Prozessemissionen in der deutschen Industrie und ihre Bedeutung für die nationalen Klimaschutzziele – Problemdarstellung und erste Lösungsansätze

Arbeitspapier 4 im Rahmen des Vorhabens „Klimaschutz durch Energieeffizienz II“

Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, und Nukleare Sicherheit

Oliver Lösch, Felipe Toro, Natalja Ashley-Belbin, Felix Reitze, Michael Schön

Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien GmbH (IREES)

Karlsruhe, 30.06.2018

Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien (IREES GmbH)

Geschäftsführung

Dipl.-Ing. Michael Mai, Dr. Jan Steinbach

Hauptsitz

Schönfeldstraße 8

D - 76131 Karlsruhe

Telefon +49 721 – 915 2636 – 36

Fax +49 721 – 915 2636 – 11

www.irees.de

Handelsregisternummer

Amtsgericht Mannheim HRB 111193

Autoren:
Oliver Lösch
Felipe Andrés Toro Chacón
Natalja Ashley-Belbin
Felix Reitze
Michael Schön

unter Mitarbeit von:
Yann Faber und
Kevin Baginski

Bitte beachten Sie, dass dieses Dokument aus Umweltschutzgründen auf den zweitseitigen Druck ausgelegt ist.

Grafiken und weitere Inhalte dieses Dokuments dürfen mit Namensnennung „IREES“ und Jahr der Veröffentlichung weiterverbreitet und zitiert werden.

Alle Begriffe verstehen sich als sui generis, gelten also in gleicher Weise für die weibliche und männliche Form.

Inhaltsverzeichnis

1 Kontext der Untersuchung ... 1

2 Überblick über industrielle Prozessemissionen und relevante Branchen in Deutschland ... 2

2.1 Mineralische Industrie: Branchenübersicht und Prozessemissionen ... 4

2.2 Herstellung von Rohstahl: Übersicht und Entwicklung der Prozessemissionen ... 6

2.3 Herstellung von Primäraluminium: Überblick und Entwicklung der Prozessemissionen ... 9

2.4 Grundstoffchemie (Ammoniak): Übersicht und Entwicklung der Prozessemissionen ... 11

3 Technologische Handlungsoptionen und Umsetzungsansätze ... 14

3.1 Darstellung und Analyse technologischer Handlungsansätze ... 15

3.1.1 Querschnittsthema regenerativer Wasserstoff ... 15

3.1.2 Herstellung von Rohstahl ... 20

3.1.3 Primäraluminiumherstellung ... 29

3.1.4 Gewinnung und Verarbeitung von Steinen und Erden ... 34

3.1.5 Ammoniakherstellung ... 48

3.2 Alternative Produktionsprozesse in der Praxis ... 52

3.2.1 Querschnittsthema regenerativer Wasserstoff ... 52

3.2.2 Rohstahlherstellung ... 54

3.2.3 Herstellung von Primäraluminium ... 56

3.2.4 Verarbeitung von Steinen und Erden, mineralische Industrie ... 56

4 Politische Instrumente für Forschung und Innovation ... 62

4.1 Politische Instrumente auf Ebene der Europäischen Union ... 62

4.2 Politische Instrumente in Deutschland ... 66

4.3 Ergebnis der Analyse ausgewählter Politikinstrumente ... 69

5 Politische Handlungsansätze ... 70

5.1 Handlungsansätze für die Etablierung von Wasserelektrolyseuren als THG-Vermeidungsoption ... 72

5.2 Handlungsansätze für die Entwicklung und Etablierung alternativer Verfahren zur Rohstahlherstellung ... 75

5.3 Handlungsempfehlungen zur Entwicklung und Einführung alternativer Verfahren in der Aluminiumproduktion ... 79

5.4 Handlungsempfehlungen zur Entwicklung und Einführung alternativer Herstellungsverfahren und Produkte bei der Zement- und Kalkherstellung 79

6 Fazit 84

Abbildungsverzeichnis 86

Tabellenverzeichnis 87

Anhang 88

7 Literaturverzeichnis 97

Abkürzungen

AE	Alkalische Elektrolyse
BF-BOF	Blast-Furnace Basic-Oxygen-Furnace = Hochofenroute
BMBF	Bundesministerium für Bildung und Forschung
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Nukleare Sicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
$CaCO_3$	Calciumcarbonat (Kalkstein)
CaO	Calciumoxid (Kalk /Branntkalk)
CAPEX	Capital Expenditure
CCS	Carbon Capture and Storage
CCU	Carbon Capture and Utilization
CO	Kohlenmonoxid
CO_2	Kohlendioxid
$CO_{2\ äq.}$	Kohlendioxidäquivalent
DRI	Direct Reduced Iron = Eisenschwamm = Produkt der Direktreduktion von Eisenerz
EAF	Electric Arc Furnace
FA	Flugasche
F&E	Forschung und Entwicklung
GJ	Gigajoule (10^9 Joule)
GWP	Global Warming Potential
H_2	Wasserstoff
HCl	Chlorwasserstoff
HFC	Teilhalogenierte Fluorkohlenwasserstoffe
HHV	Higher Heating Value (Brennwert)
KWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LHV	Lower Heating Value (Heizwert)
LNG	Liquified Natural Gas (verflüssigtes Erdgas)
MEA	Monoethanolamin
MTBE	Methyltertiärbutylether
MW	Megawatt
N_2	Stickstoff
NaOH	Natriumhydroxid (Natronlauge)

NE-Metall	Nichteisenmetall
NF_3	Stickstofftrifluorid
NH_3	1 Ammoniak
N_2O	2 Distickstoffmonoxid (Lachgas)
OPEX	3 Operational Expenditure
PEME	4 Proton Exchange Membrane Electrolysis
PFC	Perfluorierte Kohlenwasserstoffe
PJ	Petajoule (10^{15} Joule)
SNG	5 Substitute Natural Gas
SOE	6 Solid Oxide Electrolysis
THG	Treibhausgas
TRL	Technology Readiness Level
TWh	Terawattstunde (10^{12} Watt)

1 Kontext der Untersuchung

Die globale Durchschnittstemperatur erhöht sich voraussichtlich bis 2050 um mehr als 2°C. Diese größtenteils durch den Menschen verursachte Temperaturerhöhung könnte irreversible Klimaveränderungen verursachen. Zur Vermeidung derartig schwerwiegender Klimaveränderungen sind Minderungen der Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) in großem Umfang erforderlich. Die Industriestaaten, die ihren Wohlstand kohlenstoffbasiert aufgebaut haben, stehen in besonderer Verantwortung und haben sich im Pariser Klimaabkommen darauf geeinigt, dass die globale Durchschnittstemperatur um nicht mehr als 2 °C steigt. Hierfür müssen diese ihre THG-Emissionen bis Mitte des Jahrhunderts um 80 - 95 % gegenüber 1990 reduzieren (IPCC 2014). Dies ist auch das nationale Klimaziel der Bundesregierung für das Jahr 2050. Verschiedene wissenschaftliche Arbeiten, wie beispielsweise eine Reihe aktueller Szenarien (Öko-Institut e.V. 2015b), zeigen, dass dafür erhebliche Minderungen in allen Wirtschaftssektoren zu erbringen sind. Diese Minderungen sind zum einen durch sektorspezifische Technologien, zum anderen durch Maßnahmen[1] zur Sektorkopplung umzusetzen. Für den Industriesektor zeigt sich, dass einige wenige Grundstoffindustrien, die jedoch für die industrielle Wertschöpfungskette von erheblicher Bedeutung sind, die industriellen THG-Emissionen dominieren (Gniffke 2017). Daher liegt es nahe, insbesondere diese Branchen und ihre wichtigsten Abnehmer in der Wertschöpfungskette in den Blick zu nehmen. Eine weitere Besonderheit des deutschen Industriesektors ist, dass etwa ein Drittel seiner Gesamtemissionen nicht energiebedingt ist, sondern aus chemischen Umwandlungsprozessen der in den Grundstoffproduktionen eingesetzten Rohmaterialien sowie der industriellen Verwendung von Gasen mit hohem Treibhausgaspotenzial herrührt. Dies unterscheidet ihn von den anderen Wirtschaftssektoren Deutschlands: gesamtwirtschaftlich betrachtet werden ca. 85 % aller THG-Emissionen durch energetische Nutzung fossiler Energieträger verursacht (Gniffke 2017).

In dieser Studie werden die industriellen Prozessemissionen, die in der Grundstoffindustrie durch die chemische Umwandlung der Ausgangsstoffe freigesetzt werden, untersucht. Sie zeigt die wichtigsten Emissionsquellen auf, benennt mögliche technologische Innovationen, die potenziell zu einer zielkonformen THG-Minderung führen könnten, und analysiert deren technische und wirtschaftliche Hemmnisse. Dabei fokussiert sich die Untersuchung auf diejenigen Branchen bzw. Produktionen, die in Deutschland besonders relevante Mengen an Prozessemissionen emittieren. Dazu zählen die Rohstahlerzeugung sowie die Herstellung von Zement, Kalk, Ammoniak und Aluminium. Für diese Untersuchung wurden neben einer umfangreichen Literaturrecherche eine Reihe von Expertengesprächen mit Vertreterinnen und Vertretern aus den genannten Branchen geführt. Die Ergebnisse dieser Gespräche sind direkt in diese Analyse eingearbeitet und als Literaturverweis, soweit nicht Seitens der Unternehmensvertreter Vertraulichkeit gewünscht wurde, gekennzeichnet.

[1] Vor allem eine weitgehende Elektrifizierung der Nachfragesektoren.

2 Überblick über industrielle Prozessemissionen und relevante Branchen in Deutschland

Bei der Herstellung von unterschiedlichen industriellen Grundstoffen entstehen energie- und prozessbedingte Treibhausgasemissionen sowie Luftschadstoffe. Während energiebedingte THG-Emissionen durch die Umwandlung von Brennstoffen oder Einsatz sekundärer Energieträger wie Strom und Fernwärme im Produktionsprozess anfallen, werden prozessbedingte THG-Emissionen bei chemischen Reaktionen bestimmter Produktionsprozesse direkt freigesetzt (Statistische Ämter des Bundes und der Länder 2017). Im Jahr 2015 waren prozessbedingte Emissionen aus der Industrie für knapp 7 % der gesamten Treibhausgasemissionen in Deutschland verantwortlich. Die Erzeugung von Eisen, Stahl und Aluminium (Metallindustrie), die Herstellung von Zement, Kalk und Glas (mineralische Industrie) und die Herstellung von Ammoniak, Adipin- und Salpetersäure sowie weiterer Grundchemikalien (Grundstoffchemie) machen mit 43,8 Mio. t $CO_{2\ äq.}$ (Kohlendioxidäquivalent) rund 71 % der gesamten industriellen Prozessemissionen in Deutschland aus. Abbildung 2.1 zeigt den Verlauf der energie- und prozessbedingten Emissionen der Industrie seit 1990 und die Aufteilung der Prozessemissionen auf die einzelnen Industriebranchen.

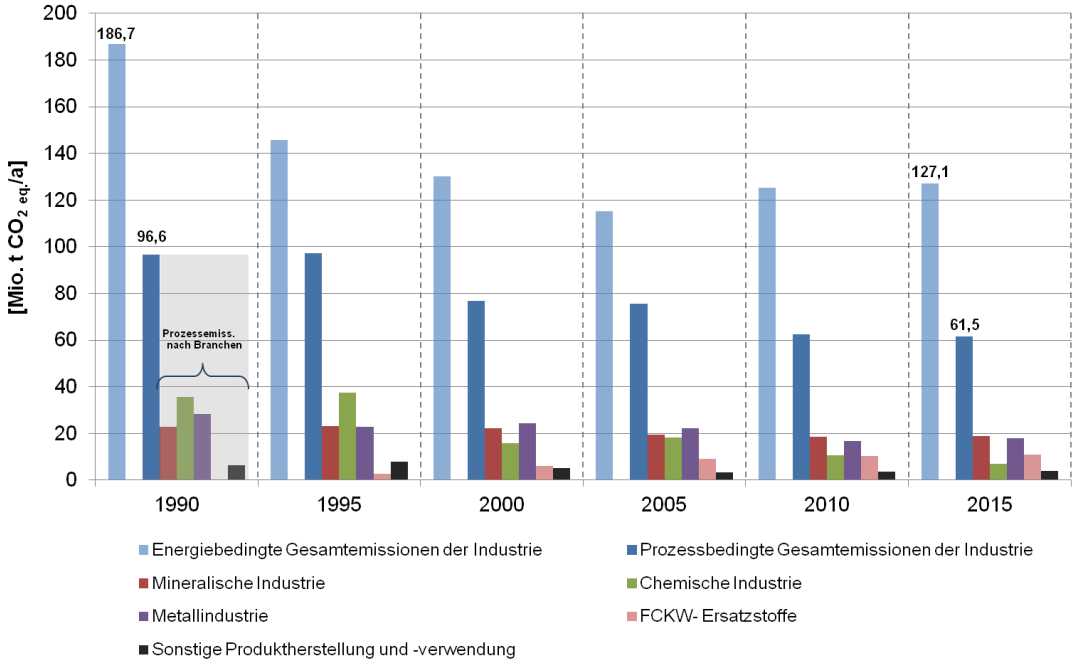

Abbildung 2.1: Entwicklung der energie- und prozessbedingten Treibhausgasemissionen in der deutschen Industrie von 1990 bis 2015

Quelle: Eigene Darstellung, verändert nach (Strogies und Gniffke 2017)

Insgesamt haben sich die prozessbedingten Emissionen der Industrie von 1990 bis 2015 um 36 % reduziert. Die bei der Produktion von Chemikalien[2] freigesetzten Emissionen gingen im Zeitraum von 1990 bis 2015 um 31 % zurück. Im Gegensatz dazu ist die gesamte physische Produktion der chemischen Industrie in diesem Zeitraum um 24 % gewachsen.

2 Insbesondere bei Ammoniak, Soda und Ruß.

Die prozessbedingten Kohlendioxid-Emissionen (CO_2-Emissionen) der Metallherstellung gingen in diesem Zeitraum um 29 % von 25 Mio. t $CO_{2\,äq.}$ auf 17,9 Mio. t $CO_{2\,äq.}$ zurück. Die physische Produktion von Eisen und Stahl verringerte sich um 5 %, und diejenige von Aluminium um 27 %. Die CO_2-Emissionen der mineralischen Industrie gingen von 1990 bis 2015 um 18 % zurück, getrieben durch die Produktionsentwicklung[3] von Zement und Kalk.

Die prozessbedingten Emissionen werden von Kohlendioxid, mit einem Anteil von 73 % an den gesamten industriellen Prozessemissionen, und teilhalogenierten Fluorkohlenwasserstoffen (HFCs), mit einem Anteil von 18 %, dominiert (Strogies und Gniffke 2017)(siehe Tabelle 2.1). Weitere prozessbedingte Gase wie Stickstofftrifluorid (NF_3), Stickstoffoxide (NO_x), Kohlenmonoxid (CO), flüchtige organische Verbindungen (VOC,) und Schwefeldioxid (SO_2) treten nur in geringen Mengen auf und werden deshalb hier nicht betrachtet. Im Vergleich zu 1990 ging die Emission an perfluorierten Kohlenwasserstoffen (PFC) bis 2015 um 92 % zurück. Im Gegensatz dazu sind die HFC-Emissionen deutlich von 0,1 Mio. t $CO_{2\,äq.}$ im Jahr 1990 auf 11 Mio. t $CO_{2\,äq.}$ im Jahr 2015 gestiegen (Strogies und Gniffke 2017).

Tabelle 2.1: Entwicklung der prozessbedingten Emissionen der deutschen Industrie 1990 bis 2015

Prozessemissionen [Mio. t $CO_{2\,äq.}$]	**1990**	**2000**	**2010**	**2015**
CO_2	59	57	46	45
CH_4	0,4	0,6	0,5	0,5
N_2O	24	7	2	1
HFCs	0,1	6	10	11
PFCs	3	1	0,3	0,3
SF_6	4	4	3	4
HFCs/PFCs-Mischung (undefiniert)	6	2	0,5	0,2
NF_3	0	0	0,1	0
Total	**96,6**	**76,9**	**62,5**	**61,5**

GWP_{100} (engl. global warming potential, Treibhausgaspotenzial einer chemischen Verbindung bezogen auf einen Zeitraum von 100 Jahren): CH_4 = 25, N_2O (Distickstoffmonoxid, Lachgas) = 280, HFCs = 140 – 11.700, PFCs = 7.390 – 12.200, SF_6 (Schwefelhexafluorid) = 22.800, NF_3 = 17.200

Quelle: eigene Darstellung, (Strogies und Gniffke 2017), UNFCCC Systematik

Die Lachgasemissionen verringerten sich hingegen im Zeitraum 1990 bis 2015 um insgesamt 95 %, überwiegend bei der Produktion von Salpeter- und Adipinsäure. Diese Emissionsminderung ist teilweise der Installation von Abgasbehandlungsanlagen in den Jahren 1997 und 2009 zuzuschreiben (Strogies und Gniffke 2017). Für die Salpetersäure-Anlagen sind hierbei die Vorgaben der TA Luft relevant (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) 2002). Bei der Herstellung von Zement und Stahl sind weitere N_2O-Fraktionen durch die Anwendung sekundärer Minderungstechniken gemindert worden.

3 Produktionsrückgang bei Zement um 18 % und bei Kalk um 16 %.

Relevante Prozessdefinitionen, nach der aktuellen Zuteilungsverordnung des ETS, und zugeordnete Beispielprozesse sind im Anhang A1 gezeigt (siehe Tabelle A 1).

2.1 Mineralische Industrie: Branchenübersicht und Prozessemissionen

Die mineralische Industrie[4] hat in Deutschland in 2015 etwa 18,7 Mio. t an Prozessemissionen und etwa 13,2 Mio. t CO2 äq. an energiebedingten Emissionen freigesetzt. In Abbildung 2.2 ist die Entwicklung für relevante Branchen von 1990 – 2015 gezeigt.

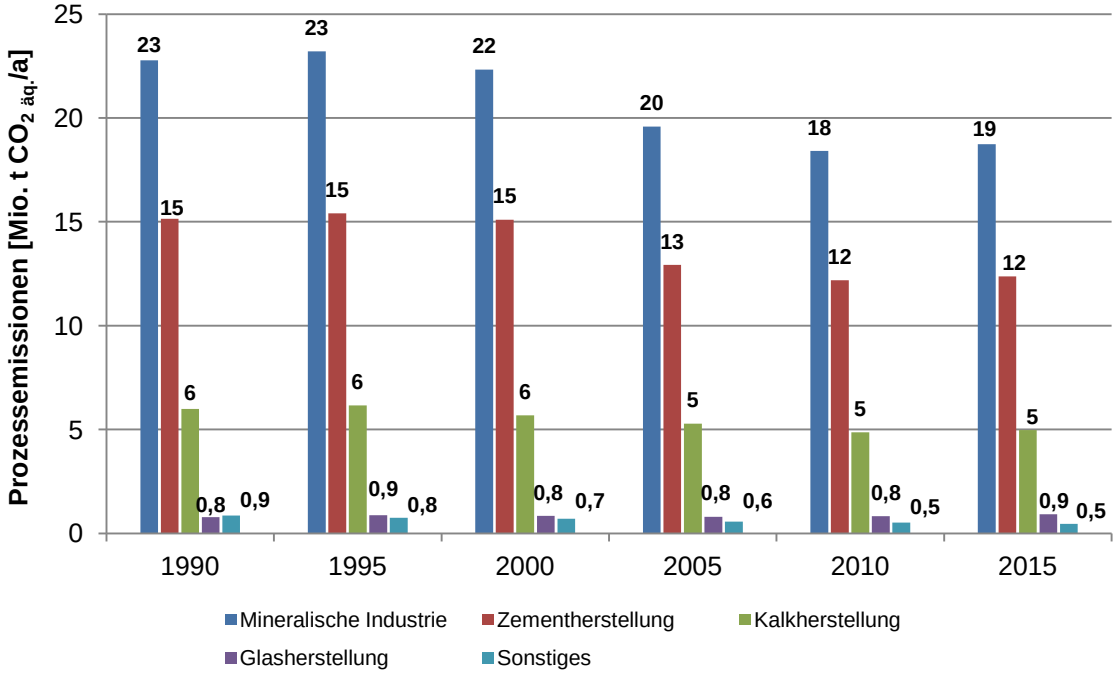

Abbildung 2.2: Entwicklung der Prozessemissionen der dt. mineralischen Industrie
Quelle: Eigene Darstellung, verändert nach (Strogies und Gniffke 2017)

In 2015 waren in 1.514 Unternehmen insgesamt 195.000 Mitarbeiter beschäftigt. Der Gesamtumsatz lag bei 42,1 Mrd. € (Statistisches Bundesamt 2017). Der Endenergieverbrauch der mineralischen Industrie macht etwa 11 % des gesamten verarbeitenden Gewerbes aus, das einen Endenergieverbrauch von 2.548 PJ hat.

Zementherstellung

Die Hauptkomponenten des Zements sind gemahlener Portlandzementklinker und sog. Sulfatträger, z. B. Gips. Der Klinker wird überwiegend aus Kalkstein, Kreide und Ton sowie deren natürlich vorkommendem Gemisch, Kalksteinmergel, hergestellt. Die Klinkerherstellung ist der CO_2-intensivste Verfahrensschritt des gesamten Herstellungsverfahrens. Neben Kohlendioxid werden zusätzlich in relativ geringen Mengen Distickstoffmonoxid und Methan (CH_4) emittiert. Die prozessbedingten CO_2-Emissionen entstehen bei der Entsäuerung des Kalksteins und machen etwa 60 % der CO_2-

4 In Deutschland wurde in 2015 ca. 23,4 Mio. t Klinker, ca. 6,6 Mio. t Kalk und ca. 7,4 Mio. t Glas hergestellt (Strogies und Gniffke 2017).

Gesamtemission der Zementherstellung aus (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2016).

In Deutschland wird Zementklinker überwiegend nach dem Trockenverfahren in Drehrohröfen mit Zyklonvorwärmern hergestellt. Bei 550 - 600 °C setzt die Entsäuerung des Kalksteins ein und die prozessbedingten CO_2-Emissionen werden freigesetzt. Im nachgeschalteten Drehofen wird das Rohmehl anschließend bei einer Temperatur von mindestens 1.450 °C zum Sintern gebracht, dabei entstehen neue Verbindungen (Calciumsilicate und –aluminate), die dem Zement seine charakteristische Eigenschaft (Verfestigung in Anwesenheit von Wasser) verleihen (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2015).

Wirtschaftliche Bedeutung

In 2000 lag die Zementproduktionsmenge bei 36,3 Mio. t (Klinkerproduktion 28,5 Mio. t) und ist bis 2017 auf 31 Mio. t (Klinker 23,4 Mio. t in 2016) zurückgegangen (Verein Deutscher Zementwerke e.V. 2017). Lag die Kapazität der deutschen Zementhersteller 2003 noch bei 131.821 Tonnen pro Tag (45,5 Mio. im Jahr mit 345 Tage), ging sie 2015 auf 107.160 Tonnen pro Tag zurück. Die Gesamtauslastung der deutschen Zementwerke betrug 2003 nur 56 %. Bis 2015 hat sich die Gesamtauslastung durch die Stilllegung von Produktionskapazitäten auf 70 % erhöht (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2015). Bei der Herstellung von Zement wurden mit etwa 8,1 Tsd. Beschäftigten in 25 Unternehmen etwa 2,7 Mrd. € Umsatz erzielt (Statistisches Bundesamt 2017), (Verein Deutscher Zementwerke e.V. 2017). Die Zementindustrie ist im Wesentlichen Vorlieferant für die Bauindustrie (Lösch et al. 2016).

Kalkherstellung

Der Rohstoff Kalk, Calziumoxid (CaO), wird durch das Brennen von Kalkstein, bestehend überwiegend aus Calziumcarbonat ($CaCO_3$), gewonnen. Das im Kalkstein gebundene CO_2 wird bei der Kalzinierung bei Temperaturen von etwa 850 °C, freigesetzt. Neben diesen Prozessemissionen fallen energiebedingte Emissionen an. Etwa 70 % der Emissionen sind prozessbedingt (Strogies und Gniffke 2017). Pro Tonne gebrannten Kalks werden 1,2 t an CO_2 direkt freigesetzt, davon etwa 65 % an Prozess-CO_2 und etwa 35 % energiebedingt (Bundesverband Kalkindustrie BVKalk 2017). Der Brennprozess findet überwiegend in Schachtöfen bei 900 – 1.200 °C statt.

Wirtschaftliche Bedeutung der Produktion

Seit 2006 ist die Produktionsmenge an gebranntem Kalk von 6,8 Mio. t leicht zurückgegangen und lag 2016 bei 6,3 Mio. t. Die Menge an ungebrannten Erzeugnissen lag 2006 bei 22 Mio. t und ging bis 2016 auf 18 Mio. t zurück. Im gleichen Zeitraum ist der Umsatz von 720 Mio. € auf 700 Mio. € zurückgegangen.

Zukünftige Entwicklung der Produktion der mineralischen Industrie

Die weltweite Zementproduktion ist von 2.842 Mio. t Zement im Jahr 2008 auf 4.198 Mio. t im Jahr 2014 gestiegen. In Europa ging die Produktion im gleichen Zeit-

raum hingegen um 22 % zurück (Lösch et al. 2017b) (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2017).

Die Produktion von Zement ist direkt an die Konjunktur der Bauwirtschaft gekoppelt. In Ländern wie Deutschland und anderen Industrieländern wird es nur wenige Entwicklungen geben, die für eine Zunahme des Bedarfs an Baumaterial sprechen. Es wird angenommen, dass die Zementproduktion in Deutschland in den kommenden Jahren stagniert bzw. abnimmt (HeidelbergCement Group 2018; Dyckerhoff GmbH 2018; OPTERRA-crh 2018; Lösch et al. 2017b). Dies entspricht auch der Einschätzung aktueller Zielszenarien (siehe Anhang A2).

2.2 Herstellung von Rohstahl: Übersicht und Entwicklung der Prozessemissionen

In Deutschland wird Stahl heutzutage größtenteils auf zwei Verfahrensrouten erzeugt, vgl. hierzu auch die Ausführungen in (Lösch et al. 2017b):

Dies geschieht einerseits durch Reduktion von Eisenerz mittels Kohlenstoffträgern (vorwiegend Koks) im Hochofen. Das entstehende Roheisen wird im anschließenden Prozessschritt des Frischens im Konverter zu Rohstahl verarbeitet. Bei diesem Schritt werden der unerwünschte Kohlenstoffgehalt des Roheisens sowie weitere Elemente, vor allem Phosphor und Schwefel, durch Aufblasen von Sauerstoff oxidiert („Oxygenstahl“). Vorgelagerte Prozesse sind die Eisenerzaufbereitung in Sinter- und Pelletieranlagen sowie die Koksherstellung in der Kokerei. Andererseits wird Rohstahl auch durch Einschmelzen von Stahlschrott in Elektrolichtbogenöfen („Elektrostahl“) hergestellt. Da auf die energieintensive Eisenerzreduktion verzichtet werden kann, ist der spezifische Energieverbrauch der Elektrostahlerzeugung erheblich niedriger als bei der Hochofenroute.

Es folgt die anschließende sekundärmetallurgische Weiterbehandlung, das Vergießen und für die überwiegende Menge die Weiterverarbeitung im Walzwerk.

Gut zwei Drittel des in Deutschland erzeugten Rohstahls werden in integrierten Hüttenwerken[5] als Oxygenstahl hergestellt. Das verbleibende knappe Drittel wird über die Elektrostahlroute hergestellt, wobei sich der Elektrostahlanteil gegenüber 1990 verdoppelt hat. Daneben wird an einem Standort in Hamburg das Direktreduktionsverfahren mit Erdgas als Reduktionsmittel eingesetzt.

