO_2-Emissionen eingespart werden. *Grüner* Wasserstoff kann dabei nicht nur in der Chemiebranche einen wichtigen Beitrag zur CO_2-Minderung leisten, sondern spielt auch für die Treibhausgasneutralität anderer Branchen wie der Stahlindustrie (Direktreduktion mit Wasserstoff) oder dem Schwerlastverkehr eine zentrale Rolle. Weniger stromintensive Alternativen dazu sind die

Prozessschritte und CO_2-Emissionen der Plastik-/Kunststoff-Wertschöpfungskette Abbildung F.3

CO_2-Emissionen im Chemie-Sektor CO_2-Emissionen in anderen Sektoren **insgesamt: 5 t CO_2 pro t Plastik**



* CO_2-Emissionen durch den Strombezug, der in diversen Prozessschritten der Plastikwertschöpfungskette benötigt wird.

Wasserstofferzeugung durch CCS bei der Dampfreformierung (*blauer* Wasserstoff)[15] oder durch den Prozess der Methanpyrolyse (*türkiser* Wasserstoff).[16]

Referenzprozess (Plastikwertschöpfungskette)

Neben den Technologien für eine CO_2-arme Dampferzeugung, sowie *grünem* Wasserstoff für die Ammoniaksynthese, kommt einem treibhausgasneutralen *Feedstock* für die Petrochemie und deren Produkten – z. B. Kunststoffen – eine Schlüsselrolle zu. Denn selbst in einer treibhausgasneutralen Welt wird weiterhin Kohlenstoff für alle Produkte der Petrochemie benötigt werden. Heute fallen in Deutschland entlang der Kunststoffwertschöpfungskette direkte CO_2-Emissionen von ca. 49 Mio. t CO_2 pro Jahr an.[17] Dies umfasst die Produktion von HVC als Ausgangsstoff für Kunststoffe (8 Mio. t CO_2) sowie vor- und nachgelagerte Prozesse (2 Mio. t für die Herstellung von Naphtha; 4 Mio. t CO_2 für die Herstellung von Zwischenprodukten und die Polymerisation).[18] Bei der Verbrennung (thermische Verwertung) von Altplastik fallen dann weitere ca. 35 Mio. t CO_2 an.[19] Aufgrund der hohen Emissionen, die bei der thermischen Verwertung von Altplastik entstehen, greift langfristig eine alleinige Betrachtung des Chemiesektors zu kurz. Vielmehr ist es erforderlich, die Einbettung der Chemiebranche in die Plastikwertschöpfungskette mittelfristig als integralen Teil einer (Kohlenstoff-)Kreislaufwirtschaft zu verstehen. Im Folgenden werden daher die Prozessschritte der Plastikwertschöpfungskette sowie die dabei anfallenden CO_2-Emissionen beschrieben (siehe Abbildung F.3):

Um 1 t Plastik (hier: Polyethylen) zu produzieren, wird als Ausgangsrohstoff heute vorwiegend Erdöl verwendet. Dabei fallen bereits bei der Erdölförderung durch Energieeinsatz sowie das Abfackeln von überschüssigem Methan Emissionen von 0,3 t CO_2[20] an. Aus diesem Erdöl werden heute in Raffinerien über einen Destillationsprozess verschiedene Produkte wie u. a. Naphtha (Kohlenwasserstoffketten mit 8 bis 12 Kohlenstoffatomen) gewonnen. Für die Destillation des Erdöls sind Temperaturen von über 200 °C notwendig und es entstehen Emissionen von 0,2 t CO_2.[20]

Für die petrochemische Industrie in Deutschland macht Naphtha mit 76 % den Großteil des *Feedstocks* aus.[21] Dieser wird in *Steamcrackern* in kürzerkettige Kohlenwasserstoffe aufgebrochen. Dabei unterscheidet man u. a. zwischen Olefinen (kurzkettigen Kohlenwasserstoffen mit zwei bis vier Kohlenstoffatomen) wie z. B. Ethylen, Propylen und Butadien sowie Aromaten (längerkettigen Kohlenwasserstoffen mit sechs bis acht Kohlenstoffatomen) wie Benzol, Toluol und Xylol (BTX). Um den Spaltungsprozess im *Steamcracker* zu betreiben, sind hohe Temperaturen von 600 - 900 °C notwendig, wofür ein Teil des Produktmixes aus dem *Steamcracker* zur Wärmebereitstellung verbrannt wird. Dies führt zu energiebedingten Emissionen von 0,9 t CO_2.[20]

Im nächsten Schritt werden die Olefine oder Aromaten - unter Zugabe von Dampf und Wärme - im Polymerisationsprozess zu vielfältigen Kunststoffen ver-

arbeitet. Dazu zählen unter anderem verschiedenste Plastiksorten wie Polyethylen und Polypropylen für Verpackungen, Polyvinylchlorid sowie Schaumstoffe, Beschichtungen, Gummi und viele weitere Erzeugnisse. Je nach Erzeugnis variieren auch die CO_2-Emissionen; für eine Tonne Plastik entstehen in diesem Prozessschritt ca. 0,6 t CO_2.[20]

Nach der Nutzungsphase der vielfältigen Produkte der chemischen Industrie wird ein Großteil der Produkte über Recyclingsysteme wieder eingesammelt. Allerdings wird nur ein Teil aller Kunststoffe wie Mehrwegplastikflaschen mechanisch recycelt und wiederverwertet. So lag 2017 der Anteil des in Deutschland durchgeführten Recyclings am gesamten Kunststoffabfall bei 36 %.[22] Mehr als die Hälfte der anfallenden Altkunststoffe wird heute in Müllverbrennungsanlagen und als Ersatzbrennstoff z. B. in Zementwerken thermisch verwertet, wobei signifikante Mengen von 2,7 t CO_2 pro Tonne Altkunststoff entstehen.[20] Dabei wird zwar auch Strom und Wärme generiert, die zum Teil die Nutzung fossiler Rohstoffe substituieren; dennoch sind dem mittel- bis langfristig andere Recyclingverfahren vorzuziehen, die geschlossene Kohlenstoffkreisläufe in einer Kreislaufwirtschaft ermöglichen.

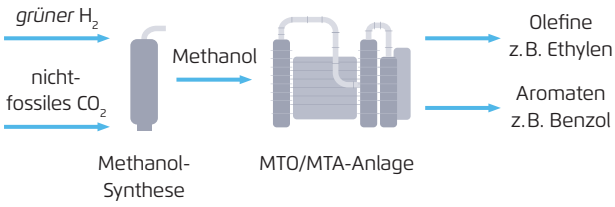
Bilanziert man zusätzlich noch die CO_2-Emissionen von 0,3 t CO_2, die für den Strom in vielen der beschriebenen Prozessschritte anfallen, ergeben sich so insgesamt Emissionen von ca. 5 t CO_2/ t Plastik (Polyethylen).[18] Der Chemieindustrie werden davon allerdings nur 1,5 bis 1,8 t CO_2[23] (*Steamcracking*, Polymerisierung und ggf. Strombedarf für diverse Prozesse) zugerechnet, während der Rest (Raffinerien, Verbrennung von Altplastik) im Energie- bzw. Zementsektor bilanziert wird.

Mögliche CO_2-arme Schlüsseltechnologien

Methanol-to-Olefin-/Aromaten-Route (MTO/MTA)

Bei dieser Technologie wird *grünes* Methanol als Feedstock in sog. MTO-/MTA Anlagen für die Olefin- und Aromatenproduktion verwendet, anstatt fossiles Naphtha im *Steamcracker* zu spalten. Das regenerative Methanol wiederum wird aus klimafreundlichem Wasserstoff und CO_2 aus einer nicht-fossilen Quelle (Biomasse oder CO_2-Abtrennung aus der Luft), aus chemischem Recycling oder übergangsweise aus fossilem CO_2 aus Industrieprozessen hergestellt (siehe Abbildung F.4). Damit ließen sich zum einen die energiebedingten Emissionen am *Steamcracker* einsparen. Falls das CO_2 aus nicht-fossilen Quellen stammt, kann zum anderen die thermische Verwertung des Altplastiks (nahezu) klimaneutral sein.

Prozessschritte der MTO/MTA-Route Abbildung F.4



Chemisches Recycling von Altplastik

Anstatt der CO_2-intensiven Verbrennung von Altplastik, wird hier der nicht mechanisch recyclingfähige Anteil von Altplastik in einem stromintensiven Verfahren in neuerlichen *Feedstock* (Naphtha, Methanol) für die chemische Industrie umgewandelt. Dabei existieren zwei für einen Materialmix anwendbare Verfahren: Durch die Pyrolyse von Altplastik ist es möglich, ein Naphtha-ähnliches Pyrolyseöl herzustellen, was fossiles Naphtha als *Feedstock* im *Steamcracker* ersetzt; über eine Gasifizierung des Altplastiks sowie zusätzlichen klimafreundlich produzierten Wasserstoff kann auch *grünes* Methanol für die MTO-/MTA-Route erzeugt werden. Durch chemisches Recycling können die Emissionen für die Verbrennung von Altplastik und die Herstellung von fossilem Naphtha vermieden werden.

Elektrifizierung des *Steamcrackers*

Eine Elektrifizierung des *Steamcrackers* durch *grünen* Strom zur Bereitstellung der hohen Temperaturen ermöglicht es, die Verbrennung eines Teils des *Feedstocks* (z.B. Naphtha oder Pyrolyseöl aus chemischem Recycling) und damit die Emissionen am *Steamcracker* zu vermeiden.

3.2 Wärme- und Dampferzeugung aus *Power-to-Heat* (Ersatz der fossilen Dampferzeugung in Gaskesseln und KWK-Anlagen)

Elektrodenkessel im Heizkraftwerk des Industrieparks Höchst, Frankfurt
Foto: Infraserv GmbH & Co. Höchst KG

Power-to-Heat ermöglicht – neben einem Beitrag zur Flexibilisierung des Stromsystems – die direkte Nutzung von Strom zur Wärme- und Dampferzeugung. Dadurch kann die Verwendung fossiler Brennstoffe in KWK-Anlagen oder Gaskesseln reduziert und bei der Nutzung von 100 % erneuerbarem Strom schließlich ersetzt werden. Als Technologien kommen sowohl Elektrodenkessel (200 – 500 °C) als auch Hochtemperatur-Wärmepumpen, ggf. in Kombination mit mechanischer Brüdenverdichtung (<200 °C) infrage.

Pilot- und Demonstrationsprojekte

Systemnachweis

Elektrodenkessel: (Frankfurt (Main), Deutschland) Infraserv Höchst, Parat
Status quo: Seit 2014 sind zwei Elektrodenkessel in Betrieb mit je 20 MW Leistung (TRL 8-9).

Die 10-kV-Elektroden-Dampferzeuger mit je 20 MW Leistung wurden von der Firma Parat bereitgestellt und werden von der Firma Infraserv Höchst betrieben.

Systemnachweis

Elektrodenkessel: (Premnitz, Deutschland) Enerstorage, Parat
Status quo: Seit 2014 sind zwei Elektrodenkessel mit einer jeweiligen Kapazität von 10 MW in Betrieb (TRL 8-9).

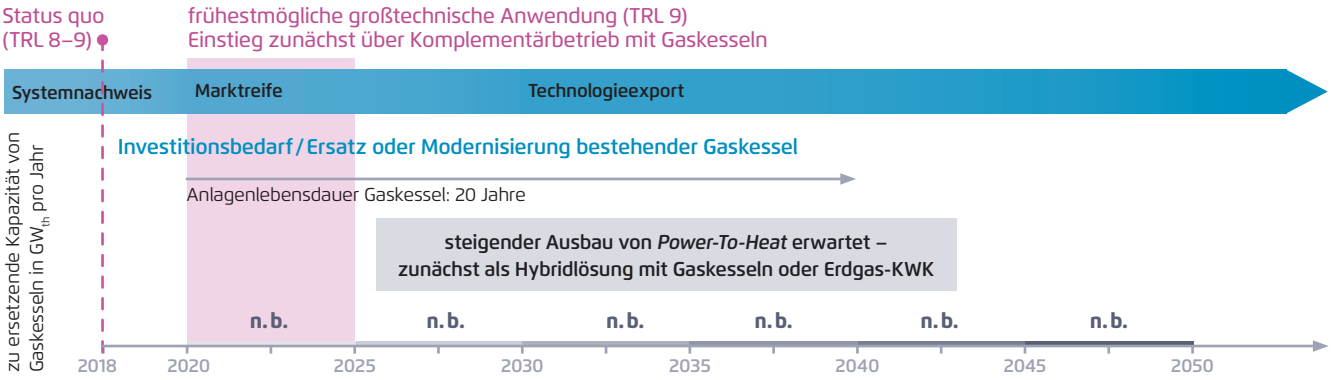
Die Elektrodenkessel von Parat werden von der Enerstorage GmbH als Contracting-Anbieter für *Power-to-Heat* Anlagen betrieben. Das erste Projekt wird in Partnerschaft mit der EEW Energy from Waste am Standort Premnitz durchgeführt. Der Standort Premnitz ist eine von 18 Müllverbrennungsanlagen, die EEW in Deutschland betreibt.

Demo

DryFiciency-Projekt (Uttendorf, Österreich) Agrana Stärke, Wienerberger
Status quo: geplanter Demonstrationsbetrieb von Hochtemperatur-Wärmepumpensystemen
Ausblick: Dadurch sollen bis zu 80 % der Energie und 75 % der CO_2-Emissionen bei industriellen Trocknungsprozessen eingespart werden.

Das DryFiciency-Konsortium hat als Ziel, Lösungen für die Aufrüstung ungenutzter Abwärmeströme auf Prozesswärmeströme mit höheren Temperaturen bis 160 °C zu entwickeln. Die 400-kW-Hochtemperatur-Wärmepumpen (TRL 7) werden unter realen Produktionsbedingungen in industriellen Trocknungsprozessen in zwei europäischen Industrieunternehmen (Agrana Stärke und Wienerberger) demonstriert.

Reinvestitionsbedarf und frühestmögliche Marktreife der CO_2-armen Schlüsseltechnologie



Reinvestitionsbedarf

Der Reinvestitionsbedarf an Gaskesseln ist auf viele Betriebe verteilt und nicht kumulativ bekannt. Die standardisierte Nutzungsdauer (VDI 6025) eines Gaskessels beläuft sich auf 20 Jahre, wobei diese in Einzelanwendungen zum Teil deutlich überschritten wird. Für den Reinvestitionsbedarf an den KWK-Anlagen der Chemieindustrie siehe folgende Seite.

Technologieentwicklung

Elektrodenkessel haben technische Marktreife erreicht (TRL 8–9) und können somit ab 2020 zum großtechnischen Einsatz kommen. Hochtemperatur-Wärmepumpen (TRL 7) können bei optimaler Technologieentwicklung ab frühestens 2025 zur großtechnischen Anwendung kommen. Bereits vor 2030 kann auch ein Komplementärbetrieb mit KWK-Anlagen oder Gaskesseln zu signifikanten CO_2-Minderungen führen.

Der Technologieentwicklungsgrad (*Technology Readiness Level*/TRL) einer Technologie wird auf einer Skala von 1–9 angegeben (TRL 9 = Marktreife).

Chemie

Technologie
Dampf aus *Power-to-Heat* (Elektrodenkessel)

Entwicklungsstadium heute
Systemnachweis bis Marktreife (TRL 8–9)

Erwartete Anwendungsreife
ab 2020

Maximale CO_2-Minderung in Deutschland

2030	2050
1,6 Mio. t CO_2/a	**16** Mio. t CO_2/a

Annahme 2030: Hybridbetrieb mit Erdgas-KWK (PtH: 2.000 h pro Jahr)

CO_2-Vermeidungskosten in Deutschland

2030	2050
-54–40 €/t CO_2	**76–131** €/t CO_2

Annahme 2030: Hybridbetrieb mit Erdgas-KWK (PtH: 2.000 h pro Jahr)

Erneuerbarer Strom- und Infrastrukturbedarf
- Elektrodenkessel: ca 1 kWh_{el} pro kWh_{th}
- Wärmepumpen: ca. 0,33 kWh_{el} pro kWh_{th}
- Verstärkung der Anschlüsse am Werktor
- ggf. Stromnetze
- ggf. Speicher

Mögliche Politikinstrumente
- CO_2-Mindestpreis mit Grenzausgleichsregime
- CO_2-Preis auf Endprodukte
- Reform der Netzentgelte
- Reform des Abgaben- und Umlagensystems

Herausforderungen
Ein breiter Einsatz von PtH zur Dampferzeugung würde mit einem hohen zusätzlichen Strombedarf einhergehen und somit einen schnellen Ausbau Erneuerbarer Energien voraussetzen. Würden langfristig 100 % des Dampfbedarfs der Grundstoffchemie des Jahres 2017 (ca. 70 TWh_{th}) mittels Elektrodenkesseln (65 %) und Wärmepumpen (35 %) bereitgestellt, so würde dadurch ein zusätzlicher Strombedarf von ca. 55 TWh_{el} entstehen.

Bewertung mit Blick auf Paris-Kompatibilität
Mit der Dampferzeugung aus PtH-Anlagen lassen sich die CO_2-Emissionen ggü. der fossilen Dampferzeugung komplett einsparen, sofern 100 % erneuerbarer Strom genutzt wird. Bis zur vollständigen Dekarbonisierung des Strommix führt bereits der Komplementärbetrieb mit KWK-Anlagen zu CO_2-Minderungen, sofern PtH-Anlagen immer dann zum Einsatz kommen, sobald der Emissionsfaktor im Strommix deutlich unter rund 220 g CO_2/kWh sinkt.

Technologien im Vergleich

	KONVENTIONELLE TECHNOLOGIE **Dampf aus fossiler KWK**		CO_2-ARME SCHLÜSSELTECHNOLOGIE **Dampf aus PtH (E-Kessel)**
CO_2	**223** g CO_2 / kWh_{th}	**-100%** spezifische Emissionsminderung	**0** g CO_2 / kWh_{th}
€	**3,5** ct / kWh_{th} (2019)	**+49 bis +83%** spezifische Mehrkosten	**5,2–6,4** ct / kWh_{th} (2050)

Zentrale Annahmen zur Bestimmung der Bandbreite der Produktionskosten (2030 / 2050)

Hybridbetrieb 2030 (Annahmen Elektrodenkessel)	**untere Bandbreite**	**obere Bandbreite**
spezifische Kapitalkosten Elektrodenkessel	125 €/kWh	300 €/kWh
Auslastung in Volllaststunden (VLS)	2.000 VLS/Jahr	2.000 VLS/Jahr
durchschnittlicher Strompreis bei 2.000 VLS	15 €/MWh	25 €/MWh
Produktionskosten CO_2-arme Dampferzeugung 2030	**2,3 €-ct/kWh_{th}**	**4,4 €-ct/kWh_{th}**
Vollbetrieb 2050 (Annahmen Elektrodenkessel)	**untere Bandbreite**	**obere Bandbreite**
spezifische Kapitalkosten Elektrodenkessel	100 €/kWh	250 €/kWh
Auslastung in Volllaststunden (VLS)	8.000 VLS/Jahr	8.000 VLS/Jahr
durchschnittlicher Strompreis bei 8.000 VLS	50 €/MWh	60 €/MWh
Produktionskosten CO_2-arme Dampferzeugung 2050	**5,2 €-ct/kWh_{th}**	**6,4 €-ct/kWh_{th}**

Quelle: Zusammenstellung des Wuppertal Instituts auf Basis verschiedener Quellen (siehe Hinweis auf gesonderte Publikation in Teil F.1)

3.3 CO_2-Abscheidung (CCS) an den Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) der chemischen Industrie

Fortum Oslo Varme's CCS-Pilotanlage, Oslo Foto: Fortum Oslo Varme AS

Durch die Nachrüstung von Technologien zur CO_2-Abscheidung (CCS) können die Emissionen bestehender KWK-Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung für chemische Prozesse um bis zu 90 % reduziert werden. Das CO_2 muss anschließend über eine CO_2-Infrastruktur, z. B. Pipelines oder an flussnahen Standorten von Binnenschiffen, abtransportiert werden und kann schließlich an geeigneten Speicherorten (z. B. in leere Öl- und Gasfelder in der Nordsee) verpresst werden. Der zusätzliche Strombedarf für die CO_2-Abscheidung (z. B. durch das Oxyfuel-Verfahren) kann durch die KWK-Anlage selbst erzeugt werden.

Pilot- und Demonstrationsprojekte

Pilot

Fortum Oslo Varme's CCS-Projekt (Oslo, Norwegen)
Fortum
Status quo: CO_2-Abscheidung am Müllheizkraftwerk ohne Sequestrierung (TRL 4)
Ausblick: Umsetzungsentscheidung für großtechnische Realisierung ausstehend für 2020–2021

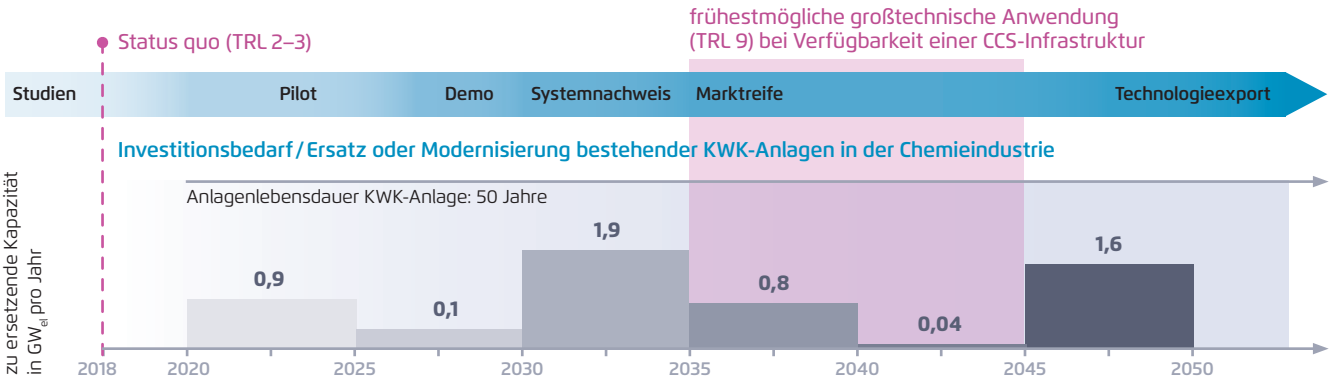
Zukünftig sollen jährlich etwa 400.000 t abgeschiedenes CO_2 aus dem Müllheizkraftwerk Klemetsrud in Oslo per Schiff in ein Zwischenlager transportiert werden. Das Kohlendioxid wird anschließend per Pipeline zu einem Offshore-Speicher unter dem Meeresboden in der Nordsee transportiert, das im Rahmen des norwegischen *Northern Lights*-Projekts CO_2-Emissionen aus verschiedenen Quellen aufnehmen soll. Durch den biogenen Anteil des Mülls können dann zum Teil negative Emissionen realisiert werden.

Studie

ADP TA 8001 (Gaojing, China)
Beijing Jiaotong University
Status quo: Machbarkeitsstudie (TRL 1-2)
Ausblick: Die Studie ist abgeschlossen.

Die Studie untersucht, inwiefern die Elektrizitäts- und Wärmeversorgung in China durch erdgasbasierte KWK mit CCS gewährleistet werden kann.

Reinvestitionsbedarf und frühestmögliche Marktreife der CO_2-armen Schlüsseltechnologie



Reinvestitionsbedarf

Der Reinvestitionsbedarf an den KWK-Anlagen der Chemieindustrie bis 2030 umfasst Anlagen mit einer installierten Leistung von 1,1 GW_{el} (ca. 30 % der Gesamtkapazität). Dieser Abschätzung liegt zugrunde, dass diese Anlagen dann 50 Jahre in Betrieb sind.

Technologieentwicklung

Die aktuell noch vergleichsweise geringe technologische Reife von KWK-Anlagen mit CCS (TRL 4) lässt eine kommerzielle Anwendung erst ab ca. 2035 realistisch erscheinen. Durch den hohen Reinvestitionsbedarf an KWK-Anlagen bis 2035 sollte bei einer Reinvestition die Option einer Nachrüstung mit CCS-Technologien berücksichtigt werden.

Der Technologieentwicklungsgrad (*Technology Readiness Level*/TRL) einer Technologie wird auf einer Skala von 1–9 angegeben (TRL 9 = Marktreife).

Chemie

Technologie
KWK-Anlagen mit CCS

Entwicklungsstadium heute
Pilotanlagen (TRL 4)

Erwartete Anwendungsreife
2035–2045

Maximale CO_2-Minderung in Deutschland

2030	2050
0,4 Mio. t CO_2/Jahr	**11** Mio. t CO_2/Jahr

Annahme 2030: CO_2-Minderungsbeitrag durch erste Demoanlagen

CO_2-Vermeidungskosten in Deutschland

2030	2050
n.b.	**45–93** €/t CO_2

Strom- und Infrastrukturbedarf
- zusätzlicher (fossiler) Strombedarf für Umstellung aller Erdgas-KWK auf CCS: 6 TWh_{el}
- Pipelines oder Schiffe für CO_2-Transport
- Verfügbarkeit sicherer CO_2-Langzeitspeicher

Mögliche Politikinstrumente
- CO_2-Mindestpreis mit Grenzausgleichsregime
- CO_2-Preis auf Endprodukte
- *Carbon Contract for Difference*

Herausforderungen
Die zukünftige gesellschaftliche Akzeptanz für CO_2-Transport und -Speicherung ist unsicher. Ein Abtransport des CO_2 wäre an Standorten ohne Hafenzugang (Abtransport mit Schiffen) mit hohen Infrastrukturkosten (Pipeline) verbunden. Zudem wird die Marktreife der Technologie erst für 2035 erwartet, während der Reinvestitionsbedarf (1,1 GW_{el}) bis 2030 bereits in den kommenden Jahren beträchtlich ist.