Das Umweltbundesamt beziffert in seinem Nationalen Inventarbericht (Umweltbundesamt (UBA) 2016) für die Eisen- und Stahlindustrie (Quellgruppe 2:C.1.1) die prozessbedingten Emissionen aller Treibhausgase des Jahres 2015 auf 17,5 Mio. t $CO_{2\,äq.}$.

Die prozessbedingten CO_2-Emissionen der Stahlerzeugung resultieren vorwiegend aus dem Einsatz von Koks als kohlenstoffhaltigem Reduktionsmittel im Hochofen. Eine Besonderheit der Emissionsberechnung ist die Berücksichtigung der energetischen Nutzung der Kuppelgase, deren Emissionen als prozessbedingt betrachtet werden, sofern diese brennbaren Gase im integrierten Stahlwerk genutzt werden. Größere Teilmengen werden aber auch in anderen Prozessfeuerungen der Stahlindustrie, in Kokereien sowie zur Verstromung eingesetzt. Die dort resultierenden Emissionen wer-

5 Hochofen, Stahl- und Walzwerke.

den den energiebedingten Emissionen hinzugerechnet. Dies erschwert eine Abgrenzung der jeweiligen Anteile der eingesetzten Kuppelgase an den Gesamtemissionsmengen der Primärstahlerzeugung, die gemäß dieser Abgrenzungskonvention zu etwa einem Drittel als prozessbedingt und zu zwei Dritteln als energiebedingt zu betrachten sind.

Neben den durch Reduktionsmitteleinsatz bedingten Emissionen sind die aus dem Kalksteineinsatz in Sinteranlagen und im Hochofen resultierenden CO_2-Emissionen der Primärstahlerzeugung zuzurechnen. Deren Beitrag zu den prozessbedingten Emissionen der Eisen- und Stahlerzeugung betrug im Jahr 2012 etwa 12,5 %.

Bei der Elektrostahlherstellung aus Stahlschrott entstehen direkte CO_2-Emissionen hauptsächlich durch den Abbrand der Graphitelektroden und durch die im Prozess notwendige Einblaskohle („Schäumkohle“), die in 2012 jedoch mit 0,6 %, nur einen geringen Anteil an den prozessbedingten Emissionen der Branche hatten (Umweltbundesamt (UBA) 2014a).

Wirtschaftliche Bedeutung

Das Niveau der Rohstahlproduktion in Deutschland ist seit 2010 relativ stabil. Sie betrug im Jahr 2016 rund 42,1 Mio. t. Mit knapp 40 % konzentriert sich die Stahlerzeugung auf Nordrhein-Westfalen. Die Erzeugung in Deutschland entspricht knapp einem Viertel der EU-Produktion von 162 Mio. t in 2016. Der EU-28-Wert wiederum lag 2016 bei rund 10 % der Welt-Rohstahlerzeugung von 1.630 Mio. t, zu der alleine China als weltweit größter Stahlproduzent mit 808 Mio. t fast die Hälfte beitrug.

Die stahlproduzierenden Unternehmen in Deutschland und die Anteile der Oxygen- und Elektrostahlerzeugung sind in Abbildung 2.3 dargestellt.

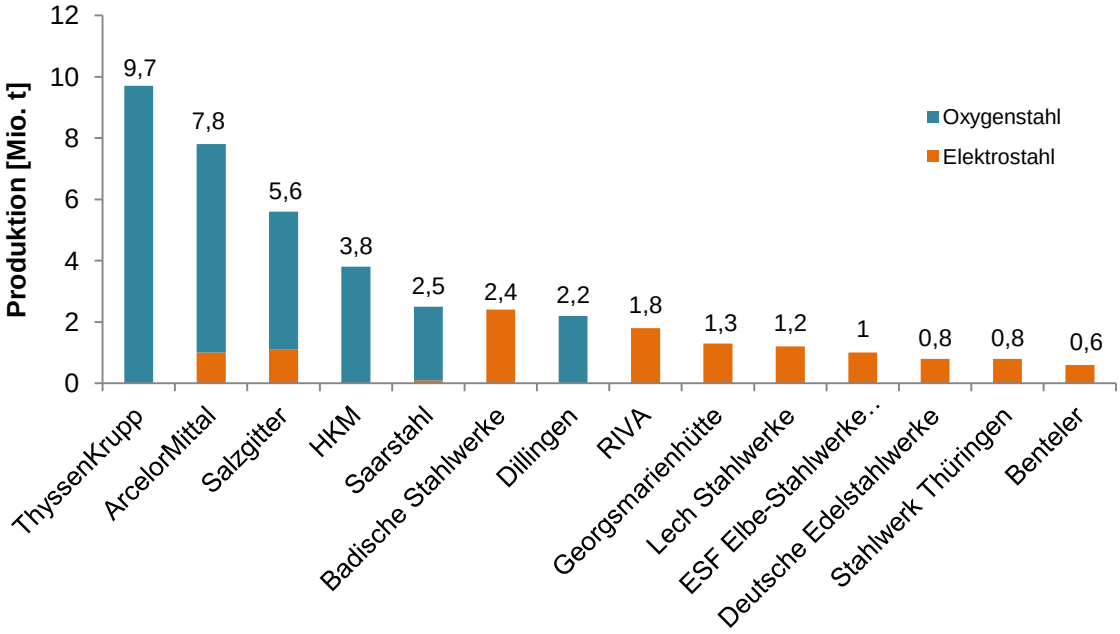

Abbildung 2.3: Produktionsmenge an Oxygen- und Elektrostahl der größten Stahlerzeuger in Deutschland in 2016

Quelle: Eigene Darstellung, verändert nach (Wirtschaftsvereinigung Stahl (WV Stahl) 2017a)

Die Kapazitätsauslastung in Deutschland lag im ersten Halbjahr 2017 nach Angaben der Wirtschaftsvereinigung Stahl bei 90 % (Wirtschaftsvereinigung Stahl (WV Stahl) 2017b). Im Gegensatz hierzu lag die Kapazitätsauslastung der 67 Länder, die an worldsteel berichten, im Juli 2017 bei nur insgesamt 72,1 %. Nach Schätzungen der Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (OECD) betrug 2016 der weltweite Kapazitätsüberhang 737 Mio. t, was rechnerisch sogar zu einer Kapazitätsauslastung von weniger als 70 % führen würde (vgl. (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2017b).

Die Stahlnachfrage in Deutschland stammt zu etwas mehr als einem Drittel aus der Bauindustrie, gefolgt von der Automobilindustrie mit gut einem Viertel (siehe Abbildung 2.4).

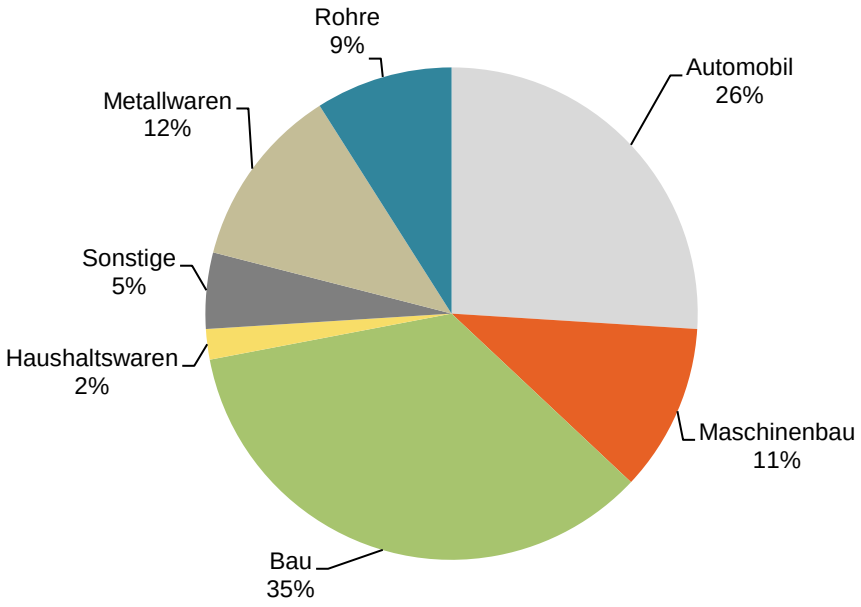

Abbildung 2.4: Anteil der unterschiedlichen Branchen am Stahlbedarf in Deutschland in 2015

Quelle: Eigene Darstellung, verändert nach (Wirtschaftsvereinigung Stahl (WV Stahl) 2017a)

Zukünftige Entwicklung der Produktion

Das Umweltbundesamt geht in seiner Studie „Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050“ (Umweltbundesamt (UBA) 2014b) davon aus, dass das unterstellte Wirtschaftswachstum in diesem Zeitraum bei der Stahlindustrie nicht zu einer Steigerung der Tonnage führt, sondern ein qualitatives Wachstum[6] darstellt. In Anbetracht der

6 Höhere Stahlqualitäten.

Stagnation der erzeugten Rohstahlmengen im laufenden Jahrzehnt erscheint diese Annahme plausibel.

Im Referenz- sowie im Klimaschutzszenario 80[7] der Studie „Klimaschutzszenarien 2050“ im Auftrag des BMUB wird zunächst bis 2020 eine leichte Steigerung der Stahlerzeugung unterstellt, danach gehen die Mengen wieder zurück (Öko-Institut e.V. 2015b; Öko-Institut e.V. 2015a). Der Anteil der Elektrostahlerzeugung nimmt dabei gemäß den Szenarienannahmen deutlich zu. Im ambitionierteren Klimaschutzszenario 95[8] der Studie werden etwas geringere Gesamtproduktionsmengen erwartet, wobei der Elektrostahlanteil noch höhere Anteile erreicht (siehe Anhang A3).

2.3 Herstellung von Primäraluminium: Überblick und Entwicklung der Prozessemissionen

Aluminium zählt neben Kupfer, Zink, Blei und Edelmetallen zu den Nichteisenmetallen (NE-Metallen) und wird international gehandelt. Die Aluminiumindustrie in Deutschland teilt sich in kleine und mittelständische Unternehmen sowie internationale Konzerne auf. In 2016 zählten rund 600 Betriebe zur Aluminiumindustrie[9], welche seit 2011 auf konstantem Niveau 74.000 Personen beschäftigt (Gesamtverband der Aluminiumindustrie e. V. (GDA) 2017a).

In Deutschland wird Primäraluminium, nach Aussage von Branchenexperten zweier Unternehmen, nur noch an vier Standorten produziert. Nach persönlicher Mitteilung der Experten sollen die Hütten an diesen Standorten nach Möglichkeit langfristig ausgerichtet und betrieben werden. Im Jahr 2016 wurden insgesamt rund 1,2 Mio. t Rohaluminium[10] produziert, davon ca. 0,5 Mio. t Primäraluminium und ca. 0,7 Mio. t Sekundäraluminium (Gesamtverband der Aluminiumindustrie e. V. (GDA) 2017a). Die gesamte Branche der NE-Metallindustrie, inkl. Gießereien, wies im Jahr 2016 einen Endenergiebedarf von insgesamt knapp 126.000 TJ auf, darunter rund 72.000 TJ Strom (Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB) 2017). Nach eigenen Berechnungen entfallen vom gesamten Endenergiebedarf der NE-Metallindustrie rund 19,8 % auf die Herstellung von Primäraluminium.

Die Anlagen für die Herstellung von Primäraluminium unterliegen dem Emissionshandel (Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt (DEHSt) 2014). In der Periode 2013 bis 2020 wurden den Anlagen der Primäraluminiumherstellung 7,2 Millionen Emissionsberechtigungen kostenlos zugeteilt (Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt (DEHSt) 2014). In der Periode 2000 bis 2010 fielen die durch die Primäraluminiumproduktion in Deutschland verursachten prozessbedingten CO_2-Emissionen von 0,88 Mio. t auf 0,55 Mio. t ab (Öko-Institut e.V. 2015a).

Primäraluminium ist aus dem Rohstoff Bauxit[11] per Elektrolyse gewonnenes Aluminium. Bei der Elektrolyse entsteht CO_2 durch den Verbrauch der genutzten Kohlenstoff-

7 Minderung der Gesamtemissionen Deutschlands um 80 % in 2050 gegenüber 1990.

8 Minderung der Gesamtemissionen Deutschlands um 95 % in 2050 gegenüber 1990.

9 Inkl. verarbeitender Unternehmen.

10 Produktionszunahme gegenüber 2015 um 2,3 %.

11 Ein Erz aus verschiedenen Aluminiumoxiden.

anode (Fleiter et al. 2013). Zusätzlich fallen aufgrund von Prozessstörungen sogenannte Anodeneffekte, kleine Mengen des hochpotenten Treibhausgases PFC, an (Hydro Aluminium Rolled Products GmbH 2017). Zur Verringerung der Häufigkeit von Anodeneffekten wurden von den Primäraluminiumherstellern seit den 1990er Jahren große Anstrengungen unternommen, welche bereits zu einer Reduktion der PFC-Emissionen um mehr als 95 % geführt haben. Das Optimierungspotential der Prozessführung zur Vermeidung von Fluorkohlenwasserstoff-Emissionen ist weitgehend ausgeschöpft.

Seit rund 50 Jahren wird nach Aussagen von Branchenexperten an der Technologie einer inerten Anode geforscht. Obwohl global betrachtet von verschiedenen Akteuren regelmäßig die kurzfristige Marktreife dieser innovativen Anodentechnik angekündigt wird z.B. (Umweltbundesamt 2014), ist nach Aussage der befragten deutschen Primäraluminiumhersteller noch nicht absehbar, ob und wann die inerte Anode marktreif sein wird. Bislang ist nach Auskunft der befragten Experten noch kein geeignetes Material entwickelt worden, welches einen Einsatz von inerten Anoden ermöglichen würde.

Der Elektrizitätsbedarf für die Schmelzhütten trägt im weltweiten Durchschnitt, ohne China, mit rund 60 % zu den CO_2-Emissionen der Primäraluminiumherstellung bei; vom Abbau bis zum fertigen Metall (Hydro Aluminium Rolled Products GmbH 2017).

Wirtschaftliche Bedeutung der Primäraluminiumproduktion

Trotz steigender Aluminiumproduktion in Deutschland in 2016 ging der Umsatz der Aluminiumindustrie um 2,6 % gegenüber 2015 auf 15,1 Mrd. € zurück (Gesamtverband der Aluminiumindustrie e. V. (GDA) 2017a). Mehr als zwei Drittel des Umsatzes wurden bei der Herstellung von Rohaluminium und Aluminiumhalbzeug erwirtschaftet (Gesamtverband der Aluminiumindustrie e. V. (GDA) 2018a). Den größten Bedarf an Aluminium wies in 2016, mit einem Marktanteil von 48 %, der Verkehrssektor auf (Gesamtverband der Aluminiumindustrie e. V. (GDA) 2017a).

Rund zwei Drittel des deutschen Primäraluminiumbedarfes werden durch Import gedeckt, auch die Rohstoffe zur Primäraluminiumerzeugung werden größtenteils importiert. Im Vergleich dazu wurden im Jahr 2014 global betrachtet rund 53 Mio. t Primäraluminium produziert (Gesamtverband der Aluminiumindustrie e. V. (GDA) 2018b).

Bei Aluminium handelt es sich um einen Werkstoff, der grundsätzlich für den Leichtbau, insbesondere im Automobil- und Maschinenbau, geeignet und in großen Mengen verfügbar ist (Gesamtverband der Aluminiumindustrie e. V. (GDA) 2017b). Aluminium ist gut wiederverwertbar und kann ohne Qualitätsverluste beliebig oft wiedereingeschmolzen werden (Gesamtverband der Aluminiumindustrie e. V. (GDA) 2017c). Gleichzeitig ist die Sekundäraluminiumproduktion im Vergleich zur Primäraluminiumproduktion sehr energieeffizient. Wird Sekundäraluminium aus Aluminiumschrott gewonnen, ergibt sich beim Energiebedarf im Vergleich zur Primäraluminiumherstellung eine Einsparung von rund 95 % (EnEff:Industrie o. J.).

Zukünftige Entwicklung der Primäraluminiumproduktion

In Energienachfragemodellen für die Industrie wird die physische Produktion wichtiger Industriezweige als endogener Treiber genutzt; die dort getroffenen Abschätzungen werden oftmals durch intensive Gespräche mit den jeweiligen Branchen validiert. Die

Entwicklung der Aluminiumindustrie für die jeweiligen Szenarien ist im Anhang A4 aufgeführt.

2.4 Grundstoffchemie (Ammoniak): Übersicht und Entwicklung der Prozessemissionen

Kurzüberblick: Chemische Industrie und Grundstoffchemie

Die chemische Industrie, ausgenommen die pharmazeutischen Industrie, hatte 2016 in Deutschland einen Umsatz von 136,5 Mrd. €, die Grundstoffchemie erwirtschaftete davon etwa 63 % (VCI 2016). Die Mitarbeiterzahl lag 2016 bei rund 331.000 Mitarbeiter, davon waren ca. 174.000 Mitarbeiter in der Grundstoffchemie beschäftigt (VCI 2016). Die Exporte chemischer Erzeugnisse, ohne pharmazeutische Industrie, lagen 2016 bei 107,3 Mrd. € und die Importe bei 73,8 Mrd. € (VCI 2016).

Die chemische Industrie ist eine der energieintensivsten Industriebranchen in Deutschland. Der Energieverbrauch lag im Jahr 2016 bei etwa 659,1 PJ, was etwa 24 % des Energieverbrauchs des gesamten deutschen verarbeitenden Gewerbes entspricht (VCI 2016). Die chemische Industrie ist, nach Eisen- und Stahlindustrie, der zweitgrößte industrielle Energieverbraucher und mit Abstand der bedeutendste Stromverbraucher und größte industrieller Erdgasnutzer.

Die Herstellung von Ammoniak (NH_3) stellt die Hauptquelle für die in der Grundstoffchemie freigesetzten prozessbedingten CO_2–Emissionen dar. (siehe Abbildung 2.5). Für 2015 gibt der Verband der Chemischen Industrie (VCI) an, dass die gesamte chemische Industrie, einschließlich der pharmazeutischen Industrie, etwa 44,4 Mio. t $CO_{2\,äq.}$ emittiert hat (VCI 2016). Ein Großteil der CO_2-Emission ist der Grundstoffchemie zuzurechnen, da die CO_2-Emission sich nahezu proportional zum Endenergieverbauch verhält und dieser einen Anteil von 80 – 90 % an dem Endenergieverbrauch der chemischen Industrie hat (McKinsey 2006).

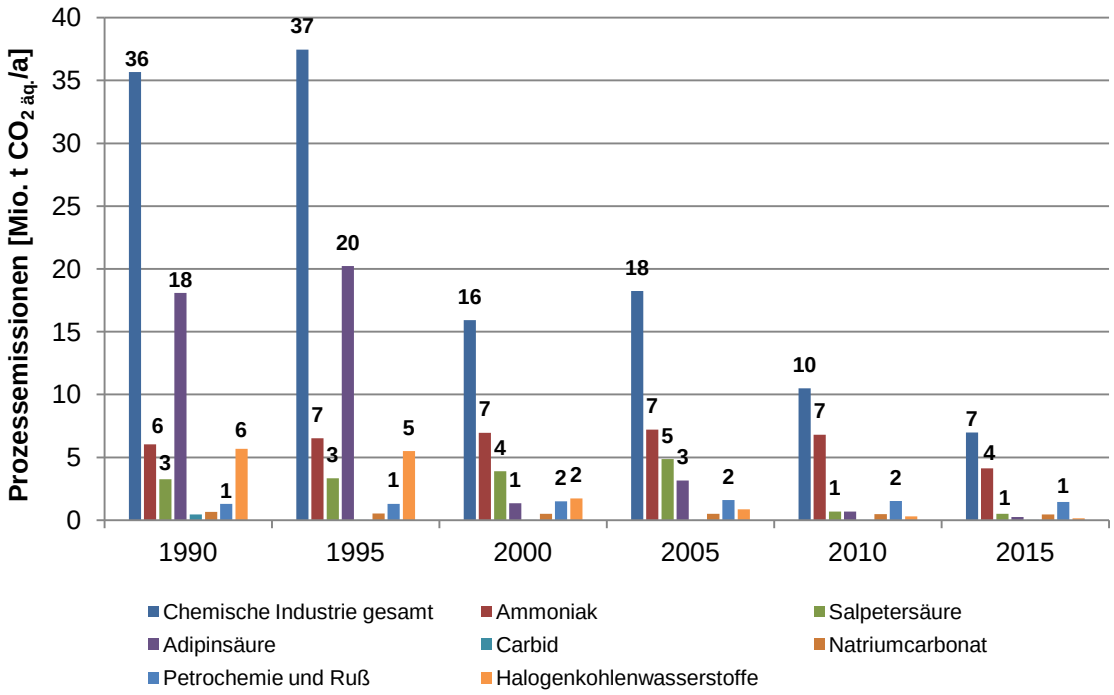

Abbildung 2.5: Entwicklung der Prozessemissionen der chemischen Industrie 1990 bis 2015

Quelle: Eigene Darstellung, verändert nach (Gniffke 2017)

Ammoniak

Grundzüge des Herstellungsprozesses und damit verbundene THG-Emissionen

Die Herstellung von Ammoniak besteht aus zwei integrierten Prozessstufen, dem Synthesegasprozess[12] und der Ammoniaksynthese nach dem Haber-Bosch-Verfahren[13]. Bei der Gewinnung des Synthesegases aus fossilen Quellen fällt prozessbedingt CO_2 an. Zwei Verfahren für die Synthesegasherstellung sind gängig, das Steam-Reforming und die partielle Oxidation (Lösch et al. 2017b).

In Summe liegen die resultierenden direkten THG-Emissionen aus der Herstellung von Ammoniak derzeit bei ca. 6 Mio. t CO_2, davon 1,9 Mio. t CO_2 energiebedingt und etwa 4,1 Mio. t CO_2 prozessbedingt[14] (Umweltbundesamt (UBA) 2016); hinzu kommen indirekte THG-Emissionen[15] von ca. 0,2 Mio. t CO_2. Die direkten Emissionen der Ammoniakproduktion entsprechen damit ca. 13,5 % den Emissionen der gesamten chemischen Industrie. Bei der Synthesegasherstellung nach dem Steam-Reforming-Verfahren fallen etwa 1,15 – 1,4 t CO_2 pro Tonne Ammoniak und mittels der partieller Oxidation ca. 2 – 2,6 t CO_2 pro Tonne Ammoniak als Prozessemission an (Lösch et al. 2017b).

12 Gewinnung von Wasserstoff aus Kohlenwasserstoffen.

13 Umwandlung von Stickstoff und dem im Synthesegas gewonnenen Wasserstoff zu Ammoniak.

14 Netto, unter Berücksichtigung der genutzten Menge von ca. 1 Mio. t CO2, u.a. für die Harnstoffproduktion.

15 Durch den Stromverbrauch.

Wirtschaftliche Bedeutung der Ammoniakproduktion

Ammoniak, einer der wichtigsten anorganischen Grundstoffe, wird in Deutschland zu ca. 80 % für die Herstellung von Düngemitteln verwendet (IPTS 2003). Damit ist die Entwicklung des Ammoniakbedarfs stark vom Düngemittelmarkt abhängig. Der Bedarf an Dünger stagniert bzw. geht seit einigen Jahren trotz steigender landwirtschaftlicher Produktion zurück. Grund hierfür ist die effektiver werdende Bodendüngung. Im Jahr 2013/14 wurden 1,68 Mio. t Stickstoffdünger[16] abgesetzt, 2000/01 waren es noch 1,85 Mio. t (IVA 2014). Die Ammoniakproduktion findet in Deutschland seit 2014 nur noch an vier Standorten statt (Umweltbundesamt (UBA) 2016). In 2017 wurden 2,5 Mio. t Ammoniak in Deutschland produziert (VCI 2017), die Produktion ist seit 2007 annähernd stagnierend. Die Ammoniakimporte hingegen haben sich zwischen 1994 und 2013 bei stagnierendem Export fast verdreifacht (IVA 2014).

Zukünftige Entwicklung der Produktion

Eine Steigerung der Ammoniakproduktion in Deutschland ist aufgrund des abnehmenden Düngemittelverbrauchs kaum zu erwarten. Eine Substitution des Ammoniaks in der Düngemittelherstellung ist nicht zu erwarten, da Ammoniak zum heutigen Zeitpunkt und aus jetziger Sicht in absehbarer Zeit die einzige wirtschaftliche Stickstoffquelle ist (Lösch et al. 2017b). Im Referenz- sowie in den Klimaschutzszenarien 80 und 95 der Studie „Klimaschutzszenarien 2050“ wird ebenfalls eine Stagnation der Ammoniakproduktion unterstellt (siehe Anhang A5).

16 Bezogen auf den Stickstoffgehalt.

3 Technologische Handlungsoptionen und Umsetzungsansätze

In diesem Kapitel werden Technologien, die zur Minderung der prozessbedingten THG-Emissionen in der Metallindustrie sowie mineralischen und chemischen Industrie beitragen können, analysiert. Bei der Analyse der unterschiedlichen Technologien werden u.a. technische Parameter wie Leistungsaufnahme, und ökonomische Parameter, spezifische Investition und spezifische CO_2-Reduktionskosten betrachtet. Auch auf die Hemmnisse[17], die bei einer Markeinführung dieser Technologie auftreten könnten, wird hier eingegangen.

Die Informationen bzgl. der Technologien wurden mittels unterschiedlicher Studien und Veröffentlichungen identifiziert und analysiert. Weiterhin wurden zehn Technologieanwender mittels qualitativen Interviews dazu befragt. Sowohl die Technologie- als auch die Hemmnisanalyse werden in Kapitel 3.1 aufgeführt und explizite Beispiele, z.B. Pilotanalgen oder marktreife Produkte, in Kapitel 3.2.

Zur besseren Einordnung der Technologieentwicklung wird zu der einzelnen Technologie, wenn möglich, der Technologie-Reifegrad[18] (TRL, eng. technology readiness level) angegeben. Mit der von der NASA entwickelten neunstufigen Skala kann die Marktnähe eines neuen Produkts beurteilt werden. In Abbildung 3.1 ist die TRL-Skala dargestellt (Dechema 2018).

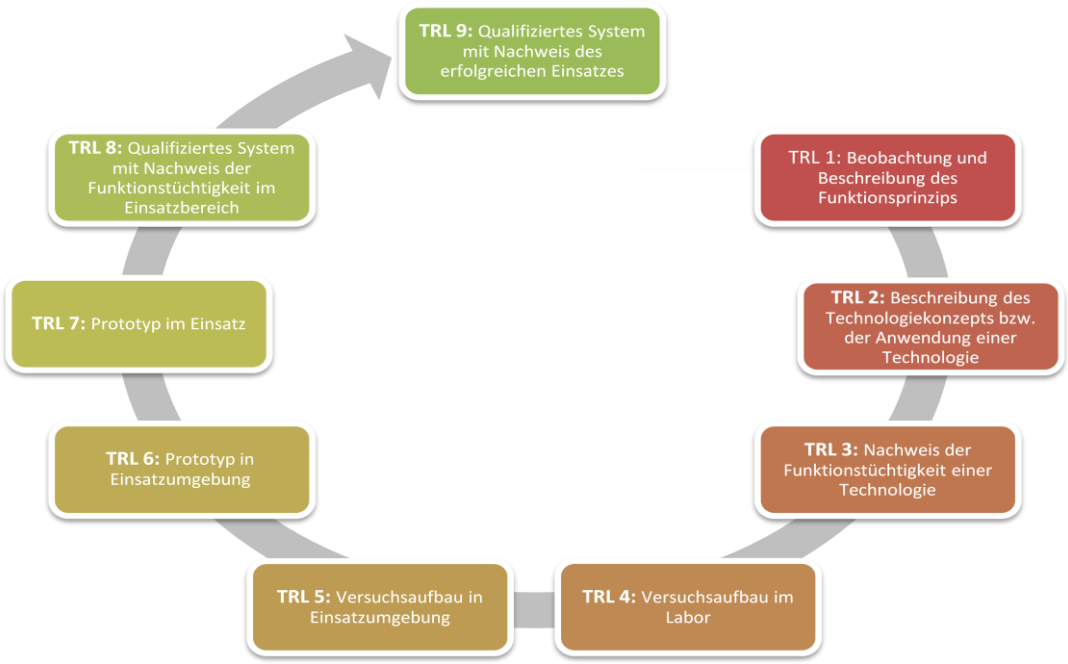

Abbildung 3.1: Schematische Darstellung des Technologie-Reifegrades
Quelle: Eigene Darstellung, verändert nach (Dechema)

17 Wirtschaftliche, technische und Sonstige, wie z.B. Akzeptanz.

18 Wird auch bei Horizon 2020 verwendet.

3.1 Darstellung und Analyse technologischer Handlungsansätze

3.1.1 Querschnittsthema regenerativer Wasserstoff

Wasserstoff (H_2) ist ein Querschnittsthema für mögliche transformative Veränderungen der industriellen Produktion vor dem Hintergrund notwendiger THG-Vermeidung und wird daher hier als Querschnittsthema behandelt.

Status Quo: Wasserstoffbedarf und konventionelle Herstellung in Deutschland

Nach der Raffinerie ist die chemische Industrie der größte Wasserstoffverbraucher. Die Ammoniak- und Methanolproduktion stellen dabei die größten Verbraucher dar. Bei der Ammoniakproduktion werden 0,18 Mio. t H_2 pro eine Million Tonnen Ammoniak benötigt und bei der Methanolproduktion sind es 0,19 Mio. t H_2. Auch in der Metallindustrie kann Wasserstoff, u.a. für eine Direktreduktion von Eisen, Anwendung (Dechema 2017) finden. Der Wasserstoffbedarf für die Produktion von einer Million Tonnen Eisen liegt bei knapp 0,06 Mio. t H_2 (Hölling et al. 2017).

In Deutschland werden jährlich etwa 1,6 Mio. t H_2 hergestellt. Die heutige Wasserstoffproduktion erfolgt fast ausschließlich aus fossilen Energieträgern, etwa 33 % aus Erdgas, 15 % aus Kohle und 10 % aus Naphtha; nur etwa 7 % werden mittels Elektrolyse hergestellt. Die restlichen 30 % fallen bei der Erdölraffinerie als Nebenprodukt an (Dena 2016).

Die gängigste Methode zur Erzeugung von Wasserstoff auf Basis fossiler Energieträger ist die Reformierung. Dabei können drei Verfahren unterschieden werden: die Dampfreformierung, die partielle Oxidation und die autotherme Reformierung. Als Methanquelle werden hauptsächlich schweres Heizöl und Destillationsrückstände verwendet.

Für die Dampfreformierung werden insgesamt 5,7 kWh/kg H_2 an Energie benötigt (Leinfelder 2004), bei der Wasserelektrolyse liegt der Energieeinsatz dagegen mindestens viermal so hoch. Die Wasserstoffproduktionskosten[19] liegen bei einem Strompreis von 40 €/MWh bei etwa 2 €/kg H_2 (Dechema 2017).

Die konventionellen Produktionsverfahren könnten durch alternative Verfahren ergänzt bzw. ganz ersetzt werden. Durch die Substituierung der bestehenden Wasserstoffproduktion aus der Erdgasreformierung durch Power-to-Gas wäre eine theoretische Emissionseinsparung von etwa 5,6 Mio. t CO_2 möglich (Dena 2016). Ansätze für alternative Produktionsverfahren gibt es schon, aber nicht alle sind marktreif. Die Photokatalyse und der thermochemische Prozess z.B. sind noch am Anfang ihrer Entwicklung.

Die Elektrolyse ist ein grundsätzlich bekannter Prozess, die Technologiereife unterscheidet sich jedoch je nach Verfahren. Darüber hinaus begünstigen die jetzigen Bedingungen[20] den Einsatz nicht.

---

19 Ohne Gebühren und sonstige Abgaben.

20 Z.B. die zur Ermöglichung der Wettbewerbsfähigkeit derzeit zu hohen Gas- und Strompreise und/oder ein fehlendes hinreichendes, möglichst internationales, CO_2-Preissignal.

Technologien zur alternativen Wasserstoffherstellung sowie deren technische und wirtschaftliche Reife

Methanpyrolyse

Bei der Methanpyrolyse wird Erdgas bei über 1.000 °C in Wasserstoff und Kohlenstoff zerlegt, dabei wird kein direktes CO_2 emittiert. Als Methanquelle können neben fossilen auch biogene Stoffe als Quelle dienen. Der CO_2-Fußabdruck[21] der Wasserstoff- und Kohlenstoffproduktion kann mittels der Methanpyrolyse um bis zu 50 % reduziert werden. Der technologische Reifegrad dieser Methode liegt derzeit bei 4 – 5 (Dechema 2017).

Thermochemischer Prozess

Wasserstoff kann als Spaltprodukt bei Temperaturen von über 2.000 °C direkt aus Wasser gewonnen werden. Mittels geeigneter Katalysatoren kann die Prozesstemperatur reduziert werden. Als Wärmequelle können Solarthermie oder Abwärme dienen. Die thermochemische Wasserstofferzeugung ist immer noch in der Entwicklungsphase, der TRL liegt derzeit bei 4 und es wird angenommen, dass frühestens 2050 Demonstrationsanlagen zur Verfügung stehen werden (Dechema 2017).

Photokatalyse

Auf der Oberfläche eines Katalysators wird Wasser mittels solarer Strahlung gespaltet. Das Verfahren ist noch nicht weit entwickelt, TRL von 2 – 3. Zurzeit ist Titanoxid (TiO_2) der am intensivsten untersuchte Photokatalysator (Dechema 2017).

Wasserelektrolyse

Bei der Wasserelektrolyse wird Wasser mittels elektrischen Stroms in einem Elektrolyseur in Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt. Die dafür mindestens benötigte Energie[22] liegt bei 285,9 kJ/mol H_2 bzw. 142 kJ/g H_2 (Dechema 2017). Für ein Kilogramm Wasserstoff werden somit mindestens 39,4 kWh an Energie benötigt. Zugleich entspricht es dem Brennwert von Wasserstoff (HHV, engl. higher heating value), d.h. der spezifischen Energiemenge, die durch den Wasserstoff chemisch gespeichert wird. Der Heizwert (LHV, engl. lower heating value) des Wasserstoffs liegt bei 33 kWh/kg (Smolinka et al. 2011b).

Bei der Elektrolyse fallen nur indirekte CO_2-Emissionen für die Erzeugung des für die Elektrolyse notwendigen Stroms an. Abhängig von dem Elektrolytmaterial sowie der Betriebstemperatur wird nach unterschiedlichen Elektrolyseuren unterschieden. In dieser Studie werden die alkalische Elektrolyse (AE), Protonenaustauschmembran-Elektrolyse (PEME, engl. proton exchange membrane electrolysis) und Hochtemperaturelektrolyse (SOE, engl. solid oxide electrolysis) näher betrachtet.

21 Unter Berücksichtigung des aktuellen Strommixes sowie der Verwertung des entstanden Kohlenstoffs und der Prozessabwärme.

22 Wird durch die Bindungsenergie von Wasserstoff und Sauerstoff im Molekül vorgegeben.

Alkalische Elektrolyse

Bei der alkalischen Elektrolyse dient eine 20 – 40 %-ige Kaliumhydroxid-Lauge (KOH-Lauge) als Elektrolyt (FHG ISE 2011).

Die AE-Technologie ist schon relativ ausgereift und hat einen TRL von 7 – 9 (Dechema 2017). Elektrolysesysteme auf Modulebene sind bereits im Leistungsbereich zwischen 0,02 – 68,28 kg H_2/h und einer Leistungsaufnahme von 1,8 – 5.300 kW erhältlich (NEW 2014). Der Systemwirkungsgrad[23], bezogen auf den Heizwert, liegt bei etwa 43 - 67 %. Die Lebensdauer des Gesamtsystems wird mit 20 – 30 Jahren angegeben. Im Normalfall muss alle 7 – 12 Jahre eine Generalüberholung erfolgen (Smolinka et al 2011a). Laut der NEW-Studie wird der Systemwirkungsgrad bis 2030 auf 53 – 70 % steigen (NEW 2014).

Protonenaustauschmembran-Elektrolyse (PEM)

Im Vergleich zur alkalischen Elektrolyse wird hier das Wasser ohne flüssigen Elektrolyten in Wasserstoff und Sauerstoff gespalten (Smolinka et al 2011a). Bei der PEM-Elektrolyse dient eine Protonenaustauschmembran als Elektrolyt.

Die PEM-Elektrolysesysteme sind auf Modulebene im Leistungsbereich von 0,001 – 21,56 kg H_2/h und einer Leistungsaufnahme von 2 – 1.150 kW kommerziell erhältlich (NEW 2014), wobei schon eine Anlage mit einer Kapazität von 10.000 kW konzipiert wurde und seit Anfang 2018 in der Raffinerie Rheinland, im Werk Wesseling, gebaut wird (siehe Kapitel 3.2). Am Standort Linz der Voestalpine AG baut ein Konsortium derzeit eine 6 MW PEM-Anlage (siehe Kapitel 3.2). Der technologische Reifegrad dieser Technologie liegt bei 7 – 8 (Dechema 2017). Der Wirkungsgrad des Gesamtsystems, bezogen auf den Heizwert, liegt zwischen 45 – 71 % (NEW 2014), bis 2030 wird eine Steigerung auf 62 – 74 % (LHV) prognostiziert (NEW 2014). Im Hinblick beispielsweise auf eine zukünftige großtechnische Anwendung in der Stahlerzeugung stellen insbesondere die Haltbarkeit der Elektrolysezellen im Dauerbetrieb, rasche Lastwechsel sowie die weitere Verwendung des bei der Elektrolyse anfallenden Sauerstoffs Herausforderungen dar, die auch im Rahmen von H2Future (voestalpine und Partner, siehe Kapitel 3.2) adressiert werden.

Hochtemperaturelektrolyse

Als Elektrolyt dient hier eine Oxidkeramik, die Sauerstoffionen durchlässt (Smolinka et al 2011a). Durch die hohen Betriebstemperaturen von 700 – 900 °C wird der Strombedarf um bis zu 25 % reduziert, da ein Teil der benötigten Energie für die Elektrolyse als Wärme bereitgestellt wird (Smolinka et al 2011a). Die benötigte Wärme könnte auch mittels industrieller Abwärme zur Verfügung gestellt werden.

Der SO-Elektrolyseur hat mit TRL 6 – 7 den niedrigsten technologischen Reifegrad und existiert bislang hauptsächlich im Labormaßstab (Dechema 2017). Dem deutschen Unternehmen Sunfire GmbH ist es gelungen, einen Hochtemperaturelektrolyseur mit einer Leistung von 3,59 kg H_2/h, einer Leistungsaufnahme von 150 kW, einem Systemwirkungsgrad von 82 %, basierend auf dem Heizwert, und einem spezifischem

23 Einschließlich Pumpe, Gastrocknung etc.

Stromverbrauch von 41 kWh/kg H_2 herzustellen und kommerziell zu vertreiben (Sunfire). Zur Lebensdauer der SOE-Zellen gibt es keine eindeutigen Angaben. Es wird angenommen, dass 2030 der Systemwirkungsgrad eines Hochtemperaturelektrolyseurs bei 75 – 79 % liegen wird (NEW 2014).

Betrachtung der Wirtschaftlichkeit der Wasserelektrolyse

Investitionskosten

Die spezifischen Investitionskosten[24] (CAPEX, engl. capital expenditure) eines alkalischen Elektrolyseurs sind aktuell[25] mit etwa 760 – 1.100 €/kW eindeutig niedriger als die eines PEM-Elektrolyseurs, der Investitionskosten in Höhe von etwa 1.200 – 1.940 €/kW aufweist (NEW 2014). Die Investitionskosten eines Hochtemperaturelektrolyseurs werden, sobald die Technologie marktreif ist, auf über 2.000 €/kW geschätzt (NEW 2014).

Zukünftig werden die Investitionskosten für alle drei Technologien sinken. Grund hierfür sind die Leistungsoptimierung der Elektroden und Kostenreduktion der Herstellungsverfahren (Hypos). Die Erhöhung der Anlagenleistung trägt ebenfalls zur Senkung der Investitionskosten bei (Wietschel und Ullrich 2015). In Tabelle 3.1 ist die mögliche Entwicklung der Investitionskosten bis 2030 dargestellt.

Tabelle 3.1: Angenommene Entwicklung der Investitionskosten der alkalischen und PEM-Wasserelektrolyse bis 2030

Spez. Investitionskosten [€/kW] für:	**2015**	**2020**	**2025**	**2030**
Alkalische Elektrolyse	760 – 1.100	370 –900	370 – 850	370 – 800
PEM-Elektrolyse	1.200 – 1.940	700 – 1.300	480 – 1.270	250 – 1.270

Quelle: Eigene Darstellung, verändert nach (NEW 2014)

Betriebskosten

Für die Betriebskosten (OPEX, engl. operational expenditure), werden 2 – 5 % von CAPEX angegeben (Dechema 2017). Im Anhang A6 sind die Betriebskosten in Abhängigkeit der Systemgröße dargestellt.

Wasserstoffgestehungskosten

Neben den Investitions- und Stromkosten beinhalten die Gestehungskosten auch Nebenkosten wie Wartung, Betrieb und Versicherung. Smolinka et al. hat eine Sensitivitätsanalyse für die Entwicklung der Gestehungskosten in Abhängigkeit der Betriebsstunden durchgeführt (Smolinka et al. 2011b). Die Sensitivitätsanalyse hat für die alkalische Elektrolyse und die PEM-Elektrolyse Wasserstoffgestehungskosten von 3 – 9 €/kg H_2 ergeben, wobei die PEM-Elektrolyse die höheren Gestehungskosten auf-

24 Einschließlich Anlagenperipherie, wie Gastrocknung, Stromversorgung und Anlagensteuerung.

25 Stand 2015.

weist. Bei einer Auslastung von 35 % und einem Strompreis von 30 €/MWh liegen die Gestehungskosten bei der alkalischen Elektrolyse bei 3,17 €/kg H_2 und bei der PEM-Elektrolyse bei 3,85 €/kg H_2. Steigt die Auslastung auf 98 %, sinken die Gestehungskosten selbst bei einem Strompreis von 50 €/MWh auf etwa 3 €/kg H_2. Der Einfluss der Systemauslastung auf die Gestehungskosten wird näher im Anhang A7 erklärt.

Die Dechema-Studie (Dechema 2017) hat die Entwicklung der Wasserstoffproduktionskosten unter Berücksichtigung unterschiedlicher Strom- und Investitionskosten bzw. der Anlagenkapazität analysiert. Untersucht wurde die Produktionspreisentwicklung für Strompreise 20, 40 und 80 €/kg H_2. Die Investitionskosten für den alkalischen Elektrolyseur liegen im Bereich von 850 – 1.500 €/kW und für den PEM-Elektrolyseur im Bereich von 1.300 – 3.800 € /kW, jeweils bei voller Auslastung. Die Produktionskostenentwicklung zeigt Tabelle 3.2.

Tabelle 3.2: Produktionskostenentwicklung der Elektrolyseure sowie der Erdgasreformierung, in Abhängigkeit der Strom- und Investitionskosten

Produktionskosten [€/kg H_2] für:	**AE**	**PEM**	**Dampf-reformierung**
Strompreis von 20 €/MWh	1,7 – 2,3	1,9 – 4,0	1,0 – 1,5
Strompreis von 40 €/MWh	2,3 – 3,3	2,7 – 5,0	1,9 – 2,5
Strompreis von 80 €/MWh	3,9 – 5,4	4,5 – 7,1	3,5 – 4,4

Quelle: Eigene Darstellung, eigene Schätzungen auf Basis von (Dechema 2017)

Wie sich die Wasserstoffgestehungskosten eines Hochtemperaturelektrolyseurs entwickeln werden, lässt sich zum jetzigen Zeitpunkt aufgrund des frühen Entwicklungsstandes dieser Technologie schlecht einschätzen.

Gegenüberstellung der Elektrolysetechnologien

Die Wasserelektrolyse gewinnt immer mehr an Bedeutung, sowohl in Deutschland als auch weltweit. Der Forschungsbedarf ist aber immer noch je nach Technologie sehr hoch und die aktuellen Bedingungen[26] sind nicht fördernd für die Marktdurchdringung der Wasserelektrolyse. Die drei Technologien haben ihre Vor- und Nachteile, die in Anhang A8 dargestellt sind. Die technischen und ökonomischen Parameter der drei untersuchten Elektrolysetechnologien, wie sie aktuell sind bzw. sich mittelfristig entwickeln könnten, sind in Tabelle 3.3 zu sehen.

26 U.a. hohe Strompreise und hoher Emissionsfaktor des Stroms.

Tabelle 3.3: Vergleich technischer/ökonomischer Parameter der drei Elektrolysetechnologien, Stand heute und erwartete mittelfristige Entwicklung

Zeitraum	Parameter	AE	PEME	SOE
Heute (~ 2014-2017)	CAPEX [€/kg H_2]	760 – 1.100	1.200 – 1.940	>2.000
	OPEX [% CAPEX]	2 - 5	2 - 5	N/A
	Leistungsbereich [kg H_2/h]	0,02 – 125,79	0,001 – 21,56	3,59
	Systemgröße [kW]	1,8 – 5.300	2 – 1.150	150
	Spez. Stromverbrauch [kWh/kg H_2]	50 – 73	47 - 73	41
	Systemwirkungsgrad LHV [%]	43 - 67	45 - 71	N/A
	Produktionskosten [€/kg H_2]	2,3 – 3,3	2,7 – 5,0	N/A
	Lebensdauer Stack [h]	60.000 – 90.000	20.000 – 60.000	3.500
	TRL	7 - 9	7 - 8	6 - 7
Mittelfristig (~ 2030)	CAPEX [€/kg H_2]	370 – 800	250 – 1.270	300 – 1.000
	OPEX [% CAPEX]	2 - 5	2 - 5	2
	Spez. Stromverbrauch [kWh/kg H_2]	48 - 63	44 - 53	37 – 43
	Systemwirkungsgrad LHV [%]	53 - 70	62 - 74	75 - 79

Quelle: Eigene Darstellung, verändert nach (NEW 2014)

3.1.2 Herstellung von Rohstahl

Im Folgenden werden ausgewählte innovative Prozesstechnologien zur Herstellung von Rohstahl aus Eisenerz beschrieben und analysiert. Auswahlkriterium für diese Technologien ist dabei deren Potenzial, die prozessbedingten Treibhausgasemissionen der Eisen- und Stahlerzeugung nahezu vollständig zu vermeiden. Eine ausführliche Literaturrecherche (beispielsweise (Arens et al. 2016), (Umweltbundesamt 2014), (Fischedick et al. 2014) führt zu dem Ergebnis, dass hier zwei wesentliche Prozesstechnologien zu betrachten sind: zum einen die Nutzung von Wasserstoff zur Reduktion von Eisenerz, zum anderen die Eisenerzelektrolyse. Inkrementelle Weiterentwicklungen der bestehenden Hochofenroute, wie beispielsweise das Top-Gas-Recycling (TGR), oder solche, die nur in Kombination mit CCS (engl. carbon capture and storage), wie nahezu alle ULCOS Verfahren (ULCOS 2018), zu erheblichen Emissionsvermeidungen führen würden, werden nicht betrachtet. Ebenso werden die weiterverarbeitenden Prozesse im integrierten Stahlwerk, die sich an die Rohstahlerzeugung anschließen[27], nicht diskutiert. Hingegen wird die Nutzung von kohlenstoffhaltigen Gasen (CCU, engl. carbon capture and utilization) als Vermeidungsoption kurz diskutiert, auch vor dem Hintergrund des bekannten Projekts Carbon2Chem (ThyssenKrupp 2018).

27 Z.B. Walzwerk.

Die Direktreduktion von Eisenerz mit Erdgas und Wasserstoff (Carbon Direct Avoidance, CDA)

Prozessbeschreibung Direktreduktion mit Erdgas im Schachtofen

Bei der Direktreduktion wird das Rohmaterial Eisenerz, das in Form von Pellets genutzt wird, im festen Aggregatzustand, d.h. ohne die Notwendigkeit eines Schmelzvorgangs wie bei der Hochofenroute (BF-BOF, engl. Blast Furnace – Basic Oxygen Furnace) (BCG und VDEh 2013) mittels eines gasförmigen Reduktionsmittels zu Eisen reduziert. Der so gewonnene Eisenschwamm (DRI, engl. Direct Reduced Iron) wird anschließend in einem Elektrolichtbogenofen (EAF, engl. Electric Arc Furnace), oftmals gemeinsam mit Stahlschrott, zu Rohstahl verarbeitet. Der Direktreduktionsprozess mit Schachtöfen ist nicht neu, sondern bereits seit den 1970er Jahren im industriellen Einsatz (BCG und VDEh 2013), wobei bislang nahezu ausschließlich Erdgas als Rohstoff für das Reduktionsgas eingesetzt wurde. Im Jahr 2016 wurden so weltweit knapp 60 Mio. t DRI, im Vergleich zu insgesamt 1.630 Mio. t Roheisen, produziert (siehe Kapitel 2.2) (Hille 2017). Grundsätzlich gibt es auch andere Direktreduktionsverfahren, die Kohle als Reduktionsmittel einsetzen, diese werden hier aber nicht weiter betrachtet.

Das Erdgas wird im Prozess zu einem Reduktionsgas umgewandelt, das aus Kohlenmonoxid und Wasserstoff besteht. In der einzigen Direktreduktionsanlage Westeuropas[28], betrieben von der ArcelorMittal Hamburg GmbH, besteht das Reduktionsgas zu 60 % aus H_2 (Hölling et al. 2017). Die Nutzung von Wasserstoff zur Reduktion von Eisenerz ist also technologisch kein grundsätzliches Problem. Allerdings entsteht durch die Nutzung von CO als Teil des Reduktionsgases bei der Reduktion des Eisenerzes unabwendbar Prozess-CO_2. Die spezifischen Emissionen der Direktreduktionsroute mit Erdgas liegen allerdings bereits erheblich niedriger als diejenigen der Hochofenroute: der spezifische BVT-Wert (beste verfügbare Technik) der Hochofenroute in Europa beträgt momentan 1.475 kg CO_2/ t Rohstahl (Fischedick et al. 2014), die genannte DRI-EAF-Anlage in Hamburg weist derzeit spezifische Emissionen von ca. 660 kg CO_2/t Rohstahl auf (Reckter 2017). Die spezifischen Emissionen hängen dabei von den jeweiligen Anteilen an Roheisen und Stahlschrott im EAF ab: beim Einsatz von 100 % Eisenschwamm hätte die Anlage in Hamburg insgesamt spezifische Emissionen von 942 kg CO_2/t Rohstahl. Aufgrund der Höhe der Emissionen ist hier jedoch davon auszugehen, dass diese auch mindestens die indirekten Emissionen des teilweise fossil basierten Strommixes enthalten. Nach Angaben von (Hille und Redenius 2018b) liegen die dem Erdgaseinsatz im Schachtofen zurechenbaren spezifischen Emissionen bei 666 kg CO_2/t Rohstahl, hinzu kämen 30 kg CO_2/t Rohstahl durch den Einsatz von Schäumkohle und durch den Elektrodenabbrand im Elektrolichtbogenofen (Hölling et al. 2017) sowie rund 38 kg CO_2/t Rohstahl für den Branntkalkeinsatz[29] (Hille und Redenius 2018b). Somit ergäben sich für eine vollständig erdgasbasierte Direktreduktionsroute spezifische Emissionen von 734 kg CO_2/t Rohstahl, dies entspricht einer spezifischen Reduktion um rund 50 % gegenüber dem oben genannten BVT-Wert für die Hochofenroute, sofern davon ausgegangen wird, dass der für den EAF notwendige

[28] In Gubkin im europäischen Teil Russlands betreibt Metalloinvest Direktreduktionsanlagen

[29] Ohne die Emissionen der Erzeugung von Branntkalk aus Kalkstein

Strom komplett aus erneuerbaren Energien gedeckt wird[30]. Nach Aussage von voestalpine beträgt die Reduktion der spezifischen Emissionen bei der Direktreduktionsroute gegenüber der Hochofenroute ca. 40 % (Prammer 2018). Es kann angenommen werden, dass auch hier nicht von der ausschließlichen Nutzung erneuerbaren Stroms für den EAF ausgegangen wurde Bei einer Netto-Betrachtung wäre laut (BCG und VDEh 2013) jedoch zu berücksichtigen, dass bei der Hochofenroute Schlacken anfallen, die als Ersatzrohstoff für die Zementproduktion genutzt werden und dort emissionsintensiven Klinker substituieren. Dies entfällt bei der Direktreduktion aus Stahlschrott komplett, hingegen ist das direktreduzierte Eisen durchaus gangartbehaftet und es wäre noch zu klären, ob sich die somit anfallende EAF-Schlacke als Ersatzstoff für die Zementindustrie nutzen ließe.

Verfahrensvarianten der gasbasierten Direktreduktion

Im Hinblick auf die Verfahrenstechnik sind bei der Direktreduktion mehrere Alternativen bekannt: die gängigsten Verfahren arbeiten dabei mit Schachtöfen, die mit Eisenerz in Form von Stückerz oder Pellets beschickt werden (z.B. MIDREX-Prozess, HYL, Energiron ZR). Darüber hinaus gibt es Wirbelschichtreaktoren, bei denen feinkörniges Erz zum Einsatz kommt (das FINMET-Verfahren, welches Erdgas nutzt, sowie der CIRCORED-Prozess auf Basis reinen Wasserstoffs; (BCG und VDEh 2013). Das CIRCORED-Verfahren operiert laut Hersteller (Outotec 2018) standardmäßig mit aus reformiertem Erdgas gewonnenem Wasserstoff und soll so spezifische CO_2 Emissionen von ca. 50 % gegenüber dem Hochofenverfahren einsparen. Es kann aber genauso mit grünem Wasserstoff betrieben werden und soll so die spezifischen Emissionen um 90 % reduzieren, sofern auch der EAF vollständig mit erneuerbarem Strom betrieben wird.

Die einzige den Autoren bekannte industrielle CIRCORED-Anlage, auf der Karibikinsel Trinidad (Nuber 2006), steht mittlerweile still (Birat 2013).

Technologiereife des Schachtofen-Direktreduktionsverfahrens, Einsatz von erneuerbarem Wasserstoff

Die Technologiereife des Schachtofen-Direktreduktionsverfahrens mit Erdgas kann mit TRL 9 bewertet werden. Für eine partielle oder vollständige Nutzung regenerativen Wasserstoffs als Reduktionsgas kann grundsätzlich der gleiche Schachtofen genutzt werden (Hille und Redenius 2018a; Prammer 2018). Die Technologiereife ist etwas geringer zu bewerten, da dies noch nicht kommerziell umgesetzt wurde, wobei es in den Expertengesprächen leicht unterschiedliche Einschätzungen gab, die sich zwischen TRL 6 und 8 bewegen (Prammer 2018; Hille und Redenius 2018a). Dies lässt sich auch darauf zurückführen, dass bei den befragten Unternehmen derzeit Schachtöfen unterschiedlicher Hersteller und damit Konfiguration (voestalpine: MIDREX; Salz-

[30] Die Betrachtung der Differenz der von (Reckter 2017) genannten 942 kg CO_2/t Rohstahl und der mit den Angaben von (Hille und Redenius 2018b) sowie (Hölling et al. 2017) ermittelten 734 kg in Höhe von 208 kg CO_2/t Rohstahl ist unter Zugrundelegung eines spezifischen Strombedarfs des EAF von 450 kWh/ t Rohstahl (Hille und Redenius 2018b auf Basis von Angaben des VDEh) hinreichend konsistent mit dem Emissionsfaktor des deutschen Strommixes.

gitter: ENERGIRON-ZR) zum Einsatz kommen bzw. betrachtet werden (Hille und Redenius 2018b).