Bewertung mit Blick auf Paris-Kompatibilität
Durch die Nachrüstung von CO_2-Abscheideanlagen an den KWK-Anlagen der Chemieindustrie können bis zu 90 % des dort anfallenden CO_2 abgeschieden werden. Allerdings ist wohl erst ab 2035 mit einer großtechnischen Anwendung zu rechnen. Langfristig könnten die unvermeidbaren Emissionen von 10 % im Konflikt mit dem Ziel der Treibhausgasneutralität stehen, zumal mit *Power-to-Heat* eine CO_2-neutrale Alternative zur Verfügung steht.

Technologien im Vergleich

KONVENTIONELLE TECHNOLOGIE		CO_2-ARME SCHLÜSSELTECHNOLOGIE
wärmegeführte Erdgas-KWK		**KWK-Anlage mit CCS**
297 g CO_2 / kWh_{el}	**-90 %** spezifische Emissionsminderung	**33** g CO_2 / kWh
7,0 €-ct / kWh (2019)	**+17 bis +36 %** spezifische Mehrkosten	**8,2–9,5** €-ct / kWh (2050)

Zentrale Annahmen zur Bestimmung der Bandbreite der Produktionskosten (2050)

Annahme		untere Bandbreite	obere Bandbreite
Stromgestehungskosten Erdgas-KWK		7,0 €-ct/KWh_{th}	7,0 €-ct/KWh_{th}
Annahmen:	Anlagentyp	GuD	GuD
	Anlagengröße	20 MW	20 MW
	Auslastung in Volllaststunden (VLS)	5.000 VLS	5.000 VLS
	Erdgaspreis	30€/MWh	30€/MWh
Betriebskosten CO_2-Abscheidung, -Transport und -Speicherung (CCS)		1,2 €-ct/KWh_{th}	2,5 €-ct/KWh_{th}
Annahme:	CO_2-Vermeidungskosten (CCS)	45 €/t CO_2	93 €/t CO_2
Produktionskosten CO_2-arme Dampferzeugung 2050		**8,2 €-ct/KWh_{th}**	**9,5 €-ct/KWh_{th}**

Quelle: Zusammenstellung des Wuppertal Instituts auf Basis verschiedener Quellen (siehe Hinweis auf gesonderte Publikation in Teil F.1)

3.4 Wasserstoffproduktion aus Erneuerbaren Energien/Elektrolyse (Ersatz der Dampfreformierung zur Wasserstoffgewinnung)

GrinHy-Pilotanlage zur Hochtemperatur-Elektrolyse, Salzgitter
Foto: Salzgitter AG

Bei der Erzeugung von sogenanntem *grünen* Wasserstoff aus Elektrolyse wird Strom zur Trennung von Wassermolekülen verwendet, um Wasserstoff und Sauerstoff zu gewinnen. Dazu existieren unterschiedliche Verfahren, wie die alkalische, die Polymer-Elektrolyt-Membran- (PEM), sowie die Hochtemperaturelektrolyse. Bei der ausschließlichen Nutzung von Strom aus erneuerbaren Quellen ist die Wasserstoffproduktion CO_2-neutral.

Pilot- und Demonstrationsprojekte

Demo

H_2- und Ammoniakproduktion: Süd-Australien thyssenkrupp Industrial Solutions und Hydrogen Utility
Status quo: Bau einer Demonstrationsanlage zur Wasserstoffproduktion (TRL 7)

Bis 2020 geplante Fertigstellung des Baus einer Kombination aus 15 MW H_2-Elektrolyseuren mit einer 10 MW Gasturbine und 5 MW Brennstoffzellenkapazität zur Rückverstromung und einer Ammoniaksynthese (Haber-Bosch-Prozess) mit einer Produktionskapazität von 610 t pro Tag.

Pilot

Refhyne (Wesseling, Deutschland)
u. a. Shell, ITM Power, SINTEF, thinkstep
Status quo: Bau einer Pilotanlage zur PEM-Elektrolyse mit 10 MW (TRL 5–6)
Ausblick: Technologie wird zugleich für einen möglichen Einsatz in anderen Sektoren getestet

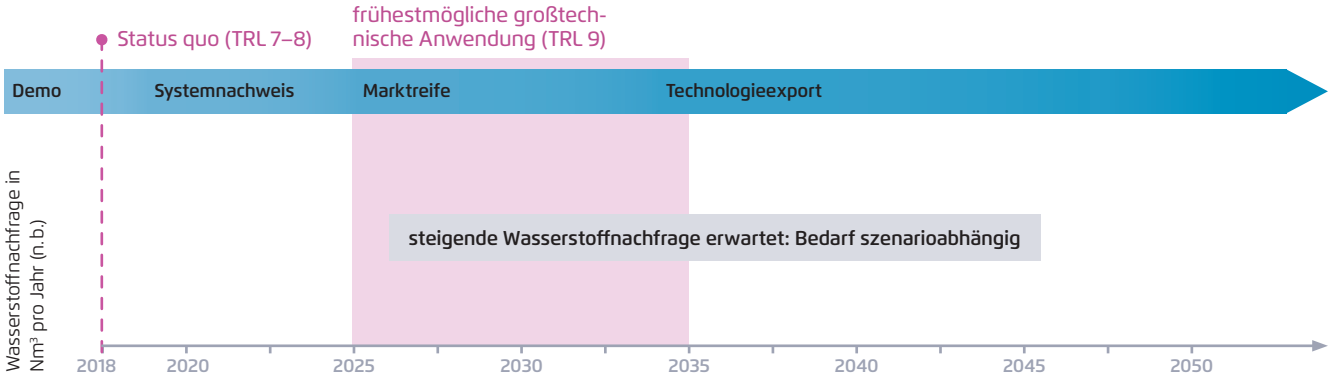
Die Rheinland–Raffinerie benötigt jährlich rund 180.000 t Wasserstoff, der derzeit vor allem durch Dampfreformierung aus Erdgas gewonnen wird. Die neue Anlage kann jährlich zusätzliche 1.300 t Wasserstoff produzieren, die vollständig in die Raffinerieprozesse integriert werden, beispielsweise für die Entschwefelung konventioneller Kraftstoffe.

Pilot

GrInHy 2.0–Projekt (Salzgitter, Deutschland)
Sunfire, Salzgitter AG, Paul Wurth und Tenova
Status quo: Betrieb der GrInHy-Pilotanlage zur Hochtemperaturelektrolyse bis 2019 (TRL 4–5)
Ausblick: Betrieb der GrInHy 2.0-Pilotanlage zur Hochtemperaturelektrolyse (TRL 6) bis 2022

In GrInHy 2.0 soll eine Pilotanlage der Hochtemperatur-Elektrolyse mit einer Nennleistung von 720 kW_{el} mindestens 13.000 Stunden betrieben werden und dabei mehr als 100 t *grünen* Wasserstoff produzieren. Dabei soll sie auch Dampf aus Abwärmequellen der Stahlherstellung der Salzgitter AG nutzen und damit einen Wirkungsgrad von 84 % erreichen.

Reinvestitionsbedarf und frühestmögliche Marktreife der CO_2-armen Schlüsseltechnologie



Reinvestitionsbedarf

Der Reinvestitionsbedarf ist aufgrund der diversen Herstellungsprozesse für die Wasserstoffelektrolyse kaum sinnvoll bestimmbar. Neuinvestitionen sind absehbar, da die zusätzliche Nachfrage nach Wasserstoff aus Elektrolyse zukünftig stark ansteigen wird.

Technologieentwicklung

Bei optimaler Technologieentwicklung kann die Wasserstoffelektrolyse ab 2025 für eine großtechnsiche Anwendung verfügbar sein. Heute befinden sich die diversen Verfahren wie die Niedertemperaturelektrolyse (TRL 7-8) sowie die voraussichtlich effizientere Hochtemperaturelektrolyse (TRL 5-6) in unterschiedlichen Phasen der Technologieentwicklung.

Der Technologieentwicklungsgrad (*Technology Readiness Level*/TRL) einer Technologie wird auf einer Skala von 1–9 angegeben (TRL 9 = Marktreife).

Chemie

Technologie
grüner Wasserstoff aus Elektrolyse

Entwicklungsstadium heute
Pilotanlagen für Niedertemperaturelektrolyse (TLR 7), Hochtemperaturelektrolyse (TRL 5)

Erwartete Anwendungsreife
2025 – 2035

Maximale CO_2-Minderung in Deutschland

2030	2050
8–14 Mio. t CO_2/Jahr	**190** Mio. t CO_2/Jahr

Minderungspotenzial ggü. Referenzprozess der Dampfreformierung; 2050: CO_2-Minderung bei Produktion von 700 TWh H_2 (In- und Ausland)

CO_2-Vermeidungskosten in Deutschland

2030	2050
170–430 €/t CO_2	**110–360** €/t CO_2

Berechnung der CO_2-Vermeidungskosten auf Basis der CO_2-Minderung ggü. Referenzprozess der Dampfreformierung

Erneuerbarer Strom- und Infrastrukturbedarf
- 2050: 1,25 MWh_{el} pro MWh_{th} *grünem* H_2
- 2030: 1,4 MWh_{el} pro MWh_{th} *grünem* H_2
- Bei zentraler Erzeugung oder Import: ggf. Pipelines nötig
- Rückwirkungen aufs Stromnetz

Herausforderungen
Die Produktion von *grünem* Wasserstoff erfordert große Mengen an zusätzlichem erneuerbaren Strom zu moderaten Kosten. Für ein treibhausgasneutrales Energiesystem in 2050 gehen aktuelle Szenarien von einem Wasserstoffbedarf von ca. 700 TWh pro Jahr aus. Für ausschließlich *grünen* H_2 wären ca. 875 TWh an erneuerbarem Strom (im In- und Ausland) notwendig.

Mögliche Politikinstrumente
- Quote für *grünen* Wasserstoff
- *grüne* Finanzierungsinstrumente
- CO_2-Mindestpreis mit Grenzausgleichsregime
- CO_2-Preis auf Endprodukte

Bewertung mit Blick auf Paris-Kompatibilität
Neben der CO_2-Minderung von 100 % gegenüber der konventionellen Wasserstoffproduktion, kann *grüner* Wasserstoff in vielen Branchen (u. a. auch in der Stahlerzeugung, Chemieprozessen und im Verkehr) eine Schlüsselrolle in der Dekarbonisierung einnehmen. Aufgrund des hohen Bedarfs an erneuerbarem Strom ist mittelfristig auch der Import von *grünem* Wasserstoff (z. B. aus Nordafrika) eine sinnvolle Option.

Technologien im Vergleich

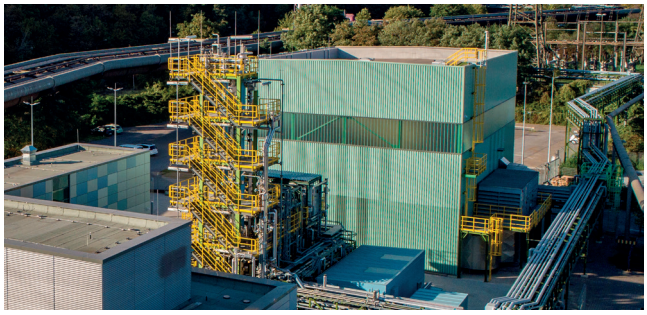
	KONVENTIONELLE TECHNOLOGIE **Dampfmethanreformierung**		CO_2-ARME SCHLÜSSELTECHNOLOGIE **H_2 aus Elektrolyse**
CO_2	**9** kg CO_2 / kg H_2	**-100 %** spezifische Emissionsminderung	**0** kg CO_2 / kg H_2
€	**1,8** € / kg H_2 (2019)	**+56 bis +178 %** spezifische Mehrkosten	**2,8–5,0** € / kg H_2 (2050)

Zentrale Annahmen zur Bestimmung der Bandbreite der Produktionskosten (2050)

Annahmen	untere Bandbreite	obere Bandbreite
spez. Kapitalkosten Elektrolyseur	250 €/kW_{el}	500 €/kW_{el}
Umwandlungseffizienz (unterer Heizwert)	82 %	74 %
2050 inländisch		
Volllaststunden; Ø Strompreis	3000 VLS; 50 €/MWh	3000 VLS; 60 €/MWh
Bereitstellungskosten *grüner* Wasserstoff 2050 (inländisch)	**2,8 €/kg H_2**	**4,3 €/kg H_2**
2050 Import		
Volllaststunden; Ø Strompreis	6.000 VLS; 25 €/MWh	6.000 VLS; 40 €/MWh
H_2-Transport (ohne Verteilung)	1,35 €/kg H_2	2,00 €/kg H_2
Bereitstellungskosten *grüner* Wasserstoff 2050 (Import)	**2,9 €/kg H_2**	**5,0 €/kg H_2**

Quelle: Zusammenstellung des Wuppertal Instituts auf Basis verschiedener Quellen (siehe Hinweis auf gesonderte Publikation in Teil F.1)

3.5 Alternative Verfahren wie die *Methanol-to-Olefin/-Aromaten*-Route (MTO/MTA) oder elektrochemische Prozesse zur Olefin- und Aromatenproduktion (Ersatz der Olefin- und Aromatenproduktion im *Steamcracker*)



Carbon2Chem®-Pilotanlage, Duisburg Foto: thyssenkrupp AG

In der *Methanol-to-Olefin*- (MTO) bzw. -Aromaten (MTA)-Route können aus *grünem* Methanol oder Synthesegas (H_2 und CO) Olefine und Aromaten erzeugt werden. Damit könnten deren Produktion durch *Steamcracker* ersetzt und die dabei anfallenden CO_2-Emissionen eingespart werden. Für die Methanolproduktion sollte *grüner* H_2 und langfristig CO_2 aus nicht-fossilen Quellen (*Feedstock* aus Altplastik, Biomasse, CO_2-Abtrennung aus der Luft) genutzt werden. Für die Nutzung von CO_2 aus Industrieprozessen müsste sichergestellt werden, dass dadurch unter Berücksichtigung des hohen Strombedarfs insgesamt CO_2-Minderungen entstehen.

Pilot- und Demonstrationsprojekte

Pilot MtO/MtA

Carbon2Chem®-Projekt (Duisburg, Deutschland)
u. a. thyssenkrupp, BASF, Covestro, Linde, Evonik, Siemens, Fraunhofer-Institute,
Status quo: Betrieb Pilotanlage zur Methanolherstellung in Duisburg (TRL 4-5), alle Einzelkomponenten der Anlage: (TRL 9)

Das branchenübergreifende Netzwerk aus Stahl-, Chemieindustrie und Energiewirtschaft möchte CCU-Prozesse etablieren und Hüttengase (einschließlich des darin enthaltenen CO_2) aus der Stahlproduktion als Ausgangsstoff für chemische Produkte nutzbar machen. Dabei soll u. a. Überschussstrom aus Erneuerbaren Energien als Energiequelle genutzt werden.

Pilot

Carbon4PUR-Projekt (Marseille, Frankreich)
u. a. Covestro, ArcelorMittal, Recticel, DECHEMA
Status quo: Bau einer Pilotanlage in Marseille Fos
Zielsetzung: Polyurethan aus Hüttengasen gewinnen

Das Projekt entwickelt die Umwandlung von Industrieabgasen mit gemischten CO/CO_2-Strömen in Polyurethankunststoffe. Daraus werden Endprodukte wie Hartschäume, Gebäudeisolierungen oder Beschichtungen hergestellt.

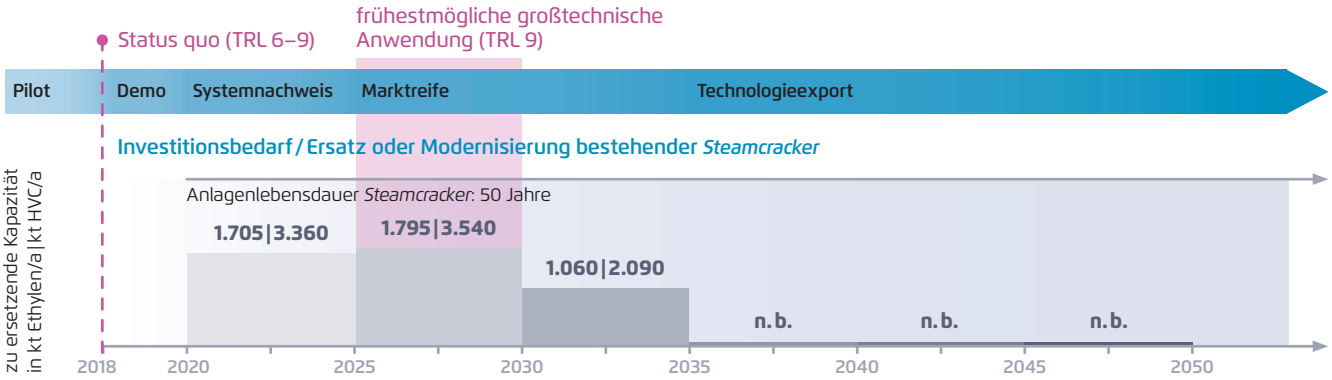
Pilot

elektrochemisches Verfahren

Rheticus-Projekt (Marl, Deutschland)
Evonik, Siemens
Status quo: Bau einer Pilotanlage in Marl
Vision: Betrieb einer Anlage mit einer Kapazität von bis zu 20.000 t/a, in der Abgase aus Industrieprozessen zu Spezialchemikalien oder Treibstoffen umgewandelt werden.

Zunächst erfolgt die solarbetriebene, elektrochemische Reduktion von CO_2 und H_2O zu Synthesegas, das in dieser Versuchsanlage zur Herstellung von Butanol oder Hexanol genutzt wird. Denkbar ist aber auch die Herstellung anderer Spezialchemikalien oder Treibstoffe. Anlagen von flexibler Größe könnten künftig überall dort installiert werden, wo CO_2 vorhanden ist – etwa aus Kraftwerksabgasen oder Biogas.

Reinvestitionsbedarf und frühestmögliche Marktreife der CO_2-armen Schlüsseltechnologie



Reinvestitionsbedarf

Der Reinvestitionsbedarf an *Steamcrackern* bis 2030 umfasst Anlagen mit einer Produktion von 6,9 Mio. t HVC (ca. 59 % der Gesamtkapazität). *Steamcracker* werden zwar normalerweise kontinuierlich gewartet und modernisiert, sodass sie nicht an einem Zeitpunkt komplett ausgetauscht werden. Dennoch vermitteln die Reinvestitionsbedarfe einen groben Eindruck des Modernisierungsbedarfes an Altanlagen.

Technologieentwicklung

Bei optimaler Technologieentwicklung wäre ein möglicher großtechnischer Einsatz (TLR 9) der Technologie ab 2025 bis 2030 möglich. Heute befinden sich das MTO- (TRL 8) und das MTA-Verfahren (TRL 6) bereits im fortgeschrittenen Stadium der Technologieentwicklung. Wesentliche MTO-Schritte wurden ursprünglich zur Kohleumwandlung entwickelt und sind in anderen Ländern (z. B. China) bereits im Einsatz.

Der Technologieentwicklungsgrad (*Technology Readiness Level*/TRL) einer Technologie wird auf einer Skala von 1–9 angegeben (TRL 9 = Marktreife).

Chemie

Technologie
Methanol-to-Olefin/-Aromaten-Route

Entwicklungsstadium heute
MTO (TRL 8); MTA (TRL 6)

Erwartete Anwendungsreife
2025–2030

Maximale CO_2-Minderung in Deutschland

2030	2050
12 Mio. t CO_2/Jahr	**50** Mio. t CO_2/Jahr

2050: CO_2-Minderungen inkl. Müllverbrennungsanlagen (Energiesektor)

CO_2-Vermeidungskosten in Deutschland

2030	2050
160–355 €/t CO_2	**84–515** €/t CO_2

2030/2050: angegebene CO_2-Vermeidungskosten nur für MTO
2050: gewichteter Durchschnitt MTO/MTA: 122–615 €/t CO_2

Erneuerbarer Strom- und Infrastrukturbedarf
- 22,7 MWh pro t Olefin (davon 21,5 MWh für *grünen* H_2)
- 36,5 MWh pro t BTX (davon 34,6 MWh für *grünen* H_2)
- ggf. Syngasspeicher

Herausforderungen
Für weitreichende CO_2-Minderungen benötigen methanolbasierte Verfahren (MTO, MTA) viel Strom aus Erneuerbaren Energien. Würden 100 % der heutigen Kunststoffproduktion (9,4 Mio. t Olefine und 2,9 Mio. t BTX in 2017) mittels der MTO/MTA-Route produziert, so würde dadurch ein Strombedarf in Höhe von ca. 319 TWh (davon 302 TWh für *grünen* H_2 ggf. aus Import) entstehen.

Mögliche Politikinstrumente
- *Carbon Contract for Difference*
- Quote für *grünen* Wasserstoff
- nachhaltige öffentliche Beschaffung
- Quote für CO_2-arme Materialien
- CO_2-Mindestpreis mit Grenzausgleichsregime
- CO_2-Preis auf Endprodukte

Bewertung mit Blick auf Paris-Kompatibilität
Grundsätzlich sollten MTO/MTA immer aus Gesamtsystemsicht (Ökobilanz) bewertet werden. Im Idealfall (100 % EE-Strom, nicht-fossile Kohlenstoffquelle) können durch MTO und MTA (nahezu) alle CO_2-Emissionen im Lebenszyklus von Kunststoff (Produktion und thermische Verwertung) vermieden werden und so Kohlenstoffkreisläufe geschlossen werden. Übergangsweise ist auch die Nutzung von CO_2 aus Industrieprozessen (z. B. Stahl, Zement) denkbar.

Technologien im Vergleich

KONVENTIONELLE TECHNOLOGIE		CO_2-ARME SCHLÜSSELTECHNOLOGIE
Naphtha *Steamcracking* + Müllverbrennungsanlagen		***Methanol-to-Olefin*-Route + Kohlenstoff aus Luftzerlegung**
4,5 t CO_2/t HVC	**-100 %** spezifische Emissionsminderung	**0** t CO_2/t HVC
842 €/t HVC (2019)	**+45 bis +277 %** spezifische Mehrkosten	**1.223–3.176** €/t HVC (2050)

Zentrale Annahmen zur Bestimmung der Bandbreite der Produktionskosten (2050)

Annahmen	Methanolimport	inländische Produktion
spez. Kapitalkosten für *Direct Air Capture* (DAC)	248 €/t HVC	248 €/t HVC
spez. Kapitalkosten Methanolsynthese	135 €/t HVC	135 €/t HVC
spez. Kapitalkosten *Methanol-to-Olefin*-Anlage	19 €/t HVC	19 €/t HVC
fixe Betriebskosten	138 €/t HVC	138 €/t HVC
Kosten für H_2-Bezug	620 €/t HVC	2540 €/t HVC
Annahmen: Ø Strompreis für H_2-Erzeugung	25 €/MWh	60 €/MWh
Transportkosten Methanol	31 €/t HVC	–
Kosten für Strombereitstellung (bei Import nur MTO)	31 €/HVC	95 €/HVC
Produktionskosten klimaneutrale HVC-Produktion:	**1223 €/t HVC**	**3176 €/t HVC**

Quelle: Zusammenstellung des Wuppertal Instituts auf Basis verschiedener Quellen (siehe Hinweis auf gesonderte Publikation in Teil F.1)

3.6 Chemisches Recycling: Pyrolyse oder Gasifizierung von Altplastik für die stoffliche Nutzung (Ablösung der Verbrennung von Altplastik in Müllverbrennungsanlagen und Verzicht auf *Feedstock* aus fossilen Quellen)

Pilotanlage für chemisches Recycling, Ennigerloh Foto: Recenso GmbH

Chemisches Recycling ermöglicht die Wiederverwertung von Plastikmüll als *Feedstock* für die chemische Industrie, anstatt es zu verbrennen. Dabei wird der Plastikmüll zu nutzbaren Gasen (Gasifizierung) oder öligen Flüssigkeiten (Pyrolyse) umgewandelt und daraus alternativer *Feedstock* erzeugt, der fossilen *Feedstock* (z. B. fossiles Naphtha) ersetzt. Somit können die CO_2-Emissionen aus der Verbrennung von Altplastik sowie beim Einsatz von Naphtha als Feedstock eingespart werden. Für das Ziel einer (nahezu) klimaneutralen Petrochemie ist langfristig die Kombination mit anderen Verfahren notwendig (elektrisches *Steamcracken*, *Methanol-to-Olefin*).

Pilot- und Demonstrationsprojekte

Demo Pyrolyse

Reinigung von Pyrolyseöl (Geleen, Niederlande)
Sabic
Status quo: Planung einer halbkommerziellen Anlage zur Reinigung von ca. 15 Mio. t Pyrolyseöl/a
Ausblick: geplanter Produktionsbeginn 2021

Die Recycling-Polymere von Sabic sollen aus einem Pyrolyseöl-Rohmaterial aus dem Recycling von gemischten Kunststoffabfällen hergestellt werden. Diesen alternativen Rohstoff führt Sabic in seinen Produktionsstandort in Geleen ein. Die daraus resultierenden Polymere sollen an Kunden wie Unilever und Tupperware Brands geliefert werden.