Besonders interessant im Hinblick auf die Systemintegration einer zukünftigen Stahlerzeugung im Rahmen der fortschreitenden Energiewende ist die Flexibilität der DRI-Schachtöfen, die den Anteil an Wasserstoff im Reduktionsgas schrittweise erhöhen bzw. auch variieren können. Die Anlagen könnten sich so den für die Elektrolyse zur Verfügung stehenden erneuerbaren Strommengen anpassen und schrittweise den Wasserstoffanteil erhöhen (Hille und Redenius 2018a).

Für eine nahezu CO_2-freie Stahlerzeugung ist es entscheidend, dass regenerativ gewonnener Wasserstoff als Reduktionsmittel in großem Umfang zum Einsatz kommt. Besonders vielversprechend ist hier die Gewinnung des Wasserstoffs mittels Wasserelektrolyse (siehe Kapitel 3.1.1). Die mögliche spezifische CO_2-Reduktion beim Direktreduktionsverfahren, im Vergleich zur Hochofenroute, hängt vom Wasserstoffanteil, der für die Reduktion zum Einsatz kommt, ab. Laut Angaben der Salzgitter Flachstahl GmbH (Hille und Redenius 2018a) wäre für eine Reduktion um 82 % ein Wasserstoffanteil von 55 % erforderlich, die restlichen 45 % könnten weiterhin durch Erdgas abgedeckt werden. Ergänzend ist zur Realisierung dieser Minderung allerdings auch der dann notwendige Fremdstrombezug für die gesamte Prozesskette der Direktreduktionsroute (Reduktion des Eisenerzes bis zum Warmwalzen) mit erneuerbaren Energien zu decken. Mit 100 % regenerativen Wasserstoffs wäre eine Reduktion der spezifischen Emissionen um bis zu 95 % möglich (Hille und Redenius 2018a).

Wirtschaftlichkeit der Direktreduktionsroute gegenüber der Hochofenroute

Die entscheidende Frage hinsichtlich der möglichen Realisierung einer auf regenerativem Wasserstoff basierten Direktreduktion ist deren Wirtschaftlichkeit im direkten Vergleich zur Hochofenroute. Für den Vergleich der Wirtschaftlichkeit sind sowohl die Investitionsausgaben als auch die Betriebskosten zu berücksichtigen. Eine Stilllegung einer bestehenden integrierten BF-BOF-Anlage und Ersatz durch eine mit Wasserstoff betriebene DRI-EAF-Anlage kann dann geschehen, wenn die spezifischen Produktionskosten der neuen mit denen der bestehenden Anlage konkurrieren können. Denn ein bestehendes integriertes Stahlwerk kann durch regelmäßige Retrofits (ca. alle 10 - 15 Jahre) so instandgehalten werden, dass ein Komplettrückbau grundsätzlich nicht erforderlich wäre (Prammer 2018). Auch eine Differenz in den möglichen Erträgen wäre zu berücksichtigen, eine solche ist jedoch hier nicht gegeben, da die Endprodukte der beiden Produktionsrouten in Art und Qualität vergleichbar sind (Prammer 2018; Hille und Redenius 2018a).

Letztlich müssten die bestehenden Anlagen der integrierten Hochofenroute[31] vollständig durch diejenigen der Direktreduktionsroute[32] ersetzt werden. Die Investitionsausgaben für eine DRI-EAF-Produktionsroute mit Schachtofen, ohne Elektrolyseure, sind laut Aussage von voestalpine grundsätzlich mit denjenigen für eine BF-BOF-Produktionsroute gleicher Produktionskapazität vergleichbar und liegen in der Größenordnung von 1 Mrd. € für eine Produktionskapazität von 1 Mio. t Rohstahl (Prammer 2018).

31 Hochöfen, Konverter, Sinteranlagen, Kokereien.

32 Schachtöfen, EAF, Elektrolyseure.

Die Studie (BCG und VDEh 2013) kommt zu etwas niedrigeren absoluten Zahlen, aber auch hier ist die relative Vergleichbarkeit gegeben. Die spezifischen CAPEX, für 2010, für eine erdgasbasierte Direktreduktionsanlage werden hier mit 414 € pro Tonne Rohstahlkapazität angegeben, für eine neue integrierte BF-BOF-Anlage liegen diese bei 442 € pro Tonne. Die angegebenen typischen spezifischen CAPEX für einen Retrofit des integrierten Stahlwerks liegen jedoch nur bei 170 € pro Tonne Rohstahl. Die CAPEX für eine neue Direktreduktionsanlage liegen damit um 143 % höher. Dies zeigt, auch unter Berücksichtigung, dass verschiedenste Annahmen zur Ermittlung dieser Zahlen erforderlich waren, dass eine Wirtschaftlichkeit alleine der CAPEX derzeit nicht gegeben ist. Hinzu kämen für eine wasserstoffbasierte Direktreduktions-Route allerdings noch die CAPEX für den/die Elektrolyseur(e) mit der erforderlichen Kapazität. Diese CAPEX wiederum sind abhängig von der Anlagenart und -ausgestaltung. In (Fischedick et al. 2014) werden die erforderlichen CAPEX für einen Elektrolyseur für eine 100 % wasserstoffbasierte Direktreduktions-Route mit 450 € pro Tonne Rohstahlkapazität angegeben. Insgesamt ergäben sich aus dieser Werten eine CAPEX-Differenz der wasserstoffbasierten, neuen DRI-EAF-Anlage gegenüber dem Retrofit einer vorhandenen BF-BOF Anlage von über 400 %.

Hinsichtlich der Betriebskosten (OPEX) sind vor allem die Energieträgereinsätze entscheidend, aber auch die Kosten für das jeweils verwendete Eisenerz können ein Faktor sein. Im Hochofen werden nämlich üblicherweise Erze eingesetzt, die einen leicht geringeren Eisengehalt aufweisen, als die für die Direktreduktion im Schachtofen verwendeten Erze, so dass für das Direktreduktionsverfahren entsprechend eventuell höhere Rohstoffkosten angesetzt werden müssen. Diese Einschränkung ist aber nicht prinzipieller Natur, sondern dadurch bedingt, dass ein zu hoher Einsatz elektrischer Energie für das Aufschmelzen unerwünschter Gangartbestandteile des DRI im EAF vermieden werden soll. Es sind in Zukunft jedoch durchaus Situationen denkbar, in denen auf der DRI/EAF-Route aufgrund eines niedrigen Preises elektrischer Energie auch auf Eisenerz geringeren Eisengehaltes zurückgegriffen werden könnte (Hille und Redenius 2018a). Werden Erze höherer Qualität eingesetzt, können sich dadurch die Betriebskosten gegenüber dem Hochofen erhöhen Aus diesem Grund gibt Überlegungen zu verfahrenstechnischen Alternativen, die vor allem Erze niedriger Qualität verarbeiten sollen (Prammer 2018); siehe Abschnitt zu SuSteel (in Kapitel 3.1.2). Um einen Vergleich der Energieträgerkosten und damit eine Bewertung der relativen Wirtschaftlichkeit eines neuen Verfahrens durchzuführen, sind Kostenangaben bzw. Annahmen für verschiedenste Energieträger erforderlich, insbesondere für Kohle, Erdgas, und Strom. Technische Parameter, die Kostenbestandteile beeinflussen können, wie beispielsweise die Umwandlungseffizienz der Wasserstoffelektrolyse, sind ebenfalls zu berücksichtigen. Die Relation der Preise verschiedener Energieträger ist darüber hinaus vom Standort abhängig. Diese Gegebenheiten erschweren einen Vergleich der OPEX. Es spielen natürlich auch Annahmen zu den CO_2-Kosten eine entscheidende Rolle.

Die Analyse (BCG und VDEh 2013) kommt zu dem Ergebnis, dass die OPEX der erdgasbasierten Direktreduktionsroute insgesamt um 33 % über denjenigen der Hochofenroute liegen. Dies entspricht auch Angaben von (Prammer 2018), wonach die spezifischen OPEX der beiden Routen, bedingt durch höhere Kosten für Energieträger und Rohmaterial, sich um 30 % unterscheiden.

Bei einem Einsatz von ausschließlich elektrolytischem Wasserstoff in der Direktreduktion, also einem Betrieb ganz ohne Erdgas, kämen noch die Mehrkosten für den Wechsel von Erdgas zu Strom als Reduktionsmittel (indirekt über Wasserstoff) hinzu. Hinsichtlich der dann benötigten Strommengen gibt es verschiedene Aussagen. So gibt Salzgitter Flachstahl (Hille und Redenius 2018a) die benötigten spezifischen Strommengen für die Direktreduktionsroute mit 4 MWh/t Rohstahl an, und voestalpine (Prammer 2018) mit 5 MWh/t Rohstahl. Eine Analyse der ArcelorMittal Hamburg GmbH (Hölling et al. 2017) bewertet den zusätzlichen Strombedarf beim Wechsel eines erdgasbasierten Schachtofens auf die Nutzung von 100 % Elektrolyse-Wasserstoff. Dabei werden nachvollziehbare Angaben zu den für die Reduktion benötigten spezifischen Wasserstoffmengen sowie plausible Annahmen bzgl. des Wirkungsgrades des Elektrolyseurs (75 %) und sonstigen spezifischen elektrischen Energiebedarf getroffen. Es ergibt sich ein spezifischer Strombedarf von 3,31 MWh/t Rohstahl, dies lässt allerdings die zusätzlichen Strombedarfe für den EAF sowie für die Weiterverarbeitung (elektrisches Aufheizen der Brammen) außer Acht. Insgesamt erscheint daher die Aussage von Salzgitter Flachstahl (Hille und Redenius 2018a) eines spezifischen Strombedarfs von 4 MWh/t Rohstahl realistisch. Bezogen auf die derzeit in Deutschland produzierten Oxygenstahlmengen von 30 Mio. t pro Jahr entspräche dies bei vollständigem Ersatz der BF-BOF-Route in Deutschland einem Strommehrbedarf von 120 TWh pro Jahr. Zum Vergleich: die Bruttostromerzeugung Deutschlands betrug im Jahr 2017 654,2 TWh, hiervon 218,3 TWh aus erneuerbaren Energiequellen (AGEB 2017).

Bei einem angenommenen durchschnittlichen Strompreis für industrielle Großverbraucher von 50 € /MWh ergäben sich so pro Tonne Rohstahl zusätzliche Stromkosten von 200 €. Dies ist ins Verhältnis zu setzen zu den spezifischen Umwandlungskosten der Hochofenroute. Angaben hierzu waren leider nicht zu ermitteln.

Nach Aussagen der voestalpine AG würde bei heutigen Stromkosten von ca. 50 €/MWh für europäische industrielle Großverbraucher die beschriebene Substituierung des Anlagenparks sogar zu einer Erhöhung der gesamten spezifischen OPEX gegenüber der Hochofenroute um ca. 50 % führen (Prammer 2018). Insgesamt gibt die voestalpine AG die Differenz der OPEX einer zu 100 % wasserbasierten Schachtofen-Direktreduktionsroute gegenüber der Hochofen-Route mit +80 % an (Prammer 2018).

Die Ermittlung der gesamten spezifischen CO_2-Vermeidungskosten[33] für die Direktreduktionsroute gegenüber einem Hochofen-Retrofit ist sehr komplex und hängt von verschiedenen Faktoren ab. Dies betrifft einerseits Preisannahmen für Energieträger, Rohstoffe und CO_2, andererseits die eingenommene Perspektive[34] und damit zusammenhängend insbesondere die Annahmen zu Kapitalkosten bzw. Diskontierungszinssätzen. Die Untersuchung (BCG und VDEh 2013) gibt für die relativen Vermeidungskosten der rein Erdgas-basierten Direktreduktionsroute gegenüber eines Hochofen-Retrofits eine Bandbreite von 259 - 706 €/t an, in Abhängigkeit der zukünftigen relativen Inputkosten[35] (vor allem Relation Erdgas/Kohle). Unklar bleibt bei der genannten Studie auch, welche spezifischen Differenzemissionen pro Tonne Rohstahl genutzt wurden. Für die Bewertung der relativen Vermeidungskosten einer wasserstoffbasier-

33 Summe aus CAPEX und OPEX pro Tonne CO_2.

34 Unternehmens-/ Entscheiderperspektive oder volkswirtschaftliche Perspektive.

35 Vor allem Relation Erdgas/Kohle.

ten DRI-Route gegenüber der BF-BOF-Route wäre dies allerdings von erheblicher Bedeutung, denn einerseits steigen beim Übergang von einer erdgasbasierten auf eine wasserstoffbasierte Direktreduktion die Gesamtkosten signifikant, allerdings ist auch die relative CO_2 Vermeidung pro Tonne Rohstahl nochmals ganz erheblich und müsste gegengerechnet werden. So sind bei einem Erdgas-basierten Schachtofen mit Einsatz von 100 % Eisenschwamm im Elektrolichtbogenofen relative CO_2 Reduktionen um 40 % pro Tonne Rohstahl gegenüber der Hochofenroute möglich (siehe oben), bei einem 100 % auf regenerativem Wasserstoff basierenden Schachtofen sowie mit erneuerbarem Strom betriebenem Elektrolichtbogenofen lägen die möglichen relative CO_2 Reduktionen bei bis zu 95 % (Hille und Redenius 2018a).

Die Studie „Klimapfade für Deutschland“[36], durchgeführt von Boston Consulting Group (BCG) und Prognos im Auftrag des Bundesverbands der Deutschen Industrie (Gerbert 2018), ermittelt modellbasiert spezifische Vermeidungskosten für einzelne technologische Maßnahmen in allen Wirtschaftssektoren. Diese spezifischen Vermeidungskosten dienen als zentraler Ansatz der Studie zur Definition einer kosteneffizienten, sektorübergreifenden „Maßnahmen-Merit-Order“ und letztlich zur Zusammenstellung der Klimapfade. Für den Sektor Industrie wird dabei auch die wasserstoffbasierte Direktreduktion zur Stahlerzeugung betrachtet. Die Vermeidungskosten der wasserstoffbasierten Direktreduktion werden für das Jahr 2050 mit 490 $€_{2015}$/t $CO_{2\,äq.}$ angegeben. Für die Einordnung dieses Ergebnisses sind zwei Faktoren von besonderer Bedeutung. Zum einen wird kein nutzerabhängiger Strompreis unterstellt, sondern die vollen in den Preis- und Kostenentwicklungen des Modells angenommenen Systemkosten[37] werden einheitlich auf die Strommengen umgelegt. Zum anderen wird in den „Klimapfaden“ generell ein umfassender Carbon-Leakage-Schutz für die emissionsintensive Industrie unterstellt, dergestalt, dass: „(…) die Industrie von direkten und indirekten CO_2-bedingten Mehrkosten aus dem europäischen Emissionshandelssystem (EU-ETS), die über das heutige Niveau hinausgehen, befreit“ ist (Gerbert 2018). Zum einen werden also deutlich höhere Stromkosten für die Industrie, zum anderen keine relevanten CO_2-Kosten unterstellt. Beide Faktoren führen zu einer relativen Schlechterstellung der ökonomischen Bewertung der wasserstoffbasierten Direktreduktion gegenüber der Hochofenroute. Allerdings erscheint vor dem Hintergrund der in der Studie eingenommenen volkswirtschaftlichen Perspektive eine einheitliche Umlegung der Stromsystemkosten auf die Strommengen grundsätzlich durchaus plausibel. Jedoch können im Rahmen dieser Untersuchung weder der Umfang der im Modell angenommenen Stromsystemkosten noch die Höhe der gesamtwirtschaftlich in Summe angenommenen Strommengen im Betrachtungszeitraum 2015 bis 2050 im Hinblick auf ihre Plausibilität beurteilt werden. Für den 95 %-Klimapfad werden für das Jahr 2030 spezifische Stromsystemkosten von 169 €/MWh, und für das Jahr 2050 155 €/MWh angegeben[38]. Die Vermeidung externer Kosten durch die vermiedenen Emissionen, wie z.B. vermiedene Risiken, vermiedene Gesundheitskosten oder sonstige vermiedene Schadenskosten, werden von der Studie allerdings nicht berücksichtigt.

36 Die Studie hat zum Ziel, kosteneffiziente Pfade zur Erreichung des gesamtwirtschaftlichen nationalen Klimaschutzziels 2050 zu definieren.

37 Investitionskosten für erneuerbare Energien, Netzinfrastruktur, flexible Backup-Kapazitäten, Kapitalkosten verdrängter konventioneller Kraftwerke.

38 Derzeit kann von realen Industriestrompreisen von ca. 50€/MWh ausgegangen werden.

Trotz der erheblichen Unsicherheiten hinsichtlich der relativen Vermeidungskosten der wasserstoffbasierten Direktreduktion gegenüber der Hochofenroute ist absehbar, dass die Wirtschaftlichkeit zukünftig nur dann gegeben sein könnte, wenn eine Reihe von Faktoren zusammenkommen:

- Im Vergleich zu der heutigen Situation nochmals günstigere durchschnittliche Industriestrompreise (ggf. auch unterstützt durch Vergütung von Systemdienstleitungen wie flexible Fahrweise von Elektrolyseuren)
- Ausschöpfung der technischen Kostensenkungspotenziale, beispielsweise bei der Wasserelektrolyse
- Aufbau und wirtschaftlicher Betrieb einer Wasserstoff-Infrastruktur
- Höhere reale CO_2-Preise, entweder international oder regional (EU), dann flankiert durch Schutzmechanismen
- Ggf. zusätzlich oder alternativ zur Einpreisung von negativen Externalitäten die Berücksichtigung von deren Vermeidung durch die Vermeidung von Emissionen
- Ggf. entstehen neue Absatzmärkte durch Produktdifferenzierung, die ein Weiterreichen von Mehrkosten ermöglichen könnten (diese Thematik wird in Kapitel 5 diskutiert)

Elektrolytische Eisenerzreduktion

Bei der elektrolytischen Eisenerzreduktion wird Eisenerz mit einem flüssigen alkalischen Elektrolyt, z.B. Natriumhydroxidlösung, bei Temperaturen von 110 °C vermischt. Mittels elektrischen Stroms wird das Eisen vom Sauerstoff getrennt. Die Elektrolyse verursacht, sofern der für die Elektrolyse benötigte Strom emissionsfrei gewonnen wurde, CO_2 nur in geringstem Maße, da anders als beim Hochofen kein Kohlenstoff zur Reduktion des Eisenerzes benötigt wird.

Während die Elektrolyse für die Erzeugung von Aluminium, Zink oder Nickel bereits eine im industriellen Maßstab etablierte Methode ist, wurde die Eisenerzelektrolyse bislang nur in Labormaßstäben realisiert (Weltzin 2017) und ist dabei sehr energieintensiv, obgleich der spezifische Energiebedarf pro Tonne Rohstahl geringer ausfallen würde als bei der Direktreduktion oder der Hochofenroute (Fischedick et al. 2014). Eine erste von Ulcos geplante Pilotanlage (ULCOS 2018) wäre derzeit lediglich fähig, 5 kg Eisen pro Tag zu erzeugen (TRL 3).

Eine weitere Option neben dem beschriebenen alkalischen Elektrolyseverfahren wäre das Pyro-Elektrolyseverfahren, bei welchem das Eisenerz in einer 1.600 °C warmen Oxidschmelze gelöst und reines Eisen im flüssigen Aggregatzustand an der Anode abgeschieden wird.

Beide Verfahren haben sich laut Ulcos in kleinem Maßstab als durchführbar erwiesen. In Anlehnung an (Fleiter et al. 2013) wäre unter der Voraussetzung einer erfolgreichen Weiterentwicklung des Verfahrens die Einführung des Verfahrens frühestens ab 2040 zu erwarten. Noch wesentlich stärker als bei der Direktreduktion von Eisenerz stellt sich also die Frage, inwiefern das Elektrolyseverfahren zukünftig in der Lage sein wird, einen Anteil der derzeitigen Produktionskapazität der Hochofenlinie in Deutschland zu substituieren.

CCU als Minderungsansatz in der Stahlherstellung

Unter CCU werden verschiedene technische Ansätze zusammengefasst, deren Ziel es ist, kohlenstoffhaltige Abgase, z.B. aus Industrieprozessen, abzuscheiden, zu reinigen bzw. zu konzentrieren, und schließlich zur Produktion werthaltiger Chemikalien oder Kraftstoffe zu nutzen. So kann beispielsweise CO_2 mit Wasserstoff und Strom zu Methan oder Methanol umgesetzt werden, das wiederum als Basischemikalie für weitere Produkte genutzt werden könnte. Inwieweit durch solche Ansätze THG-Emissionen tatsächlich vermieden werden können, hängt von vielen Faktoren ab, insbesondere von der Nutzung der gewonnenen Produkte und deren Marktsituation. Entscheidend ist beispielsweise, ob tatsächlich bereits bestehende Produktionen substituiert und somit deren THG-Emissionen eingespart werden können, oder ob ein zusätzliches, neues Angebot entsteht. Darüber hinaus ist zu unterscheiden zwischen der genutzten und der dauerhaft nicht in die Atmosphäre freigesetzten Kohlenstoffmenge. Eine aktuelle Abschätzung (Naims et al. 2015 , und dort zitiert Ausfelder, F. & Bazzanella, A.) besagt, dass selbst unter sehr optimistischen Annahmen auch langfristig nur ca. 6 % der derzeitigen (28 Gt CO_2 in 2008, laut Ausfelder, F. & Bazzanella, A.) anthropogenen Emissionen für die Produktion von Grundchemikalien und Kraftstoffen genutzt werden könnten, da die für Chemikalien und Kraftstoffe benötigten Kohlenstoffmengen bedeutend geringer sind als die anthropogen in die Atmosphäre emittierten Kohlenstoffmengen. Hierbei dominiert die abgeschätzte Nutzung als Rohstoff für Kraftstoffe deutlich die stoffliche Nutzung für Chemikalien.

Hinzu kommen noch Fragen der energetischen und wirtschaftlichen Effizienz. Die Nutzbarmachung von kohlenstoffhaltigen Abgasströmen erfordert einerseits erhebliche Energieaufwände für die Bereitstellung von Wasserstoff[39] für die Produktion von Methan oder Methanol sowie für die Herstellung von Methan oder Methanol selbst. Andererseits sind erhebliche Anlageninvestitionen erforderlich. Es ist jeweils im Einzelfall zu betrachten, ob sich netto, als Differenz der „konventionellen“ Produktionsverfahren und der neuen, auf CCU basierenden Verfahren, Mehr- oder Minderaufwände an Investitionen, Betriebskosten und Energieeinsätzen ergeben.

Im Hinblick auf die Nutzung von CCU bei der Stahlherstellung gibt die oben bereits zitierte Studie „Klimapfade für Deutschland“ (Gerbert 2018) spezifische Vermeidungskosten von 520 €/t CO_2 an, diese liegen damit noch über denjenigen der wasserstoffbasierten Direktreduktion. Allerdings ist bei der Einordnung dieses Wertes zu berücksichtigen, dass die mögliche Vielzahl an Produktionen und Verfahrenskombinationen auf CCU-Basis nicht durch einen einzigen Wert für die Vermeidungskosten erfasst werden kann. Auch die möglichen Erlöse für diejenigen CCU-basierten Produkte, in dem Umfang in dem sie tatsächlich eine dauerhafte CO_2-Vermeidungswirkung haben könnten, müssten entsprechend positiv angerechnet werden. Dies übersteigt jedoch aufgrund der denkbaren Vielfalt möglicher Produkte, deren unklarer zukünftigen Marktlage sowie der Komplexität der Bewertung der jeweils möglichen tatsächlichen CO_2-Vermeidungswirkung, den Rahmen dieser Studie bei weitem.

39 Dieser Wasserstoff müsste, soll CCU als Klimaschutzmaßnahe überhaupt in Betracht kommen, durch Wasserelektrolyse mit erneuerbarem Strom bereitgestellt werden.

Die von uns befragten Unternehmensvertreter äußerten sich ganz überwiegend skeptisch im Hinblick auf die Sinnhaftigkeit einer zukünftigen Nutzung von CCU-Ansätzen für fossiles CO/CO_2, sowohl vor dem Hintergrund der fraglichen THG-Vermeidungswirkung als auch bezüglich der energetischen Effizienz und Wirtschaftlichkeit.

Hinsichtlich der aus Klimaschutzgründen mittelfristig notwendigen weitgehenden Dekarbonisierung der Industrie ist der Aufbau von CCU-Infrastrukturen für fossiles CO_x sowie entsprechenden Abnahmemärkten mindestens kritisch zu sehen, da somit für die auf CO_x als Rohstoff ausgelegten Produktionsstrukturen ein dauerhafter Bedarf an CO_2 entstehen könnte. Dieser Bedarf könnte entweder Fehlanreize im Hinblick auf die Dekarbonisierung setzen oder andererseits zu einer Kapitalvernichtung führen.

Zentrale Hemmnisse für die breite Markteinführung alternativer Stahlerzeugungstechnologien

Die vorliegende Untersuchung hat die derzeit nicht gegebene Wirtschaftlichkeit der wasserstoffbasierten Direktreduktionsroute als zentrales Hemmnis identifiziert, wohingegen die technische Machbarkeit kein grundsätzliches Problem darzustellen scheint. Darüber hinaus ist die nachhaltig gesicherte Verfügbarkeit der benötigten Mengen an erneuerbarer Energie hierfür Grundvoraussetzung.

Unter der Annahme, dass die gesamte Oxygenstahlproduktion Deutschlands durch das Direktreduktionsverfahren ersetzt wird, entsteht ein Strommehrbedarf von ca. 120 TWh pro Jahr. Fragen hinsichtlich der hierfür notwendigen Infrastruktur, der Versorgungssicherheit, und der Systemkosten schließen sich an. Da diese Aspekte das Energieangebot betreffen, ist es aus Sicht der Stahlindustrie daher bei weitem nicht ausreichend, Fördermittel für Forschung und Entwicklung (F&E) sowie Demonstrationsanlagen für innovative Stahlproduktionsprozesse zur Verfügung zu stellen, solange der dauerhafte wirtschaftliche Betrieb dieser neuen Produktionsprozesse seitens des Energiesystems nicht sichergestellt ist (Prammer 2018). Die Hemmnisse der wasserstoffbasierten Stahlerzeugung sind also hauptsächlich wirtschaftlicher Natur.

Im Gegensatz hierzu befindet sich die Eisenerz-Elektrolyse noch in einem frühen technischen Entwicklungsstadium, TRL 3, und ein möglicher Markteintritt – ohne Berücksichtigung möglicher Hemmnisse – ist nicht vor 2040 zu erwarten.

3.1.3 Primäraluminiumherstellung

Die Bestrebungen einzelner deutscher Primäraluminiumerzeuger liegen nach eigenen Aussagen im Wesentlichen darin, den spezifischen Energiebedarf unter 12 MWh/t Primäraluminium zu senken.

Andere Unternehmen forschen im Gegensatz dazu intensiv an der Anpassung der Aluminiumproduktion an das volatile Energieangebot in Deutschland. Die maximal mögliche Flexibilisierung des Produktionsprozesses soll die Anpassung an das volatile Stromangebot aus erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen ermöglichen und gleichzeitig teure Systemkosten bei der Aluminiumproduktion vermeiden, die in Folge der Energiewende normalerweise unvermeidlich wären. Der Schwerpunkt der Forschung liegt somit auf einer optimalen Gesamteffizienz des Systems und möglichst niedrigen

spezifischen CO_2-Emissionen der Primäraluminiumproduktion. Trotz des Bemühens um eine möglichst hohe Energieeffizienz des Produktionsprozesses bei maximaler Flexibilität liegt der absolute Energiebedarf einer solch flexiblen Aluminiumproduktion im Vergleich zu einem stabil ablaufenden Prozess (ohne Anpassung an das volatile Stromangebot) etwas höher (< 14 MWh/t).

Bei der Primäraluminiumproduktion gibt es bei der Schmelzflusselektrolyse aus mineralischen Rohstoffen zwei Quellen für Prozessemissionen (Expertengespräche zur Primäraluminiumproduktion 2018):

- Den Reduktionsstoff Kohlenstoff (Anode), welcher bei der Elektrolyse Sauerstoff bindet und dadurch unter Entstehung von CO_2 abbrennt,
- die perfluorierten Kohlenwasserstoffe, Tetrafluormethan (CF_4) und Hexafluorethan (C_2F_6), welche beim Anodeneffekt in sehr kleinen Mengen entstehen; jedoch liegt das GWP dieser Gase bei 6.500 - 9.000.

In der Literatur (Fleiter et al. 2013) und von Branchenexperten wird eine Reihe theoretisch möglicher Optionen zur Reduktion der prozessbedingten THG-Emissionen genannt. Diese sind nachfolgend aufgeführt und werden im Folgenden näher diskutiert, mit Ausnahme der Minimierung des Anodeneffekts sind sie in 2018 alle noch weit von einer möglichen Marktreife entfernt:

1) Alternative Herstellungsprozesse,
2) Verfahren zur Prozessstabilisierung,
3) Minimierung des Anodeneffekts,
4) Entwicklung von inerten Anoden,
5) Entwicklung von benetzbaren Kathoden bzw. Entwicklung von bipolaren Elektrolysezellen in Kombination mit inerten Anoden und benetzbaren Kathoden
6) carbothermischer Prozess sowie
7) Chlorierung von Aluminiumoxid (Al_2O_3) mit darauffolgender Elektrolyse von Aluminiumchlorid.

Alternative Herstellungsprozesse

Eine vielversprechende, funktionsfähige und bahnbrechende Technologie ist auch für die Zukunft im Bereich der Primäraluminiumproduktion nicht erkennbar. Der erste Schritt der Primäraluminiumproduktion, welcher im Ausland geschieht, besteht im Bauxitabbau und der Herstellung von Tonerde.

Alternative Verfahren sind bislang rein technisch noch nicht konkurrenzfähig, entweder sind sie gescheitert oder haben es nicht zur großtechnischen Anwendung geschafft (Kemper et al. 2014). Es ist allgemein bekannt, dass die THG-Reduktionsoptionen bei der Primäraluminiumproduktion sich alle noch in einem frühen technischen Stadium befinden, das unterschiedlich bewertet wird und auf einen Technologie-Reifegrad von maximal 4 - 5 oder deutlich niedriger eingestuft wird (Stanford 2016). Wirtschaftliche Untersuchungen zu den innovativen Verfahren konnten daher bislang noch nicht durchgeführt werden.

Aufgrund fehlender alternativer Verfahren, die heute einsatzbereit sind, und aufgrund des nicht vorhandenen Lösungsvermögens von Aluminiumoxid in wässrigen Lösungen bzw. des hohen Schmelzpunktes von über 2.000 °C ist die Schmelzflusselektrolyse

zurzeit weltweit das einzige industriell angewandte Verfahren in der Primäraluminiumproduktion (Kemper et al. 2014).

Im Bereich der Produktionsprozesse werden von den Unternehmen in mittelfristiger Perspektive prinzipiell keine radikalen Innovationen erwartet, die deutliche Verbesserungen bei der Vermeidung von Prozessemissionen bewirken. Abzuwarten bleibt, ob sich die Ankündigung eines neuartigen Verfahren, welches von dem australisch-britischen Konzern Rio Tinto und dem amerikanischen Konzern Alcoa in einem Gemeinschaftsunternehmen entwickelt wird, bestätigt und sich die Technologie zur Marktreife entwickeln lässt (Apple 2018). Dieses nach Angaben der bei der Entwicklung beteiligten Unternehmen revolutionäre Verfahren soll am Schmelzprozess ansetzen und dabei dessen CO_2-Emissionen vollständig vermeiden; stattdessen werde Sauerstoff freigesetzt. Laut einer Pressemeldung von Apple (Apple 2018) vom 10. Mai 2018 soll das Verfahren nach der heutigen Planung ab dem Jahr 2024 verkauft werden. Das Verfahren soll bereits zum Patent angemeldet und im Alcoa Technical Center in der Nähe von Pittsburgh im Einsatz sein. Detaillierte Informationen bezüglich des Verfahrens sind jedoch nicht öffentlich verfügbar.

Verfahren zur Prozessstabilisierung

Durch Verfahren zur Prozessstabilisierung und –steuerung, neuartige Algorithmen etc. oder durch den Einfluss von Flexibilisierungsmaßnahmen können indirekte Effekte auf der energetischen Seite signifikante Änderungen bei den bei der Produktion anfallenden THG-Emissionen bewirken. In diesen Bereichen erwarten die befragten Unternehmen die größten Fortschritte und investieren daher nach eigenen Aussagen Zeit und Geld. Nach Aussage befragter Primäraluminiumproduzenten konnten hier in den letzten Jahren massive Verbesserungen erzielt werden.

Die Betriebsstabilität des Elektrolyseprozesses hat einen Einfluss auf den Prozess sowie auf die entstehenden Emissionen. Daher wird daran geforscht, Prozessabweichungen oder unerwünschte Nebenreaktionen beim Hall-Héroult-Prozess durch bessere Kontrolle zu beherrschen und damit zusätzliche THG-Emissionen zu reduzieren. Sollte das gelingen, ist ein großer Schritt in Richtung einer Steigerung der Gesamtenergieeffizienz bei der Primäraluminiumherstellung getan (European Union (EU) 2016; Cusano et al. 2017). Letztendlich wird an der Steuerung bzw. Regelung des Elektrolyseprozesses unter stabilen Rahmenbedingungen bzw. Einflussfaktoren wie Temperaturen, Magnetfelder, Strom- und Wärmeströme etc., gearbeitet, wobei innovative Steuerungselemente und Steuerungssoftware zum Einsatz kommen. In diesem Bereich wird in den nächsten zehn Jahren bei den Aluminiumhütten in Deutschland nochmals eine deutliche Verbesserung der Energieeffizienz, um etwa 7 – 8 % gegenüber heute, des Gesamtprozesses erwartet.

Andere Bestrebungen liegen darin die Primäraluminiumproduktion an die Bedürfnisse einer weiter fortschreitenden Energiewende anzupassen und das volatile Energieangebot durch erneuerbare Energieerzeugungsanlagen möglichst optimal in eine flexible Aluminiumproduktion zu integrieren. Auf der anderen Seite lassen sich durch solche eine Flexibilität bei der Primäraluminiumproduktion hohe Systemkosten vermeiden und gleichzeitig auch der Produktionsprozess systemverträglich und reibungsfrei in das zukünftige Energieversorgungsnetz einbinden.

Minimierung des Anodeneffektes

Neben der Halbleiterindustrie sind die Primäraluminiumproduzenten ein wesentlicher Emittent von perfluorierten Kohlenwasserstoffen.

Nach Aussagen der befragten Experten tritt der Anodeneffekt dann ein, wenn im Elektrolyt nicht genügend gelöstes Aluminiumoxid zur Zersetzung zur Verfügung steht. Der Anodeneffekt bei der Schmelzflusselektrolyse ist dabei durch einen raschen Anstieg der Zellspannung von 4,3 V auf über 25 V gekennzeichnet (Iffert et al. 2002). Aufgrund der lokalen Verarmung an Oxidionen in der Elektrolysezelle in der Nähe der Anode kommt es zu einer Zersetzung von Kryolith und somit zur Bildung der perfluorierten Kohlenwasserstoffe Hexafluorethan und Tetrafluormethan (Iffert et al. 2002). Beide Verbindungen werden ausschließlich durch den Anodeneffekt gebildet (Iffert et al. 2002).

Nach eigener Aussage von Aluminiumherstellern ist es eines der kernstrategischen Ziele der Aluminiumindustrie, die PFC-Emissionen mit ihrer Langlebigkeit in der Atmosphäre dauerhaft zu reduzieren. Diese Problematik wird bereits seit etwa 20 Jahren und insbesondere im Rahmen von Selbstverpflichtungen der Industrie in Angriff genommen. Seit 1990 gelang es nach Aussagen der befragten Experten die PFC-Emissionen bereits um 95 - 96 % zu reduzieren. Inzwischen wurde der Anodeneffekt nach Aussagen der befragten Experten durch moderne Messsysteme und Automatisierungsverfahren sowie moderne Anodeneffektlöschstrategien sehr gut unter Kontrolle gebracht. Der Anodeneffekt kann dadurch in aller Regel verhindert werden. Tritt er dennoch auf, kann seine Dauer nach Expertenaussage wirkungsvoll verkürzt werden.

Die Produzenten haben nach eigenen Aussagen Interesse daran den hohen Vermeidungsgrad von PFC-Emissionen zu halten. Die Aluminiumproduzenten arbeiten weiter daran auch die bislang verbleibenden PFC-Emissionen, wenn dies technisch möglich ist, weitestgehend zu reduzieren. Auch wenn es zunehmend schwieriger wird und von heute auf morgen keine riesigen Erfolge bei der THG-Reduktion mehr möglich sind. „*…in kleinem Umfang sind noch Reduktionen möglich*.“ (Expertengespräche zur Primäraluminiumproduktion 2018).

Entwicklung von inerten Anoden

Bei den in 2018 verwendeten Anoden handelt es sich in der Regel um klassische Kohlenstoffanoden, welche bei der Schmelzflusselektrolyse reduziert werden und dabei Sauerstoff binden. Bei der elektrolytischen Zersetzung von Aluminiumoxid wird Aluminium und Sauerstoff freigesetzt. Dabei wird die Kohlenstoffanode verbraucht. Pro Tonne Aluminium wird rund 0,4 Tonnen Kohlenstoff abgebrannt (Expertengespräche zur Primäraluminiumproduktion 2018). Der Begriff „inerte Anode“ bedeutet, dass die Anode beim Elektrolyseprozess weder chemisch noch elektrochemisch reagiert und daher nicht verbraucht wird (Kyande und Drabios 2014). Wäre es möglich den Elektrolyseprozess mit einer inerten Anode zu betreiben, entstünden dabei keinerlei THG-Emissionen oder Staubemissionen mehr (Kyande und Drabios 2014).

An den innovativen inerten Anoden, welche nicht aus Kohlenstoff bestehen und somit CO_2-Emissionen vermeiden, wird bereits seit 50 Jahren geforscht. Die inerte Anode

selbst wird bereits in einem Patent von Charles Martin Hall aus dem Jahr 1886 behandelt (Kyande und Drabios 2014).

Seitdem gab es immer wieder Meldungen, dass die inerte Anode kurz vor dem Praxiseinsatz stünde. Derartige Meldungen z.B. von RUSAL in 2015 (RUSAL 2018), ALCOA oder China erweisen sich nach Aussagen von Experten (Expertengespräche zur Primäraluminiumproduktion 2018) als nicht haltbar. Die inerte Anode ist auch im Jahr 2018 noch weit davon entfernt, in die Nähe der Marktreife zu gelangen. Nach Aussagen von Branchenexperten (Expertengespräche zur Primäraluminiumproduktion 2018) sind solche Aussagen, die den Einsatz der inerten Anode für die nächsten Jahren versprechen, als reine Fiktion zu werten. Ein befragter Experte traf folgende Aussage: *„….mit der inerten Anode ist es ungefähr so wie mit der Kernfusion. Da gibt es immer einen konstanten Zeitpunkt, in dem man die Einsatzfähigkeit sieht…. Diesen Zeitpunkt gibt es schon seit 50 Jahren…..*“. Nach Expertenaussagen ist bislang noch keine einzige Pilotanlage bekannt, die das technische Funktionieren einer inerten Anode im industriellen Maßstab nachweist. Prinzipiell wäre eine funktionsfähige inerte Anode ein enormer technischer Durchbruch zur Reduktion der THG-Emissionen. Bislang konnten beispielsweise trotz Molekular- und Atomsimulation noch keine dauerhaften Materialien bzw. Metallzusammensetzungen identifiziert werden, welche gegenüber der Kryollithschmelze eine Stabilität aufweisen und somit für inerte Anoden geeignet wären. Die bisherigen Entwicklungsstufen von inerten Anoden weisen nach Expertenangaben nur eine Lebensdauer von etwa drei bis sechs Monaten auf (Expertengespräche zur Primäraluminiumproduktion 2018). Hinzu kommt, dass die derartigen inerten Anoden beim Auftreten von unerwünschten Effekten zerstört werden und den Anodeneffekt nicht überstehen.

Darüber hinaus muss berücksichtigt werden, dass die Elektrolysezelle beim Einsatz einer inerten Anode prinzipiell einen höheren Strombedarf aufweist (Expertengespräche zur Primäraluminiumproduktion 2018). *„….es wird eine etwa 1 Volt höhere Spannung benötigt …Dies entspricht etwa 25 % mehr Energie, die gegenüber einem konventionellen Prozess in die Elektrolyse gesteckt werden muss…*“ (Expertengespräche zur Primäraluminiumproduktion 2018). Daher würde der Einsatz von inerten Anoden in Zukunft aus gesamtenergetischer bzw. emissionsspezifischer Sicht auch nur dann Sinn ergeben, wenn der Strombedarf ganz oder weitestgehend mittels erneuerbarer Energien CO_2-frei gedeckt wird (Expertengespräche zur Primäraluminiumproduktion 2018).

Entwicklung von benetzbaren Kathoden bzw. Entwicklung von bipolaren Elektrolysezellen in Kombination mit inerten Anoden und benetzbaren Kathoden

„*….benetzbare Kathoden wären etwas ganz Schickes …Das wäre auch super.*“ (Expertengespräche zur Primäraluminiumproduktion 2018).

Mit einem kleinen Anteil der Forschungskapazität bzw. des verfügbaren Budgets wird von den befragten Unternehmen an den benetzbaren Kathoden geforscht, aber auch der Einsatz dieser Option im praktischen Betrieb der Primäraluminiumproduktion wird von den befragten Experten auf absehbare Zeit als nicht realistisch eingestuft (Zahn et al. 2014). Es handelt sich nach Aussage der Experten im Wesentlichen um ein Materialthema, da es derzeit keinen geeigneten Werkstoff gibt. Derzeit wird nach Expertenaussagen hauptsächlich Kohlenstoff in amorpher oder graphitischer Form dafür einge-

setzt. Somit spielt diese Technologie bei den Forschungsanstrengungen der deutschen Unternehmen nur eine äußerst untergeordnete Rolle.

Carbothermischer Prozess

Die carbothermische Reduktion von Aluminium ist ebenfalls ein alter Traum (Kyande und Drabios 2014). Bei diesem alternativen Verfahrensansatz, an welchem bereits seit 50 Jahren geforscht wird, soll eine carbothermische Reduktion von Aluminiumoxid ablaufen (Kemper et al. 2014). Dieses Verfahren befindet sich jedoch noch immer im Stadium der Grundlagenforschung.

Der carbothermische Prozess birgt prinzipiell gegenüber dem Hall-Héroult-Verfahren u.a. in Abhängigkeit vom notwendigen Temperaturniveau oder dem eingesetzten Verfahren[40] ein Energieeinsparpotenzial von 10 - 68 % sowie eine THG-Emissionsreduzierung von 65 % im Vergleich zu den Best-Available-Technologies, wobei das Verfahren aufgrund des Zelldesigns gleichzeitig besser für CCS oder eine Wärmerückgewinnung geeignet wäre (Fleiter et al. 2013; European Aluminium 2017).

Geforscht wird u.a. am carbothermischen Hochtemperaturprozess im Elektrolichtbogenofen sowie an einem carbothermischen Prozess, welcher bei einem mittleren Temperaturniveau abläuft und in einem neuartigen Solarofen stattfindet (ENEXAL 2017).

Abschließend ist generell noch darauf hinzuweisen, dass auch der Ausbau des Aluminiumrecyclings, z. B. Wiederverwendung von Prozessschrott etc. und der Sekundäraluminiumproduktion gegenüber der Primäraluminiumproduktion auf der energetischen Seite mit signifikanten Einsparungen bei den anfallenden THG-Emissionen verbunden ist. Die Aluminiumproduktion aus recyceltem Aluminium benötigt im Vergleich zur Primäraluminiumproduktion aus Tonerde 95 % weniger Endenergie (Hydro Aluminium Rolled Products GmbH 2018). Außerdem sollten bei der Primäraluminiumproduktion die Anstrengungen zur Reduktion der THG-Emissionen nach Einschätzung der befragten Experten auf die Steigerung der Energieeffizienz sowie die verstärkte Energierückgewinnung gerichtet werden. Ohne Zubau neuer Technologiekomponenten könnte hier innerhalb der nächsten zehn Jahre ein Energieeffizienzpotenzial von vielleicht 7 - 8 % gegenüber heute realisiert werden.

Perspektivisch könnten bei der Primäraluminiumproduktion energiebedingte CO_2-Emissionen vermieden werden, wenn synthetisches Petrolkoks zum Einsatz käme. Dieses könnte z. B. durch Raffination aus synthetischem Rohöl, welches mit Hilfe von CO_2-freiem Strom hergestellt wurde, gewonnen werden,

3.1.4 Gewinnung und Verarbeitung von Steinen und Erden

Bezüglich der Zementproduktion sind heute folgende Ansätze zur Reduktion der prozessbedingten THG-Emissionen bekannt:

1) Verwendung Alternative Rohstoffe in der Klinkerproduktion (z.B. Schlake) (aufgrund der geringe Potential und kommerzielle Status ist nicht weiter betrachtet)

40 Elektrolichtbogenofen, Solarofen etc.

2) Ersatz des Kalksteins (CaCO3) durch andere nicht-karbonatische Stoffe beim Brennen des Zementklinkers („alternative Bindemittel“)
3) Reduktion des Klinkeranteils bei Mehrkomponentenzementen
4) Abscheidung, Nutzung oder Sequestrierung von CO_2

Der weitaus größte Anteil der THG-Emissionen in der Zementindustrie entsteht beim Klinkerbrennprozess. Hierbei wird Kalkstein in Calciumoxid und Kohlendioxid umgewandelt. Bei der chemischen Umwandlung wird unweigerlich Kohlenstoff in Form von Kohlendioxid freigesetzt, dabei handelt es sich um Prozessemissionen. Insgesamt belaufen sich die spezifischen Emissionen auf 750-900 kg CO_2/t Zementklinker (550-570 kg CO_2/t Zementklinker für prozessbedingte Emissionen und 200-330 kg CO_2/t Zementklinker brennstoffbezogene Emissionen)[41]..

Alternative Bindemittel (“Low-carbon“ bzw. „carbon negative cements“)

Die Substitution des im Zementklinker enthaltenen Rohstoffes Kalkstein ist ein Ansatz mit hohem Erfolgspotential zur THG-Emissionsreduzierung. Derzeit werden in Deutschland und der Welt mehrere unterschiedliche alternative Bindemittelarten erforscht und getestet. Im Kapitel 3.2. sind diese Beispiele detaillierter beschrieben.

Mineralische Bindemittel für die Massenanwendung können nur durch einige wenige Oxide erzeugt werden, die in der Erdkruste jedoch sehr reichlich vorhanden sind: Calcium, Magnesium, Silizium, Aluminium und Eisen. Die wichtigste Calciumverbindung auf der Erde ist das $CaCO_3$ (Calciumcarbonat /Kalkstein). Die Verbindungen zwischen Calciumoxid und Siliziumoxid bestimmen die Festigkeit des ausgehärteten Zements, die Verbindungen aus Calciumoxid und Aluminiumoxid bzw. Eisenoxid das Erhärtungsverhalten des Zements (Achternbosch 2011).

Tabelle 3.4: Vergleich unterschiedlicher alternativer Bindemittel

Bindemittel	Rohstoffbasis	Anwendungen	Technologie
Hydrocalciumsilikate mit niedrigem Calciumgehalt	Calciumcarbonat	Zementähnlich aufgrund Frühfestigkeit	Autoclave Prozess bekannt
Replikation der natürlichen kristallinen CaCO3-basierten Biomineralbildung auf Basis von Vaterit	Seewasser Produktionswasser aus der Öl- und Gasförderung Flugasche oder Natronlauge als Alkalinitätsquelle	Zement für nicht Zementanwendungen Leistung ist schwierig im Vorfeld zu messen	Mineralische Sequestrierung und ABLE [42]Technologie
Magnesia Magnesiumhydrogencarbonat Reaktive Kieselsäure	Magnesiumsilikate wie Olivin, Serpentin	Keine Erfahrung mit Magnesia-Bindemittel Mehrere Anwendungen denkbar	Autoclave unter kontinuierliches Druck bleibt eine Herausforderung
Belit-Calciumsulfoaluminat-Ternesit-Zement (BCT)	Kalkstein, Aluminumquellen und	Wie normal Zement moit hohe Frühfestig-	Konventionelle Zementtechnolo-

[41] bzw. 424 kg CO_2 / t Zement bei einem Klinker/Zement-Faktor von 0,8

[42] ABLE Technologie: Alkalinität auf Basis niedriger Energie, Neue Technologie in der Industrie http://dev.calera.com/site/company/index.html

	Sulfat	keit	gie
Calciumcarbonat, Wollastonit ($CaSiO_3$)[43]	Wir klassische Zement, Kalkstein, Skarpen und auch Flugasche u.a., Calciiumsilikat Gel	Pflastersteine,Beton-steine, Eisenbahn-schwellen, Dachzie-gel, Durchlässiger Beton, Nass Steine	Konventionelle Zementtechnolo-gie

Quelle: (Dewald und Achternbosch 2016)

Die mögliche zukünftige Rolle neuer Arten von Zement und Bindemittel ist auf Grundlage der jetzigen alternativen Bindemittel, die sich in Forschung und Entwicklung oder einem sehr frühen Status der Marktreife befinden, noch ungewiss. Für die Einschätzung, inwieweit die neuen Sorten im Großmaßstab eingesetzt werden können oder eher nur für die Nischenanwendung geeignet sind, fehlen Versuche, Erfahrungen und Informationen zu den Leistungsfähigkeiten für unterschiedliche Anwendungsbereiche[44]. Die mittelfristige Entwicklung, 5 - 15 Jahre, ist entscheidend und laut Experteninterviews sind eher 15 Jahre hierfür notwendig. Experten erwarten eher nur einen Einsatz in Nischenanwendungen (Dyckerhoff GmbH 2018; HeidelbergCement Group 2018). Einige Studien hingegen sehen alternative Bindemittel als möglichen Game-Changer und könnten zu einer signifikanten Minderung der THG-Emissionen bei der Zementherstellung führen, obwohl diese sich noch im Labor- oder Frühdemonstrationsstadium befindet (Gerbert 2018).

Eine Gegenüberstellung technischer Parameter der untersuchten Optionen zeigt Tabelle 3.5.

Tabelle 3.5: Technologiebewertung für alternative Bindemittel

Zeitraum	Parameter	Celitement	Calera	CSA	Sonstiges (Termocen)
Mittelfristig (~ 2018-2030)	Investition [Mio. €] Herstell. Anlage	N.A.	270 – 350 (200 MW)	N.A.	5-10 Mio.
	OPEX [Faktor]]	Faktor 2 - 3 von gängigem Zement	1.200 – 1.600 CO_2	N.A.	1.5
	Direkte CO_2 Reduktion pro t Zement [kg CO_2/t Zement]	55 - 60 %	80 - 100 %	N.A.	30%
	TRL	4 - 6	5-7	4	6-8

Quelle: (Celitement 2015; Expertengespräch Celitement 2016; Dewald und Achternbosch 2016)

[43] Alternative Bindemittel wie Solidia: http://solidiatech.com/wp-content/uploads/2014/02/Solidia-Concrete-White-Paper-FINAL-2-19-14.pdf

44 Hochleistungbeton, Spezialzemente usw.

Weitere Aspekte, die die zukünftige Einsatzmöglichkeit dieser Produkte beeinflussen, sind die Wirtschaftlichkeit und Betriebskosten der Anlagen, der Erfolg bei der Suche nach Investoren, die Anforderungen von Leistungsstandards und Normung, die REACH-Anforderungen[45] und die Entwicklung der Baukonjunktur. In den Interviews wurde erwähnt, dass in der Vergangenheit Zement aus Nordafrika und Asien nach Europa und Deutschland importiert wurde, aufgrund der niedrigeren Produktionskosten in diesen Regionen, starke Rückgang der Nachfrage in Europa und bedingt durch größere Produktionsanlagen mit verfügbaren Kapazitäten für den Export. Aus diesem Grund schlossen einige Zementwerke in Italien. Steigen in Zukunft die Produktionskosten, könnte eine vergleichbare Situation wieder auftreten (FEHS 2018; Dyckerhoff GmbH 2018).

Klinkerreduktion in der Zementproduktion mit Mehrkomponenten-Zementen

Für die Reduktion des Klinkeranteils kombinieren Zementhersteller gezielt klassischen Portlandzement (CEM I) und weitere Hauptbestandteile wie Hüttensand, Flugasche oder temperierte Puzzolane (Beton.org 2017b)[46], die als Nebenprodukt bei anderen Industrieprozessen anfallen, wie z.B. Hochofenschlacke bei der Eisenverhüttung, sowie aus der Primärrohstoffgewinnung von Kalksteinmehl. Die europäische Norm (Beton.org 2017b) definiert 27 Zementarten als Normalzement. Die Anwendungsbereiche der unterschiedlichen Zementarten werden durch die Betonnormen DIN EN 206-1/ DIN 1045-2 beschränkt.

Portlandzement enthält als einzigen Hauptbestandteil Portlandzementklinker. Mehrkomponentenzemente sind unter CEM II bis CEM V aggregiert. In Europa sind ca. 80 % aller Zementsorten kein reiner Portlandzement, sondern Mehrkomponentenzemente (HeidelbergCement Group 2018). Der vermehrte Einsatz von Mehrkomponentenzement in Deutschland ermöglicht eine Reduktion des Klinkerfaktors von 80 % in 2004 auf 72 % in 2016. Dadurch werden die prozessbedingten CO_2-Emissionen, die aus dem Klinker stammen, bei der Zementproduktion verringert (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2017; Beton.org 2017a).

45 Europäische Chemikalienverordnung, zur Sicherstellung hohen Schutzniveaus für Mensch und Umwelt.

46 CEM I: Portlandzemente, CEM II: Portlandkompositzemente, CEM III: Hochofenzemente, CEM IV: Puzzolanzemente, CEM V: Kompositzemente.

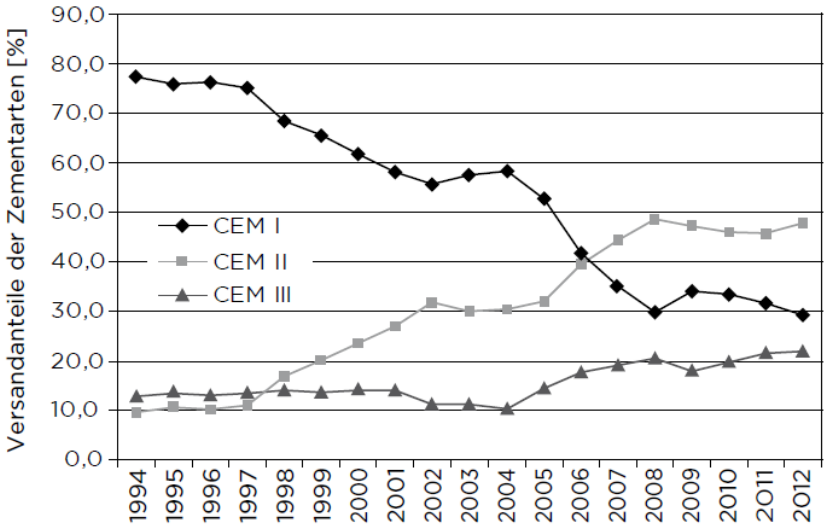

Abbildung 3.2: Entwicklung der Zementarten in Deutschland

Quelle: (Bender-Graß et al. 2015, VDZ Inlandsversandsstatistik, 2014)

Zemente der Hauptzementart CEM II/A bzw. B nähern sich einem Marktanteil von 50 % in Deutschland und im Vergleich zum Jahr 2000 ist der Anteil um 20 Prozentpunkte gestiegen (Ludwig 2017).