Demo Gasifizierung

Waste to Chemicals Rotterdam (Niederlande)
u. a. Air Liquide, Enerkem, Nouryon, Port of Rotterdam, Shell
Status quo: Anlage in Planung

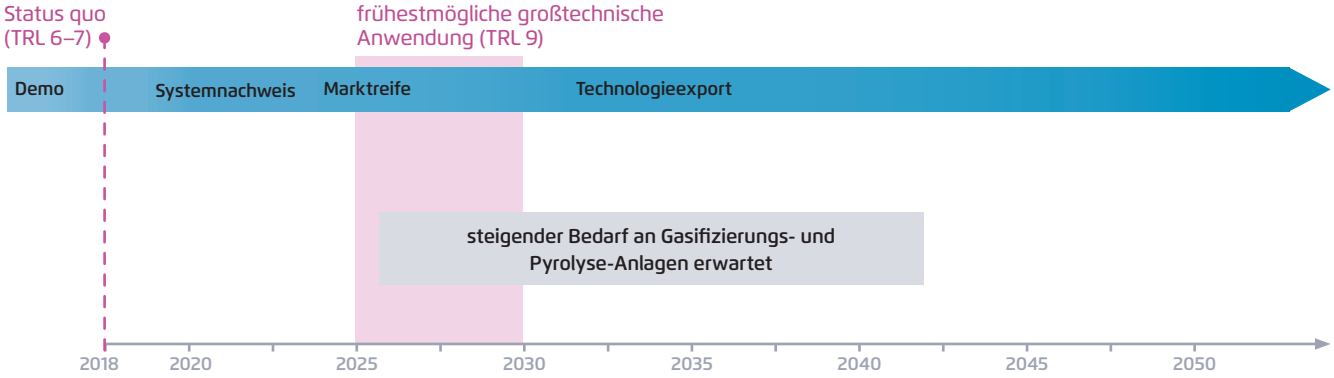
Die *Waste-to-Chemicals*-Anlage wird Methanol aus Restabfällen produzieren. Bis zu 360.000 t Restabfälle können erst in Synthesegas und anschließend in 220.000 t (270 Millionen Liter) Methanol umgewandelt werden.

Pilot Pyrolyse

ChemCycling (diverse Standorte, Deutschland)
BASF, Remondis, Plastic Energy, Recenso
Status quo: Pilotanlage zur Direktverölung der Recenso GmbH in Betrieb (Ennigerloh, Deutschland)

Erzeugung von Pyrolyseölen aus Altplastik, die im *Steamcracker* weiterverarbeitet werden können. Somit kann die Nutzung von fossilem Naphtha im *Steamcracker* reduziert werden. 2018 wurden erste Produkte auf Basis des Pyrolyse-ähnlichen Öls aus der Pilotanlage in Ennigerloh hergestellt.

Reinvestitionsbedarf und frühestmögliche Marktreife der CO_2-armen Schlüsseltechnologie



Reinvestitionsbedarf

Die Einführung von chemischem Recycling würde den Neubau von Gasifizierungs- und Pyrolyseanlagen zur stofflichen Umwandlung des Altplastiks in *Feedstock* beinhalten. Inwiefern dadurch bestehende Kapazitäten wie Müllverbrennungsanlagen oder bestehende *Steamcracker* ersetzt werden müssen, hängt von einer Vielzahl von Faktoren ab und kann daher hier nicht seriös bestimmt werden.

Technologieentwicklung

Sowohl die Pyrolyse- als auch die Gasifizierungsroute weisen einen hohen Grad der Technologieentwicklung (TRL 6–7) auf. Somit ist für beide Verfahren bereits zwischen 2025 und 2030 die Marktreife der Technologie zu erwarten. Ein großtechnischer Einsatz wäre möglich, sofern die Rahmenbedingungen chemisches Recycling in Deutschland zuließen und dies ökonomisch attraktiv wäre.

Der Technologieentwicklungsgrad (*Technology Readiness Level*/TRL) einer Technologie wird auf einer Skala von 1–9 angegeben (TRL 9 = Marktreife).

Chemie

Technologie
Chemisches Recycling (Pyrolyse, Gasifizierung)

Entwicklungsstadium heute
Demonstrationsanlagen (TRL 6–7)

Erwartete Anwendungsreife
2025–2030

Maximale CO_2-Minderung in Deutschland

2030	2050
2,7 Mio. t CO_2/Jahr	**24** Mio. t CO_2/Jahr

2050: CO_2-Minderungen inkl. Müllverbrennungsanlagen (Energiesektor)

CO_2-Vermeidungskosten in Deutschland

2030	2050
-58 €/t CO_2	**11–49** €/t CO_2

2030: nicht integrierte Pyrolyse-Route (Pyrolyse + konv. *Steamcracker*)
2050: integrierte Pyrolyse-Route (inkl. elektrischer *Steamcracker* + MTO)

Erneuerbarer Strom- und Infrastrukturbedarf
- Strombedarf integrierte Pyrolyse: 6,8 MWh pro t HVC (davon: 2 MWh für *grünen* Wasserstoff)
- Sammel- und Logistiksystem von geeignetem Altplastik

Herausforderungen
Für das vollständige Schließen der Kohlenstoffkreisläufe muss chemisches Recycling mit weiteren Verfahren (elektr. Steamcracker und MTO) kombiniert werden. Bei einer aus heutiger SIcht möglichen Kombination verschiedener Verfahren könnte der Strombedarf an Erneuerbaren für eine (nahezu) klimaneutrale Petrochemie auf heutigem Produktionsniveau ca. 104 TWh betragen.

Mögliche Politikinstrumente
- Standards für recycelbare Produkte
- Quote für CO_2-arme Materialien
- CO_2-Mindestpreis mit Grenzausgleichsregime
- CO_2-Preis auf Endprodukte
- *grüne* Finanzierungsinstrumente

Bewertung mit Blick auf Paris-Kompatibilität
Chemisches Recycling ist ein essenzielles Element für den Aufbau einer (Kohlenstoff-)Kreislaufwirtschaft und dadurch auch zentral für die Zielerreichung eines (weitgehend) treibhausgasneutralen Chemiesektors. Sofern 100 % Strom aus Erneuerbaren Energien genutzt wird, können die CO_2-Emissionen aus der Verbrennung von Altplastik und den diversen Herstellungsschritten von fossilem Naphtha (nahezu) vollständig eingespart werden.

Technologien im Vergleich

KONVENTIONELLE TECHNOLOGIE		CO_2-ARME SCHLÜSSELTECHNOLOGIE
Naphtha *Steamcracking* + Müllverbrennungsanlagen		***Pyrolyse + elektrischer Steamcracker + Methanol-to-Olefin***
4,5 t CO_2/t HVC	**-93 %** spezifische Emissionsminderung	**0,3** t CO_2/t Altplastik
842 €/t HVC (2019)	**+6 bis +25 %** spezifische Mehrkosten	**890–1.050** €/t HVC (2019)

Zentrale Annahmen zur Bestimmung der Bandbreite der Produktionskosten (2030)

Annahmen Pyrolyse + konv. *Steamcracker* ohne MTO (2030)	untere Bandbreite	obere Bandbreite
spez. Kapitalkosten Pyrolyseanlage	14 €/t HVC	14 €/t HVC
spez. Kapitalkosten *Steamcracker*	74 €/t HVC	74 €/t HVC
spez. Bezugskosten Erdgas	20 €/t HVC	20 €/t HVC
fixe Betriebskosten	40 €/t HVC	40 €/t HVC
spez. Bezugskosten Abfall	483 €/t HVC	483 €/t HVC
Annahmen: Bezugskosten Abfall (Altplastik)	304 €/t Abfall	304 €/t Abfall
spez. Kosten für Strombezug	29 €/t HVC	34 €/t HVC
Annahmen: durchschnittlicher Strompreis	50 €/MWh	60 €/MWh
Produktionskosten emmissionsarme HVC-Produktion:	**659 €/t HVC**	**664 €/t HVC**

Quelle: Zusammenstellung des Wuppertal Instituts auf Basis verschiedener Quellen (siehe Hinweis auf gesonderte Publikation in Teil F.1)

3.7 Elektrifizierung der Hochtemperaturwärme an *Steamcrackern* (Ersatz der Verbrennung fossiler Rohstoffe im *Steamcracker*)

Es existiert bislang keine Pilotanlage.

Durch die Elektrifizierung der Hochtemperaturwärme können die direkten CO_2-Emissionen am *Steamcracker* komplett eingespart werden. Diese entstehen heute durch die Verbrennung eines Teils des *Feedstocks* (z. B. Naphtha), um die benötigte Prozesswärme (600 – 900° C) bereitzustellen. Auch alternativer nicht-fossiler Feedstock aus chemischem Recycling (z. B. Pyrolyseöl) müsste nicht verbrannt werden, was es erlauben würde, den darin enthaltenen Kohlenstoff für die stoffliche Nutzung ggf. mehrfach im Kreislauf zu führen (siehe chemisches Recycling).

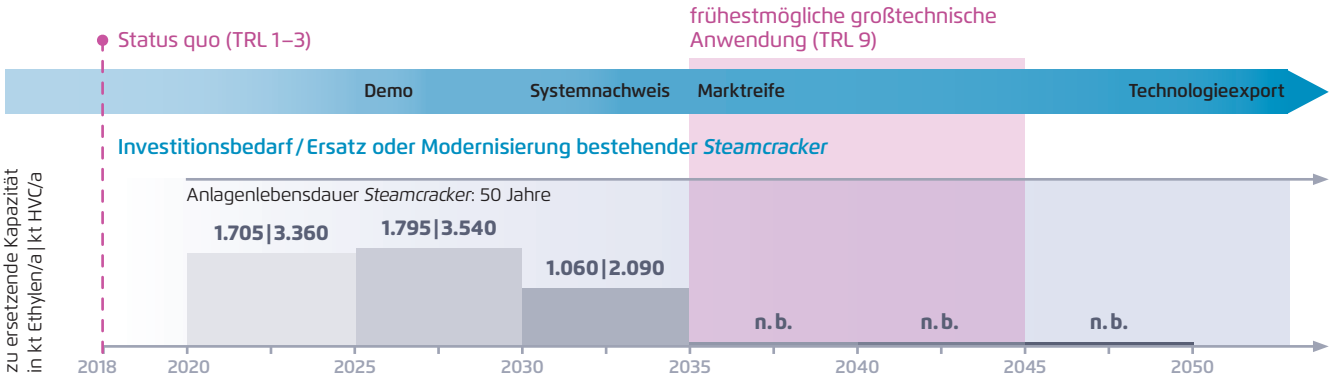
Pilot- und Demonstrationsprojekte

Labor

Cracker of the Future (Dreiländer-Kooperation) BASF, Borealis, BP, LyondellBasell, Sabic, Total, Brightlands Chemelot Campus
Status quo: Prüfung der technisch und ökonomisch tragfähigen Möglichkeiten der Technologie sowie einer zeitnahen Implementierung
Ausblick: Roadmap zur Entwicklung und Einsatz der elektrischen *Cracker*-Technologie

Ein Konsortium aus den sechs in der Trilateral-Region (Flandern, Niederlande und Nordrhein-Westfalen) tätigen Petrochemie-Unternehmen, geführt vom Brightlands Chemelot Campus, erforscht den Betrieb elektrischer, mit Strom aus Erneuerbaren Energien versorgter *Steamcracker* zur Erzeugung von Basischemikalien wie Ethylen, Propylen, Butadien und Aromaten. Die beteiligten Firmen haben vereinbart, in entsprechende Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten zu investieren und Wissen zu teilen. Die Kollaboration ist ein Resultat der Trilateralen Strategie der Chemieindustrie zwischen dem deutschen VCI, der belgischen Essenscia und der niederländischen VNCI.

Reinvestitionsbedarf und frühestmögliche Marktreife der CO_2-armen Schlüsseltechnologie



Reinvestitionsbedarf

Der Reinvestitionsbedarf an *Steamcrackern* bis 2030 umfasst Anlagen mit einer Kapazität von 6,9 Mio. t HVC (ca. 59 % der Gesamtkapazität). *Steamcracker* werden zwar normalerweise kontinuierlich gewartet und modernisiert, sodass sie nicht an einem Zeitpunkt komplett ausgetauscht werden. Dennoch vermitteln die Reinvestitionsbedarfe einen groben Eindruck des Modernisierungsbedarfes an Altanlagen.

Technologieentwicklung

Anlagen im Labormaßstab erscheinen für den Reifeprozess dieser Technologie nicht notwendig, da die grundsätzliche Funktionsweise von elektrischen *Steamcrackern* gut verstanden ist und die Herausforderungen eher im Bau einer industriellen Anlage liegen dürften. Der Bau einer Pilot- oder Demonstrationsanlage erscheint ab 2025 möglich und mit der Marktreife (TRL 9) der Technologie ist ab 2035 zu rechnen.

Der Technologieentwicklungsgrad (*Technology Readiness Level*/TRL) einer Technologie wird auf einer Skala von 1–9 angegeben (TRL 9 = Marktreife).

Chemie

Technologie
Elektrisch beheizbare und *feedstock*-flexible *Steamcracker*

Entwicklungsstadium heute
Laborphase (TRL 1-3)

Erwartete Anwendungsreife
2035–2045

Maximale CO_2-Minderung in Deutschland

2030	2050
bis zu **3** Mio. t CO_2/Jahr	**10** Mio. t CO_2/Jahr

CO_2-Vermeidungskosten in Deutschland

2030	2050
73–121 €/t CO_2	**11–49** €/t CO_2

Annahme 2050: Einbettung in eine Kreislaufwirtschaft

Erneuerbarer Strom- und Infrastrukturbedarf
- 2,5 MWh/t HVC
- Gesamtstrombedarf für elektrisches *Steamcracking* von 12,3 Mio. t HVC: 31 TWh
- ggf. verstärkter Stromnetzausbau

Herausforderungen
Bis zur Marktreife dieser Technologie ab frühestens 2035 könnte bereits ein Großteil der Reinvestitionen in neue *Steamcracker* geflossen sein. Dabei sollte die Nachrüstung auf elektrische Heizsysteme und eine erhöhte Flexibilität hinsichtlich des *Feedstocks* (Pyrolyseöl, Biomasse, etc.) berücksichtigt werden. Zudem wäre der direkte Strombedarf relativ hoch (2,5 MWh/t HVC).

Mögliche Politikinstrumente
- Reform der Abgaben und Umlagen
- Reform der Netzentgelte
- CO_2-Mindestpreis mit Grenzausgleichsregime
- CO_2-Preis auf Endprodukte
- *grüne* Finanzierungsinstrumente
- Forschungsförderung

Bewertung mit Blick auf Paris-Kompatibilität
Diese Technologie ist vor allem in Kombination mit chemischem Recycling innerhalb einer Kreislaufwirtschaft sinnvoll. Zum einen ließen sich die Emissionen am *Steamcracker* zu 100 % reduzieren. Zum anderen müsste nicht ein Teil des im alternativen *Feedstock* aus Altplastik enthaltenen Kohlenstoffs zur Wärmebereitstellung verbrannt werden, was im Idealfall ein mehrfaches im Kreis führen des Kohlenstoffs ohne signifikante Verluste erlaubt.

Technologien im Vergleich

	KONVENTIONELLE TECHNOLOGIE **Naphtha *Steamcracker***		CO_2-ARME SCHLÜSSELTECHNOLOGIE **Elektrisch beheizter *Steamcracker***
CO_2	**0,80** t CO_2/t HVC	**-100 %** spezifische Emissionsminderung	**0** t CO_2/t HVC
€	**842** €/t HVC (2019)	**+15 bis +18 %** spezifische Mehrkosten	**968–993** €/t HVC (2050)

Zentrale Annahmen zur Bestimmung der Bandbreite der Produktionskosten (2050)

Annahmen	untere Bandbreite	obere Bandbreite
spez. Kapitalkosten für elektrischen *Steamcracker*	60 €/t HVC	60 €/t HVC
Bereitstellungskosten Naphtha	752 €/t HVC	752 €/t HVC
fixe Betriebskosten	29 €/t HVC	29 €/t HVC
Kosten für Elektrizität	127 €/t HVC	152 €/t HVC
Annahmen: durchschnittlicher Strompreis	50 €/MWh	60 €/MWh
Erlös für eingesparten Brennstoff	–	–
Produktionskosten emissionsarme HVC-Produktion:	**968 €/t HVC**	**993 €/t HVC**

Quelle: Zusammenstellung des Wuppertal Instituts auf Basis verschiedener Quellen (siehe Hinweis auf gesonderte Publikation in Teil F.1)

3.8 Klimaschutzbeitrag 2030: Synthese der Steckbriefe

Um das langfristige Ziel einer (weitgehend) treibhausgasneutralen chemischen Industrie zu erreichen, sind aus heutiger Sicht die Weiterentwicklung und Markteinführung der beschriebenen Schlüsseltechnologien notwendig. Einige dieser Technologien können – unter geeigneten Rahmenbedingungen – bereits bis 2030 bedeutende Beiträge zum Klimaschutz leisten. Wie hoch diese Beiträge aus heutiger Sicht in einem ambitionierten Szenario sein können, wird unter Berücksichtigung verschiedener technischer Aspekte im Folgenden skizziert.

Für den Einsatz vieler der neuen Schlüsseltechnologien in der Chemieindustrie ist deren hoher Strombedarf eine zentrale Herausforderung. Ihr großflächiger Einsatz leistet nur dann einen Beitrag zum Klimaschutz, wenn der zusätzliche Strombedarf mit Erneuerbaren Energien gedeckt wird. Dabei ist zu berücksichtigen, dass einige dieser Technologien Strom direkt nutzen, während andere Strom indirekt nutzen, also z. B. in Form von klimafreundlichem Wasserstoff[24], der auch aus Drittländern importiert werden kann.

Eine modellbasierte Analyse des CO_2-Minderungspotenzials im Chemiesektor bis 2030, basierend auf nationalen Potenzialen, wurde in Teil C der Studie durchgeführt. Ergänzend dazu eröffnet die nachfolgende Beschreibung einen technisch möglichen Lösungsraum bis 2030, der u. a. durch den Import von signifikanten Mengen an klimafreundlichem Wasserstoff entsteht.

Power-to-Heat zur Dampferzeugung

Elektrodenkessel eignen sich für die direkt-elektrische Wärmeerzeugung von Temperaturen bis zu 500 °C, sie gelten als technisch ausgereift. Es wird davon ausgegangen, dass sie bei einer Anpassung der Rahmenbedingungen bereits ab Anfang der 2020er-Jahre verstärkt zum Einsatz kommen können. Durch ihren Einsatz wird die Nutzung fossiler Brennstoffe zur Wärmeerzeugung teilweise ersetzt.

Wir erwarten, dass Elektrodenkessel bis 2030 vor allem als Hybridlösung mit existierenden KWK-Anlagen betrieben werden und immer dann zum Einsatz kommen, wenn der Börsenstrompreis besonders niedrig ist und Power-to-Heat (PtH) über Elektrodenkessel in diesen Stunden günstiger ist als die Wärmeerzeugung aus KWK-Anlagen.[25] Dies sind in der Regel auch die Stunden, in denen der Emissionsfaktor des Strommix deutlich unter dem Emissionsfaktor der gasbasierten Wärmeerzeugung liegt, da von einer hohen Einspeisung von Erneuerbaren Energien ausgegangen werden kann.[26] Unter der Annahme, dass bis 2030 6,2 GW (ca. 65 % der gegenwärtigen thermischen Leistung der KWK in der chemischen Industrie) Elektrodenkesseln in ca. 2.000 Volllaststunden zum Einsatz kommen und Erdgas-KWK-Anlagen ersetzen, könnten von **0,4 bis 1 Mio. t CO_2/Jahr** eingespart werden.[27] Der daraus resultierende zusätzliche Strombedarf beträgt rund 17 TWh – inklusive des Strombedarfs, der durch den Wegfall der Stromauskopplung der KWK-Anlagen (5 TWh) kompensiert werden müsste. Wegen des zusätzlichen Strombedarfs müssen entsprechend mehr Erneuerbare-Energien-Anlagen zugebaut werden, um das 65-Prozent-Ziel der Bundesregierung für das Jahr 2030 zu erreichen.

Sofern an einzelnen Standorten Abwärme nutzbar ist, haben Hochtemperatur-Wärmepumpen (HT-Wärmepumpen), die die Abwärme als Wärmequelle nutzen, gegenüber Elektrodenkesseln deutliche Effizienzvorteile bei der Ausnutzung des eingesetzten Stroms. In entsprechenden Anwendungsbereichen benötigen Wärmepumpen etwa zwei- bis viermal weniger Strom pro erzeugter Einheit Wärme. Industrielle HT-Wärmepumpen eignen sich für die Wärmebereitstellung von Temperaturen bis zu ca. 160 °C, wobei die Kombination mit einem mechanischen Brüdenverdichter auch das Erzeugen von Dampf auf höherem Temperatur- und Druckniveau ermöglicht.[28] Bei optimaler Entwicklung können diese Technologien ab 2025 zur großtechnischen Anwendung kommen.

Aufgrund des Entwicklungsbedarfs und der Komplexität der Integration von Wärmerückgewinnungsanlagen in den Anlagenpark gehen wir davon aus, dass bis 2030 lediglich eine geringe Anzahl an HT-Wärmepumpen in der chemischen Industrie zum Einsatz kommen wird.[29] Deren voraussichtlich nur geringer Beitrag zum Klimaschutz wird hier nicht quantifiziert.

Ein Vorteil der Nutzung von PtH ist ihr potenzieller Beitrag zur Flexibilisierung des Stromsystems (im Fall des hybriden Einsatzes von Elektrodenkesseln). Eine solche *Phase-in*-Strategie von PtH-Anlagen ist zudem auch kompatibel mit langfristig ambitionierteren CO_2-Minderungsanforderungen, da PtH-Anlagen mit steigenden Anteilen von erneuerbarem Strom zunehmend höhere Volllaststundenzahlen realisieren und somit mittel- bis langfristig – in Kombination mit der Nutzung von Wasserstoff für den Hochtemperaturwärmebedarf – die Wärmeerzeugung auf Basis fossiler Energieträger komplett ablösen können.

Elektrolysebasierter Wasserstoff (*grüner* H_2)

Die Produktion von *grünem* Wasserstoff ist bei optimistischer Entwicklung der alkalischen und PEM-Elektrolyse vor 2025 in großtechnischem Maßstab möglich. Zur CO_2-Reduktion ist der Ausbau von Elektrolysekapazitäten nur sinnvoll, wenn der Ausbau der Erneuerbaren Energien schnell voranschreitet.30 Unter der Randbedingung, dass bis 2030 der Bruttostromverbrauch 620 TWh[31] nicht signifikant übersteigen sollte und daher „nur" knapp 2 GW Elektrolyseure in 4.000 Volllaststunden[32] laufen, wäre ein vergleichsweise geringer Minderungsbeitrag von **1,4 Mio. t CO_2/Jahr** für die elektrolytische Wasserstoffproduktion anstelle der Dampfreformierung auf Basis von Erdgas plausibel.[33] Der *grüne* Wasserstoff muss dafür mit 100 % Erneuerbaren Energien produziert werden.[34] Der dafür notwendige zusätzliche Stromverbrauch beträgt knapp 8 TWh und wäre damit überschaubar.

Aufgrund der zentralen Bedeutung von Wasserstoff für die CO_2-Minderung in diversen Anwendungen (z. B. Stahlerzeugung, verschiedene Prozesse in der Chemieindustrie, Raffinerien oder im Transportsektor) werden an dieser Stelle auch deutlich ambitioniertere Szenarien in Betracht gezogen: Unter der Annahme, dass eine - wie unter anderem von Agora Energiewende geforderte - *Quote für grünen (gemeint ist: klimafreundlichen) Wasserstoff von 10 % des gesamten deutschen Gasabsatzes des Jahres 2030*[35] umgesetzt wird, kann die insgesamt zur Verfügung stehende Menge an klimafreundlichem Wasserstoff – je nach Gasabsatz im Jahr 2030 (2017: 995 TWh) – ca. 90 TWh betragen. Der zur Erfüllung der Quote benötigte *grüne*, *blaue* oder *türkise* Wasserstoff[36] kann (teilweise) auch aus Drittländern (z. B. Nordafrika für *grünen* Wasserstoff oder Norwegen für *blauen* Wasserstoff) nach Deutschland importiert werden. Wir gehen davon aus, dass Wasserstoff in großen Anwendungen zunächst mehrheitlich in der Industrie zum Einsatz kommt und dementsprechend 2030 knapp drei Viertel des verfügbaren Wasserstoffs in der Industrie eingesetzt wird (der Rest direkt im Verkehrssektor oder für synthetisches Erdgas). Für den Chemiesektor wird hier angenommen, dass im Jahr 2030 40 TWh_{th} an klimafreundlich produziertem Wasserstoff zur Verfügung stehen wird. Der Rest wird mehrheitlich in der Stahlerzeugung (20 TWh) sowie in Raffinerien (8 TWh) verwendet. Für den Ersatz von Erdgas als Feedstock durch *grünen* Wasserstoff ist 2030 mit Vermeidungskosten von mindestens 170 und bis zu 430 Euro pro Tonne CO_2 für den Ersatz von Erdgas als Feedstock zu rechnen. Eine CCS- und H_2-Infrastruktur vorausgesetzt, könnte *blauer* Wasserstoff 2030 deutlich günstiger sein, insbesondere als Nachrüstung bestehender Dampfreformierungsanlagen.[37]

Durch den Einsatz von knapp 16 TWh_{th} an klimafreundlichem Wasserstoff in der chemischen Industrie bis 2030 ist eine CO_2-Minderung von **ca. 4,1 Mio. t CO_2/Jahr** möglich. Damit kann ein Teil der zur Reinvestition anstehenden Dampfreformierungs-Anlagen für die Wasserstoffproduktion ersetzt werden bzw. an ein CCS-System angeschlossen werden. Nach unseren Modellrechnungen sind

heute über 80 Prozent des Wasserstoffbedarfs in der Grundstoffchemie auf den Synthesegasbedarf der Ammoniakproduktion zurückzuführen, sodass in erster Linie diese Standorte betroffen sind.