Hüttensand

Hüttensand als wichtigstes Nebenprodukt der Roheisenherstellung kann bis zu einem Anteil von 95 % im Zement der Hauptzementart CEM III/C eingesetzt werden und entsprechend eine bedeutende Reduktion des Klinkergehalts erwirken (Beton.org 2017a). Zemente mit Hüttensand[47] weisen gegenüber Portlandzement eine geringere Frühfestigkeit auf. Langfristig zeigen diese Zemente eine höhere Festigkeit und chemische Stabilität (ECRA 2017).

Die Produktion von Hochofenschlacke schwankt seit 2002 zwischen 6,5 – 8 Mio. t pro Jahr. Der Anteil von Hüttensand für die Zementproduktion stieg von 4,7 Mio. t in 2002[48] auf 7,2 Mio. t. in 2016[49]. Durch den Einsatz von Hüttensand nehmen nach gängiger Allokationsmethode die CO_2-Emissionen in der Zementindustrie linear mit dessen Anteil ab (HeidelbergCement Group 2018), siehe Anhang A9.

Flugasche

Flugasche (FA) wird durch elektrostatische oder mechanische Abscheidung von staubförmigen Partikeln aus den Rauchgasen von Kohlekraftwerken gewonnen. FA enthält Silicium, Kalk oder Kieselsäure und hat puzzolanische und teilweise hydraulische Ei-

[47] Bei der Eisenproduktion in Hochofen entsteht flüssige Hochofenschlacke, die, wenn sie mit Wasser schnell „abgeschreckt“ wird, zu Hüttensand glasig erstarrt, der ähnlich wie Zementklinker hydraulische Eigenschaften hat

48 Ca. 66 % der Produktion von Hochofenschlacke Merkel 2005.

49 Ca. 89 % der Produktion von Hochofenschlacke Merkel 2017.

genschaften. Im Beton wirken die feinen, runden Partikel der Flugasche wie kleine Kugellager und verbessern im Frischbeton die Fließfähigkeit, Verarbeitbarkeit oder Verdichtungswilligkeit. Aufgrund der DIN EN 197 -1 und den Baupraxisanforderungen (DIN-EN 206-1/ DIN 1045-2) können höhere Anteile Flugasche in speziellen Zementen eingesetzt werden (z.B. bis zu 35 % im CEM II/B-V.

Das Potential zur weiteren THG-Emissionsreduktion durch den Einsatz von Flugasche in der Zementindustrie ist eher gering und es sind keine Sprünge zu erwarten (HeidelbergCement Group 2018).

Puzzolane

Natürliche Puzzolane sind in der Regel Materialien vulkanischen Ursprungs oder Sedimentgesteine mit geeigneter chemischer und mineralogischer Zusammensetzung. Ähnlich wie bei FA nimmt die Frühfestigkeit von Zementen mit zunehmendem Anteil von Puzzolanen ab. Allerdings weisen sie eine bessere Verarbeitbarkeit, eine höhere Langzeitfestigkeit und eine verbesserte chemische Beständigkeit auf.

Puzzolane müssen für ihren Einsatz in der Zementindustrie nicht gebrannt werden, was einen großen Vorteil bezüglich THG-Emission darstellt. Durch das vermiedene Brennen werden sowohl Prozessemissionen der Entsäuerung als auch energiebedingte CO_2-Emissionen reduziert.

Kalkstein

Die direkte Verwendung von Kalkstein im Zement ist eine effiziente Methode zur Verringerung des Klinkeranteils im Zement (Schwenk Zement KG 2009; HeidelbergCement Group). Kalkstein trägt jedoch nicht zur Festigkeitsbildung des Zementes bei. Damit kalksteinhaltige Zemente eine ausreichend hohe Festigkeit erreichen, müssen sie feiner gemahlen werden. Die Menge des Kalksteins im Zement ist für die chemische Beständigkeit gegen äußere Einflüsse ausschlaggebend. Typischerweise führt Kalkstein zu einer besseren Verarbeitbarkeit des Betons. Verschiedene Zementtypen enthalten einen Kalksteinanteil zwischen 6 - 35 %. Bei CEM II/B sinken die spezifischen Emissionen auf bis zu 520 kg CO_2/t Zement, CEM I hat spezifische prozessemissionen von 550 – 570 kg CO_2/t Zementklinker ((HeidelbergCement Group) (Rothenbacher, W., Schwenk Zement 2017).

Eine Gegenüberstellung technischer Parameter der untersuchten Optionen zeigt Tabelle 3.6.

Tabelle 3.6: Technologie Bewertung von Mehrkomponentenzementen

Zeitraum	Parameter	Hüttensandanteil 30 - 70 %	Flugasche (21 - 35 %)	Puzzolane (15 - 35 %)	Kalkstein (21 - 35 %)
Heute (~ 2014-2017)	Investition [Mio. €]	5 - 7	5 - 10	6 - 12	6 - 12
	OPEX [€/t Klinker]	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
	Direkte CO_2 Reduktion [kg CO_2/t Zement] Ref: 850 - 900 kg CO_2/t Portland-Zementklinker	60 – 380	20 - 100	0 - 100	20 - 100
	TRL	8 - 9	8 - 9	8 - 9	8 - 9
Mittelfristig (~ 2030)	Investition [Mio. €]	5	6	7	7
	OPEX [€/t Klinker]	Erhöhung 1 bis 4	N.A.	N.A.	N.A.
	Direkte CO_2 Reduktion [kg CO_2/t Zement] Ref: 850 - 900 kg CO_2/t Portland-Zementklinker	60 – 380	20 - 100	0 - 100	20 - 100
	TRL	9	9	9	9

Quelle: (davison 2013; CSI/ECRA 2017; OPTERRA-crh 2018; Dyckerhoff GmbH 2018; HeidelbergCement Group 2018)

Die Reduktion von prozessbezogenen-CO_2-Emissionen in der Zementindustrie durch den Einsatz von Mehrkomponentenzementen hängt in Zukunft von der abnehmenden Kohleverstromung in Energiesektor ab. Damit wird die Verfügbarkeit und Anteil von Flugasche beeinträchtigt. Der reduzierte Klinkeranteil im Zement steigt im -80% Klimaszenario wieder auf das Niveau von 2015 auf 77 % an, aufgrund der Verfügbarkeit von Flugasche (Gerbert 2018).

Die Reduktion des Klinkerfaktors durch den Einsatz von Hüttensanden wird weiterhin graduell zunehmen (Gerbert 2018). Das verbleibende Minderungspotential für CO_2 Emissionen durch Mehrkomponentenzemente ist sehr begrenzt und so beziehen sich Entwicklungsprojekte hauptsächlich auf die Verbesserung der Eigenschaften und der Effizienz solcher Zemente.

CO_2-Abscheidung, -Nutzung und -Sequestrierung[50]

CO_2-Abscheidung und -Nutzung werden als prozessintegrierte Technologien oder End-of-Pipe Technologien für die Zement- und Kalkindustrie diskutiert. Dabei wird das

[50] Eine kurze Analyse der Nutzung von CCU-Ansätzen im Zusammenhang mit der Stahlherstellung findet sich in Kapitel 3.1.2

CO_2aus dem Rauchgas mit einer Reihe verschiedener CO_2-Abscheidungstechnologien abgetrennt. Die Anwendung dieser Technologien ist in der Lage, eine CO_2-Abscheidung von 95 % zu erreichen. Sie werden derzeit in verschiedenen Pilot- und Demonstrationsanlagen in unterschiedlichem Maßstab erforscht, entwickelt und getestet. Die folgenden Technologien werden im Verlauf dieser Studie analysiert:

- Chemische Absorption (z.B. mit Monoethanolamin -MEA) Absorption und Chilled Ammonia
- Oxyfuel
- Membrane Assisted Liquefaction
- Calcium-Looping

CO_2-Abscheidung wird von der Zementindustrie als Breakthrough-Technologie angesehen, die zu einer signifikanten Senkung der prozessbedingten CO_2-Emissionen führen kann (Schneider 2017). Selbstverständlich werden von den geeigneten Verfahren auch die brennstoffbedingten Emissionen gemindert (Heidelbergcement, 2018).

Die CO_2-Sequestrierung (CCS) besteht aus 3 Schritten: Abscheidung, Transport und Speicherung. Es gibt drei unterschiedliche Prozesse zur Abscheidung: die Abscheidung nach Kohlevergasung (Pre-Combustion-Verfahren), das Oxyfuel-Verfahren und die nachgeschaltete Abscheidung im Abgas Post-Combustion-Verfahren. Das abgeschiedene CO_2 könnte vorwiegend in Aquiferen langfristig gelagert werden (Global CCS Institute 2017).

Alternativ zur Speicherung könnte das CO_2 in ein nützliches Produkt umgewandelt werden. So könnten die Risiken vermieden werden, die mit der Speicherung einer derart großen Menge komprimierten und verflüssigten Gases verbunden sind (WBCSD 2011). Derzeit ist die Wiederverwertung von CO_2 Gegenstand zahlreicher Forschungsprojekte und Untersuchungen. CCU-Technologien sind nicht spezifisch für die Zementindustrie, sondern können mit jedem CO_2-Abscheidungsprozess verknüpft werden. Hierbei muss allerdings berücksichtigt werden, dass das CO_2 als Zwischenprodukt nicht langfristig gebunden ist (HeidelbergCement Group 2018) und nach erneuter Verwendung ohne geeignete Maßnahmen trotzdem in die Atmosphäre gelangt und somit kein oder nur ein sehr geringer Emissionsvermeidungseffekt zu erwarten wäre.

Die Anwendung eines CCU-Verfahrens auf ein Zementwerk, das Biomassebrennstoffe im Drehrohrofen verbrennt (BCCU: Biomassen-basierte CCU), könnte negative CO_2-Emissionen mit sich bringen, solange der biomassebasierte Kohlenstoff nicht an die Atmosphäre abgegeben wird.

MEA-Absorption und Chilled Ammonia

Die reaktive Absorption mit wässriger Aminwäsche wird als die ausgereifteste Option für die CO_2-Abscheidung angesehen. Die chemische Absorption mit Alkanolaminen ist eine bewährte Technik in anderen Industriezweigen wie der chemischen Industrie oder der Energieversorgung.

Aminwäschen sind kommerziell erhältlich. Noch leistungsfähigere Wäschen auf Ammoniakbasis oder auf Basis von aktiviertem Kaliumcarbonat befinden sich in der Ent-

wicklung. Ein vielversprechender Ansatz ist der so genannte "Chilled Ammonia Process" (CAP), der derzeit für eine Anwendung im Klinkerbrennprozess untersucht wird.

Oxyfuel

Beim Oxyfuel-Verfahren wird nur der Sauerstoff aus der Luft für die Verbrennungsvorgänge verwendet. Dadurch bestehen die Abgase im Wesentlichen aus Wasserdampf und CO_2 Nach Kondensation des Wasserdampfes kann ein bereits hochkonzentrierter CO2-Abgassstrom von ca. 85% durch weitere Prozessschritte (CO_2 Purification Unit, CPU) auf über 99 % gesteigert werden (HeidelbergCement Group 2018). Für Oxyfuel-Verfahren liegt das Effizienzpotenzial hauptsächlich bei der Sauerstoffbereitstellung. (IEF-STE und RWTH Aachen 2015), (Global CCS Institute 2017). Die notwendigen Komponenten für Oxyfuel sind im Anhang A10 aufgelistet.

Bei der Zementherstellung können im Labormaßstab Abscheidungsraten von 90 - 99 % des insgesamt entstehenden CO_2 erreicht werden.

In den letzten Jahren wurde in der Zementindustrie erheblicher Forschungsaufwand hinsichtlich der Oxyfuel-Technologie betrieben. Auf dieser Basis ist die Erprobung anhand von zwei Demonstrationsanlagen im Industriemaßstab als nächster Schritt geplant[51]. Mit dem Test-Betrieb einer ersten großtechnischen Anlage ist nicht vor 2025 zu rechnen. Für das Jahr 2050 prognostizieren mehrere Roadmaps die Ausstattung mit Technologien zur CO_2-Abscheidung einer beträchtlichen Anzahl von Zementwerken[52], so dass hierdurch insgesamt eine CO_2-Emissions Reduktion von 50 % - 60 % erreicht würde.

Membrangestützte CO_2-Verflüssigung (Membrane Assisted CO_2-Liquefaction)

Die membrangestützte CO_2-Verflüssigung wird als mögliche Nachrüstungsanwendung für die CO_2-Abscheidung nach der Verbrennung untersucht. In konventionellen Zementöfen könnte ein Hybrid-Capture-System[53] zum Einsatz kommen. Dabei würde eine Einheit zur Membrantrennung und eine Einheit zur CO_2-Verflüssigung durch chemische Absorption kombiniert (Bouma et al.; CSI/ECRA 2017).

Ein Vorteil des Prinzips der membrangestützten CO_2-Verflüssigung besteht darin, dass kein Prozessdampf benötigt wird, der in Zementfabriken normalerweise auch nicht verfügbar ist. Der Prozess wäre demnach nur von elektrischer Energie abhängig (ECRA 2017).

Die Membrantechnologien befinden sich in einem sehr frühen Entwicklungsstadium, so dass keine verlässlichen Kostenschätzungen vorliegen. Laut einer Benchmark-Studie, die für das kleine CO_2-Abscheidungsprojekt in einem norwegischen Zementwerk durchgeführt wurde, könnten die Gesamtkosten für die CO_2-Abscheidung mit

---

[51] https://ecra-online.org/fileadmin/ecra/press_releases/Cement_Industry_Launches_Industrial-Scale_Carbon_Capture_Project.pdf

[52] https://webstore.iea.org/technology-roadmap-low-carbon-transition-in-the-cement-industry

53 Hybrides Abscheidungssystem bestehend aus einem Membrantrennverfahren kombiniert mit einem chemischen Absorptionsverfahren wie der Amin scrubbing (Wäsche).

Membrantechnologien zwischen 43 - 63 €/t Klinker liegen, abhängig von Kohle- und Strompreisen. Langfristig können die Vermeidungskosten bei ca. 25 €/t CO_2 liegen(CSI/ECRA 2017).

Calcium-Looping

Das Calcium-Looping, trockene Sorption, zählt zu den Post-Combustion-Verfahren und beruht auf der Hochtemperaturreaktion der Karbonisierung von CaO zusammen mit der Kalzinierung des $CaCO_3$ (IEF-STE und RWTH Aachen 2015). Der Calcium-Looping-Prozess (CaL) hat sich bereits als effektive und kostengünstige Technologie zur CO_2-Abscheidung in Kraftwerken erwiesen. Hier kann die Absorptionswärme im Gegensatz zum klassischen Waschverfahren wieder im Kraftwerksprozess genutzt werden.

Mit einem Anteil von 85 % ist die Calcium-Looping-Abscheidung fast doppelt so energieeffizient wie die Verwendung des Amin-Wäsche mit MEA-Lösung. Im Vergleich zu einem Zementwerk ohne CO_2 Abscheidung ist ein erhöhter Energieverbrauch von 2,8 MJ/t CO_2 zu verzeichnen (Vatopoulos und Tzimas 2012) (CSI/ECRA 2017). Der Einsatz von Oxyfuel befeuertem Calcium-Looping kann die Leistungsfähigkeit dieser Technologie erhöhen, was zu einem geringeren Energiebedarf und potenziell niedrigeren Kosten führen kann.

Der Calcium-Looping-Prozess zur CO_2-Abtrennung befindet sich noch in einem frühen Entwicklungsstadium. Derzeitige Kostenschätzungen gehen weit auseinander und liegen zwischen 17 €/t CO_2 (Romeo, L.M., et al., 2011), und 77 €/t CO_2 (Barker 2009). Es wird ein Preisfall auf <40 € in Zukunft erwartet (CSI/ECRA 2017). Entsprechend dieser Daten ergab eine Wirtschaftlichkeitsanalyse für das Capture-Projekt in einem norwegischen Zementwerk eine Kostenschätzung von 36 €/t Klinker. Die Investitionskosten für eine Calcium-Looping-Anlage können bis zu 180 – 200 Mio. € betragen.

Tabelle 3.7: Technologiebewertung von CO_2 Abscheidungstechnologien bezogen auf Gesamtemissionen

Zeitraum	Parameter	Absorption (MEA,CAP)	Oxyfuel	Membran	Calcium Looping
Heute (~ 2014-2017)	Investition [Mio. €]	228 (Differenzinv 79)	N.A.	45 - 60	ca. 200
	OPEX [Erhöhungs-faktor (von konven-tionelle Zement)]	2.2	0.4 – 1.9	15-25	N.A.
	Spez. Kosten [€/t CO_2]	63 - 83	N.A.	45 - 60	20 - 40
	Direkte/indirekte CO_2 Reduktion [kg CO_2/t Klinker]	Direkt 0 – 740	Direkt: 530 – 835	Direkt: 700 – 760	Direkt: 760 – 800
	Ref: 850 - 900 kg CO_2/t Portland-Zementklinker	Indirekt 25 - 60	Indirekt: 60 - 90	Indirekt: bis zum 195	Indirekt: N.A.
	Energieeffizienz Thermisch [MJ/t Klinker]	+1.000 - 3.500	-200 - +250	N.A.	N.A.
	Elektrisch [kWh/t Klinker]	+50 - 90	+117 - 180	+300	N.A.
	TRL	7 - 9	6[54]	3 - 5	[55]6
Mittelfristig (~ 2030)	Investition [Mio. €]	100 - 300 (2030) 80 – 300 (2050)	355 - 380 (2030) 290 - 312 (2050)	7	7
	OPEX [Erhöhungs-faktor (von Konven-tionelle Zement]	10 – 50 (Erhö-hung)	8 – 15 (Er-höhung)	N.A.	N.A.
	Spez. Kosten [€/t CO_2]	N.A.		<25	<25
	Direkte/indirekte CO_2 Reduktion [kg CO_2/t Klinker]	Direkt 0 – 740	Direkt: 9 – 15	0 - 100	20 - 100
	Ref: 850 - 900 kg CO_2/t Portland-Zementklinker	Indirekt 25 - 60	Indirekt: 5 - 18		
	Energieeffizienz Thermisch [MJ/t Klinker]	+1.000 – 3.500	-100 - -175		

[54] https://www.vdz-online.de/aktuelles/einzelansicht/news/erster-zementklinker-mit-oxyfuel-kuehler-hergestellt/

https://ecra-online.org/research/ccs/presentations-and-posters-from-the-ecracemcap-workshop-2017/

[55] https://www.vdz-online.de/aktuelles/einzelansicht/news/workshop-zu-carbon-capture-technologien-in-der-zementindustrie-am-17-oktober-2018-und-neuer-cemcap/

	Elektrisch [kWh/t Klinker]	+50 - 90	+10 - 35		
	TRL	7 - 9	6 - 8	6 - 7	7 - 8

Quelle: (davison 2013; CSI/ECRA 2017; Roussanaly et al. 2017) und Expertengespräche

Die Kosten für CCS-Technologien aus der wissenschaftlichen Literatur sind mit sehr großen Unsicherheiten behaftet. Im Vergleich zu anderen Industriebranchen wäre die Zement- und Kalkindustrie in der Lage, den höchsten Anteil der prozessbedingten CO_2-Emissionen abzuscheiden. Im Vergleich dazu haben Erdölraffinerien viel kleinere Werte (D. Leeson 2017). In dem Modell von Leeson hat die Zementindustrie die niedrigsten geschätzten durchschnittlichen Vermeidungskosten von 28 USD/t CO_2 durch den Einsatz eines Calcium-Looping-Systems. Die Kosten sinken bis 2050 auf 20 USD/t CO_2 bei einer angenommenen Diffusionsrate von 80 % (D. Leeson 2017). Die weiteren Unsicherheiten der Lernkostenkurve von CCS bis 2030 können erst mit Hilfe von Pilot- und Demonstrationsprojekten behoben werden (CSI/ECRA 2017).

Zentrale Hemmnisse für die breite Markteinführung alternativer Zement und Kalktechnologien für die Reduktion von Prozessemissionen

Der Spielraum für die Reduktion von prozessbedingten Emissionen in der Zement- und Kalkindustrie, die durch das Entsäuern des Kalksteins entstehen, scheint aufgrund physikalischer und chemischer Eigenschaften sehr begrenzt. Diese Emissionen werden auch in Zukunft bleiben, solange z.B. der Anteil an alternativen Bindemitteln nicht steigt oder CCU nicht zum Einsatz kommt. Laut Experteninterviews sind weitere technologische Optionen für die Reduktion von THG-Emissionen auf die effizientere Nutzung von Brennstoffen oder die interne Optimierung bestehender Anlagen angewiesen (HeidelbergCement Group 2018; Dyckerhoff GmbH 2018; OPTERRA-crh 2018).

Eine interessante Perspektive für die Analyse der Hemmnisse neuer Technologien bezieht sich auf die Interaktionen im Innovationsystem der Zement- und Kalkindustrien in Deutschland und Europa (Dewald, 2016), siehe Anhang A2 Tabelle A 2. Innerhalb dieses ausgereiften technologischen Innovationssystems für Kalk- und Zementindustrien erfahren z.B. Start-up Unternehmen im Bereich alternativer Bindemittel und teilweise anderen Technologien unterschiedliche Herausforderungen und Hemmnisse.

Die größte Herausforderung in einem reifen Umfeld wie der Produktion von Zement könnte u.a. darin bestehen, Forscher aus Unternehmen und Forschungseinrichtungen zu ermutigen, die Wissensbasis des etablierten technologischen Systems mit neuen Wissensgebieten außerhalb ihres eigenen technologischen Kerns zu verbinden, und nicht nur überwiegend inkrementelle Innovationen voranzutreiben, wie dies heute der Fall ist (Dewald, 2016). Weiterhin erfahren unternehmerische Aktivitäten wie Start-Ups starke Markteintrittsbarrieren z.B. aufgrund angesammelten Vermögens und Produktionsinfrastruktur der etablierten Unternehmen (Know-how, Kapitalanlagen). Die Ausweitung (Scale-Up) der CCS/CCU-Technologien würde erhebliche Investitionen erfordern. Weiterhin ist die Übertragung von Forschungsaktivitäten auf Unternehmensebene eine Herausforderung für die weitere Entwicklung der Technologie.

Zentrale Hemmnisse für die weitere Markteinführung alternativer Bindemittel

Für die weitere Entwicklung von alternativen Bindemitteln wurden einige Start-Ups wie z.B. Celitement, Calera und Novacem in den letzten Jahren in Deutschland, Europa und weltweit gegründet. Laut den Experteninterviews ist die Relevanz von alternativen Bindemitteln in den kommenden Jahren eher begrenzt, aber die Gründe dafür bestätigen die Schwierigkeiten von Start-Ups innerhalb des Innovationsystems der Zementindustrie. Eine tiefe Skepsis gegenüber alternativen Bindemitteln ist in den Interviews und der Literatur zu beobachten. Dies ist auf die lange gemeinsame Geschichte und das praktische Wissen entlang der langjährigen Produktions- und Verbrauchskette von Portlandzement zurückzuführen. Diese starke Dominanz der etablierten Produkte, wie Kalk, Zement, hindert die Dynamik am Markt für neue Alternativen.

Zentrale Hemmnisse für die weitere Markteinführung von Mehrkomponenten-Zementen

Für Mehrkomponenten-Zemente, insbesondere Flugaschen- und Hüttensandzemente, spielt vor allem die kurz- als auch die langfristige Verfügbarkeit der Substitute eine entscheidende Rolle. Die Entwicklung der Verfügbarkeit von Hüttensand hängt von der Zukunft der Stahlproduktion in Deutschland ab (Gerbert 2018). Die Verfügbarkeit von Flugasche ist eng an Kohlekraftwerke gebunden. So wird bei einem parallel vollzogenen Kohleausstieg und der daraus resultierenden Knappheit an FA eine Erhöhung des Klinkerfaktors über das Niveau von 2015 auf 77 % erwartet (Hoenig 2013). Die Qualitätsanforderungen an die neuartigen Zemente (z.B. schnell erhärtende Zemente mit besonderen Erhärtungseigenschaften und sehr hohen Festigkeiten) können ebenfalls ein zentrales Hemmnis darstellen.

Ein weiterer Beitrag zur THG-Emissionsreduktion könnte von kalzinierten Tonen, temperierten Puzzolanen, stammen. In Deutschland befinden sich in Tonlagerstätten Quellen für puzzolanisches Material, welches nicht für die Keramikindustrie geeignet ist (Dyckerhoff GmbH 2018 (CSI/ECRA 2017)). Hier spielen neben der lokalen Verfügbarkeit die Kosten und Wirtschaftlichkeit eine wichtige Rolle (Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie 2015) (Lyhs 2010) (Bender-Graß et al. 2015).

Weitere Hemmnisse neben der generellen Verfügbarkeit sind die Marktpreise der Zusatzstoffe, die damit verbundenen Transportkosten sowie die Kontinuität der verfügbaren Qualität für den Einsatz als Zement- oder Betonsubstitut. Die Gewinnung von Flugasche aus Deponien wird derzeit von HeidelbergCement in Belgien erprobt. Allerdings hängt deren Einsatz stark von den Kosten und der Wirtschaftlichkeit ab. Laut Experteninterviews ist die Preistendenz aufgrund einer möglichen Materialverknappung eher steigend. Damit ist die Nachhaltigkeit dieses Geschäftsmodel eher fraglich (HeidelbergCement Group 2018).

Zentrale Hemmnisse für die weitere Markteinführung von CCU und CCS

Für die weitere Forschung, Entwicklung und Demonstration von CCU- und CCS-Technologien werden seit einigen Jahren mehrere Projekte in Deutschland, Europa und weltweit durchgeführt. Schwerpunkt der Untersuchungen ist die Entwicklung von

Abscheidungstechnologien. Laut der Experteninterviews wird als eher begrenzt eingeschätzt.

Solange mögliche Zementalternativen nicht wirtschaftlich sind, wäre nach dem heutigen Stand CCS erforderlich, um Prozessemissionen in der Zement- und Kalkherstellung erheblich zu mindern (CSI/ECRA 2017). Hierfür sind aber erstmals Akzeptanzfragen sowie technische Aspekte bzgl. der langfristigen Speicherung zu klären. Darüber hinaus wird durch den Einsatz von CCU- und CCS-Technologien bei der Produktion der Energiebedarf erhöht (Siehe Tabelle 3.7). Eine artifizielle CO_2-Senke kann prinzipiell mit der Nutzung von Biomasse-CCS in der Kalk- und Zementindustrie erreicht werden.

Aufgrund der genannten Vorbehalte und der noch nicht gelösten Speicherfragen kann CCS-Technologie in der Zementindustrie frühestens ab 2030 zum Einsatz kommen. In den 95 %-Klimaschutzszenarien wird sie dennoch größtenteils als eine relevante Technologie für Reduktion von Prozessemissionen angesehen (Gerbert 2018), da alternative Technologieoptionen entweder technisch nicht absehbar sind oder als zu teuer eingeschätzt werden.

Laut der BDI-Studie „Klimapfade“ wird für den Aufbau einer umfangreichen CCS-Infrastruktur in der deutschen Industrie bis 2050 eine Investition in Höhe von 110 Mrd. € geschätzt (Gerbert 2018). Diese Investitionen sind fast ausnahmslos auf die Branchen Stahl, Zement, Kalk, Chemie und Raffinerien verteilt.

Die unterschiedlichen Abscheidungstechnologien[56] stehen vor einer Reihe technischer und wirtschaftlicher Hemmnisse. An dieser Stelle werden einige dieser Hemmnisse genannt.

Aufgrund der hohen Kosten müssen die verwendeten Lösungsmittel regeneriert und wiederverwendet werden (MEA Technologien).