Klimaschutzbeitrag 2030 der Petrochemie

Für die Petrochemie sind die heute existierenden *Steamcracker* essenziell für die Herstellung von petrochemischen Produkten. Aufgrund des überwiegend hohen Anlagenalters der *Steamcracker* muss in den kommenden Jahren von einem erheblichen Modernisierungs- und Reinvestitionsbedarf ausgegangen werden, der bis 2030 eine Jahreskapazität von bis zu 6,9 Mio. t HVC (entspricht ca. 59 % der Gesamtkapazität) umfassen könnte.[38] Grundsatzentscheidungen, ob eine Reinvestition in Einzelkomponenten bestehender *Steamcracker* oder Neuinvestitionen in eine der nachfolgend beschriebenen Technologien stattfinden soll, stehen bereits in den kommenden Jahren an.

Methanol-to-Olefin-/Aromaten-Route (MTO/MTA)

Für MTO-Verfahren wird die Marktreife bei optimaler Technologieentwicklung ab ca. 2025 erwartet. Aufgrund des sehr hohen Strombedarfs für die Bereitstellung von großen Mengen an Wasserstoff in dieser Route nehmen wir an, dass ein Einstieg in diese Verfahren bis 2030 nur dann sinnvoll ist, wenn signifikante Mengen an klimafreundlich produziertem Wasserstoff (alternativ: Dimethylether oder Methanol) aus dem Ausland importiert werden. Für diesen Fall haben wir angenommen, dass beim Aufbau einer Kapazität von 1 Mio. t HVC zwischen 2025 und 2030 und dem Einsatz von 24 TWh_{th} klimafreundlichem Wasserstoff (bzw. Import als Methanol-Äquivalent) eine CO_2-Minderung von **ca. 6 Mio. t CO_2/Jahr** möglich ist.[39] Aromaten müssen in diesem Fall aber weiterhin aus den Raffinerien oder dem *Steamcracking* gewonnen werden. In diesen Prozessen besteht jedoch eine gewisse Flexibilität in Bezug auf die Aromaten-Ausbeute. Ein Teil des zusätzlichen Wasserstoffaufkommens für MTO kann aber auch für *Carbon Capture and Use* (CCU) in der Stahlindustrie vorgesehen werden. Bei einem Einsatz entsprechend einer Jahresproduktion von 1 Mio. Tonnen Roheisen aus der Hochofenroute ergäbe sich ein Bedarf von knapp 5 TWh und eine Vermeidung von 1,1 Mio. Tonnen CO_2/Jahr.

Chemisches Recycling von Altplastik

Die unterschiedlichen Routen des chemischen Recyclings (Gasifizierungs- und Pyrolyseroute) werden separat betrachtet: Die Gasifizierung von Altplastik ist wegen der hinreichenden technologischen Reife ggf. vor 2025 möglich. Der Einsatz dieser Route ist allerdings abhängig vom Aufbau von MTO-Anlagen, die heute in Deutschland noch nicht existieren. Zudem werden auch für sie große Mengen an zusätzlichem klimafreundlichem Wasserstoff benötigt.

Auch für die Pyrolyse-Route wird erwartet, dass die Marktreife der Technologie noch vor 2030 erreicht werden kann. Im Vergleich zur Gasifizierungs-Route hat diese Route im deutschen Kontext aus heutiger Sicht einige Vorteile: Zum einen ist sie deutlich energieeffizienter[40] als die Gasifizierungs-Route, sofern man unterstellt, dass der Strombedarf für die Erzeugung von *grünem* Wasserstoff in der Gasifizierungs-Route mit betrachtet wird.[41] Zum anderen kann das Pyrolyseöl voraussichtlich bereits in bestehenden *Steamcrackern* bis zu einem gewissen Anteil beigemischt und somit bereits bis 2030 der Einsatz von Naphtha aus Erdöl reduziert werden.

Abgewogen werden sollte der Einsatz von Altplastik in einer Pyrolyse stets gegenüber dem Einsatz in Zementöfen oder Hochöfen der Stahlindustrie, wo – solange dort noch Kohle substituiert werden kann – höhere spezifische Emissionsminderungen möglich sind. Das Einsatzpotenzial ist in diesen Anwendungen allerdings begrenzt. Heute werden in Zementöfen etwa 0,7 Mio. t Altplastik als Ersatzbrennstoff eingesetzt. Bei einer Erhöhung dieses Einsatzes bis 2030 um 100 % auf 1,4 Mio. t und zusätzlicher Berücksichtigung eines Einsatzes in den dann noch bestehenden Hochöfen (1,6 Mio. t) blieben voraussichtlich auch nach der Berücksichtigung von mechanischem Recycling noch Einsatzpotenziale für ein chemisches Recycling.

Aufgrund des noch bestehenden Weiterentwicklungsbedarfs bei der Pyrolyse-Technologie und ihrer spezifischen Anforderungen an die Qualität der zu verwertenden Kunststoffe wird hier davon ausgegangen, dass bis 2030 zwar über erste Demonstrationsanlagen Erfahrungen mit dieser Route gesammelt werden, ein bedeutender Ausbau und damit ein spürbarer Klimaschutzbeitrag jedoch erst im Laufe der 2030er-Jahre geleistet werden wird.

Elektrifizierung des *Steamcrackers*

Elektrifizierte, flexibel mit variablen *Feedstocks* speisbare *Steamcracker* können vor allem in einer Chemie-Kreislaufwirtschaft (siehe Chemisches Recycling von Altplastik) und bei einem (weitgehend) klimaneutralen Strommix zu einer großen CO_2-Minderung beitragen. Unter optimistischen Annahmen kann bei optimaler Technologieentwicklung ein Einsatz technisch ab ca. Anfang der 2030er-Jahre möglich sein. Eine CO_2-Minderung bis 2030 wurde hier somit nicht unterstellt.

CO_2-Abscheidung an KWK-Anlagen (CCS)

Nach unseren Analysen wird CCS an KWK-Anlagen voraussichtlich erst 2035 großtechnisch verfügbar sein. Grundsätzlich sind bis 2030 bei sehr schnell voranschreitender Technologieentwicklung auch bereits (moderate) CO_2-Minderungen durch die Nutzung von CCS an bestimmten (küsten- oder flussnahen) KWK-Standorten der chemischen Industrie denkbar. Eine solche Strategie würde jedoch im Widerspruch stehen zu der hier dargelegten Vision einer schnellen und breiten Einführung von (zunächst) hybrid betriebenen Elektrodenkesseln an KWK-Anlagen. Folglich wird hier für CCS an KWK-Anlagen kein Minderungsbeitrag bis 2030 angenommen.

Zusammenfassung: CO_2-Minderung 2030

Das Potenzial für die Realisierung von CO_2-Minderungen in der chemischen Industrie bis zum Jahr 2030 durch neue Schlüsseltechnologien ist erheblich. Die Verfügbarkeit von klimafreundlich produziertem Wasserstoff und die Möglichkeit einer stärkeren Nutzung von erneuerbarem Strom spielen dabei eine zentrale Rolle. Insgesamt kann die CO_2-Minderung in der chemischen Industrie im Jahr 2030 durch neue Schlüsseltechnologien unseren Berechnungen zufolge zwischen **1,8 Mio. t CO_2/Jahr** (bei einer konservativen Abschätzung der rein nationalen Potenziale) und **10,5 Mio. t CO_2/Jahr** (bei signifikantem Import von klimafreundlichem Wasserstoff) betragen. Je stärker bereits bis zum Jahr 2030 auf die Nutzung neuer Schlüsseltechnologien in der chemischen Industrie gesetzt wird, desto leichter fällt – auch bei guter konjunktureller Entwicklung in Deutschland – das Erreichen der Klimaschutzziele sowohl für 2030 als auch für 2050.

3.9 Endnoten- und Literaturverzeichnis

Endnotenverzeichnis

1 Statistisches Bundesamt (Destatis) (2019). *GENESIS-Online Datenbank und Eurostat (2019)*. PRODCOM-Datenbank.
2 Als HVC werden die Produkte des Naphtha-*Steamcracking* bezeichnet. Hierbei sind Ethylen und Propylen die Hauptbestandteile. An dieser Stelle werden außerdem Benzol, Toluol und Xylol dazugezählt. 1,97 t HVC beinhalten eine t Ethylen.
3 Obwohl die hiermit verbundene Produktion von Basischemikalien wie Ethylen, Propylen und Buten sowie verschiedener Aromaten klar der Herstellung von chemischen Grundstoffen zugeordnet werden kann, sind Energiebedarf und Emissionen der Steamcracker statistisch nur insoweit der chemischen Industrie zugerechnet, als sie von Chemieunternehmen betrieben werden. In Deutschland werden jedoch bedeutende Teile der Cracker-Kapazität von Unternehmen der erdölverarbeitenden Industrie betrieben.
4 Weitere bedeutende Anlagen sind die katalytischen *Cracker* und die Reformierungsanlagen innerhalb der Raffinerien, die chemische Grundstoffe als Beiprodukte liefern.
5 Wuppertal Institut (2019): Basierend auf der Datenbasis des Wuppertal Instituts. *Steamcracker* werden in der Regel nicht vollständig ausgetauscht, sondern kontinuierlich gewartet und modernisiert. Entsprechend erfolgt eine Reinvestition nicht ausschließlich zu einem fixen Zeitpunkt der vollständigen Neuinstallation, sondern verteilt über längere Zeiträume. Dennoch vermitteln die Reinvestitionsbedarfe der kommenden Jahre einen Eindruck davon, in welchem Maße Altanlagen modernisiert werden müssen oder auch durch neue Anlagenkonzepte ersetzt werden können.
6 CO_2-Emissionen inkl. Pharmazeutische Industrie. Verband der Chemischen Industrie e.V. (2018). *Chemiewirtschaft in Zahlen 2018.*
7 Wuppertal Institut. (2019). Eigene Berechnungen.
8 AG Energiebilanzen e.V. (2018). *Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2016.* AG Energiebilanzen e.V.: Strom und Fernwärme machen mit knapp 30 % bzw. 14 % den Großteil des restlichen Endenergiebedarfs aus.
9 AG Energiebilanzen. (2019). *Bilanz 2017. Quelle für den Strombedarf; Dampfbedarf basierend auf Modellrechnung des Wuppertal Instituts.*
10 Wuppertal Institut. (2019). Berechnungen des Wuppertal Instituts auf Grundlage der Emissionshandelsstatistik des EU-ETS.
11 Neben der Dampferzeugung durch *Power-to-Heat* stellt auch der Wechsel von den heute in der KWK überwiegend eingesetzten fossilen Energieträgern hin zu Biomasse oder Wasserstoff eine CO_2-Vermeidungsoption dar. Diese Option wird in der vorliegenden Studie allerdings nicht näher betrachtet, insbesondere wegen der stark limitierten Verfügbarkeit nachhaltiger Biomasse sowie der zumindest mittelfristig ebenfalls begrenzten Verfügbarkeit von Wasserstoff, deren Verwendung in anderen Anwendungsbereichen zunächst einen höheren Klimaschutznutzen verspricht.
12 Material Economics. (2019). *Industrial Transformation 2050. Pathways to Net-Zero-Emissions From EU Heavy Industry.*
13 Durch den Strombedarf entstehen indirekte Emissionen in Höhe von 0,7 t CO_2 pro t Ammoniak, die entweder an den Industriekraftwerken der chemischen Industrie oder im Energiesektor bilanziert werden.
14 Bei der Nutzung aller Düngemittel, die reaktive Stickstoffverbindungen enthalten, können beträchtliche Stickoxidemissionen (v. a. das sehr potente Treibhausgas Lachgas) und Gewässerbelastungen (die zur Verringerung von deren Treibhausgas-Senkenwirkung führen können) auftreten. Entsprechend besteht eine Herausforderung nicht im reinen Austausch der aktuellen erdgasbasierten Ammoniak- und anschließenden Düngemittelherstellung gegen eine Route mittels regenerativ erzeugtem Wasserstoff, sondern zugleich in einer deutlichen Reduktion des Gesamtaufkommens an synthetischen N-Düngemitteln innerhalb eines entsprechend reformierten Agrarsektors.
15 Die Einführung von CCS ist mit erheblichen sozialen Akzeptanzhürden verbunden. Zudem müsste eine CCS-Infrastruktur aufgebaut werden.
16 Bei dem Prozess der Methanpyrolyse wird Erdgas thermisch in einem Hochtemperaturreaktor in seine Bestandteile Wasserstoff und Kohlenstoff zerlegt. Dabei entsteht Kohlenstoff in fester Form, das entweder für andere Zwecke (z. B. für die Herstellung von Batterien) genutzt oder deponiert werden kann. Dieser Wasserstoff könnte als *türkis* bezeichnet werden. Allerdings befindet sich dieser Prozess noch in einem frühen Forschungsstadium und es ist noch nicht absehbar, ob, wann und zu welchen Kosten auf diesem Wege große Mengen an Wasserstoff erzeugt werden können.
17 Eigene Berechnungen des Wuppertal Instituts u. a. auf Basis von Material Economics (2019).
18 Berechnungen des Wuppertal Instituts analog zu Material Economics (2019).
19 Eigene Berechnungen des Wuppertal Instituts. Dabei ist darauf hinzuweisen, dass die Wärme und der Strom, die durch die thermische Verwertung erzeugt und genutzt werden, den Bedarf an Strom- bzw. Wärmeerzeugung aus fossilen Energieträgern gegenwärtig mindern. Folglich liegen die Nettoemissionen der thermischen Verwertung des Altplastiks unter den 35 Mio. t pro Jahr. In einem zukünftigen Energiesystem, dessen Stromerzeugung zu 100 % auf Grundlage Erneuerbarer Energien erfolgt, entfällt eine solche Gutschrift allerdings vollständig.
20 Siehe Material Economics. (2019). *Industrial Transformation 2050. Pathways to Net-Zero-Emissions From EU Heavy Industry.*
21 Lösch et al. (2018). In Deutschland werden in Crackern folgende Rohstoffe genutzt: Naphtha 76 %, Gasöl 16 %, Gase 8 %; daneben werden aber auch noch weitere organische Stoffe in der chemischen Grundstoffindustrie genutzt, die nicht in Crackern verarbeitet werden.
22 Vgl. Conversio Market & Strategy. (2018).
23 Die hier dargestellten Zahlen wurden aus Konsistenzgründen aus der Abbildung übernommen und beruhen auf Daten von Material Economics (2019). Sie beziehen sich als Bezugsgröße auf Plastik (und nicht HVC). Die Berechnungen des Wuppertal Instituts weichen davon teilweise ab. Pro Tonne HVC fallen laut Berechnungen und Annahmen des Wuppertal Instituts CO_2-Emissionen von 1,4 t in der Produktion (0,2 t in der Raffinerie, 0,8 t am *Steamcracker* und 0,4 t bei der Polymerisation) und 3,1 t bei der thermischen Verwertung, d. h. Verbrennung an (eigene Berechnung).
24 Klimafreundlicher Wasserstoff meint im Folgenden immer *grünen* aus Elektrolyse erzeugten Wasserstoff, blauen aus Dampfmethanreformierung mit CCS produzierten Wasserstoff und *türkisen* (aus Methanpyrolyse) produzierten Wasserstoff.
25 In wie vielen Stunden im Jahr 2030 PtH-Anlagen gegenüber KWK-Anlagen die wirtschaftlichere Option darstellen könnten, wurde im Rahmen dieser Studie nicht detailliert untersucht. Zentrale Faktoren, die diese Wirtschaftlichkeitsberechnung beeinflussen, sind die Höhe von Abgaben, Umlagen und Netzentgelten für PtH-Anlagen, sowie die Höhe des Erdgas- und CO_2-Preises für KWK-Anlagen.
26 In Situationen, in denen kein Überschussstrom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen vorliegt, führt die Zuschaltung von PtH-Anlagen zu einer Steigerung des Emissionsfaktors des Strommixes, denn die zusätzliche Stromnachfrage durch PtH-Anlagen wird zu diesen Zeiten über fossile Kraftwerke gedeckt. Dabei

sind unterschiedliche Betrachtungen dieser zusätzlichen Emissionen möglich: Falls man diese zusätzlichen Emissionen durch fossile Kraftwerke komplett den PtH-Anlagen zuschreibt (marginale Betrachtungsweise), ist ein Einsatz aus Klimaschutzperspektive (außer in Stunden mit Überschussstrom aus Erneuerbaren Energien) nicht sinnvoll. Betrachtet man hingegen den durchschnittlichen Emissionsfaktor des Strommix in Stunden mit hoher Erneuerbare-Energien-Einspeisung, liegen die Emissionen der PtH-Erzeugung in diesen Stunden zumeist unter den Emissionen der verdrängten KWK-Wärmeerzeugung

27 Als durchschnittliche spezifische Emissionsminderung für diese 2.000 Stunden wurden vereinfachend 30 g/kWh bis zu 80 g/kWh gegenüber einer Erdgas-GuD-KWK-Anlage als Referenz mit einer mittleren Stromkennzahl von 0,4 und einem Gesamt-Wirkungsgrad von 80 % angenommen. Zusätzlich wird für diese Berechnung eine Best-Case-Betrachtung angenommen. Das bedeutet, dass der durch die KWK-Anlage wegfallende Strom vollständig durch zusätzlichen Strom aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen ersetzt wird. Ist dies nicht der Fall, sind die Einsparungen entsprechend der oben erläuterten Annahmen zum durchschnittlichen Emissionsfaktor des Strommix entsprechend geringer. Bei einem Heranziehen der marginalen Emissionen könnte der Einsatz von PtH-Anlagen im Jahr 2030 sogar als emissionssteigernd angesehen werden, allerdings sind bei einer solchen Sichtweise die potenziellen indirekten bzw. langfristigen Vorteile einer entsprechenden frühzeitigen PtH-Ausbaustrategie zu beachten: So kann und sollte der PtH-Ausbau Anreize für einen zusätzlichen Ausbau Erneuerbarer-Energien-Anlagen auslösen und der frühzeitige Einstieg in die PtH-Nutzung kann außerdem infolge von Erfahrungs- und Lerneffekten die längerfristig – für ein klimaneutrales Energiesystem – in jedem Fall sinnvolle breite Durchdringung von PtH-Anlagen unterstützen.

28 Bazzanella, A., Ausfelder, F. (2017). *Low Carbon and Feedstock for the European Chemical Industry.*

29 Allerdings ist der frühzeitige Einstieg in diese Technologie zumindest in Form einzelner Anlagen bereits bis 2030 dennoch wichtig, um über Lerneffekte eine möglichst zügige Erschließung der langfristig vorhandenen Potenziale zu erleichtern.

30 Die Nutzung von Überschussstrom aus Erneuerbaren Energien würde die produzierten Mengen an Wasserstoff stark begrenzen und wurde daher hier nicht angenommen.

31 Siehe Empfehlung Kohlekommission (2019): Angenommen wurde hier, dass 2030 der Bruttostromverbrauch 619 TWh nicht signifikant übersteigt, das Ereneurbare-Energien-Ausbauziel von 65 % am Bruttostromverbrauch nicht erhöht wird, keine signifikante Verbesserung der Energieeffizienztrends der letzten Jahre erzielt wird und der von der *Kohlekommission* empfohlene Kohleminderungspfad bis 2030 1 zu 1 umgesetzt wird. Darüber hinaus wurde kein Import von klimafreundlichem Wasserstoff angenommen.

32 Die CO_2-Vermeidungskosten für eine Verdrängung von Anlagen zur Wasserstofferzeugung per Dampfreformierung (SMR-Anlagen) sind relativ hoch. Angesichts des knappen „Budgets" von erneuerbar erzeugtem Strom sollten Elektrolyseure daher in erster Linie für Wasserstoff-„Neubedarfe" (z. B. in der Stahlindustrie) oder für Ersatzinvestitionen bei SMR-Anlagen berücksichtigt werden (letzteres wurde hier zu Grunde gelegt), um auf diese Weise die Neuerrichtung emissionsintensiver Anlagen zu verhindern.

33 Siehe zum Vergleich Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019: dort wurden für 2030 zwischen 1 und 3 GW Elektrolyseure angenommen.

34 Erst unterhalb eines Emissionsfaktors für die Elektrizitätserzeugung von 180 g CO_2/kWh wird elektrolytisch erzeugter Wasserstoff klimafreundlicher als *grauer* Wasserstoff aus der Dampfmethanreformierung. Gigler/Weeda (2018): Outlines of a Hydrogene Roadmap. Niederlanden: TKI NIEUW GAS:

35 Siehe Agora Energiewende/Agora Verkehrswende (2019): 15 Eckpunkte für das Klimaschutzgesetz „eine Quote für *grünen* Wasserstoff." Der Ausgestaltungsvorschlag der Quote für *grünen* Wasserstoff sieht vor, dass mindestens 50 % des klimafreundlich produzierten Wasserstoffs *grüner* Wasserstoff sein muss, was je nach Gasabsatz 2030 einer Menge von ca. 40 bis 45 TWh *grünem* Wasserstoff entspricht. Unter der von Agora Energiewende getroffenen Annahme, dass bis 2030 bei Einführung dieses Politikinstruments ca. 10 GW Elektrolyseure installiert sein könnten, die mit 3.000 Volllaststunden betrieben werden, könnten in Deutschland rund 20 bis 25 TWh *grüner* Wasserstoff erzeugt werden. Hierdurch würde ein zusätzlicher Strombedarf von 30 TWh entstehen.

36 Als *grüner* Wasserstoff wird Wasserstoff bezeichnet, der elektrolytisch auf Basis von Strom aus Erneuerbaren Energien hergestellt wird, während die Erzeugung von Wasserstoff auf Basis fossiler Energieträger bei Nutzung von CO_2-Abscheidung und Speicherung als *blauer* Wasserstoff bezeichnet wird. Wasserstoff aus Methanpyrolyse könnte als *türkis* bezeichnet werden.

37 Mit der Nachrüstung von bestehenden Dampfreformierungsanlagen mit CCS als End-of-Pipe-Technologie können die CO_2-Emissionen bei der konventionellen Wasserstofferzeugung zu großen Teilen abgeschieden werden.

38 Es wurde von einer technischen Lebensdauer der Steam Crackern von 50 Jahren und entsprechenden Investitionszyklen ausgegangen. Die in den vergangenen Jahren erfolgten Außerbetriebnahmen in Europa stützen diese Annahme teilweise. Die hieraus generierten Abschätzungen zum Reinvestitionsbedarf haben nur indikativen Charakter, da die bestehenden Anlagen in unterschiedlich starkem Maße über die Zeit modernisiert wurden.

39 Die Mengen von klimafreundlichem Wasserstoff werden absehbar begrenzt sein. Insofern sollte der Wasserstoff immer dort zum Einsatz kommen, wo die vergleichsweise größte CO_2-Minderung möglich ist. Im Hinblick auf die CO_2-Minderung pro Tonne Wasserstoff im Chemiesektor ist der Einsatz von Wasserstoff in der MTO-Route (mit Kohlenstoff aus der Abtrennung von CO_2 aus der Luft) nahezu äquivalent zu einem Ersatz von Dampfreformierungs-Anlagen in Deutschland. Insbesondere im Falle eines Imports von Methanol aus dem Sonnengürtel der Erde könnten die CO_2-Vermeidungskosten dieser Route bereits 2030 günstiger sein als der Ersatz von Dampfreformierungsanlagen.

40 Siehe Material Economics (2019): Material Economics gibt für die Produktion von 1 Tonne HVC über die Pyrolyse-Route mit den nachgelagerten Prozessen einen Strombedarf von 6,9 MWh an; für die Gasifizierungs-Route mit nachgeschalteter MTO-Route einen Strombedarf von 9,4 MWh (inkl. Strombedarf für den *grünen* Wasserstoff).

41 In welchem Maße das Potenzial für chemisches Recycling realisiert werden kann, hängt auch stark von der Art der eingesetzten Kunststoffe ab. Gerade im Bereich der Verpackungsmaterialien und der Siedlungsabfälle besteht hier großer Veränderungsbedarf. Je geringer die Materialkomplexität und je höher die Sortenreinheit, desto energieeffizienter ist es möglich, mechanisch zu recyceln oder mittels chemischem Recycling hochwertige neue Grundstoffe zu erzeugen.

Literaturverzeichnis

AG Energiebilanzen e.V. (2018). *Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2017.* Online verfügbar unter: https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=ageb_jahresbericht2017_20180315-02_dt.pdf

Agora Energiewende/Agora Verkehrswende. (2019). *15 Eckpunkte für das Klimaschutzgesetz*. Online verfügbar unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2019/15_Eckpunkte_fuer_das_Klimaschutzgesetz/Agora_15_Eckpunkte_Klimaschutzgesetz_WEB.pdf

Bazzanella, A., Ausfelder, F. (2017). *Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry.* Online verfügbar unter: https://dechema.de/dechema_media/Downloads/Positionspapiere/Technology_study_Low_carbon_energy_and_feedstock_for_the_European_chemical_industry-p-20002750.pdf

BP Deutschland. (2016). *Raffinierte Verwandlung.* Online verfügbar unter: http://www.bp.com/de_de/germany/ueber-bp/aktivitaeten-in-deutschland/raffinerie-geschaeft/raffinierte-verwandlung.html

ChemCologne. (2016). *Die stärkste Chemie-Region Europas.* Online verfügbar unter: http://www.chemcologne.de/investieren-im-rheinland/die-chemie-region/

Conversio Market & Strategy (2018). *Kurzfassung. Stoffstrombild Kunststoffe in Deutschland 2017.* Online verfügbar unter: https://www.bvse.de/images/news/Kunststoff/2018/181011_Kurzfassung_Stoffstrombild_2017.pdf/

Gigler, J., Weeda, M. (2018). *Outlines of a Hydrogen Roadmap.* Im Auftrag von: TKI NIEUW GAS. Online verfügbar unter: https://www.topsectorenergie.nl/sites/default/files/uploads/TKI%20Gas/publicaties/20180514%20Roadmap%20Hydrogen%20TKI%20Nieuw%20Gas%20May%202018.pdf

Kommission "Wachstum, Struktur und Beschäftigung". (2019). *Abschlussbericht.* Online verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/abschlussbericht-kommission-wachstum-strukturwandel-und-beschaeftigung.pdf?__blob=publicationFile&v=4

Lösch, O., Gollmer, C., Jochem, E., Reitze, F., Schön, M., Chacón, F. A. T. (2018). *Minderung der industriellen Treibhausgasemissionen Deutschlands durch materialbezogene Handlungsansätze in ausgewählten Branchen – ein Problemaufriss.* Online verfügbar unter: http://www.irees.de/irees-wAssets/docs/publications/projektbericht-report/180704_IREES-AP3-Materialeffizienz.pdf

Material Economics. (2019). *Industrial Transformation 2050. Pathways to Net-Zero Emissions from EU Heavy Industry.* Im Auftrag von: University of Cambridge Institute for Sustainability Leadership.

Netzentwicklungsplan Strom 2030. (2019). *Netzentwicklungsplan Strom, 1. Entwurf.* Online verfügbar unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-2030-2019

Statistisches Bundesamt (Destatis). (2018). *Branchen und Unternehmen. Industrie, Verarbeitendes Gewerbe.* Online verfügbar unter: https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Industrie-Verarbeitendes-Gewerbe/_inhalt.html#sprg236488

Verband der Chemischen Industrie e.V. (2018). *Chemiewirtschaft in Zahlen 2018.* Online verfügbar unter: https://www.vci.de/services/publikationen/broschueren-faltblaetter/chemiewirtschaft-in-zahlen.jsp

4 Zement

4.1 Zement Branchenüberblick

Das Bindemittel Zement ist wesentlicher Bestandteil von Beton und Mörtel und zählt zu den meistgenutzten Baustoffen weltweit. Daher nimmt die Zementindustrie eine entscheidende Position in der gesamten Wertschöpfungskette der Bauindustrie ein. Die von der Zementindustrie produzierten Zemente sind standardisiert und über europaweite bzw. nationale Normen klar definiert. Die europäische Norm DIN EN 197-1 für sogenannte Normalzemente unterteilt den Zement in fünf Hauptzementarten (CEM I - CEM V), die anhand des Massenanteils von Zementklinker sowie weiterer Hauptbestandteile (z. B. Hüttensand, Puzzolane, Flugasche) in 27 Normalzementarten unterschieden werden.

Direkte CO_2-Emissionen der Zementindustrie 2017
20,5 Mio. t CO_2

Zementproduktion 2017
34 Mio. t Zement (davon 6,2 Mio. t Zement exportiert)

Zementnachfrage 2017
28,8 Mio. t Zement (davon 1,6 Mio. t Zement importiert)

Reinvestitionsbedarf der Zementindustrie bis 2030
ca. 30 % der Gesamtkapazität (Öfen mit einer Kapazität von 10,5 Mio. t Zementklinker pro Jahr)

Direkt Beschäftigte 2017
rund 8.000 Beschäftigte

Im Jahr 2017 wurden in Deutschland ca. 34 Mio. t Zement hergestellt, wobei ein Umsatz von rund 2,7 Mrd. Euro erzielt wurde.[1] Der Export umfasste im Jahr 2017 etwa 6,2 Mio. t Zement; die Zementimporte lagen bei ca. 1,6 Mio. t.[1] Der Außenhandel mit Zement konzentriert sich dabei in hohem Maße auf grenznahe Regionen. Ursächlich hierfür sind in erster Linie die im Verhältnis zum Produktpreis vergleichsweise hohen Transportkosten. Entsprechend erfolgt der Großteil der Zementtransporte auf der Straße in einem Transportradius von bis zu 250 km, wobei die Bedeutung von längeren Transporten mit (Binnen-)schiffen zunimmt.[2]

Die deutsche Zementindustrie umfasst einen Mix aus 21 mittelständischen und großen Unternehmen mit insgesamt rund 8.000 Mitarbeitern. Von den insgesamt 53 Werken sind 34 integrierte Werke mit Klinkerbrennprozess.[3] Lokal verfügbare Rohmaterialien (Kalkstein, Ton) sowie günstige Transportmöglichkeiten zu Nachfragemärkten sind zentrale Standortfaktoren.

Der Zementverbrauch des Jahres 2017 entfiel zu je rund einem Drittel auf den Wohnungsbau (ca. 32 %), den Nichtwohnungsbau (ca. 34 %) sowie den Tiefbau (ca. 34 %). Der Großteil des Zements wird dabei zu Transportbeton verarbeitet (ca. 61 %), gefolgt von Betonbauteilen (ca. 22 %), sonstigem Silozement (ca. 11 %) und Sackzement (ca. 6 %).[1]

Die Zementproduktion hat einen hohen Energiekostenanteil an der Bruttowertschöpfung von mehr als 50 %. Brennstoffe werden vor allem für das energieintensive Brennen des Zementklinkers verwendet. Neben fossilen Brennstoffen im Umfang von ca. 34 % des thermischen Energieeinsatzes im Jahr 2017 – im Wesentlichen Braunkohle (ca. 20 %) sowie Steinkohle (ca. 8 %) – verwendet die Zementindustrie einen seit den 1990er-Jahren stetig wachsenden Anteil an alternativen Brennstoffen (u. a. Altreifen, Altöl, Tiermehl, Kunststoffabfälle). Im Jahr 2017 wurden branchenweit bereits 65 % des thermischen Energieeintrags durch alternative Brennstoffe gedeckt.[4] Strom in Anteilen von 10 bis 15 % des gesamten Energiebedarfs wird insbesondere für die Rohstoffzerkleinerung und Zementmahlung eingesetzt.[1]

Die direkten spezifischen CO_2-Emissionen (d. h. ohne Anteil aus dem Strombezug) der in Deutschland produzierten Zemente betragen seit Mitte der 2000er-Jahre im Durchschnitt ca. 0,61 t CO_2/t Zement. Daraus resultieren Gesamtemissionen der Zementherstellung in Deutschland von ca. 20,5 Mio. t CO_2 im Jahr 2017.[5]
Der Reinvestitionsbedarf in der Zementindustrie bis 2030 umfasst schätzungsweise Anlagen im Umfang von ca. 30 % der Gesamtkapazität.[6]

Treibhausgasneutraler Zementsektor

Die Dekarbonisierung des Zementsektors stellt eine große Herausforderung dar. Dies liegt vor allem an den prozessbedingten Emissionen, die bei der Zementklinkerproduktion beim Austreiben des CO_2 aus dem Kalkstein, der sogenannten Entsäuerung, unvermeidbar entstehen. Daher sind aus heutiger Sicht für einen weitgehend treibhausgasneutralen Zementsektor *Carbon-Capture-and-Storage*- (CCS) sowie ggf. *Carbon-Capture-and-Use-Technologien* (CCU) unvermeidlich.

Eine weitere Schwierigkeit ist, dass sich die meisten Zementwerke im ländlichen Raum in unmittelbarer Nähe zu den Abbaugebieten von Kalkstein und Ton befinden. Für den Abtransport des abgeschiedenen CO_2 zur Speicherung in Offshore-Lagerstätten wäre daher der Aufbau einer flächendeckenden CO_2-Infrastruktur bis in den ländlichen Raum notwendig.

Neben den prozessbedingten Emissionen, die ca. 65 % der Emissionen pro Tonne Zement ausmachen, stammen die restlichen 35 % (die brennstoffbedingten Emissionen) aus der Verbrennung fossiler und alternativer Brennstoffe zur Bereitstellung von Hochtemperatur-Prozesswärme. Dieser Anteil kann prinzipiell durch Elektrifizierung oder treibhausgasneutrale Brennstoffe wie Biomasse und synthetisches Gas deutlich reduziert oder sogar gänzlich eliminiert werden. Bei einer Anwendung von CCS oder CCU[7] für das Abscheiden der prozessbedingten und brennstoffbedingten Emissionen wären dann bei (weitgehend) treibhausgasneutralen Brennstoffen sogar insgesamt negative Emissionen möglich. Im Folgenden wird zunächst der konventionelle Zementproduktionsprozess beschrieben, um eine Grundlage für ein Verständnis der unten vorgestellten CO_2-armen Schlüsseltechnologien zu schaffen (siehe Abbildung F.5):

Referenzprozess

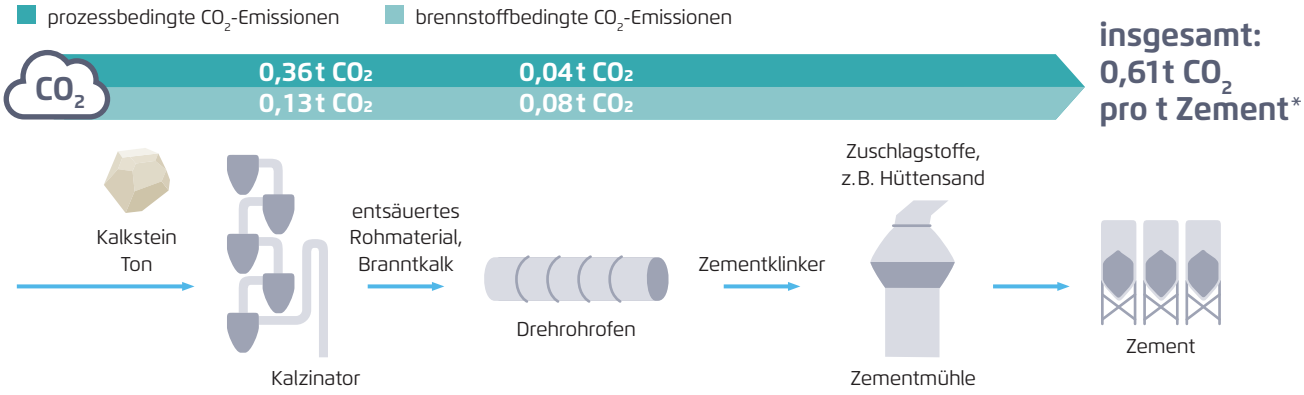
Für die Bindeeigenschaften von Zement ist Zementklinker der zentrale Bestandteil. Dem Zementklinker werden je nach Zementsorte noch andere Stoffe zu unterschiedlichen Anteilen beigemischt. Auf die Zementklinkerherstellung entfallen insgesamt 94 % der gesamten (d. h. direkten plus indirekten) CO_2-Emissionen der Zementherstellung.[8] Für die folgende Betrachtung wurde der heute im europäischen Durchschnitt übliche Zementklinkeranteil von 74 % am Zement (Klinkerfaktor von 0,74) zugrunde gelegt.[9]

Zementklinker wird aus einer gemahlenen Rohstoffmischung aus ca. 75 % Kalkstein und 25 % Ton hergestellt. Seine Herstellung lässt sich stark vereinfacht in zwei zentrale energieintensive Teilschritte unterteilen: Das vorgewärmte Rohmaterial wird zunächst bei ca. 900 °C kalziniert (gebrannt). In modernen Zementwerken geschieht dies im dem Drehrohrofen vorgelagerten Kalzinator. Für den Kalzinationsprozess werden ca. 60 % der gesamten Wärmezufuhr benötigt, die heute größtenteils durch die Verbrennung fossiler und alternativer Brennstoffe bereitgestellt wird. Dabei entstehen brennstoffbedingt durchschnittlich 0,13 t CO_2 pro Tonne Zement. Außerdem wird der Kalkstein ($CaCO_3$) in diesem Prozessschritt bereits zu 90 bis 95 % in Branntkalk (CaO) und Kohlendioxid (CO_2) umgewandelt (entsäuert), wodurch im Kalzinator zusätzlich prozessbedingte CO_2-Emissionen von 0,36 t CO_2 anfallen.

Im nächsten Schritt wird die Materialmischung im Drehrohrofen auf 1.450 °C erhitzt, dabei zu Zementklinker verbacken (gesintert)[10] und anschließend im Klinkerkühler abgekühlt. Im Drehrohrofen fallen direkte brennstoffbedingte Emissionen (0,08 t CO_2 pro Tonne Zement) sowie weitere prozessbedingte Emissionen (0,04 t CO_2 pro Tonne Zement) an.

In einem späteren Schritt wird der Zementklinker gemahlen und ggf. mit weiteren Hauptbestandteilen wie beispielsweise Hüttensand zum Endprodukt Zement gemischt. Für eine Tonne Zement fallen somit direkte Emissionen von rund 0,61 t CO_2 an. Dabei sind die indirekten Emissionen für die Nutzung von Strom bei den Trocknungs- und Mahlprozessen nicht berücksichtigt.

Prozessschritte und direkte CO_2-Emissionen der Zementproduktion Abbildung F.5



*Annahme: Alle Angaben beziehen sich auf Zement mit einem Klinkeranteil von 74 %.

Mögliche CO_2-arme Schlüsseltechnologien

CO_2-Abscheidung durch Oxyfuel-CCS

CCS beinhaltet die Abscheidung, den Transport und die dauerhafte Speicherung der bei der Zemenklinkerherstellung anfallenden CO_2-Emissionen. Im Oxyfuel-Verfahren werden die Brennprozesse im Drehrohrofen und im Kalzinator mit einem Gemisch aus Sauerstoff und wieder aufbereitetem CO_2 anstelle von Luft durchgeführt. Dies erleichtert die Abtrennung des CO_2 aus dem Abgasstrom und erhöht die CO_2-Abscheiderate. Dadurch ließen sich ca. 90 % der gesamten prozess- und brennstoffbedingten Emissionen abscheiden.

CO_2-Abscheidung und Elektrifizierung der Hochtemperaturwärme am Kalzinator (LEILAC)

In einem Ansatz, den das LEILAC-Projekt[11] verfolgt, wird der Prozessschritt der Kalzination in einem speziellen, indirekt beheizbaren Stahlbehälter durchgeführt. Dies ermöglicht es, die prozessbedingten Emissionen in einem vergleichsweise reinen CO_2-Strom einzufangen, was den für die CO_2-Abscheidung und -Reinigung benötigten Energiebedarf verringert. Prinzipiell erlaubt dieser Ansatz zusätzlich eine Elektrifizierung des Kalzinators, indem der Stahlbehälter, anstatt durch fossile Brenner, elektrisch erhitzt wird. Hierfür sind jedoch große Strommengen erforderlich. Durch diese Technologie ließen sich ca. 77 bis 80 % der Gesamtemissionen am Ofen reduzieren.

Alternative Bindemittel

Alternative Bindemittel ermöglichen die Herstellung von Beton ohne den Einsatz von konventionellem Zementklinker. Die unterschiedlichen Ansätze für alternative Bindemittel weichen bezüglich ihrer Ausgangsmaterialien und ihrer Produktionsprozesse teilweise stark voneinander ab, und können daher hier nicht detailliert ausgeführt werden.[12] Ein zentraler Aspekt ist jedoch eine Verringerung des Kalksteinanteils im Rohmaterial, da hierdurch die prozessbedingten Emissionen reduziert werden können. Teilweise sind die Produktionsverfahren weniger energieaufwendig, da der Herstellungsprozess auf niedrigerem Temperaturniveau erfolgt. Als Nicht-CCS-Option ließe sich mit alternativen Bindern die CO_2-Intensität der Zementherstellung und Verwendung im Vergleich zu konventionellen Zementen (Klinkeranteil von 74 %) um bis zu (maximal) 53 % reduzieren.[13] Auch die Kombination mit CCS-Technologien ist prinzipiell möglich und würde durch die geringeren CO_2-Mengen dazu beitragen, den Strombedarf für Abscheidung und Transport zu reduzieren. Allerdings wird erwartet, dass die Anwendung alternativer Bindemittel aufgrund ihrer teilweise abweichenden Produkteigenschaften mittelfristig auf Nischenmärkte begrenzt bleiben wird.

Weitere vielversprechende Technologieansätze wie verschiedene Post-Combustion-Technologien (CCS)[14], die Rekarbonatisierung von Bauabbrüchen (CCU) oder Textilbeton sind nicht Teil der folgenden Bewertung.

4.2 CO_2-Abscheidung mit dem Oxyfuel-Verfahren (CCS)

Pilotanlage Oxyfuel-Klinkerkühler, Zementwerk Hannover, HeidelbergCement
Foto: Steffen Fuchs, Heidelberg/Deutschland

Das Oxyfuel-Verfahren ist ein Verfahren zur CO_2-Abscheidung, für das der Zementklinkerbrennprozess mit einem Gemisch aus Sauerstoff und wieder aufbereitetem CO_2 anstelle von Luft durchgeführt wird. Dies erleichtert die Abscheidung des CO_2 aus dem Abgasstrom und ermöglicht in der Praxis eine Abscheidung von ca. 90 % der gesamten Emissionen. Das CO_2 müsste anschließend über eine CO_2-Infrastruktur, z.B. Pipelines oder an flussnahen Standorten von Binnenschiffen, abtransportiert werden und könnte schließlich an geeigneten Speicherorten (z.B. leere Ölfelder in der Nordsee) verpresst werden.

Pilot- und Demonstrationsprojekte

Demo

ECRA-CCS-Projekt (EU-Projekt)
u. a. ECRA, HeidelbergCement
Status quo: In der derzeit laufenden Phase IV des Projekts wird die Konzeption einer Demonstrationsanlage in industrieller Größenordnung erarbeitet und Förderung für deren Bau bei der EU beantragt.

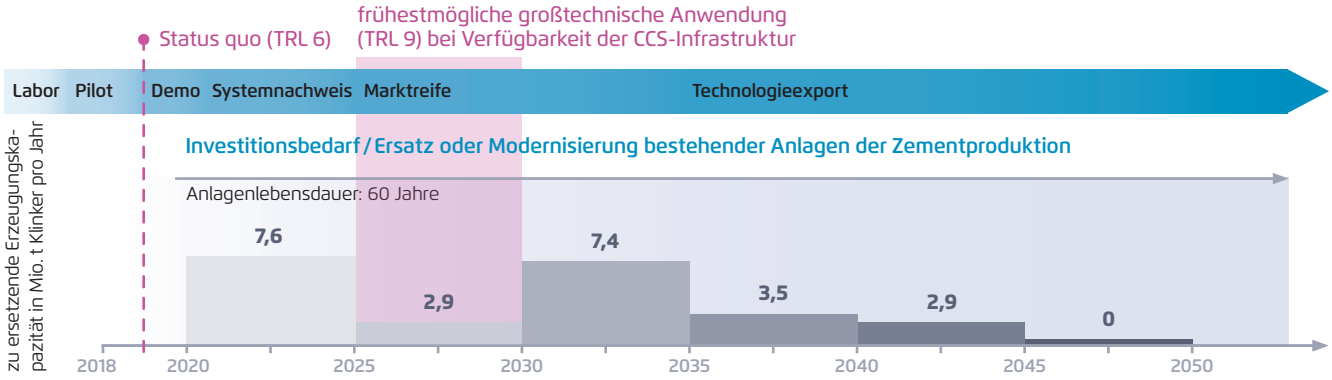
Die *European Cement Research Academy* (ECRA) untersucht seit 2007 die technische und ökonomische Machbarkeit zur CO_2-Abscheidung in der Zementherstellung. Bezüglich des Baus einer Demonstrationsanlage für den testweisen Betrieb im Industriemaßstab werden derzeit Gespräche zur Auswahl eines geeigneten Standorts in Deutschland geführt.

Pilot

CEMCAP-Projekt (Hannover, Deutschland)
u. a. HeidelbergCement, Verein Deutscher Zementwerke
Ergebnisse: Nachweis für Oxyfuel-Klinkerkühlung; Oxyfuel-Brenner und -Kalzinator entwickelt

Ein Oxyfuel-Kühlsystem für Klinker wurde erfolgreich installiert und getestet. Zu einem Oxyfuel-kompatiblen Brenner und Kalzinator wurden Laborversuche durchgeführt. Auch ein Modell eines kompletten Oxyfuel-Werks wurde erstellt.

Reinvestitionsbedarf und frühestmögliche Marktreife der CO_2-armen Schlüsseltechnologie



Reinvestitionsbedarf

Der Reinvestitionsbedarf in der Zementindustrie bis 2030 umfasst unserer Abschätzung nach Anlagen mit einer Kapazität von ca. 10,5 Mio. t Zementklinker/Jahr (ca. 30 % der Gesamtkapazität). Dieser Abschätzung liegt zugrunde, dass diese Anlagen dann 60 Jahre in Betrieb sind oder seit der letzten größeren Nachrüstung mindestens 30 Jahre vergangen sind.

Technologieentwicklung

Bei optimaler Technologieentwicklung ist ein frühestmöglicher kommerzieller Einsatz (TRL 9) der Technologie ab 2025 möglich. Allerdings benötigt die CO_2-Abscheidung eine CO_2-Infrastruktur, um das CO_2 abzutransportieren, weshalb zunächst eine Nachrüstung an Zementwerken in unmittelbarer Nähe zu Flüssen (Abtransport per Schiff) wahrscheinlich erscheint.

Der Technologieentwicklungsgrad (*Technology Readiness Level*/TRL) einer Technologie wird auf einer Skala von 1–9 angegeben (TRL 9 = Marktreife).

Zement

Technologie
CO_2-Abscheidung mit dem Oxyfuel-Verfahren

Entwicklungsstadium heute
Bau von Demoanlagen geplant (TRL 6)

Erwartete Anwendungsreife
2025–2030

Maximale CO_2-Minderung in Deutschland

2030	2050
2,0 Mio. t CO_2/Jahr	**16,2** Mio t CO_2/Jahr

CO_2-Vermeidungskosten in Deutschland

2030	2050
70–131 €/t CO_2	**65–87** €/t CO_2

Erneuerbarer Strom- und Infrastrukturbedarf
- 0,25 MWh pro t Zement (inkl. Abscheidung, Reinigung und Kompression des CO_2)
- CO_2-Infrastruktur
- sichere CO_2-Langzeitspeicher
- Sauerstoff-Erzeugungsanlage

Mögliche Politikinstrumente
- CO_2-Mindestpreis mit Grenzausgleichsregime
- CO_2-Preis auf Endprodukte
- *Carbon Contract for Difference*
- nachhaltige öffentliche Beschaffung
- Quote für CO_2-arme Materialien
- Reform der Abgaben und Umlagen

Herausforderungen
Die zukünftige gesellschaftliche Akzeptanz für CO_2-Transport und -Speicherung ist unsicher. Ein Abtransport des CO_2 wäre an Standorten ohne Hafenzugang mit hohen Infrastrukturkosten (Pipeline) verbunden. Zudem steigt der Strombedarf. Würden 50 % der deutschen Zementproduktion des Jahres 2017 (34 Mio. t) mittels des Oxyfuel-Verfahrens hergestellt, so würde dadurch ein zusätzlicher Strombedarf von ca. 5 TWh entstehen.

Bewertung mit Blick auf Paris-Kompatibilität
Aufgrund der wenigen Optionen für eine weitgehende CO_2-Minderung in der Zementherstellung kann eine erfolgreiche Entwicklung dieser Technologie weltweit große CO_2-Minderungsbeiträge liefern, allerdings nur in Kombination mit dem Aufbau einer CO_2-Infrastruktur. Bei 100 % treibhausgasneutralen Brennstoffen wie Biomasse oder synthetischem Methan, wären dann sogar bilanziell negative Emissionen möglich.