Die erforderliche Membranoberfläche ist u.a. abhängig von der CO_2-Konzentration im Zementofenabgas und der geplanten CO_2-Rückgewinnungsrate (Bouma et al.). Bisher sind geeignete Gastrennmembranen und Gasabsorptionsmembranen nur im Forschungsmaßstab verfügbar. Es bestehen Zweifel, dass es technisch möglich sein wird, Membranreaktoren für große Gasmengen, wie sie in der Zementindustrie vorkommen, zu bauen.

Unterschiedliche Hemmnisse und Unsicherheiten beeinflussen die breitere Markteinführung von alternativen Bindemitteln sowie die Verfahrensänderung, Einsatz von CCU- bzw. CCS-Technologien, in der Zement- und Kalkindustrie, siehe Tabelle 3.8.

56 MEA, Chilled Ammonia, membrangestützte CO2-Verflüssigung und Calcium Looping.

Tabelle 3.8: Hemmnisse und Unsicherheiten bei der Markteinführung von alternativen Bindemitteln und Verfahrensänderungen in der Zement- und Kalkindustrie

	Hemmnisse und Unsicherheiten
F&E und Demonstration	▪ F&E adressiert Nachfrage-Aspekte (Kundenorientiert); ▪ Dezentralisierte F&E fokussiert auf lokalen Aspekten; Grundlagenforschung fehlt ▪ F&E im dem Bereich alternative Bindemittel und CCU sehr breit und Zeitintensiv ▪ Schwierigkeiten bei der F&E Förderungsanträge seitens der Unternehmen, ▪ fehlende Interaktion und Kooperation zwischen Hersteller u. F&E Einrichtungen ▪ Zentral F&E Budgets hängen stark an Konjunktur und Low-Tech Image ab
Produktqualität und Akzeptanz	▪ geringe Produktdifferenzierung in der Industrie ist kein Anreiz zur Innovation ▪ Akzeptanz und Produzierbarkeit sehr niedrig eingestuft/unzureichend bekannt ▪ Langzeituntersuchungen nicht vorhanden ▪ kontinuierliche Qualitätssicherung für große Produktionsmengen ▪ Hohe Hürden für den Einsatz neue Analytik-Methoden ▪ Überzeugung von Kunden zu neue Alternativen ▪ Entfernung und Eigenschaften möglichen CO2-Speichern
Produktionsinfrastruktur und Rohstoffe	▪ Retroffiting von Zement- und Kalkwerken mit CCU/CCS sehr aufwändig, ▪ ▪ Die Nachrüstbarkeit der Zementwerke ist für die Alternativen unterschiedlich ▪ Mögliche Energiebedarfssteigerungen anderswo in der Produktion ▪ Herausforderung mit benötigten Rohstoffe und Flächen für CCS Infrastruktur ▪ Verfügbarkeit von Zumahlstoffen (Hüttensand, Flugasche, Puzzolane) für Zementproduktion ▪ Erhöhte Anforderungen an (Spezial)Zemente (Erhärtung, Festigkeit)
Wirtschaftlichkeit, Finanzierung und Markteinführung	▪ Technologien nicht Wirtschaftlich (Kapitalanlage, O&M und Ressourcen) ▪ Langfristige Erwartungen an alternativen bergen hohen Risiken vs. Kurzfristigen Strategien von Börsennotierter Hersteller ▪ die niedrigen Kosten von Zement und Beton erschwert die Wirtschaftlichkeit von alternativen Bindemitteln, geringe Wertschöpfung ▪ Aufgrund des hohen Preises werden alternativen Bindemittel erstmals in hochwertige spezielle Nischen-Anwendungen mit kleineren Mengen hergestellt ▪ Schwierige Zugang zu Finanzierung- und Risikokapital ▪ Transportkosten spielen eine wichtige Rolle ▪ Geringe Bedeutung von alternative Bindemittel als Statussymbol
Regulierung und Standards	▪ Stark regulierter Bausektor ▪ Compliance mit vorhandene Standards (Präskriptive- und Leistungsstandards) hindern die Nutzung von alternative Bindemittel ▪ Langjährige Vorbereitung für die Einführung von Standards

Quelle: (HeidelbergCement Group 2018; Dyckerhoff GmbH 2018; OPTERRA-crh 2018; Bringezu et al. 2015; Dewald und Achternbosch 2016; WBCSD 2009)

3.1.5 Ammoniakherstellung

Die Gestaltung einer CO_2-neutralen chemischen Industrie ist mit großen Herausforderungen, wie der ausreichenden Verfügbarkeit kohlenstoffarmer Energieträger und alternativer Rohstoffe verbunden. Weitere hemmende Faktoren sind die derzeit nicht wettbewerbsfähigen Produktionskosten. Unter den jetzigen Bedingungen würden die

Produktionskosten alternativer Verfahren für Ammoniak, Methanol, Olefine und Aromaten etwa zwei- bis fünfmal so hoch liegen (Dechema 2017).

In der chemischen Industrie können die CO_2-Emissionen u.a. durch Energieeffizienzmaßnahmen, Anlagen-Retrofit, stromerzeugte Wärme sowie Dampf, aber auch durch die Abwärmenutzung reduziert werden. Das größte Potenzial liegt jedoch in der Produktion selbst, vor allem im Einsatz von Wasserstoff aus CO_2-armem Strom, auch grüner Wasserstoff genannt. Wird grüner Wasserstoff bei der Ammoniakproduktion eingesetzt, kann eine CO_2-Einsparung von 1,7 t pro Tonne Produkt erzielt werden, bei der Methanolproduktion beträgt die Einsparung von 1,5 t CO_2 pro Tonne Produkt (Dechema 2017).

Auch das im Hüttengas enthaltene CO_2 kann in der Grundstoffchemie, z.B. bei der Methanolproduktion, eingesetzt werden. Ein Konsortium, bestehend u.a. aus ThyssenKrupp und BASF, untersucht seit 2016 diese Fragestellung sowie die mögliche Nutzung von Hüttengas in der Stromerzeugung im Rahmen des Projekts „Carbon2Chem“, siehe Kapitel 3.2.2. Nach Aussage von Branchenexperten sind die etablierten Methoden ausreichend, aber wirtschaftlich ist die Hüttengasnutzung in der Chemie unattraktiv. Vor allem in der Synthesegasherstellung sind die Randbedingungen, im Vergleich zur gängigen Erdgasreformierung, momentan und in absehbarer Zeit nicht gegeben. Laut den Experten bietet sich Hüttengas für die Ammoniaksynthese nicht an, da er nicht viel Wasserstoff enthält. Die kontinuierliche Fahrweise von Ammoniakanlagen erschwert die Nutzung der Hüttengase. Werden Gase mit ändernder Gaszusammensetzung verwendet, muss die gesamte nachgeschaltete Gasaufbereitung mitschwingen.

Die CCS-Technologie könnte ebenfalls zur Reduzierung der CO_2-Emission in der chemischen Industrie beitragen. Bei der Ammoniaksynthese mittels Dampfreformierung wäre bis 2050 eine Reduzierung um etwa 4 Mio. t $CO_{2\ äq.}$ möglich (Gerbert 2018). Die CCS-Technologie hat aber nur geringe Akzeptanz in der Bevölkerung und bringt Risiken mit sich.

Ammoniakproduktion aus Wasserstoff

Die Umstellung der Synthesegasherstellung mittels Dampfreformer auf die Wasserelektrolyse vereinfacht die Ammoniaksynthese. Verfahrensschritte wie Reformierung und Gaswäsche entfallen, dafür wird aber eine Luftzerlegung notwendig. Durch die Wasserelektrolyse wird Wasserstoff mit einer Reinheit von 99,5 – 99,9998 % generiert (Dechema 2017).

In der Dechema-Technologiestudie (Dechema 2017) werden u.a. der Energiebedarf und die Wirtschaftlichkeit des Power-2-Ammoniak-Verfahrens abgeschätzt und der Erdgasreformierung gegenübergestellt. Um eine Tonne Ammoniak herzustellen, sind 178 kg Wasserstoff notwendig. Wird für die Wasserstoffherstellung statt der herkömmlichen Erdgasreformierung die Elektrolyse eingesetzt, steigt der Strombedarf auf 9,1 MWh pro Tonne Ammoniak stark an. Der Gesamtenergiebedarf der Produktion vom kohlenstoffarmen Ammoniak liegt bei 45,1 GJ, der Energiebedarf des herkömmlichen Verfahrens liegt bei 35,04 GJ. Die Zusammensetzung des Energiebedarfs ist in Tabelle 3.9 aufgezeigt.

Tabelle 3.9: Zusammensetzung des Gesamtenergiebedarfs des herkömmlichen Verfahrens und von Power-2-Ammonia

Energiebedarf [GJ] pro Tonne Ammoniak für:	**Konventionelle Ammoniaksynthese**	**Power-2-Ammonia**
Rohstoffe	21	-
Brennstoff	10,9	-
Strom	0,74	38,9
Verdichter	5	5
Peripherie	1,7	1,19
Dampf	- 4,3	-
Gesamt	**35,04**	**45,1** (zzgl. 4,3 GJ für Dampf)

Quelle: (Dechema 2017)

Die Stromkosten pro Tonne kohlenstoffarmen Ammoniaks würden bei einem Strompreis von 40 €/MWh[57] bei etwa 500 € liegen, einschließlich der Kapital- und Betriebskosten[58] steigen die Kosten auf etwa 675 €. Die Kosten für Brennstoff für die Erdgasreformierung liegen dagegen nur bei etwa 35 – 45 € pro Tonne Ammoniak. Laut (Moya und Boulamanti 2016) liegen in Europa die Produktionskosten pro Tonne erdgasbasiertem Ammoniak bei 350 €[59], wobei die Rohstoffkosten mit etwa 280 €/t NH_3 den größten Anteil an den Produktionskosten haben. Damit die wasserstoffbasierte Ammoniakproduktion konkurrenzfähig wird, müssten die Strompreise deutlich, auf unterhalb 15 €, sinken.

In der Dechema-Technologiestudie wurden vier verschiedene Szenarien entwickelt, um die mögliche Auswirkung der Dekarbonisierung auf die chemische Industrie in Europa, unter verschiedenen Voraussetzungen, aufzuzeigen. Die vier Szenarien sind in Anhang A11 beschrieben.

In Abbildung 3.3 ist die Entwicklung der wasserstoffbasierten Ammoniakproduktion, in den Szenarien Interm[60], Amb und Max, sowie die daraus generierte CO_2-Einsparung und die resultierenden Stromkosten dargestellt.

57 Entspricht ungefähr dem derzeitigen durchschnittlichen Strompreis industrieller Großverbraucher.

58 Für spezifische Investitionskosten werden 940 €/kW angenommen.

59 Bei Erdgaskosten von 443 €/t und Stromkosten von 85 €/MWh.

60 Intermediate, Ambitious, Maximum

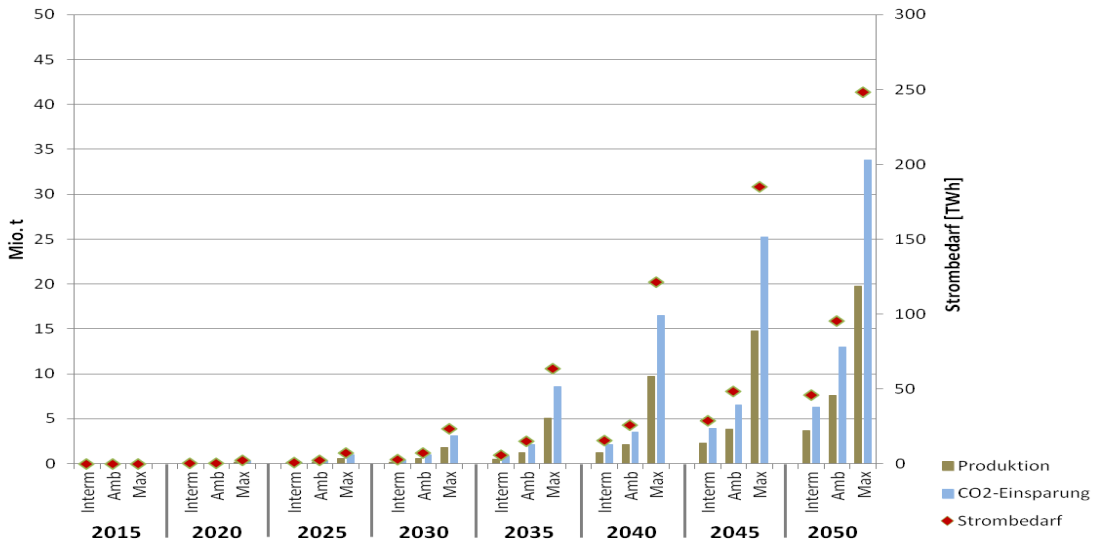

Abbildung 3.3: Entwicklung der wasserstoffbasierten Ammoniakproduktion nach den Szenarien

Quelle: Eigene Darstellung nach (Dechema 2017)

In Deutschland würde die komplette Umstellung des konventionellen Ammoniakverfahrens auf kohlenstoffarmes Verfahren einen zusätzlichen Strombedarf von etwa 30 TWh generieren (Gerbert 2018).

Für die wirtschaftliche Betrachtung wurden in der Dechema-Technologiestudie diverse Annahmen getroffen, die in Anhang A12 dargestellt sind.

In der Studie wird für Europa ein Anstieg der Ammoniakproduktion von etwa 17 Mio. t in 2015 auf etwa 25 Mio. t in 2050 angenommen. Bis 2050 werden für die Kapazitätssteigerung, bei konventionellen Technologien sowie neuen kohlenstoffarmen Technologien, aber auch für Retrofit sowie für Effizienzmaßnahmen[61] Investitionskosten anfallen. Je nach Szenario fallen sie unterschiedlich hoch aus (siehe Tabelle 3.10).

Tabelle 3.10: Investitionskosten für Kapazitätssteigerung bzw. Retrofit der Anlagen in der Ammoniakproduktion für die unterschiedlichen Szenarien

Investitionskosten [Mio. €]	**Konventionelle Ammoniakproduktion**	**Kohlenstoffarme Ammoniakproduktion**	**Jahres-durchschnitt**
BAU	9.172	0	2.065
Effizienzmaßnahmen	64.954	0	14.082
Interm	45.687	22.215	16.985
Amb	41.052	32.542	19.191
Max	4.254	72.357	26.696

Quelle: (Dechema 2017)

61 Im Szenario BAU.

Die Gesamtproduktionskosten sind 2015 in allen vier Szenarien noch ungefähr gleich und liegen bei etwa 360 €/t NH_3. Im Jahr 2050 sind dagegen starke Unterschiede in den vier Szenarien zu erwarten. Im Szenario BAU steigen die Produktionskosten auf etwa 680 €/t NH_3, wobei hier die Steigerung der CO_2-Preise[62] ausschlaggebend ist. Im Szenario Max steigen die Produktionskosten bis 2030 auf etwa 550 €/t NH_3, sinken aber anschließend bis 2050 auf etwa 450 €/t NH_3.

Die CO_2-Vermeidungskosten liegen 2030 in den Szenarien Interm und Amb bei etwa 560 €/t $CO_{2\ äq.}$ und im Szenario Max bei 490 €/t $CO_{2\ äq.}$. Im Jahr 2050 sinken sie auf etwa 70 – 90 €/t $CO_{2\ äq.}$. Vor 2030 sind die Emissionen der wasserstoffbasierten Ammoniakproduktion aufgrund des aktuellen Strommixes höher als die Emissionen der konventionellen Ammoniakproduktion.

Es gibt schon Ammoniakanlagen, die Wasserstoff als Ausgangsprodukt verwerten. Das sind aber Ausnahmen, da Elektrolysewasserstoff einen sehr hohen Energieaufwand hat. Eine dieser Anlagen wurde von der BASF in den USA gebaut. Dort wird Wasserstoff aus einer Wasserstoffleitung bezogen und nicht selbst mittels Wasserelektrolyse hergestellt (Huckestein et al. 2018).

Laut den Branchenexperten (Huckestein et al. 2018) sind in ganz Europa fast alle Ammoniakanlagen zwischen 35 – 50 Jahre alt. Die Investitionskosten konventioneller Neuanlagen liegen bei etwa 750 Mio. €. Neue Anlagen werden aufgrund der hohen Investitionen kaum gebaut, die Bestandsanlagen erhalten aber eine innere Modernisierung (Retrofit) in Höhe von bis 10 Mio. €. Laut der Experten bei BASF wäre eine Neuanlage auf Wasserstoffbasis schon alleine durch die variablen Kosten, Energiekosten, im Nachteil. Um eine Ammoniakanlage auf Wasserstoffbasis attraktiv zu machen, müssten die Strompreise viel niedriger als zum heutigen Zeitpunkt, die zwischen 40 – 50 €/MWh liegen, sein und die CO_2-Preise auf weit über 100 €/t CO_2 steigen.

3.2 Alternative Produktionsprozesse in der Praxis

Im Folgenden wird eine Auswahl im Hinblick auf die Minderung der jeweiligen THG-Emissionen besonders aussichtsreich erscheinender Pilot- und Demonstrationsvorhaben mit Bezug zu den in Kapitel 3.1 analysierten Technologieoptionen dargestellt, um eine Vorstellung vom derzeitigen Status innovativer Lösungen in den jeweiligen Handlungsfeldern zu vermitteln.

3.2.1 Querschnittsthema regenerativer Wasserstoff

Projekt Hypos, ein Konsortium aus über 100 Partnern

Das Projekt HYPOS startete Anfang 2016 und wird im Rahmen des Förderprogramms „Zwanzig20 – Partnerschaft für Innovation“ vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) bis 2020 mit 45 Mio. € gefördert. Mit dem HYPOS-Vorhaben sollen interdisziplinäre Kompetenzen aus Industrie, Forschung und KMU gebündelt werden, um in der Modellregion Mitteldeutschland mit den bereits vorhanden Infrastrukturen und zukünftigen Vermarktungspotenzialen eine rentable Wasserstoffnutzung zu ermöglichen. Der erzeugte grüne Wasserstoff soll großflächig in den Bereichen Chemiein-

62 Machen etwa 50 % der Produktionskosten aus.

dustrie, Raffinerie, Mobilität und Energieversorgung eingesetzt werden. Ziele des HYPOS-Projekts sind u.a. Entwicklung, Bau und Betrieb einer reversiblen Hochtemperatur-Brennstoffzelle sowie die Entwicklung eines einzelnen 2 MW PEM-Elektrolysestacks. Die weiteren Projektziele von HYPOS sind auf der Projekthomepage www.hypos-eastgermany.de beschrieben (Hypos).

PEM-Elektrolyse, Rheinland Raffinerie

Das europäische Konsortium von Shell, ITM Power, Sintef, Thinkstep und Element Energy bauen seit Januar 2018 in der Rheinland Raffinerie, Werk Wesseling, die weltgrößte PEM-Elektrolyseanlage. Die geplante 10 MW Elektrolyseanlage soll zukünftig bis zu 1.300 t H_2, für den Eigenbedarf der Raffinerie, erzeugen und 2020 in Betrieb gehen. Die Anlage soll auch zur Stromnetzstabilität beitragen. Die Gesamtinvestition liegt bei 20 Mio. €, die europäische Technologieninitiative FCH JU (Fuel Cell Hydrogen Joint Undertaking) bezuschusst das Vorhaben mit 10 Mio. €.

Projekt H2Future, voestalpine AG und Partner

H2Future ist ein gemeinsames Demonstrationsvorhaben der Projektpartner Verbund, voestalpine AG, Siemens AG, APG AG, K1Met und ECN. Kern des Vorhabens ist der Bau und Betrieb eines PEM-Wasserelektrolyseurs zur Erzeugung von Wasserstoff am Standort Linz der voestalpine AG. Die Anlage wird ab sofort, Februar 2018, gebaut. Die Projektkosten von insgesamt 18 Mio. € werden mit 12 Mio. € aus Horizon 2020 Mitteln bezuschusst. Die 6 MW Anlage soll pro Stunde unter Volllast 1.200 m³ Wasserstoff produzieren. (Prammer 2018). Das Projekt soll insbesondere dazu beitragen, Kostensenkungspotenziale im Elektrolyseur für die Herstellung von grünem Wasserstoff zu identifizieren, um letztlich eine wettbewerbsfähige Versorgung für die Stahlerzeugung zu ermöglichen (Prammer 2018). Konkret werden während der Laufzeit u.a. die möglichen Fahrweisen der Anlage sowie Ansatzpunkte zur Verbesserung des Wirkungsgrades der Elektrolyse untersucht (Prammer 2018). Die während der Demonstrationsphase erzeugten Wasserstoffmengen werden für verschiedene Anwendungen vor Ort im Stahlwerk Linz eingesetzt, allerdings nicht als Reduktionsgas. Die Projektpartner haben sich bewusst für einen PEM-Elektrolyseur entschieden, da die Erwartung besteht, dass die PEM-Elektrolyseure für industrielle Anwendungen die Alkali-Elektrolyseure hinsichtlich ihrer Technologieentwicklung überholen werden (Prammer 2018). Der derzeitige TRL von großen industriellen PEM-Elektrolyseuren wird von voestalpine auf 6-7 geschätzt, und könnte durch H2Future potenziell auf 7-8 angehoben werden (Prammer 2018).

Projekt GrInHy, Salzgitter Mannesmann Forschung GmbH und Partner

Im Rahmen des von der EU (Horizon 2020) geförderten Konsortialprojekts GrInHy (Green Industrial Hydrogen) wird derzeit ein Hochtemperaturelektrolyseur (HTE) zur Erzeugung von Wasserstoff in Salzgitter betrieben. Dieser HTE wird sowohl als Elektrolyseur als auch als Brennstoffzelle genutzt . Bei dieser Anlage, mit einer elektrischen Anschlussleistung von 150 kW, handelt es sich nach Angaben von Salzgitter Mannesmann Forschung (Kroop 2017) um den bislang größten reversibel betreibbaren HTE. Ziel von GrInHy ist es u.a., den Business Case für die Zurverfügungstellung von Stromsystemdienstleistungen zu ermitteln (Kroop 2017). Der HTE kann vor Ort vorhandene Abwärme (auf einem relativ tiefen Temperaturniveau von ca. 150 °C) nutzen.

Dies soll einen elektrischen Wirkungsgrad des Elektrolyseprozesses von 85 % ermöglichen. Im Brennstoffzellenmodus soll der elektrische Wirkungsgrad 50 - 60 % betragen, zudem kann Niedertemperaturwärme, mit etwa 60°C, ausgekoppelt werden.

3.2.2 Rohstahlherstellung

Im Folgenden wird eine Reihe von in Demonstration oder in konkreter Entwicklung befindlicher Technologien zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen in der Stahlherstellung dargestellt.

Alternativer Direktreduktionsprozess Sustainable Steel (SuSteel) der voestalpine AG

Um die bei dem gängigen Direktreduktionsverfahren im Schachtofen auftretende Problematik höherer Rohmaterialkosten (siehe Kapitel 3.1.2) zu vermeiden und so die potenzielle Wirtschaftlichkeit einer Rohstahlerzeugung mit Wasserstoff zu verbessern, arbeitet die voestalpine AG derzeit an der Entwicklung eines neuartigen Schmelzreduktionsverfahrens, bei dem ein Wasserstoffplasma zum Einsatz kommt. Bei diesem Verfahren soll vorallem Erz minderer Qualität eingesetzt werden. Die potenzielle spezifische CO_2-Minderung gegenüber der BF-BOF Route liegt, wie auch bei der in Kapitel 3.1.2 dargestellten Direktreduktion mit Schachtöfen, bei mehr als 80 %. Derzeit befindet sich die Innovation im Upscaling von einer Produktionsmenge von 100 g auf 50 kg. Standort der Versuchsanlage ist das voestalpine Werk in Donawitz. Für die Produktionsmenge von 50 kg werden 250 kWh Strom benötigt. Der TRL wird von voestalpine derzeit mit 3 - 4 angegeben. (Prammer 2018)

SALCOS, Salzgitter Flachstahl GmbH

SALCOS (Salzgitter Low CO_2 Steelmaking) ist das Projekt der Salzgitter Flachstahl GmbH[63] zur Dekarbonisierung der Stahlproduktion. Dabei setzt das Unternehmen auf Carbon Direct Avoidance (CDA) mittels Direktreduktion von Eisenerz im Schachtofen mit signifikanten Anteilen an regenerativem Wasserstoff im Reduktionsgas (Hille 2017). Ziel ist die signifikante Reduktion der spezifischen Emissionen gegenüber der Hochofenroute um bis zu 95% (Hille und Redenius 2018a). Der gewählte Ansatz und die damit verbundene Entscheidung, eine CDA-Strategie zu verfolgen, ist das Ergebnis eines offenen Suchprozesses und hat sich laut Salzgitter sowohl aus wirtschaftlicher als auch aus energetischer Sicht als der zielführendste Weg herauskristallisiert (Hille und Redenius 2018a). Die Implementierung von SALCOS könnte, nach Abschluss der bis 2020 laufenden und von BMBF geförderten Machbarkeitsstudie MACOR, schrittweise erfolgen, sobald die politischen und ökonomischen Rahmenbedingungen vorliegen. Dies bezieht sich zum einen auf den Ersatz der Hochöfen und Konverter durch Schachtöfen und EAF, zum anderen auf die Erhöhung des Anteils an regenerativem Wasserstoff. Insbesondere die Flexibilität des Schachofen-Verfahrens im Hinblick auf die anteilige Nutzung von Erdgas und Wasserstoff für das Reduktionsgas ist laut Salzgitter (Hille und Redenius 2018a) als vorteilhaft für die Systemintegration zu bewerten.

63 Derzeit betreibt die Salzgitter Gruppe keine Direktreduktionsanlage.

Carbon2Chem

Im Rahmen des Projektes Carbon2Chem arbeiten acht Industrieunternehmen gemeinsam mit Instituten der Max-Planck- und der Fraunhofer-Gesellschaft an der Nutzbarmachung von Kuppelgasen der Stahlproduktion. Es handelt sich dabei um einen CCU-Ansatz. Ziel von Carbon2Chem ist es, die in der Hochofenroute anfallenden Hüttengase stofflich nutzbar zu machen und damit einen Beitrag zu leisten den Kohlenstoff im Kreislauf zu führen (Achatz 2018). Mögliche Folgeprodukte können beispielsweise Polymere, alternative Kraftstoffe aber auch Düngemittel sein. Hierfür wird einerseits der in den Hüttengasen enthaltene Wasserstoff genutzt, darüber hinaus ist der zusätzliche Einsatz von durch Elektrolyse erzeugtem Wasserstoff erforderlich Dieser soll mit erneuerbarem Überschussstrom mittels Wasserelektrolyse erzeugt werden. Mit Carbon2Chem, so ThyssenKrupp, soll die Entwicklung einer THG-armen Stahlproduktion in Deutschland vorangebracht werden. Die THG-Reduktion resultiere zum einen aus dem Ersatz von Erdgas oder Erdöl für die Produktion von beispielsweise Kunststoffen und Kraftstoffen, dies könne als sofortige, kurzfristige CO_2-Reduktion durch den Substitutionseffekt gesehen werden (Achatz 2018). Für die Schließung des Kreislaufs wäre jedoch eine Kette von Folgeverwendungen der CCU-Produkte erforderlich. So wäre dann nach Aussage von ThyssenKruppe in Summe THG-Neutralität hergestellt (Achatz 2018). Wie eine solche Kreislaufführung für die genannten Folgeprodukte wie z.B. Polymere oder Kraftstoffe realisiert werden kann, auch außerhalb des Kontextes von Carbon2Chem, insbesondere bei Kraftstoffen, erscheint derzeit noch sehr unklar, da diese Produkte in der Regel sehr kurze Lebenszyklen haben und der Kohlenstoff durch Verbrennung wieder freigesetzt wird. Analoges gilt für die Freisetzung von N_2O aus der Düngemittelnutzung. Darüber hinaus ist fraglich, welche Mengen an fossilem Kohlenstoff aus der Stahlerzeugung von den Märkten der Folgeprodukte überhaupt aufgenommen werden könnten.