Technologien im Vergleich

	KONVENTIONELLE TECHNOLOGIE		CO_2-ARME SCHLÜSSELTECHNOLOGIE
	Konventionelle Zementherstellung		**CO_2-Abscheidung mit Oxyfuel**
CO_2	**0,61** t CO_2/t Zement	**-90 %** spezifische Emissionsminderung	**0,06** t CO_2/t Zement
€	**46** €/t Zement	**+78 bis +104 %** spezifische Mehrkosten	**82–94** €/t Zement

Zentrale Annahmen zur Bestimmung der Bandbreite der Produktionskosten (2050)

Annahme		untere Bandbreite	obere Bandbreite
Kapitalkosten Referenz-Zementwerk		15 €/t Zement	17 €/t Zement
spezifische Kapitalkosten Oxyfuel-Nachrüstung		7 €/t Zement	10 €/t Zement
Annahme:	CAPEX Oxyfuel für 1 Mio. t Zementklinker pro Jahr	100 Mio. €	130 Mio. €
Betriebskosten der Zementproduktion inkl. CO_2-Abscheidung im Zementwerk		41 €/t Zement	46 €/t Zement
Annahme:	durchschnittlicher Strompreis	50 €/MWh	60 €/MWh
Kosten für CO_2-Transport und -Speicherung		33 €/t CO_2	38 €/t CO_2
davon:	Transportkosten CO_2 (Binnen- und Seeschiff)	23 €/t CO_2	28 €/t CO_2
	Speicherung Nordsee	10 €/t CO_2	10 €/t CO_2
Produktionskosten CO_2-armer Zement		**82 €/t Zement**	**94 €/t Zement**

Quelle: Zusammenstellung des Wuppertal Instituts auf Basis verschiedener Quellen (siehe Hinweis auf gesonderte Publikation in Teil F.1)

4.3 CO_2-Abscheidung in Kombination mit Elektrifizierung der Hochtemperaturwärme am Kalzinator (elektrifiziertes LEILAC-Verfahren)

Pilotanlage des LEILAC-Reaktors im Zementwerk Lixhe, HeidelbergCement
Foto: Paul Poels, Meerlo/Niederlande

Im LEILAC-Verfahren dient ein spezieller, indirekt beheizter Stahlbehälter als Kalzinator. Dadurch wird ein reiner CO_2-Abgasstrom ermöglicht, der die Abscheidung des CO_2 vereinfacht. So können ca. 85 bis 90 % der gesamten prozessbedingten Emissionen abgeschieden werden. Zudem wird eine Elektrifizierung der Erzeugung von Hochtemperaturwärme am Kalzinator ermöglicht, was die brennstoffbedingten Emissionen am Kalzinator vermeidet. Insgesamt können dadurch 77 bis 80 % der Emissionen am Ofen reduziert werden.

Pilot- und Demonstrationsprojekte

Pilot

EU-Projekt LEILAC (Lixhe, Belgien)
HeidelbergCement
Status quo: Die Pilotanlage in Lixhe hat bisher ein Produktionsvolumen von 10 t Zementklinker/h und wurde im April 2019 erstmals (fossil) befeuert.
Ausblick: In einer zweijährigen Testphase soll gezeigt werden, dass 240 Tonnen Rohmaterial pro Tag verarbeitet werden können.

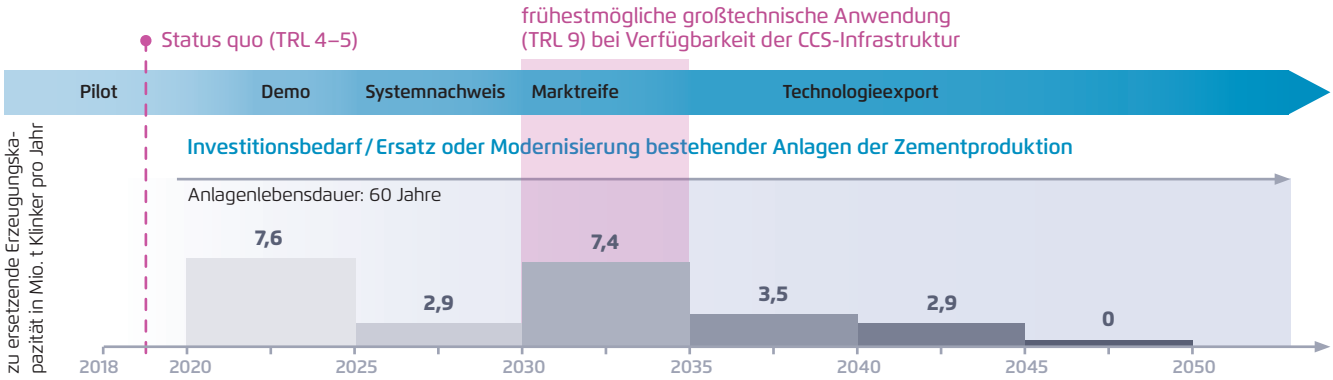
Das Projekt mit einer Laufzeit von 2016 bis 2020 hat zum Ziel, einen speziellen Kalzinator zu entwickeln und zu testen. In einem (fossil oder elektrisch beheizten) Stahlbehälter wird das Rohmaterial indirekt erhitzt und kalziniert.

Konzept

CemZero (Gotland, Schweden)
Cementa/Vattenfall
Status quo: Energie- und Massenbilanz für ein elektrisches Zementwerk mit LEILAC (ohne CCS)
Ausblick: Untersuchungen, wie eine Pilotanlage zur strombasierten Zementherstellung (Plasmatechnologie) konkret umgesetzt werden könnte.

Der Fokus des Projekts liegt nicht auf LEILAC, sondern auf der Plasmatechnologie. Im Rahmen einer inzwischen abgeschlossenen Studie wurde jedoch unter anderem eine Energie- und eine Massenbilanz für ein komplett elektrifiziertes Zementwerk unter Einbezug der LEILAC-Technologie in der Zementklinkerproduktion erstellt.

Reinvestitionsbedarf und frühestmögliche Marktreife der CO_2-armen Schlüsseltechnologie



Reinvestitionsbedarf

Der Reinvestitionsbedarf in der Zementindustrie bis 2030 umfasst unserer Abschätzung nach Anlagen mit einer Kapazität von ca. 10,5 Mio. t Zementklinker/Jahr (ca. 30 % der Gesamtkapazität). Dieser Abschätzung liegt zugrunde, dass diese Anlagen dann 60 Jahre in Betrieb sind oder seit der letzten größeren Nachrüstung mindestens 30 Jahre vergangen sind.

Technologieentwicklung

Bei optimaler Technologieentwicklung ist ein möglicher großtechnischer Einsatz (TLR 9) der LEILAC-Technologie sowohl in der fossil beheizten als auch in der elektrifizierten Variante frühestens ab 2030 möglich.

Der Technologieentwicklungsgrad (*Technology Readiness Level*/TRL) einer Technologie wird auf einer Skala von 1–9 angegeben (TRL 9 = Marktreife).

Zement

Technologie
CO_2-Abscheidung und Elektrifizierung der Hochtemperaturwärme am Kalzinator

Entwicklungsstadium heute
Pilotanlagen (TRL 4)

Erwartete Anwendungsreife
2030 – 2035

Maximale CO_2-Minderung in Deutschland

2030	2050
0,1 Mio. t CO_2/Jahr	**7,1** Mio t CO_2/Jahr

CO_2-Vermeidungskosten in Deutschland

2030	2050
n.b. €/t CO_2	**73–112** €/t CO_2

Erneuerbarer Strom- und Infrastrukturbedarf
- Strombedarf elektrifiziertes LEILAC-Verfahren: 0,54-0,71 MWh pro t Zement
- ggf. Stromnetzausbau
- CO_2-Infrastruktur
- Verfügbarkeit sicherer CO_2-Speicher

Mögliche Politikinstrumente
- CO_2-Mindestpreis mit Grenzausgleichsregime
- CO_2-Preis auf Endprodukte
- *Carbon Contract for Difference*
- nachhaltige öffentliche Beschaffung
- Quote für CO_2-arme Materialien
- Reform der Abgaben und Umlagen

Herausforderungen
Die zukünftige gesellschaftliche Akzeptanz für CO_2-Transport und Speicherung ist unsicher. Die Elektrifizierung der Erzeugung von Hochtemperaturwärme erfordert eine beträchtliche Menge zusätzlichen erneuerbaren Stroms. Für 50 % der deutschen Zementproduktion (ca. 17 Mio. t) mittels des elektrifizierten LEILAC-Verfahrens inklusive CO_2-Abscheidung, würde ein zusätzlicher Strombedarf von ca. 18–24 TWh entstehen.

Bewertung mit Blick auf Paris-Kompatibilität
Mit dieser Technologie wäre es möglich, circa 77–80 % der Gesamtemissionen der Zementproduktion abzuscheiden bzw. zu vermeiden. In Kombination mit einer zusätzlichen Nutzung von 100 % treibhausgasneutralen Brennstoffen am Drehrohrofen könnten insgesamt 90–93 % der Emissionen reduziert werden. Vorteilhaft an der Elektrifizierung des Kalzinators wäre, dass andere knappe bzw. teure treibhausgasneutrale Brennstoffe (Biomasse, synthetisches Methan) dort nicht eingesetzt werden müssten.

5 Technologien im Vergleich

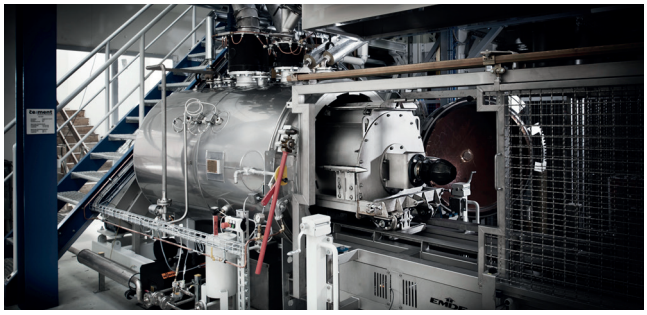
	KONVENTIONELLE TECHNOLOGIE **Konventionelle Zementherstellung**		CO_2-ARME SCHLÜSSELTECHNOLOGIE **LEILAC mit Elektrifizierung**
CO_2	**0,61** t CO_2/t Zement	**-77 bis -80 %** spezifische Emissionsminderung	**0,12–0,14** t CO_2/t Zement
€	**46** €/t Zement	**+74 bis +119 %** spezifische Mehrkosten	**80–101** €/t Zement

Zentrale Annahmen zur Bestimmung der Bandbreite der Produktionskosten (2050)

Annahme		untere Bandbreite	obere Bandbreite
Produktionskosten Referenz-Zementwerk		46 €/t Zement	46 €/t Zement
Kapitalkosten LEILAC-Kalzinator sowie CO_2-Reinigungs- und Kompressionsanlage		0,8 €/t Zement	3,8 €/t Zement
Annahme:	CAPEX-LEILAC-Kalzinator zusätzlich zu regulärer Reinvestiition	0 €	40 Mio. €
Annahme:	CAPEX-CO_2-Reinigungs- und Kompressionsanlage	9,5 Mio. €	9,5 Mio. €
Betriebskosten für Stromnutzung		27 €/t Zement	42 €/t Zement
Annahme:	Strompreis	50 €/MWh	60 €/MWh
Einsparung primärer Brennstoffe durch Stromnutzung		-5 €/t Zement	-5 €/t Zement
Kosten für CO_2-Transport und -Speicherung		33 €/t CO_2	38 €/t CO_2
Produktionskosten CO_2-armer Zement		**80 €/t Zement**	**101 €/t Zement**

Quelle: Zusammenstellung des Wuppertal Instituts auf Basis verschiedener Quellen (siehe Hinweis auf gesonderte Publikation in Teil F.1)

4.4 Alternative Bindemittel



Autoklav in der Celitement-Pilotanlage Foto: Markus Breig, © KIT

Alternative Bindemittel ermöglichen die Herstellung von Beton ohne den Einsatz von konventionellem Zementklinker. Durch einen verringerten Kalksteinanteil können die prozessbedingten Emissionen reduziert werden. Teilweise sind die Produktionsverfahren zudem energieeffizienter, da der Herstellungsprozess auf niedrigerem Temperaturniveau erfolgt. Weil sich verschiedene alternative Bindemittel in unterschiedlichen Stadien des Entwicklungs- und Markteinführungsprozesses befinden, lassen sich zukünftige Marktanteile, Produktionskosten und CO_2-Minderungspotenziale nicht abschließend abschätzen.

Pilot- und Demonstrationsprojekte

Pilot

Celitement (Karlsruhe, Deutschland)
Schwenk Baustoff-Gruppe, KIT
Status quo: seit 2011 Pilotanlage in Karlsruhe, bis 100 kg/Tag
Ausblick: industrielle Referenzanlage in Planung
CO_2-Minderungspotenzial: bis zu 50 % ggü. Portlandzement (PLZ) mit einem Klinkeranteil von >95 %

Das Bindemittel Celitement hat annähernd gleiche Hydrationseigenschaften, Festigkeitsentwicklung und Endfestigkeit wie herkömmlicher Zement. Auch die gleiche Rohstoffbasis kann in der Produktion verwendet werden, nur der Produktionsprozess ist komplexer.

Am Markt

Solidia Technologies (Piscataway, New Jersey)
Status quo: seit Kurzem auf dem Markt mit nicht tragfähigen Bauteilen wie Pflastersteinen und Dachziegeln.
CO_2-Minderungspotenzial: 30–70 % ggü. PLZ

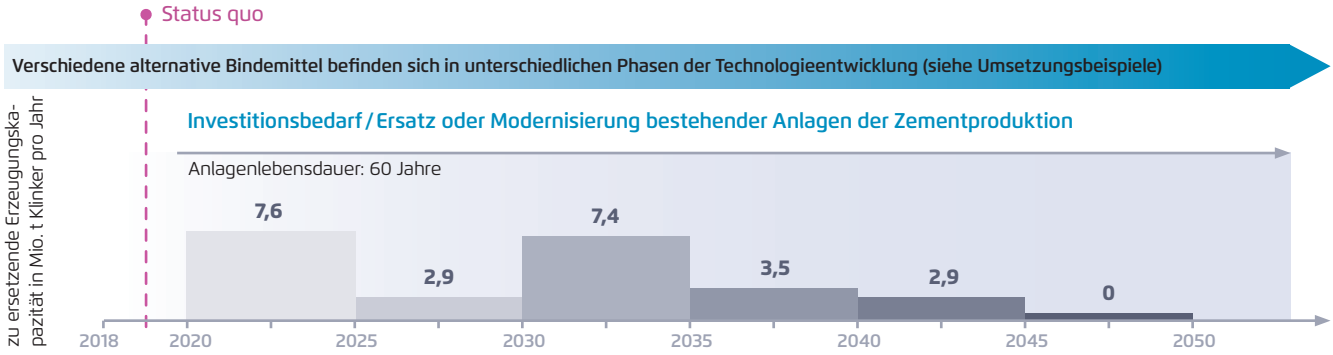
Weil die Aushärtung nicht durch Kontakt mit Wasser, sondern in einer CO_2-reichen Atmosphäre stattfindet, funktionieren die Produkte als CO_2-Speicher. Das bedeutet aber auch, dass sich die Technologie vor allem für Fertigteilelemente eignet, die dünn genug sind, um vom CO_2 durchdrungen zu werden.

Am Markt

Ternocem
HeidelbergCement
Status quo: Im Rahmen des EU-Projekts EU-Binder wurden erfolgreich Wandplatten aus Ternocem produziert.
CO_2-Minderungspotenzial: 20–30 % ggü. PLZ

Ternocerm ist ein vor allem aus Belite bestehender Zement und beinhaltet – im Vergleich zu Portlandzement – mehr aluminiumhaltige Ausgangsstoffe und Ferrit. Weil weniger Kalkstein verarbeitet wird, können die prozessbedingten Emissionen gesenkt werden.

Reinvestitionsbedarf und frühestmögliche Marktreife der CO_2-armen Schlüsseltechnologie



Reinvestitionsbedarf

Die Anwendung von alternativen Bindemitteln ist derzeit und voraussichtlich mittelfristig auf spezielle Marktsegmente begrenzt. Im Zeitraum bis 2030 könnte eine begrenzte Menge der Zementklinkerproduktion auf die Produktion alternativer Bindemittel umgestellt bzw. durch Anlagen für deren Produktion substituiert werden.

Technologieentwicklung

Alternative Bindemittel befinden sich in unterschiedlichen Stadien des Forschungs- und Entwicklungsprozesses bzw. in einer sehr frühen Phase der Markteinführung.

Der Technologieentwicklungsgrad (*Technology Readiness Level*/TRL) einer Technologie wird auf einer Skala von 1–9 angegeben (TRL 9 = Marktreife).

Zement

Technologie
Ersetzen von konventionellem Zementklinker durch alternative Bindemittel

Entwicklungsstadium heute
sehr heterogen, je nach Produkt

Erwartete Anwendungsreife
2020–2030 (je nach Produkt)

Maximale CO_2-Minderung in Deutschland

2030	2050
n. b.	n. b.

CO_2-Vermeidungskosten in Deutschland

2030	2050
n. b.	n. b.

Infrastrukturbedarf
- weitreichende Auswirkungen auf die Infrastruktur sind nicht zu erwarten

Herausforderungen
Die Eigenschaften alternativer Bindemittel weichen teilweise von denen herkömmlicher Zemente ab, was ausführliche Tests und Normungsprozesse erfordert. Bezüglich der langfristigen und regionalen Verfügbarkeit benötigter Ausgangsstoffe sowie deren Umweltwirkungen besteht teilweise noch Forschungsbedarf.

Mögliche Politikinstrumente
- Änderungen von Bau- und Produktnormen
- nachhaltige öffentliche Beschaffung
- Quote für CO_2-arme Materialien
- CO_2-Mindestpreis mit Grenzausgleichsregime
- CO_2-Preis auf Endprodukte

Bewertung mit Blick auf Paris-Kompatibilität
Alternative Bindemittel stellen eine Nicht-CCS-Option für eine signifikante (bis zu 53 %) Minderung der spezifischen CO_2-Emissionen dar und können daher regional/global wichtig sein, falls CCS nicht umsetzbar ist. Problematisch ist die hohe Unsicherheit bezüglich zukünftiger Skalierungspotenziale, Anwendungsbereiche und Marktdurchdringungsraten.

6 Technologien im Vergleich

KONVENTIONELLE TECHNOLOGIE		CO_2-ARME SCHLÜSSELTECHNOLOGIE
Konventionelle Zementherstellung		**Alternative Bindemittel**
0,61 t CO_2/t Zement	in % spezifische Emissionsminderung	**n. b.**
46 €/t Zement	in % spezifische Mehrkosten	**n. b.**

Kosten beziehungsweise Kostenfaktoren alternativer Bindemittel

Alternatives Bindemittel	Angaben zu (heutigen) Kosten bzw. Kostenfaktoren
Kalziumhydrosilikat-Binder (z. B. Celitement)	Verringerter Kalk- und Energiebedarf. Der Herstellungsprozess ist jedoch komplexer.
Karbonatisierten Kalziumsilikate (z. B. Solidia)	vergleichbare Kosten zu herkömmlichen Zementen.
Belite-Ye'elimite-Ferrite Zemente (z. B. Ternocem)	Kosten für die verwendeten Ausgangsstoffe liegen über denen der für Portlandzement benötigten Ausgangsstoffe.
Ye'elimite-Zemente	In China seit 40 Jahren kommerziell verfübar. Aufgrund des höheren Anteils an aluminiumreichen Ausgangsstoffen teurer als herkömmliche Zemente.

Quelle: Zusammenstellung des Wuppertal Instituts auf Basis verschiedener Quellen (siehe Hinweis auf gesonderte Publikation in Teil F.1)

4.5 Klimaschutzbeitrag 2030: Synthese der Steckbriefe

Um das langfristige Ziel einer (weitestgehend) treibhausgasneutralen Zementproduktion zu erreichen, sind aus heutiger Sicht unter anderem die weitere Entwicklung und Markteinführung der in den vorangegangenen Technologiesteckbriefen beschriebenen CO_2-armen Schlüsseltechnologien notwendig. Neben weiteren Maßnahmen (siehe Teil C, Zement), können diese Technologien zudem – das Schaffen geeigneter Rahmenbedingungen vorausgesetzt – bereits schon bis 2030 signifikante Beiträge zum Klimaschutz erbringen. Wie hoch diese Beiträge aus heutiger Sicht in einem ambitionierten Szenario sein können, soll daher unter Berücksichtigung verschiedener technologischer Aspekte im Folgenden kurz dargestellt werden.

CO_2-Abscheidung durch Oxyfuel-CCS

Auf Basis des Oxyfuel-Verfahrens können bei optimaler Technologieentwicklung ab frühestens 2025 bestehende Zementwerke für eine CO_2-Abscheidung nachgerüstet werden. Eine zentrale Unsicherheit für den CCS-Ansatz geht jedoch von der ungewissen zukünftigen gesellschaftlichen Akzeptanz für CO_2-Transport und -Speicherung aus. Zudem wäre eine Anbindung einzelner Zementwerke im ländlichen Raum an eine CO_2-Infrastruktur mit hohen Transport- bzw. Infrastrukturkosten (Pipelinebau) verbunden. Daher wird hier davon ausgegangen, dass bis 2030 nur Offshore-CCS möglich sein wird, (zunächst) nur Zementwerke mit Hafenzugang an Binnenflüssen an eine CCS-Infrastruktur angebunden werden und der Transport des abgeschiedenen CO_2 zum Speicherort in der Nordsee (zumindest vorläufig) per Binnenschiff sowie anschließend per Seeschiff erfolgen wird.

Unter Berücksichtigung des Zeitpunkts der erwarteten kommerziellen Verfügbarkeit des Verfahrens (frühestens 2025), des Alters der in Deutschland bestehenden Anlagen und der Reinvestitionszyklen in der Zementindustrie (siehe Technologiesteckbriefe), sowie der Erreichbarkeit verschiedener Standorte per Schiff wird abgeschätzt, dass in Deutschland bis 2030 (maximal) drei Standorte mit Oxyfuel-CCS ausgestattet werden können. Dadurch können im Jahr 2030 CO_2-Minderungen in Höhe von **ca. 2 Mio. t CO_2/Jahr** erreicht werden. Der dafür zusätzliche Strombedarf wäre mit 0,6 TWh moderat, wobei auch ohne eine vollständige Dekarbonisierung des Strommixes bereits signifikante CO_2-Minderungen entstünden. Höhere CO_2-Minderungsbeiträge wären nur dann möglich, falls auch Zementwerke im ländlichen Raum an eine CO_2-Infrastruktur angeschlossen werden, um das abgeschiedene CO_2 abzutransportieren.

CO_2-Abscheidung am Kalzinator (LEILAC)

Auch beim LEILAC-Verfahren sind die oben genannten Unsicherheiten bezüglich CCS relevant. Eine Verfügbarkeit des (fossil beheizten) LEILAC-Verfahrens als BVT (beste verfügbare Technik) wird für ca. 2030 erwartet. Eine elektrifizierte Variante existiert bislang nur als Konzeptstudie, ist jedoch prinzipiell technisch einfach umsetzbar. Es wird hier abgeschätzt, dass ein elektrifiziertes LEILAC-Verfahren (inkl. CCS) vor 2035 für den kommerziellen Einsatz verfügbar ist, und dass bis zum Jahr 2030 eine Demonstrationsanlage auf das elektrifizierte LEILAC-Verfahren umgerüstet wird. Diese Abschätzung ergibt für 2030 ein geringes CO_2-Minderungspotenzial von **ca. 0,1 Mio. t CO_2/Jahr**.

Alternative Bindemittel

Alternative Bindemittel stellen eine Nicht-CCS-Option für bedeutende (maximal 53 %) Minderungen der spezifischen CO_2-Emissionen dar. Die verschiedenen Ansätze befinden sich in unterschiedlichen Stadien des Entwicklungsprozesses bzw. in einer frühen Phase der Markteinführung. Alternative Bindemittel haben zum Teil andere bautechnische Eigenschaften als die heute üblichen, auf Zementklinker basierenden Zemente. Daher sind ihre Anwendungsbereiche aus heutiger Sicht (noch) begrenzt, und ein breiterer Einsatz erfordert weitergehende Forschung, Normierung und Akzeptanz seitens der Bauindustrie, sowie eine Skalierung der Produktion. Ein CO_2-Minderungsbeitrag bis 2030 ist durchaus möglich, eine konkrete Abschätzung allerdings schwierig.

4.6 Endnoten- und Literaturverzeichnis

Endnotenverzeichnis

1 VDZ (2019). Zementindustrie im Überblick
2 Ruppert, J., Treiber, K. (2018). Flexibilitätspotenziale und –perspektiven der Roh- und Zementmahlung. In: Ausfelder et al. Flexibilitätsoptionen in der Grundstoffindustrie – Methodik | Potenziale | Hemmnisse. 2018. Frankfurt am Main.
3 VDZ (2018b). https://www.vdz-online.de/zementindustrie/branchenueberblick/zementwerke-in-deutschland
4 VDZ (2018a). https://www.vdz-online.de/publikationen/zahlen-und-daten/a-wichtige-daten-auf-einen-blick/#c18557
5 VDZ (2017). Umweltdaten der deutschen Zementindustrie 2017
6 Wuppertal Institut (2019): Basierend auf der Datenbasis des Wuppertal Instituts. Es wird angenommen, dass in Anlagen reinvestiert wird, die 60 Jahre im Betrieb sind, oder bei denen die letzte Reinvestition 30 Jahre zurückliegt.
7 Bezüglich CCU führen nur solche Ansätze zu langfristigen Emissionsminderungen, bei denen das CO_2 über lange Zeiträume in Produkten gebunden bleibt.
8 Material Economics (2019). Industrial Transformation 2050 – Pathways to Net-Zero Emissions from EU Heavy Industry. University of Cambridge Institute for Sustainability Leadership (CISL), (2019). Bzgl. der direkten Emissionen ist der Anteil sogar noch höher, da die verbleibenden 6 % im Wesentlichen aus der Bereitstellung der benötigten elektrischen Energie (indirekte Emissionen) resultieren.
9 Der Klinkeranteil, der in Deutschland produzierten Zemente beträgt heute im Durchschnitt 71 % (VDZ 2019). Da der überwiegende Teil der Daten, die für die Steckbrieferstellung verwendet wurden, aus Studien mit EU-Hintergrund stammen, wird für die Steckbrieferstellung zugunsten einer konsistenten Datenbasis ebenfalls der in diesen EU-Studien verwendete, leicht höhere, Klinkeranteil von 73,7 % herangezogen.
10 Beim Sintern wird das in Pulverform vorliegende Material weiter erhitzt, bis die Körner zu ca. erbsengroßen Kügelchen – dem Zementklinker – verkleben. Chemisch gesehen werden in diesem Prozess Alite und Belite gebildet.
11 LEILAC (2018). www.project-leilac.eu
12 Vgl. CSI/ECRA (2017) sowie Scrivener et al. (2018) für eine ausführlichere Beschreibung.
13 CO_2-Minderung zwischen ca. 20 % und maximal 70 % im Vergleich zu Portlandzement (mit einem Klinkeranteil > 95%), s. Steckbriefe. Entsprechend ist im Vergleich zur hier gewählten Referenzbasis (Zemente mit einem Klinkeranteil von 74 %) eine Reduktion um bis zu 53 % möglich. Zu berücksichtigen ist jedoch, dass sehr hohe Minderungspotenziale nur für einzelne Ansätze (Solidia Zement, s.u.) ausgewiesen werden, und ein hoher Teil dieses Minderungspotenzials aus der speziellen Weiterverabeitung resultiert (Aushärtung des Bindemittels durch Karbonatisierung und nicht im Produktionsprozess selbst erreicht wird).
14 Bei Post-Combustion Technologien, wie zum Beispiel der chemischen Absorption, ist keine Änderung des Klinkerbrennprozesse erforderlich. Stattdessen wird der (gesamte unveränderte) Abgasstrom aufgefangen und das CO_2 daraus abgeschieden.

Literaturverzeichnis

Cement Sustainability Initiative/European Cement Research Academy (CSI/ECRA). (2017). *Development of State of the Art Techniques in Cement Manufacturing. Trying to Look Ahead.*

IEA Greenhouse Gas R&D Programme (IEAGHG). (2013). *Deployment of CCS in the Cement industry*. Im Auftrag von: IEA Environmental Projects Ltd. (IEAGHG).

Low Emissions Intensity Lime & Cement (LEILAC). (2018). Online verfügbar unter: https://www.project-leilac.eu/

Material Economics. (2019). *Industrial Transformation 2050. Pathways to Net-Zero Emissions from EU Heavy Industry.* Im Auftrag von: University of Cambridge Institute for Sustainability Leadership.

Ruppert, J., Treiber, K. (2018). *Flexibilitätspotenziale und -perspektiven der Roh- und Zementmahlung.* In: Ausfelder, F. et al. (Hrsg.). Flexibilitätsoptionen in der Grundstoffindustrie. Methodik, Potenziale, Hemmnisse.

Scrievener, K., John, V., Gartner, E. (2018). *Eco-efficient cements. Potential economically viable solutions for CO_2 cement-based materials industry.* In: Cement and Concrete Research, Vol. 114.

Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ). (2017). *Umweltdaten der deutschen Zementindustrie 2017.* Online verfügbar unter: https://www.vdz-online.de/fileadmin/gruppen/vdz/3LiteraturRecherche/Umweltdaten/VDZ_Umweltdaten_2017_DE_EN.pdf

Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ). (2018a). *Wichtige Daten auf einen Blick.* Online verfügbar unter: https://www.vdz-online.de/publikationen/zahlen-und-daten/a-wichtige-daten-auf-einen-blick/#c18557

Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ). (2018b). *Zementwerke in Deutschland.* Online verfügbar unter: https://www.vdz-online.de/zementindustrie/branchenueberblick/zementwerke-in-deutschland/

Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ). (2019). *Zementindustrie im Überblick 2018/2019.* Online verfügbar unter: https://www.vdz-online.de/fileadmin/gruppen/vdz/3LiteraturRecherche/Zementindustie_im_Ueberblick/VDZ_Zementindustrie_im_Ueberblick_2018-2019.pdf

Literaturverzeichnis

acatech. (2017). *acatech Jahresbericht 2017.*

Access to European Union Law (EUR-Lex). (2018a). *Zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG zwecks Unterstützung kosteneffizienter Emissionsreduktionen und zur Förderung von Investitionen mit geringem CO_2-Ausstoß und des Beschlusses (EU) 2015/1814.*
Online verfügbar unter: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/ALL/?uri=CELEX%3A32015D1814

Access to European Union Law (EUR-Lex). (2018b). *Richtlinie (EU) 2018/410 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 14. März 2018 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG zwecks Unterstützung kosteneffizienter Emissionsreduktionen und zur Förderung von Investitionen mit geringem CO_2-Ausstoß und des Beschlusses (EU) 2015/1814.*
Online verfügbar unter: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L0410&from=DE

Access to European Union Law (EUR-Lex). (2019a). *Delegierten Verordnung (EU) 2019/856 der Kommission vom 26. Februar 2019 zur Ergänzung der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates in Bezug auf die Funktionsweise des Innovationsfonds.*
Online verfügbar unter: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019R0856&from=EN

Access to European Union Law (EUR-Lex). (2019b). *Supplementing Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council with regard of the operation of the Innovation Fund.*
Online verfügbar unter: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=PI_COM%3AC%282019%291492

AG Energiebilanzen. (2018). *Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland.*
Online verfügbar unter: https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=ausw_30jul2018_ov.pdf

AG Energiebilanzen. (2019a). *Bilanz 2017.*
Online verfügbar unter: https://ag-energiebilanzen.de/7-0-Bilanzen-1990-2016.htmlx

AG Energiebilanzen. (2019b). *Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern.*
Online verfügbar unter: https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=20181214_brd_stromerzeugung1990-2018.pdf

Agora Energiewende. (2016). *Energiewende. Was bedeuten die neuen Gesetze? Zehn Fragen und Antworten zu EEG 2017, Strommarkt- und Digitalisierungsgesetz.*
Online verfügbar unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2016/EEG-FAQ/Agora_Hintergrund_FAQ-EEG_WEB.pdf

Agora Energiewende, Roland Berger. (2017a). *Dialog „Energiewende und Industriepolitik".*
Online verfügbar unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2016/Industriepolitik_Energiewende/Agora_Dialog-Energiewende-Industriepolitik_WEB.pdf

Agora Energiewende, Roland Berger. (2017b). *Charta für eine Energiewende-Industriepolitik.*
Online verfügbar unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2016/Industriepolitik_Energiewende/Agora_Charta-Energiewende-Industriepolitik_WEB.pdf

Agora Energiewende. (2018a). Eine Neuordnung der Abgaben und Umlagen auf Strom, Wärme, Verkehr. Optionen für eine aufkommensneutrale CO2-Bepreisung.
Online verfügbar unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/Abgaben_Umlagen/147_Reformvorschlag_Umlagen-Steuern_WEB.pdf

Agora Energiewende (2018b). *The Future Cost of Electricity-Based Synthetic Fuels.*
Online verfügbar unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/SynKost_2050/Agora_SynKost_Study_EN_WEB.pdf

Agora Energiewende (2019a). *Netzentgelte 2019. Zeit für Reformen.*
Online verfügbar unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2014/transparente-energiewirtschaft/Agora_Netzentgelte_2019.pdf

Agora Energiewende (2019b). *European Energy Transition 2030. The Big Picture.*
Online verfügbar unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2019/EU_Big_Picture/153_EU-Big-Pic_WEB.pdf

Agora Energiewende, Agora Verkehrswende. (2019). *15 Eckpunkte für das Klimaschutzgesetz.*
Online verfügbar unter: https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin2/Projekte/2019/15_Eckpunkte_fuer_das_Klimaschutzgesetz/Agora_15_Eckpunkte_Klimaschutzgesetz_WEB.pdf

Allwood, J. M., Cullen, J. M. (2012). *Sustainable Material. With Both Eyes Open.*

Alnatura. (2018). *Der Alnatura Campus.*
Online verfügbar unter: https://www.alnatura.de/de-de/ueber-uns/alnatura-campus

Andersson, R., Stripple, H., Gustafsson, T., Ljungkrantz, C. (2019). *Carbonation as a method to improve climate performance for cement based material.* In: Cement and Concrete Research, Vol. 124.

Bakker, M., Hu, M., Nusselder, S., Maqbool, A. S., Deen, R., Blake, G., Bouwens, J., Fauzi, R. T. (2015). *Closed-Loop Economy. Case of Concrete in the Netherlands.*
Online verfügbar unter: https://www.slimbreker.nl/downloads/IPG-concrete-final-report(1).pdf

Baron, R., Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD). (2016). *The Role of Public Procurement in Low-carbon Innovation.*
Online verfügbar unter: https://www.oecd.org/sd-roundtable/papersandpublications/The%20Role%20of%20Public%20Procurement%20in%20Low-carbon%20Innovation.pdf

Bataille, C., Åhman, M., Neuhoff, C., Nilsson, L. J., Fischedick, M., Lechtenböhmer, S., Solano-Rodriquez, B., Denis-Ryan, A., Stibert, S., Waisman, H., Sartor, O., Rahbar, S. (2018). *A review of technology and policy deep decarbonization pathway options for making energy-intensive industry production consistent with the Paris agreement.* In: Journal of Cleaner Production, Vol. 187.
Online verfügbar unter: https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/6984/file/6984_Bataille.pdf

Beise, M. (2001). *Lead Markets. Country-Specific Success Factors of the Global Diffusion on Innovations.*

Bellona Foundation. (2018). *An Industry's Guide to Climate Action.*
Online verfügbar unter: https://network.bellona.org/content/uploads/sites/3/2018/11/Industry-Report-Web.pdf

Buchholz, W., Dippl, L., Eichenseer, M. (2019). *Subsidizing renewables as part of taking leadership in international climate policy. The German case.* In: Energy Policy, Vol. 129.

Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR). (2019). *Wohnflächennachfrage in Deutschland bis 2030.*
Online verfügbar unter: https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/WohnenImmobilien/Wohnungsmarktprognosen/Fachbeitraege/Prognose2030/DatenKartenGrafiken.html?nn=1146094

Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL). (2013). *Nationale Politstrategie Bioökonomie – nachwachsende Ressourcen und biotechnologische Verfahren als Basis für Ernährung, Industrie und Energie.*
Online verfügbar unter: https://www.bmel.de/SharedDocs/Downloads/Broschueren/BioOekonomiestrategie.pdf?__blob=publicationFile

Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL). (2016). *Der Wald in Deutschland. Ausgewählte Ergebnisse der dritten Bundeswaldinventur.*
Online verfügbar unter: https://www.bmel.de/SharedDocs/Downloads/Broschueren/Bundeswaldinventur3.pdf?__blob=publicationFile

Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF). (2017). *Berufsbildungsbericht 2017.*
Online verfügbar unter: https://www.bmbf.de/upload_filestore/pub/Berufsbildungsbericht_2017.pdf

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU). (2016). *Klimaschutzplan 2050. Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung.*
Online verfügbar unter: https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU). (2017). *Jahreswirtschaftsbericht 2017. Für inklusives Wachstum in Deutschland und Europa.*
Online verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Wirtschaft/jahreswirtschaftsbericht-2017.pdf?__blob=publicationFile&v=28

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU). (2018). *Klimaschutz in Zahlen. Fakten, Trends und Impulse deutscher Klimapolitik.*
Online verfügbar unter: https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Pools/Broschueren/klimaschutz_in_zahlen_2018_bf.pdf

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU). (2019). *Projektionsbericht der Bundesregierung 2018.*
Online verfügbar unter: https://cdr.eionet.europa.eu/de/eu/mmr/art04-13-14_lcds_pams_projections/projections/envxnw7wq/Projektionsbericht-der-Bundesregierung-2019.pdf

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). (2017). *Innovative öffentliche Beschaffung.*
Online verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Wirtschaft/koinno-innovative-oeffentliche-beschaffung.pdf?__blob=publicationFile&v=16

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). (2018). *Digitalisierung der Energiewende.*
Online verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/digitalisierung-der-energiewende.pdf?__blob=publicationFile&v=6

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). (2019a). *Nationale Energiestrategie 2030. Strategische Leitlinien für eine deutsche und europäische Industriepolitik.*
Online verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Industrie/nationale-industriestrategie-2030.pdf?__blob=publicationFile&v=24

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). (2019b). *Maschinen- und Anlagenbau.*
Online verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Branchenfokus/Industrie/branchenfokus-maschinen-und-anlagenbau.html

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). (2019c). *Energiepreise und effiziente Klimapolitik.*
Online verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Ministerium/Veroeffentlichung-Wissenschaftlicher-Beirat/gutachten-energiepreise-effiziente-klimapolitik.pdf?__blob=publicationFile&v=8

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). (2019d). *Nationale Industriestrategie 2030.*
Online verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Industrie/nationale-industriestrategie-2030.pdf?__blob=publicationFile&v=24

Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI) e.V., The Boston Consulting Group (BCG), Prognos. (2018). *Klimapfade für Deutschland.*
Online verfügbar unter: https://bdi.eu/publikation/news/klimapfade-fuer-deutschland/

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW). (2019). *Positionspapier. Power-to-Gas. Eine Schlüsseltechnologie der Sektorkopplung.*
Online verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20190528_Positionspapier-PtG.pdf

Carbon Concrete Composite. (2019). *Fragen und Antworten.*
Online verfügbar unter: https://www.bauen-neu-denken.de/faq/#s02

CarbonCure. (2019).
Online verfügbar unter: https://www.carboncure.com/

Carruth, M. A., Allwood, J. M., Moynihan, M. C. (2011). *The technical potential for reducing metal requirements through lightweight product design.* In: Resources, Conservation and Recycling, Vol. 57.

CCS Norway. (2019). *The project.*
Online verfügbar unter: https://ccsnorway.com/the-project

Centre for European Policy Studies (CEPS). (2018). *The Role of Business in the Circular Economy.*
Online verfügbar unter: https://www.ceps.eu/system/files/RoleBusinessCircularEconomyTFR.pdf

Chiappinelli, O., Zipperer, V., Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW). (2017). *Öffentliche Beschaffung als Dekarbonisierungsmaßnahme. Ein Blick auf Deutschland.*
Online verfügbar unter: https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.572655.de/17-49-3.pdf

Statistisches Bundesamt (Destatis). (2018). *Betriebe, Tätige Personen und Umsatz des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden nach Beschäftigtengrößenklassen, Ausgabe 2018.* Fachserie 4, Reihe 4.1.2.

Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt). (2013). *Linking Different Emission Trading Systems. Current State and Future Perspectives.*
Online verfügbar unter: https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/EN/emissions-trading/Linking.pdf?__blob=publicationFile&v=2

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). (2018). *Leitstudie integrierte Energiewende.*
Online verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9262_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_Ergebnisbericht.pdf

Deutsche Umwelthilfe (DUH). (2016). *Naturdämmstoffe. Wider die falschen Mythen.*
Online verfügbar unter: https://www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Projektinformation/Energieeffizienz/Gebaeude/Mythen_Naturdaemmstoffe_2019_120719.pdf

Deutscher Bundestag. (2013). Drucksache 17/13099. *Antwort der Bundesregierung zum Sachstand und Perspektiven für den Holzbau im privaten Sektor.*
Online verfügbar unter: https://dip21.bundestag.de/dip21/btd/17/130/1713099.pdf

Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW). (2018). *Klimaschutz mit grünen Gasen.*
Online verfügbar unter: https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/klimaschutz-gruene-gase-smaragd-projekt.pdf

Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW). (2016). *Quantifying Impacts of Consumption Based Charge for Carbon Intensive Materials on Products.*
Online verfügbar unter: https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.532381.de/dp1570.pdf

Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Richstein, J. (2017). *Project-Based Carbon Contracts. A Way to Finance Innovative Low-Carbon Investments.*
Online verfügbar unter: https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.575021.de/dp1714.pdf

Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW). (2019). *CO_2-Differenzverträge für innovative Klimalösungen in der Industrie.* In: DIW aktuell, Nr. 23 - 26.

Die Bundesregierung. (2019a). *Nachhaltigkeit konkret im Verwaltungshandeln umsetzen. Maßnahmenprogramm Nachhaltigkeit. Monitoringbericht 2018.*
Online verfügbar unter: https://www.bundesregierung.de/resource/blob/975274/1631064/1d0265c-8c5529ef1738f44710c6913a9/2019-05-28-monitoringbericht-2018-data.pdf?download=1

Die Bundesregierung. (2019b). *Gesetzentwurf der Bundesregierung. Entwurf eines Gesetzes über die Einführung eines Bundes-Klimaschutzgesetzes und zur Änderung weiterer Vorschriften.*

Die Bundesregierung. (2019c). *Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung 2030 zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050.*

Die Bundesregierung. (2019d). *Festlegung nach Klimakabinett. Eckpunkte für das Klimaschutzprogramm 2030.*

Dütschke, E., Wohlfarth, K., Höller, S., Viebahn, P., Schumann, D., Pietzner, K. (2016). *Differences in the public perception of CCS in Germany depending on CO_2 source, transport option and storage location.* In: International Journal of Greengas Control, Vol. 53.

Ecofys. (2016). *Flex-Efficiency. Ein Konzept zur Integration von Effizienz und Flexibilität bei industriellen Verbrauchern.* Im Auftrag von: Agora Energiewende.
Online verfügbar unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2015/Flex-Efficiency/Agora_Flex-Efficiency_WEB.pdf

Ecofys. (2017). *Circular economy and environmental priorities for business. Im Auftrag von: World Business Council for Sustainable Development.*
Online verfügbar unter: http://docs.wbcsd.org/2017/06/Ecofys_report.pdf

Ellen MacArthur Foundation. (2018). *The New Plastics Economy.*
Online Verfügbar unter: https://www.ellenmacarthurfoundation.org/assets/downloads/publications/NPEC-Hybrid_English_22-11-17_Digital.pdf

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). (2019). *Impulse zur aktuellen klimapolitischen Debatte. Einschätzungen auf Basis der dena-Leitstudie Integrierte Energiewende.*
Online verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/Impuls_zur_aktuellen_klimapolitischen_Debatte.pdf

Energy Transitions Commission (ETC). (2018a). *Reaching zero carbon emissions from plastics.*
Online verfügbar unter: http://www.energy-transitions.org/content/decarbonizing-industry

Energy Transitions Commission (ETC). (2018b). *Mission Possible. Reaching net-zero carbon emissions from harder-to-abate sectors by mid-century.*
Online verfügbar unter: http://www.energy-transitions.org/sites/default/files/ETC_MissionPossible_FullReport.pdf

Energy Transitions Commission (ETC). (2018c). *Reaching zero carbon emissions from steel.*
Online verfügbar unter: http://www.energy-transitions.org/content/decarbonizing-industry

Energy Transitions Commission (ETC). (2018d). *Reaching zero carbon emissions from cement.*
Online verfügbar unter: http://www.energy-transitions.org/content/decarbonizing-industry

Enevoldsen, P., Permien, F.-H., Bakhtaoui, I., von Krauland, A.-K., Jacobson, M. Z., Xydis, G., Sovacool, B. K., Valentine, S.V., Luecht, D., Oxley, G. (2019). *How much wind power potential does europe have? Examining european wind power potential with an enhanced socio-technical atlas.* In: Energy Policy, Vol. 132.

Engie, Eon, Orsted, drax, eDF, epha, EnBW, Eneco Group, ENERCON, Nordex, acciona, Siemens Gamesa, SSE, Stiebel Eltron, Verbund, Vestas. (2018). *Globale Unternehmen fordern mehr Maßnahmen.*
Online verfügbar unter: https://www.enbw.com/media/presse/docs/dokumente-zu-pressemitteilungen/2018/20181127_carbon-pricing-declaration_deutsch.pdf

Euractiv. (2010). *France details plans for carbon inclusion mechanism.*
Online verfügbar unter: https://www.euractiv.com/section/trade-society/news/france-details-plans-for-carbon-inclusion-mechanism/

Eurostat. (2019). *PRODCOM-Datenbank.*
Online verfügbar unter: https://ec.europa.eu/eurostat/de/web/prodcom/data/database

EU High-Level Expert Group on Sustainable Finance (EU HLEG). (2018). *Financing a sustainable European Economy.*
Online verfügbar unter: https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/180131-sustainable-finance-final-report_en.pdf

European Commission. (2019a). *Rede zur Eröffnung der Plenartagung des Europäischen Parlaments, Ursula von der Leyen, Kandidatin für das Amt der Präsidentin der Europäischen Kommission.*
Online verfügbar unter: https://europa.eu/rapid/press-release_SPEECH-19-4230_de.htm

European Commission. (2019b). *Innovation Fund.*
Online verfügbar unter: https://ec.europa.eu/clima/policies/innovation-fund_en

European Commission. (2019c). *Report on EU Green Bond Standard.*
Online verfügbar unter: https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/business_economy_euro/banking_and_finance/documents/190618-sustainable-finance-teg-report-green-bond-standard_en.pdf

European Commission. (2019d). *GPP National Action Plans.*
Online verfügbar unter: https://ec.europa.eu/environment/gpp/action_plan_en.htm

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR). (2017). *Marktübersicht Dämmstoffe aus nachwachsenden Rohstoffen.*
Online verfügbar unter: http://mediathek.fnr.de/media/downloadable/files/samples/b/r/broschuere_daemmstoffe-web_v02.pdf

Fasihi, M., Bogdanov, D., Breyer, C. (2016). *Techno-Economic Assessment of Power-to-Liquids (PtL) Fuels Production and Global Trading Based on Hybrid PV-Wind Power Plants.* Energy Procedia 99243–268.

Fath, K. (2018). *Technical and economic potential for photovoltaic systems on buildings.*
Online verfügbar unter: http://dx.doi.org/10.5445/KSP/1000081498

Fernleitungsnetzbetreiber (FNB). (2019a). *Kurzstudie. Quote erneuerbare und dekarbonisierte Gase.*
Online verfügbar unter: https://www.fnb-gas.de/fnb-gas/veroeffentlichungen/studien-und-stellungnahmen/kurzstudie-quote-erneuerbare-und-dekarbonisierte-gase/

Fernleitungsnetzbetreiber (FNB). (2019b). *Quotenregelung für Grüne Gase reduziert direkt den CO_2-Ausstoß.*
Online verfügbar unter: https://www.fnb-gas.de/fnb-gas/veroeffentlichungen/pressemitteilungen/fnb-gas-quotenregelung-fuer-gruene-gase-reduziert-direkt-den-co2-ausstoss/

Fraunhofer-Institut für Holzforschung – Wilhelm-Klauditz-Institut (Fraunhofer WKI). (2018). *Bauen mit Textilbeton aus nachwachsenden Rohstoffen.*
Online verfügbar unter: https://www.fraunhofer.de/de/presse/presseinformationen/2018/oktober/bauen-mit-textilbeton-aus-nachwachsenden-rohstoffen.html

Frontier Economics. (2018). *International Aspects of a Power-to-X Roadmap.*
Online verfügbar unter: https://www.weltenergierat.de/wp-content/uploads/2018/10/20181018_WEC_Germany_PTXroadmap_Full-study-englisch.pdf

Gagelmann, F. (Deutsche Emissionshandelsstelle/Umweltbundesamt). (2019). *Austausch zum EU-Innovationsfonds und Revision der Textbox via E-Mail.*

Gierkink, M., Lencz, D., Arnold, F. (2019). *Auswirkungen einer Beendigung der Kohleverstromung bis 2038 auf den Strommarkt, CO_2-Emissionen und ausgewählte Industrien. Eine Analyse des Abschlussberichts der WSB-Kommission.*
Online verfügbar unter: https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2019/08/EWI-Studie_Auswirkungen-Kohleausstieg-bis-2038_20190905.pdf

Global Alliance Powerfuels. (2019). *Powerfuels. A missing link to a successful global energy transition.*
Online verfügbar unter: https://www.powerfuels.org/fileadmin/gap/Downloads/Global_Alliance_Powerfuels_Powerfuels-A_missing_link_to_a_successful_global_energy_transition.PDF

Global Energy Assessment (GEA). (2012). *Global Energy Assessment.Toward a Sustainable Future.*
Online verfügbar unter: https://www.iiasa.ac.at/web/home/research/Flagship-Projects/Global-Energy-Assessment/Chapters_Home.en.html

Greiff, K., Teubler, J., Baedeker, C., Liedtke, C., Rohn, H. (2016). *Material and Carbon Footprint of Household Activities*. In: Living Labs – Design and Assessment of Sustainable Living.

Hafner, A., Rüter, S., Ebert, S., Schäfer, S., König, H., Cristofaro, L., Diederichs, S., Kleinhenz, M., Krechel, M. (2017). *Treibhausgasbilanzierung von Holzgebäuden. Umsetzung neuer Anforderungen an Ökobilanzen und Ermittlung empirischer Substitutionsfaktoren (THG-Holzbau).*
Online verfügbar unter: https://literatur.thuenen.de/digbib_extern/dn058600.pdf

HeidelbergCement. (2019). *HeidelbergCement unterstützt Pariser Klimaabkommen.*
Online verfügbar unter: https://www.heidelbergcement.com/de/pi-16-04-2019

Helm, D., Hepburn, C. (2005). *Carbon contracts and energy policy: an outline proposal.*

Holzbau Deutschland, Bund Deutscher Zimmermeister. (2019). *Holzbauquote 2018 liegt bei 17,8 %.*
Online verfügbar unter: https://www.holzbau-deutschland.de/aktuelles/presseinformation/ansicht/detail/holzbauquote_2018_liegt_bei_178_prozent/

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Institut für Energieeffizienz in der Produktion (EEP), adelphi. (2017). *Zwischenbericht zu Arbeitspaket 1. Auswahl der Top-Technologien, Identifizierung marktverfügbarer Innovationen mit hohem Effizienzpotenzial für die Industrie.*

Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien (IREES). (2017). *Klimaschutz durch Energieeffizienz II. Konzept zur Erhöhung der Energieeffizienz und Erschließung von Treibhausgas-Minderungspotenzialen in den Sektoren Industrie und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen. Herausforderungen und Chancen des Transformationsprozesses in der deutschen Industrie bis 2050.* Im Auftrag von: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit.
Online verfügbar unter: http://www.irees.de/irees-wAssets/docs/publications/projektbericht-report/170412_Transformationsprozess-der-Industrie-2050.pdf

Institut der deutschen Wirtschaft (IW Köln). (2019). *Energieintensive Branchen in Europa unter Druck.*
Online verfügbar unter: https://www.iwkoeln.de/studien/iw-kurzberichte/beitrag/hubertus-bardt-energieintensive-branchen-in-europa-unter-druck-433530.html

Institute for Climate Economics (I4CE). (2018). *Green Bonds. Improving their contribution to the low-carbon and climate resilient transition.*
Online verfügbar unter: https://www.i4ce.org/wp-core/wp-content/uploads/2018/03/I4CE-GreenBondsProgram-Contribution-Energy-Transition-web.pdf

Institute for European Studies. (2018). *A bridge towards a carbon neutral Europe.*
Online verfügbar unter: https://www.ies.be/node/4758

Institute for Sustainable Development and International Relations (IDDRI), Bataille, C., Sartor, O. (2019). *Decarbonising basic materials in Europe. How Carbon-Contracts-For-Difference could help bring breakthrough-technologies to market.*

Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). (2014). Industry. In: Edenhofer, O. et al. (Hrsg.). *Climate Change 2014. Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.*

Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). (2018). *Summary for Policymakers.*
Online verfügbar unter: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2019/05/SR15_SPM_version_report_LR.pdf

International Energy Agency (IEA). (2018). *The Future of Petrochemicals.*
Online verfügbar unter: https://webstore.iea.org/the-future-of-petrochemicals.

International Energy Agency (IEA). (2019). *CO_2 Emissions Statistics.*
Online verfügbar unter: https://www.iea.org/statistics/co2emissions/

Kainuma, M., Miwa, K., Ehara, T., Akashi, O., Asayama, Y. (2013). *A low carbon society. Global visions, pathways, and challenges.* In: Climate Policy, Vol. 13.

Kaiser, O. S., VDI Technologiezentrum GmbH. (2019). *Rückbau im Hochbau. Aktuelle Praxis und Potenziale der Ressourcenschonung.*
Online verfügbar unter: https://www.ressource-deutschland.de/fileadmin/user_upload/downloads/kurzanalysen/VDI-ZRE_KA26_Rueckbau_im_Hochbau_Web_bf.pdf

Klepper, G., Thrän, D. (2019). *Biomasse im Spannungsfeld zwischen Energie- und Klimapolitik. Potenziale, Technologien, Zielkonflikte.*
Online verfügbar unter: https://www.dbfz.de/fileadmin//user_upload/Download/Extern/ESYS_Analyse_Biomasse.pdf.

König, H., Ascona. (2017). *Lebenszyklusanalyse mit Berechnung der Ökobilanz und Lebenszykluskosten.* Im Auftrag von: Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie.
Online verfügbar unter: https://legep.de/wp-content/uploads/Endbericht-Lebenszyklusanalyse_von_Wohngebaeuden.pdf

Klima-Allianz Deutschland. (2016). *Klimaschutzplan 2050 der deutschen Zivilgesellschaft.*
Online verfügbar unter: https://www.klima-allianz.de/fileadmin/user_upload/Dateien/Daten/Publikationen/Hintergrund/2016_04_Klimaschutzplan2050.pdf

König, H., Ascona. (2017). *Lebenszyklusanalyse mit Berechnung der Ökobilanz und Lebenszykluskosten.* Im Auftrag von: Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie.
Online verfügbar unter: https://legep.de/wp-content/uploads/Endbericht-Lebenszyklusanalyse_von_Wohngebaeuden.pdf

KPMG. (2018). *Cost of Capital Study 2017.*
Online verfügbar unter: https://assets.kpmg/content/dam/kpmg/ch/pdf/cost-of-capital-study-2017-en.pdf

Layard, R. (2011). *Happiness. Lessons from a New Science.*

Ludwig Bölkow Systemtechnik (LBST). (2019). *Wasserstoffstudie Nordrhein-Westfalen.*
Online verfügbar unter: https://www.energieagentur.nrw/content/anlagen/Bericht_Wasserstoffstudie_NRW-2019-04-09_komp.pdf

Lechtenböhmer, S., Nilsson, L. J., Ahman, M., Schneider, C. (2016). *Decarbonising the energy intensive basic materials industry through electrification. Implications for future EU electricity demand.* In: Energy, Vol. 115.
Online verfügbar unter: https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/6478/file/6478_Lechtenboehmer.pdf

Lechtenböhmer, S., Samadi, S., Leipprand, A., Schneider, C. (2019). *Grüner Wasserstoff, das dritte Standbein der Energiewende?* In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Ausgabe 10/19.

Madaster Platform. (2019).
Online verfügbar unter: https://www.madaster.com/en.

Material Economics. (2018). *The Circular Economy.*
Online verfügbar unter: https://media.sitra.fi/2018/06/12132041/the-circular-economy-a-powerful-force-for-climate-mitigation.pdf

Material Economics. (2019). *Industrial Transformation 2050. Pathways to Net-Zero Emissions from EU Heavy Industry.* Im Auftrag von: University of Cambridge Institute for Sustainability Leadership.

Mehling, M. A. (2018). *Beat protectionism and emissions at a stroke.*
Online verfügbar unter: https://www.nature.com/articles/d41586-018-05708-7?utm_source=twt_nnc&utm_medium=social&utm_campaign=naturenews&sf193755110=1&fbclid=IwAR09oschK-791zmPC4VNYmapsLS1kTBvUIwhncm88JVz72YnhiUPsUwIKZtc

Mercator Research Institute on Global Commons and Climate Change (MCC). (2018). *Optionen für eine CO_2-Preisreform.*
Online verfügbar unter: https://www.mcc-berlin.net/fileadmin/data/B2.3_Publications/Working%20Paper/2019_MCC_Optionen_f%C3%BCr_eine_CO2-Preisreform_final.pdf

Mercator Research Institute on Global Commons and Climate Change (MCC). (2019). *Bislang kaum Belege für Abwandern von Industrie wegen Klimaschutz.*
Online verfügbar unter: https://www.mcc-berlin.net/news/meldungen/meldungen-detail/article/bislang-kaum-belege-fuer-abwandern-von-industrie-wegen-klimaschutz.html

Milford, R. L., Allwood, J. M., Cullen, J. M. (2011). *Assessing the potential of yield improvements, through process scrap reduction, for energy and CO_2 abatement in the steel and aluminium sectors.* In: Resources, Conservation and Recycling, Vol. 55.

Neuhoff, C., Chiappinelli, O., Bataille, C., Haußner, M., Ismer, R., Joltreau, E., Jürgens, I., Piantieri, C., Richstein, J., Sartor, O., Singhal, P., Stede, J. (2018). *Filling Gaps in the Policy Package to Decarbonise Production and Use of Materials.*
Online verfügbar unter: https://climatestrategies.org/wp-content/uploads/2018/06/CS-DIW_report-designed-2.pdf

nova-Institut. (2018). *Erneuerbarer Kohlenstoff ist der Schlüssel zur Zukunft einer nachhaltigen Chemie.*
Online verfügbar unter: http://bio-based.eu/download/?did=144651&file=0

Öko-Institut e.V., Fraunhofer ISI. (2015). *Klimaschutzszenario 2050.* Im Auftrag von: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB).
Online verfügbar unter: https://www.oeko.de/oekodoc/2451/2015-608-de.pdf

Öko-Institut e.V., Fraunhofer ISI. (2018). *Politikszenarien für den Klimaschutz VII. Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2035.* Im Auftrag von: Umweltbundesamt (UBA).
Online verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2018-01-11_climate-change_01-2018_politikszenarien-vii.pdf

Oliver Wyman. (2014). *Enhancing private Infrastructure Investments in Brazil.*
Online verfügbar unter: https://www.oliverwyman.com/content/dam/oliver-wyman/global/en/files/insights/financial-services/2014/May/Enhancing%20Private%20Infrastructure%20Investment%20in%20Brazil.pdf

Pale Blue Dot Energy. (2019). *Acorn CCS & Hydrogen Project.*
Online verfügbar unter: https://pale-blu.com/acorn/

Port of Rotterdam. (2019). *Rotterdam CCUS Porthos project.*
Online verfügbar unter: https://www.rotterdamccus.nl/en/

Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK). (2018). *Eckpunkte einer CO_2-Preisreform für Deutschland.*
Online verfügbar unter: https://www.pik-potsdam.de/news/press-releases/files/eckpunkte-einer-co2-preisreform-fur-deutschland

PricewaterhouseCoopers (PwC). (2011). *Mehrweg- und Recyclingsysteme für ausgewählte Getränkeverpackungen aus Nachhaltigkeitssicht.*
Online verfügbar unter: https://www.duh.de/uploads/tx_duhdownloads/DUH_Getraenkeverpackungssysteme.pdf

Prognos, Ecofys, Universität Stuttgart, adelphi, Deutsche Energie-Agentur, Fraunhofer ISI. (2016). *Marktverfügbare Innovationen mit hoher Relevanz für die Energieeffizienz der Industrie.* Im Auftrag von: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.
Online verfügbar unter: https://www.deutschland-machts-effizient.de/KAENEF/Redaktion/DE/Publikation/2017/studie-marktverfuegbare-innovationen-energieeffizienz.pdf?__blob=publicationFile&v=5

Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen (RWTH Aachen). (2018). *CO_2MIN.*
Online verfügbar unter: https://www.ltt.rwth-aachen.de/cms/LTT/Forschung/Forschung-am-LTT/Energiesystemtechnik/Aktuelle-Projekte/-pdqq/CO2MIN/

Robiou du Pont, Y., Jeffrey, M. L., Gütschow, J., Rogelj, J., Christoff, P., Meinshausen, M. (2016). *Equitable mitigation to achieve the Paris Agreement goals.* In: Nature Climate Change, Vol. 7.

Rootzén, J., Johnsson, F. (2013). *Exploring the limits for CO_2 emission abatement in the EU power and industry sectors. Awaiting a breakthrough.* In: Energy Policy, Vol. 59.

Roy, J., Pal, S. (2009). *Lifestyles and climate change. Link awaiting activation.* In: Current Opinion in Environmental Sustainability, Vol. 1.

Sachverständigenrat (SVR). (2019). *Aufbruch zu einer neuen Klimapolitik.*
Online verfügbar unter: https://www.sachverstaendigenrat-wirtschaft.de/fileadmin/dateiablage/gutachten/sg2019/sg_2019.pdf

Salzgitter AG. (2019): *SALCOS. Steelmaking Reinvented.*
Online verfügbar unter: https://salcos.salzgitter-ag.com

Samadi, S., Fischedick, M., Lechtenböhmer, S. (2018). *Vergleich der BDI-Klimapfadestudie mit anderen Energieszenarien für Deutschland.* In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Ausgabe 6/2018.

Schmidt, J., Klingler, M., Turkovska, O., Wetterlund, E., Camargo, L. R., Regner, P., Wehrle, S., Gruber, K. (2019). *A new perspective on global renewable energy systems: why trade in energy carriers matters.* In: Energy & Environmental Science; DOI: 10.1039/c9ee00223e.

Schneider, C., Lechtenböhmer, S., Bauer, T., Nitz, P., Hettesheimer, T., Wietschel, M., Meulenberg, W., Gurtner, R. (2018). *LowCarbonIndustrie. Elektrifizierung und geschlossene Kohlenstoffkreisläufe.* In: Innovationen für die Energiewende. Beiträge zur FVEE-Jahrestagung 2017.
Online verfügbar unter: https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7089/file/7089_Schneider.pdf

Schneider, C., Lechtenböhmer, S., Samadi, S. (2019). *Risks and opportunities associated with decarbonising Rotterdam's industrial cluster.* In: Environmental Innovation and Societial Transition; DOI: 10.1016/j.eist.2019.05.004

Schneider, M. (2019). *The cement industry on the way to a low-carbon future.*

Schröder, C. (2018). *Lohnstückkosten im internationalen Vergleich.* In: IW-Trends. Vierteljahresschrift zur empirischen Wirtschaftsforschung, Vol. 45.
Online verfügbar unter: https://www.econstor.eu/bitstream/10419/194609/1/1662387075.pdf

Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Umwelt, Referat Abfallwirtschaft. (2015). *Dokumentation zum Einsatz von ressourcenschonendem Beton.*
Online verfügbar unter: https://www.berlin.de/senuvk/umwelt/abfall/rc-beton/download/dokumentation_einsatz_rc_beton_berlin_hul.pdf

Skullestad, J. L., Bohne, R. A., Lohne, J. (2016). *High-Rise Timber Buildings as a Climate Change Mitigation Measure. A Comparative LCA of Structural System Alternatives.* In: Energy Procedia, Vol. 96.

Slimbreker. (2019). *Smartcrushers?*
Online verfügbar unter: https://www.slimbreker.nl/why-smartcrushers.html

Stiftung Wissenschaft und Politik (SWP). (2018). *Mobilising Trade Policy for Climate Action under the Paris Agreement.*
Online verfügbar unter: https://www.swp-berlin.org/fileadmin/contents/products/research_papers/2018RP01_dge_etal.pdf

The New York Times. (2017). *A Conservative Climate Solution. Republican Group Calls for Carbon Tax.*
Online verfügbar unter: https://www.nytimes.com/2017/02/07/science/a-conservative-climate-solution-republican-group-calls-for-carbon-tax.html

Tettey, U. Y. A., Dodoo, A., Gustavsson, L. (2019). *Carbon balances for a low energy apartment building with different structural frame materials.* In: Energy Procedia, Vol. 158.

thyssenkrupp Steel Europe. (2019). *Unsere Klimastrategie zur nachhaltigen Stahlproduktion.*
Online verfügbar unter: https://www.thyssenkrupp-steel.com/de/unternehmen/nachhaltigkeit/klimastrategie/

Thüga, Stadtwerke Zweibrücken, Energienetze Bayern, Stadtwerke Jena-Pößneck, Stadtwerke Jena Netze, Stadtwerke Stade, WEMAG, MFN, Thüga Erneuerbare Energien, bn Netze, EWR, eWerk Sachsenwald, ESWE, Harz Energie Netzgesellschaft, Kasseler Verkehrsgesellschaft. ESB, WVV, EVS, BS Energy, N ERGIE, Die Energie, HarzEnergie, Stadtwerke Tauberfranken, eins, inetz, Stadtwerke Zittau, Gasstadtwerke Zerbst, RhönEnergie Fulda, RhönEnergie Osthessen, OsthessenNETZ, Erdgas Schwaben, Schwaben Netz, Städtische Werke, Städtische Werke Netz + Service, Stadtwerke Bad Harzburg, Stadtwerke Pirmasens, sw netz, Stadtwerke Radolfzell, syneco, Stadtwerke Neuss, Stadtwerke Wertheim, e.nwae, Stadtwerke Ansbach, LKW Kitzingen, Stadtwerke Pforzheim, Heizkraftwerk Pforzheim, GWH, SVS, Stadtwerke Lindenberg, Stadtwerke Homburg, EWF, Stadtwerke Kaiserslautern, EMS, Stadtwerke Aue-Bad Schlema, Stadtwerke Germersheim, Thüga Energienetze, SWE Erfurt Netz, SWE. (2019). *Positionspapier. Erneuerbares Gas.*
Online verfügbar unter: https://cdn-thuega.trurnit.de/Thuega/documents/20190703_Thuega_Positionspapier_Erneuerbares_Gas.pdf

The Boston Consulting Group (BCG). (2018). *The Role of Green Projects in Scaling Climate Investments.*
Online verfügbar unter: https://www.bcg.com/publications/2018/bridging-gap-role-green-projects-scaling-climate.aspx

The Boston Consulting Group (BCG). (2019). *The Real Promise of Hydrogen.*
Online verfügbar unter: https://www.bcg.com/de-de/publications/2019/real-promise-of-hydrogen.aspx

Umweltbundesamt (UBA). (2015). *Nachhaltigkeitsaspekte in den Bauordnungen der Länder.*
Online. verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/nachhaltigkeitsaspekte-in-den-bauordnungen-der

Umweltbundesamt (UBA). (2017). *Die Umweltwirtschaft in Deutschland. Entwicklung, Struktur und internationale Wettbewerbsfähigkeit.*
Online verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/171204_uba_hg_umweltwirtschaftdl_bf.pdf.

Umweltbundesamt (UBA). (2018). *The Innovation Fund. How can it support low carbon industry in Europe?*
Online verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2018-02-13_climate-change_06-2018_innovation-fund.pdf

Umweltbundesamt (UBA) (2019a): *Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2019. Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 - 2017.*
Online verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-05-28_cc_23-2019_nir-2019_0.pdf

Umweltbundesamt (UBA). (2019b). *Treibhausgas-Emissionen in Deutschland.*
Online verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgas-emissionen-in-deutschland#textpart-1

Umweltbundesamt (UBA). (2019c). *Klimaschutzziele Deutschlands.*
Online verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/klimaschutzziele-deutschlands

Umweltbundesamt (UBA). (2019d). *Den Weg zu einem treibhausgasneutralen Deutschland ressourcenschonend gestalten.*
Online verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/190215_uba_fachbrosch_rtd_bf.pdf

Umweltbundesamt (UBA). (2019e). *Erneuerbare Energien in Deutschland. Daten zur Entwicklung im Jahr 2018.*
Online verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/uba_hgp_eeinzahlen_2019_bf.pdf

Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ). (2019). *Zementindustrie im Überblick 2018/2019.*
Online verfügbar unter: https://www.vdz-online.de/fileadmin/gruppen/vdz/3LiteraturRecherche/Zementindustie_im_Ueberblick/VDZ_Zementindustrie_im_Ueberblick_2018-2019.pdf

Wesseling, J.H., Lechtenböhmer, S., Ahman, M., Nilsson, L.J., Worrell, E., Coenen, L. (2017). *The transition of energy intensive processing industries towards deep decarbonization. Characteristics and implications for future research.* In: Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 79.

Wirtschaftsvereinigung Stahl (WV Stahl). (2018). *Fakten zur Stahlindustrie in Deutschland 2017.*
Online verfügbar unter: https://www.stahl-online.de/wp-content/uploads/2017/12/Fakten_Stahlindustrie_2017_rz_web.pdf

Wissenschaftlicher Beitrat für Waldpolitik (WBW). (2018). *Erhöhung der stofflichen Nutzung von Holz in Gebäuden im Einklang mit der Rohstoffverfügbarkeit. Stellungnahme des Wissenschaftlichen Beirats für Waldpolitik beim Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft.*
Online verfügbar unter: https://www.bmel.de/SharedDocs/Downloads/Ministerium/Beiraete/Waldpolitik/StellungnahmeWBW-stofflicheNutzungHolz.pdf?__blob=publicationFile

World Building Council on Sustainable Development. (2009). *The Cement Sustainability Initiative. Recycling Concrete.*
Online verfügbar unter: https://gccassociation.org/

World Wildlife Fund (WWF). (2018). *Wie klimaneutral ist CO_2 als Rohstoff wirklich? WWF Position zu Carbon Capture and Utilization (CCU).*
Online verfügbar unter: https://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/CCU-Position-Wie-klimaneutral-ist-CO2-als-Rohstoff.pdf

Wuppertal Institut. (2018). *Low-Carbon Infrastructure NRW. Dekarbonisierungsstrategien und -technologien für energieintensive Industrien.*
Online verfügbar unter: https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7197/file/7197_Low-Carbon_Infrastructure.pdf

ZEIT ONLINE. (2019). *EU-Gipfel will Klimaneutralität ab 2050.*
Online verfügbar unter: https://www.zeit.de/politik/ausland/2019-06/eu-gipfel-entwurf-klimaneutralitaet-2050

Publikationen von Agora Energiewende

AUF DEUTSCH

Charta für eine Energiewende- Industriepolitik
Ein Diskussionsvorschlag von Agora Energiewende und Roland Berger

Dialog „Energiewende und Industriepolitik“
Abschlussbericht

Flex-Efficiency
Ein Konzept zur Integration von Effizienz und Flexibilität bei industriellen Verbrauchern

Aktionsplan Lastmanagement
Endbericht einer Studie von Connect Energy Economics

Vom Wasserbett zur Badewanne
Die Auswirkungen der EU-Emissionshandelsreform 2018 auf CO_2-Preis, Kohleausstieg und den Ausbau der Erneuerbaren

Die Kohlekommission
Ihre Empfehlungen und deren Auswirkungen auf den deutschen Stromsektor bis 2030

65 Prozent Erneuerbare bis 2030 und ein schrittweiser Kohleausstieg
Auswirkungen der Vorgaben des Koalitionsvertrags auf Strompreise, CO_2-Emissionen und Stromhandel

15 Eckpunkte für das Klimaschutzgesetz

Verteilnetzausbau für die Energiewende
Elektromobilität im Fokus

Stromnetze für 65 Prozent Erneuerbare bis 2030
Zwölf Maßnahmen für den synchronen Ausbau von Netzen und Erneuerbaren Energien

Die Kosten von unterlassenem Klimaschutz für den Bundeshaushalt
Die Klimaschutzverpflichtungen Deutschlands bei Verkehr, Gebäuden und Landwirtschaft nach der EU-Effort-Sharing-Entscheidung und der EU-Climate-Action-Verordnung

Klimaschutz auf Kurs bringen
Wie eine CO_2-Bepreisung sozial ausgewogen wirkt

Eine Neuordnung der Abgaben und Umlagen auf Strom, Wärme, Verkehr
Optionen für eine aufkommensneutrale CO_2-Bepreisung von Energieerzeugung und Energieverbrauch

Publikationen von Agora Energiewende

Ein Emissionshandelssystem für die nicht vom EU-ETS erfassten Bereiche
Praktische Umsetzungsthemen und zeitliche Erfordernisse

Die Gelbwesten-Proteste
Eine (Fehler-)Analyse der französischen CO_2-Preispolitik

Eine französisch-deutsche Agenda für die Energiewende in Europa

Wert der Effizienz im Gebäudesektor in Zeiten der Sektorenkopplung
Endbericht einer Studie vom Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (ifeu), dem Fraunhofer IEE und Consentec

AUF ENGLISCH

European Energy Transition 2030: The Big Picture
Ten Priorities for the next European Commission to meet the EU's 2030 targets and accelerate towards 2050

Unlocking Low Cost Renewables in South East Europe
Case Studies on De-risking Onshore Wind Investment

Cross-Border Renewables Cooperation
The impact of national policies and regulation on the cost of onshore wind across the PENTA region and priorities for cooperation

Comparing Electricity Prices for Industry
An elusive task – illustrated by the German case

The Southeast European power system in 2030
Flexibility challenges and regional cooperation benefits

Integrating renewables into the Japanese power grid by 2030
A frequency stability and load flow analysis of the Japanese system in response to high renewables penetration levels

A Star for China's Energy Transition
Five Golden Rules for an Efficient Transformation of China's Energy System

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite: www.agora-energiewende.de

164/04-S-2019/DE

Wie gelingt uns die Energiewende? Welche konkreten Gesetze, Vorgaben und Maßnahmen sind notwendig, um die Energiewende zum Erfolg zu führen? Agora Energiewende will den Boden bereiten, damit Deutschland in den kommenden Jahren die Weichen richtig stellt. Wir verstehen uns als Denk- und Politiklabor, in dessen Mittelpunkt der Dialog mit den relevanten energiepolitischen Akteuren steht.

Unter diesem QR-Code steht diese Publikation als PDF zum Download zur Verfügung.

Agora Energiewende
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin
T +49 (0)30 700 14 35-000
F +49 (0)30 700 14 35-129
www.agora-energiewende.de
info@agora-energiewende.de

Agora Energiewende

Agora Energiewende ist eine gemeinsame Initiative der Stiftung Mercator und der European Climate Foundation.