Carbon2Chem ist derzeit in der ersten, insgesamt vier Jahre dauernden Projektphase und hat ein Gesamtvolumen von mehr als 120 Mio. €, jeweils hälftig von den Industriepartner und durch BMBF finanziert. ThyssenKrupp als federführender Partner und Initiator investiert dabei 30 – 35 Mio. € in ein Technikum (Achatz 2018). Ziel für ThyssenKrupp ist es dabei auch, ein Geschäftsmodell zu entwickeln, da der Ansatz grundsätzlich weltweit in bis zu 60 Anlagen angewandt werden könnte. Im Rahmen von Carbon2Chem werden auch Technologie-Bausteine entwickelt werden, die auch in der Zementindustrie und der chemischen Industrie Verwendung finden könnten. Aus Sicht von ThyssenKrupp wird die Produktionslandschaft der Zukunft ein Mosaik verschiedener Technologien sein. Für die Primärstahlerzeugung könnten dabei sowohl CCU-Ansätze als auch die Direktreduktion mit Wasserstoff zum Einsatz kommen (Achatz 2018). Laut ThyssenKrupp böte der Carbon2Chem-Ansatz momentan die größten Chancen und das geringste Risiko, da es sich auf chemische Verfahren stütze, die seit vielen Jahrzehnten bekannt sind, während bei der Direktreduktion mit Wasserstoff noch grundsätzliche technische Probleme bestünden (Achatz 2018).

3.2.3 Herstellung von Primäraluminium

Aufgrund der geringen Anzahl von alternativen Verfahren und Ansätzen zur Reduktion der anfallenden THG-Emissionen bei der Primäraluminiumproduktion (Moya et al. 2015), welche sich alle noch in einem frühen bis sehr frühen Forschungsstadium befinden (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) und Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU); Stanford 2016), können hier keinerlei Aussagen zu alternativen Produktionsprozessen in der Praxis getroffen werden. Derartige alternative Produktionsprozesse im industriellen Maßstab sind allein bereits aufgrund der fehlenden Einsatzreife der entsprechenden Technologien im Jahr 2018 nicht einmal im Ansatz möglich.

Sollten entsprechende Technologien eines Tages zur Einsatzfähigkeit entwickelt worden sein, muss in ersten Pilotanlagen im praktischen Betrieb neben dem Funktionieren der Technologie im industriellen Maßstab zunächst auch die wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit der alternativen Verfahren zu den klassischen Methoden und Technologien nachgewiesen werden.

3.2.4 Verarbeitung von Steinen und Erden, mineralische Industrie

Im Folgenden wird eine Reihe von in Forschung und Entwicklung befindlichen Projekten zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen in der mineralischen Industrie zusammengefasst (siehe Tabelle 3.11).

Tabelle 3.11: Überblick von F&E Projekten zur Technologie zur Vermeidung von Prozessemissionen in der Zement- und Kalkindustrien

Projektname	Fördersumme	Ziele, Relevanz
LEILAC *(Low Emissions Intensity Lime and Cement)*	12m € (EU) 9m € (Konsortium aus 5 Partnern) 2016 - 2020	Technische Umsetzung der direkten Separierung (indirekter Aufheizprozess) Reinheit des CO_2 im Abgasstrom über 99 % Entwicklung und Betrieb von Pilotanlage (240 t/d)
ECO-Binder 2015 - 2018	5.8m € (EU) 1.8m € (Konsortium aus 14 Partnern)	Substitution des Zementklinkers im Portland Zement Belite-Ye'lemite Ferrite Binders
Alternative Bindemittel Celitement, Novacem, Calera	Celitement und Schwenk Seit 2011	Erprobung und Herstellung eines innovativen Bindemittels Trocken- und Nassverfahren getestet Überprüfung von REACH-Verordnung Pilotanlage mit 100 t/d
CEMCAP(Jordal et al. 2017)	8.8m € (EU) 0.7m € (Schweiz) 0.5m € (Konsortium aus 15 Partnern) 2015 - 2018	Strategische Schlussfolgerung zum Fortschritt der CO_2-Abscheidung Empfehlung für unterschiedliche Szenarien (Zementwerke, Standorte) Beschreibung der technologischen Lücken, die geschlossen werden müssen Oxyfuel auf TRL 6
ECRA CCS *(European Cement Research Academy)*	Summe unbekannt (Bisher nur Industrie) Seit 2007	Demonstration der technischen und wirtschaftlichen Machbarkeit von Abscheideverfahren Oxyfuel in Colleffero, Italien (Reinheit der gesamten Emissionen von 80 % - 85 %) Post-Combustion Technologie in Retznei, Österreich Industriemaßstab (>500 t/d)
CO2Selekt - Selektive CO_2 Abtrennung aus heißen Abgasen von Stahl-, **Kalk-** und Dolomitwerken	5 Partnern (DE) 1.153.000 Euro 01.10.2016 – 31.09.2019	Abtrennung des Kohlendioxids aus dem Abgasstrom (Labormaßtab). Nutzung gewonnene Gas für chemische Prozesse CO_2-Abtrennung mit robusten, nanoporösen Membranen auf Kohlenstoffbasis Pilotanlage für industriellen Tests in 2018 am Kalkwerk

Quelle:, (Jordal et al. 2017; Mayer et al. 2017; ECRA 2017; Bundesministerium für Bildung und Forschung BMBF 2016a; LEILAC Project 2018)

LEILAC (Low Emissions Intensity Lime and Cement)

LEILAC demonstriert eine Technologie, die einen bestehenden Teil des Zement- und Kalkherstellungsprozesses ersetzen und die reinen CO_2-Emissionen des Prozesses einfangen kann. Dies, laut LEILAC, geschieht ohne nennenswerte Energie- oder Kapitalerhöhungen. Es kann auch in Verbindung mit anderen Abscheidungs- und Emissionsreduktionsansätzen wie Oxyfuel eingesetzt werden.

Die LEILAC-Projektpartner gaben im Sommer 2015 die endgültige Investitionsentscheidung für den Bau der Pilotanlage bekannt. Das Ziel dieses Pilotprojekts ist, die von Calix entwickelte innovative Direktabscheidung von CO_2 auf die Zement- und Kalkindustrie anzuwenden und die daraus resultierenden Prozessanforderungen und -leistungen zu validieren. Über einen Zeitraum von zwei Jahren wird das Pilotprojekt 10 t Kalk oder 8 t Zementmehl pro Stunde verarbeiten, um die Leistungsfähigkeit der

Technologie in normaler Betriebsumgebung zu demonstrieren. Dabei werden hohe Reinheitsgrade des CO_2 im Abgas erreicht.

Mit einer Reihe von Forschungs-, Entwicklungs-, Design- und Leistungsstudien wurden die Risiken der Pilotanlage im großen Maßstab analysiert. Das Konsortium wird vom Technologieanbieter Calix geleitet und besteht aus HeidelbergCement, CEMEX, Tarmac, Lhoist, Amec Foster Wheeler, ECN, Imperial College, PSE, Quantis und dem Carbon Trust. Es wird von CEMBUREAU, ECRA und EuLA unterstützt.

ECO-Binder

ECO-Binder ist ein vierjähriges Horizon 2020 Forschungsprojekt. Im Rahmen dieses Projekts sollen isolierende Betonsysteme auf Basis von neuartigen CO_2-armen Bindemitteln entwickelt werden. Das Projekt wird von D'Appolonia unter Beteiligung von 13 europäischen Partnern koordiniert.

Im Rahmen des Projekts wird geprüft und demonstriert, inwieweit herkömmlicher Portlandzement und auf Portlandzement basierte Betonprodukte durch neue, basiert auf CO_2-arme Bindemittel[64], Zemente bzw. Produkte ersetzt werden können.

Diese neuartigen Gebäudehüllenkomponenten haben einen um 30 % geringeren CO_2-Fußabdruck, um 20 % bessere Dämmeigenschaften und um 15 % geringere Kosten gegenüber den herkömmlichen Produkten. Die vorgefertigten Betonsysteme unterschiedlicher Komplexität werden zu Demonstrationszwecken in unterschiedlichen Regionen[65] unter verschiedenen klimatischen Bedingungen installiert. Ihre Umweltverträglichkeit wird mittels einer Ökobilanz validiert.

Alternative Bindemittel: Beispiele von Celitement, Novacem, Solidia und Calera

Celitement sind hochwertige hydraulische Bindemittel, die mittels eines ebenfalls patentierten, energieeffizienten Prozesses hergestellt werden. Sie zeichnen sich durch einen geringen Rohstoffverbrauch und niedrige Kohlendioxidemissionen bei der Produktion aus. Wir erforschen und optimieren dieses neuartige hydraulische Bindemittel mit dem Ziel, marktfähige Produkte zu erhalten (Celitement 2015).

Das am KIT (Karlsruher Institut für Technologie) entwickelte Celitement ist ein neuartiges Bindemittel auf Basis von hydraulischen Calciumhydrosilikaten, die bei der Erhärtung Calciumsilicathydrat-Phasen (CSH-Phasen) bilden. Der Herstellungsprozess des Zwischenproduktes in der Autoklave bei 200 °C unterscheidet sich maßgeblich von dem des Portlandzements im Drehrohrofen bei bis zu 1.450 °C (Stemmermann et al. 2010). Die Prozessschritte sind entweder aus der Herstellung von konventionellem Zement oder von Porenbeton bekannt und bewährt. Die Reduktion der CO_2-Emissionen bei der Herstellung von Celitement beläuft sich auf bis zu 50 % verglichen mit reinem Portlandzement (Mayer et al. 2017).

Die Wirtschaftlichkeit von Celitement ist im Vergleich zu bereits etablierten Baustoffen noch ungewiss. Der Bau einer ersten industriellen Anlage mit einer Kapazität von 50.000 Tonnen pro Jahr ist frühestens ab 2020 geplant, im Vergleich dazu hat ein kon-

64Der Klasse Belite-Ye'elimite-Ferrits (BYF).

65 In Spanien, England und Rumänien.

ventionelles Zementwerk in der Regel eine Kapazität von 1 Mio. t pro Jahr. Die Marktdurchdringung im Baustoffbereich einer derartigen neuen Technologie hängt von vielen Faktoren[66] ab. Ein langsamer Diffusionsprozess von Celitement wird als realistisch angesehen. Eine Abschätzung der Produktionskosten ist schwierig und können in dieser Studie nicht angegeben werden, da die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung nicht vorliegen. Die Wirtschaftlichkeit ist ein zentrales Element, um Investoren finden zu können. Die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnungen liegen uns nicht vor.

Ein Umbau bestehender Kalk- und Zementwerke ist kaum möglich, da das Produktionsverfahren aus neuen Prozessschritten und teilweise völlig anderen Anlagen besteht. Für die Beurteilung der Konkurrenzfähigkeit der alternativen Bindemittel zu herkömmlichen Baustoffen sind Informationen zur Leistungsfähigkeit der Produkte in möglichen Anwendungsbereichen relevant. Als erster Schritt wäre die Integration neuer Anlagen in bereits produzierende Anlagen sinnvoll (Expertengespräch Celitement 2016). Der TRL von Celitement liegt mit der ersten geplanten industriellen Demonstrationsanlage zwischen 4 - 5.

Novacem hat sich das Ziel gesetzt, ein marktfähiges alternatives Bindemittel zu Zement auf Basis von Magnesiumoxid (MgO) zu entwickeln (Achternbosch 2011). Magnesiumoxid nimmt Kohlendioxid in seiner Struktur auf, wenn es mit Wasser vermischt wird, und Magnesium bildet mit dem Kohlendioxid Karbonate, die den Zement verstärken. Das Material benötigt keinen Kalkstein, der bei der Entsäuerung Kohlenstoff freisetzt (Majcher 2015). Eigenen Angaben zufolge könnte der Einsatz einer Tonne Novacem anstelle von herkömmlichem Portland-Zement die CO_2-Emission um 0,7 - 0,85 t senken und ist somit ein „carbon-negative-cement“, welches während des Aushärtungsprozesses mehr CO_2 absorbiert als es bei der Herstellung emittiert (Evans und Vlasopoulos 2010). Novacem musste allerdings 2013 Insolvenz anmelden. Obwohl die Eigentumsrechte an Calix in Australien verkauft wurden, sind keine nachfolgen Aktivitäten bekannt (Majcher 2015; Thorpe 2016).

Ein weiteres Beispiel für Kohlendioxid-gehärteten Beton entwickelt das Unternehmen Solidia Technologies in New Jersey. Deren Verfahren beruht auf den gleichen Rohmaterialien wie herkömmlicher Portland-Zement (Solidia Technologies und LafargeHolcim). Eine Lösung aus Wasser und CO_2 dringt in die Zwischenräume der Mischung aus Solidia Zementpulver und Sand ein und bildet Bindeelemente auf Basis von Calciumcarbonat und Siliciumdioxid (Solidia Technologies). Es benötigt dadurch weniger Kalkstein und kann daher bei niedrigeren Ofentemperaturen gebrannt werden. Bei Solidia Cement™ sollen insgesamt 30 % weniger THG-Emissionen verursacht werden.

Das Calera Verfahren besteht in der Abscheidung von CO_2-Rohgas aus industriellen Quellen und seiner Umwandlung in Baustoffe auf der Basis von Calciumcarbonat-Zement, wobei das CO_2 dauerhaft im Zement gebunden wird (Thorpe 2016). In den Pilotanlagen von Calera zur CO_2-Abtrennung und -Umwandlung wurden bis zu 2 t CO_2-haltiges Calciumcarbonatprodukt pro Tag produziert. Das Produkt wird zu einem Pulver getrocknet und teilweise als alternatives Bindemittel verwendet.

---

66 Wie Normung für Zemente, Regelwerke, REACH-Anforderungen, Energie-und CO_2-Kosten, Baukonjunktur, wirtschaftliches Umfeld, usw.

Calera kann als zusätzliches zementäres Material (SCM) in traditionellen Betonmischungen eingesetzt werden, wo das umweltverträgliche Calciumcarbonat einen Teil des Portlandzements ersetzen kann, wodurch die Gesamt CO2 Fußabdruck des traditionellen Betons verringert wird. Das Calera Calciumcarbonat kann auch als einziges Zement- oder Bindemittelsystem in Betonprodukten eingesetzt werden. Calera entwickelte Wandbauplatten und Zementplattenprodukte, bei denen das einzigartige Bindemittel anstelle von Gips, Magnesiumoxid, Kalziumsilikat oder Portlandzement verwendet werden kann.

CEMCAP (Jordal et al. 2017)

CEMCAP ist ein von der EU-Kommission im Rahmen des Horizon 2020 Programms gefördertes Forschungsprojekt, das darauf abzielt, CO_2-Abscheidungstechnologien zu entwickeln, die für die Nachrüstung bestehender Zementwerke geeignet sind, indem sie eine Demonstration im Pilotmaßstab unter industriell relevanten Bedingungen durchführen. Weitere Schwerpunkte dieser Studie sind die Umweltverträglichkeit und die gleichbleibende Produktqualität des Klinkers. Ziel ist es auch aufzuzeigen, wie die untersuchten Abscheidungstechnologien weiterentwickelt werden müssen, um marktreif zu werden.

Im Rahmen des Projekts werden im Pilotmaßstab unter industriell relevanten Bedingungen drei Komponente der Oxyfuel-Abscheidungstechnologie, Oxyfuel-Brenner, Kalzinator und Klinkerkühler, und drei unterschiedliche Nachverbrennungstechnologien, Chilled Ammonia, Membran-unterstützte CO_2-Verflüssigung und Calcium-Looping, demonstrieren. Damit erweitert CEMCAP die Technologieoptionen für den CCS-Einsatz. Die Projektergebnisse werden erst im Lauf des Jahres 2018 vorliegen.

ECRA CCS

Ziel dieses Projekts ist es, die technischen und wirtschaftlichen Aspekte dieser Technologie als potenzielle Anwendung in der Zementindustrie zu demonstrieren und zu überprüfen. Das CCS-Forschungsprojekt besteht aus sieben Phasen.

In den ersten beiden Phasen wurden generelle Studien zur CCS-Technologie durchgeführt und geeignete Techniken zur Kohlenstoffabscheidung in der Zementindustrie identifiziert. Die dritte Phase untersucht die technischen Details der beiden prinzipiellen Erfassungstechnologien. Die wichtigste Erkenntnis der dritten Phase war, dass die Oxyfuel-Technologie möglicherweise ein höheres Einsatzpotenzial in bestehenden Öfen aufweist als bisher erwartet. Allerdings es ist sehr energieintensiv. Die vierte Phase beinhaltet weitere Optimierung und Vorbereitungen für den Bau einer Pilotanlage.

Darüber hinaus wurde ein erstes Pilotprojekt in einem Zementwerk durchgeführt,[67] bei welchem CO_2 aus einem kleinen Nebenstrom des Rauchgases des Zementwerks abgetrennt wurde. Rund 8.000 h Betriebserfahrungen wurden gesammelt (CSI/ECRA 2017). Ein weiteres Demonstrationsprojekt in größerem Umfang ist das SkyMine Projekt, das im Zementwerk Capitol in San Antonio, USA, durchgeführt wird. Im SkyMine-

67 Aker Solutions hat von 2013 bis 2016 im norwegischen Zementwerk Brevik Versuche mit einem mobilen Testgerät durchgeführt.

Prozess reagiert das CO_2-haltige Rauchgas mit Natronlauge zu Natriumbikarbonat ($NaHCO_3$). Wasserstoff und Chlor entstehen als Nebenprodukte und werden zur Herstellung von Salzsäure (HCl) und Natriumhypochlorit (NaClO) verwendet. Die Produkte Natriumcarbonat, Salzsäure und Natriumhypochlorit können vermarktet werden, so dass die gesamte Anlage gewinnbringend betrieben werden kann. Bei voller Auslastung könnte die SkyMine-Anlage 75.000 t CO_2 pro Jahr abscheiden (Carbon free chem.com 2017).

Als potentielle Pilotanlagen für die Oxyfuel-Technologie werden im ECRA-Projekt zwei Anlagen genannt. Die Colleferro-Anlage bei Rom wird von der HeidelbergCement Group (Italcementi) betrieben. Von der LafargeHolcim Group wird in Österreich die Retznei-Anlage betrieben, welche zurzeit unter maximaler Auslastung arbeitet. Hier könnte ein modifiziertes Ofenlayout für Oxyfuel ausprobiert werden (ECRA 2017).

Die Calcium-Looping-Technologie für die Zementindustrie wurde sowohl von CEMEX in Mexiko (Fennell und et al. 2012) als auch von Zementproduzenten in Europa (Jordal et al. 2017) in Pilotprojekten untersucht und in den letzten Jahren von einem Konzeptpapier bis zu einem Pilotmaßstab von bis zu 1,7 MW_{th} im Rahmen verschiedener europäischer, nationaler und industrieller Forschungsprojekte entwickelt, die es ermöglichten, Fortschritte auf verschiedenen Ebenen zu erzielen (Jordal et al. 2017).

CO_2Selekt - Selektive CO_2-Abtrennung aus heißen Abgasen von Kalkwerken

Ziel des Projektes ist die Abtrennung des Kohlendioxids aus dem Abgasstrom innerhalb der Stahl-, Kalk- und Dolomit-Produktion. Das gewonnene Gas kann anschließend für weitere chemische Prozesse genutzt werden. Das Projekt ist Teil der Fördermaßnahme „Kohlendioxid als Ressource: CO_2Plus – Stoffliche Nutzung von CO_2“ (Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) 2016b).

Temperaturstabile Membrane aus anorganischen Materialen sind in dem Forschungsprojekt „CO_2 Selekt“ erforderlich, da die Abgastemperatur über 100 °C liegt. Innerhalb des Verfahrens wird die CO_2-Abtrennung mittels robusten, nanoporösen Membranen auf Kohlenstoffbasis erfolgen. Ein Risiko besteht durch die Verstopfungsgefahr der Membrane durch den hohen Staubanteil im Abgas. Dafür wird auch das Hochtemperatur-Abgas entstaubt und es werden keramische Heißgasfilter eingesetzt. Schwerpunkte des Projektes liegen bei der Entwicklung der Membrane, der innovativen Präparation der Membrane und der Entwicklung von keramischen Filtern für Hochtemperaturabgas. Anwendungen könnten in der chemischen Industrie stattfinden. Drei Kalkwerke sind am Projekt beteiligt und ein Test ist in einem Kalkwerk im Jahr 2018 eingeplant.

4 Politische Instrumente für Forschung und Innovation

In Kapitel 3 wurde gezeigt, dass für die untersuchten Branchen jeweils eine Reihe von technologischen Ansätzen existiert, die zu erheblichen Minderungen der Treibhausgasemissionen der betroffenen Produktionsprozesse beitragen könnten. Es wurde jedoch auch deutlich, dass – je nach Branche – diese Technologien einerseits unterschiedliche technologische Reifegrade aufweisen, andererseits mit verschiedenen Hemmnissen belegt sind. Daher sind politische Instrumente zur Anreizung oder Förderung entlang des gesamten Technologie- bzw. Innovationszyklus (Forschung, Entwicklung und Markteinführung) von innovativen Prozesstechnologien unumgänglich.

Im Folgenden wird eine Auswahl bestehender Politikinstrumente diskutiert, die zu relevanten Minderungen industrieller Prozessemissionen beitragen könnten.

4.1 Politische Instrumente auf Ebene der Europäischen Union

Europäisches Emissionshandelssystem (ETS): Einschätzung des Innovationsanreizes

Ziel des seit 2005 bestehenden ETS ist es, die Gesamtemissionen der erfassten Anlagen gemäß einem vorgegebenen Zielpfad zu senken. Handelbare Emissionszertifikate (EUAs) werden teilweise versteigert, teilweise (nur für Industrieunternehmen) derzeit noch kostenlos zugeteilt. Die Menge der neu emittierten Zertifikate sinkt jährlich ab. Durch diesen cap-and-trade Mechanismus soll die kostengünstige Hebung der Vermeidungspotenziale ermöglicht und somit gesamtwirtschaftliche Kosteneffizienz erreicht werden. Abgedeckt sind die Energiewirtschaft sowie ein Teil der Industrie. Für die Emissionshandelspflicht der Industrie gibt es zwei Kriterien: entweder das Überschreiten einer Gesamtfeuerungswärmeleistung für Anlagen zur Verbrennung fossiler Energieträger oder das Überschreiten von Schwellenwerten für die Produktion mit bestimmten Produktionsprozessen, darunter z.B. auch die in diesem Papier relevanten Prozesse zur Herstellung von Roheisen, Zementklinker, und Ammoniak. Detaillierte Informationen hierzu finden sich in (Lösch et al. 2017b).

Laut DEHSt emittierten die derzeit (2017) vom ETS erfassten rund 1.830 Anlagen (Industrie und Energiewirtschaft) rund 438 Mio. t $CO_{2\,äq}$ (Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt (DEHSt) 2018), dies entspricht knapp der Hälfte der insgesamt 2017 in Deutschland verursachten THG-Emissionen (Umweltbundesamt (UBA) 2018). Während im Vergleich zum Vorjahr die Emissionen der vom ETS erfassten Energieanlagen um 5,4 % deutlich zurückgingen, sind die Emissionen der Industrieanlagen um 2,1 %, insbesondere durch Zuwächse in der Stahl- und Zementherstellung, gestiegen (Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt (DEHSt) 2018).

In der aktuell laufenden dritten Handelsperiode (2013-2020) wird ein kontinuierlich sinkender Anteil an kostenlosen Zertifikaten an Industrieunternehmen zugeteilt, wobei der Zuteilungsmenge ein Benchmark anhand der effizientesten am Markt produzierenden Anlagen für die jeweiligen Produktionsprozesse zu Grunde liegt. Somit werden 52 Produkt-Emissionswerte für 21 Industriebranchen definiert. Der Anteil der kostenlosen Zuteilung sinkt von 80 % in 2013 auf 30 % in 2020. Darüber hinaus erhalten jedoch emissions- und handelsintensive Industrien zur Vermeidung von Carbon Leakage eine kostenlose Zuteilung in voller Höhe der genannten Benchmarks, allerdings entsprechend der jährlichen Cap-Anpassung gekürzt. Die sogenannte Carbon-Leakage-Liste,

welche die Branchen mit kostenloser Zuteilung in Höhe der Benchmarks definiert, wird alle fünf Jahre aktualisiert, die aktuelle Liste ist gültig für den Zeitraum 2015-2019.

Die beschriebene Systematik, wonach die jeweils produktspezifisch effizientesten Industrieanlagen umfängliche kostenlose Zuteilungen erhalten, ist entscheidend für eine Einschätzung des Innovationsanreizes des ETS. Das gegebene System kann, sofern hinreichende Anreize durch Preis- oder Knappheitssignal als wirksam angenommen werden[68], somit durchaus zu einer Hebung von Effizienzpotenzialen bereits installierter Anlagen und ggf. auch zu einem Austausch von Anlagen bei auf dem Markt vorhandenen, konkurrierenden Technologien führen. Insbesondere für diejenigen Branchen, die auf der Carbon-Leakage Liste stehen, kann derzeit jedoch davon ausgegangen werden, dass kein relevanter Anreiz für die Entwicklung und Markteinführung neuer, innovativer Prozesstechnologien besteht, die über die Verbesserung der Endenergieeffizienz bis hin zur Erreichung des Emissions-Benchmarks hinausgeht. Als Beispiel: die Hochofenroute zur Erzeugung von Rohstahl ist hinsichtlich ihrer Endenergieeffizienz[69] bereits sehr weit optimiert (siehe Kapitel 2.2), der Spread zwischen der spezifischen THG-Emission der best-verfügbaren Hochofentechnik (derzeit ca. 1.475 kg CO_2/ t Rohstahl, siehe Kapitel 3.1.2) und dem Anlagenpark dürfte nur noch gering sein. Das bestehende Zuteilungssystem kann sogar als Fehlanreiz für die Entwicklung innovativer Prozesstechnologien zur Marktreife angesehen werden, da durch erste industrielle Anlagen mit deutlich geringeren spezifischen Emissionen der Benchmark für die betreffenden Produkt-Emissionswerte absehbar deutlich sinken und sich die kostenlose Zuteilung an alle betroffenen Unternehmen der Branche entsprechend verringern würde.

Auch die Europäische Kommission (EU KOM 2015) brachte bereits 2015 selbst zum Ausdruck, dass der ETS alleine im Hinblick auf Investitionen in F&E und Markteinführung von noch nicht marktgängigen Technologien nicht hinreichend sein könnte und dieser daher durch zusätzliche Instrumente/Maßnahmen ergänzt werden müsste.

Aus diesem Grund soll für die 4. Handelsperiode des ETS ein Innovationsfonds (Innovation Fund) ins Leben gerufen werden.

Der ETS-Innovationsfonds als Finanzierungsinstrument für Innovationen

Der Innovationsfond (IF) ist der geplante Nachfolger des NER 300 (NER = New Entrants Reserve) für die 4. Handelsperiode.

Der NER 300 stellte 300 Millionen EUA für die Finanzierung von Demonstrationslagen zur Verfügung in den beiden Handlungsfeldern Erneuerbare Energien CCS zur Verfügung (EU KOM 2018b). Innovative Prozesstechnologien für die Industrie waren/sind nicht förderfähig. Eine große Anzahl von bereits bewilligten Projekten wurde abgebrochen, insbesondere im Förderbereich CCS, teilweise wurden die bereitstehenden Mittel

68 Auf die Problematik von Zertifikatsüberschüssen, sowie hierdurch bedingt sehr geringen Zertifikatspreisen und damit fehlenden Preissignalen für entsprechende Investitionen, wird hier nicht weiter eingegangen und auf Arbeitspapier 2 verwiesen. Dort werden auch die bereits in der dritten Handelsperiode ergriffenen Maßnahmen zum Abbau der Überschüsse, Backloading und Marktstabilitätsreserve, beschrieben.

69 Nicht hinsichtlich ihrer Nutzenergieeffizienz: es kann davon ausgegangen werden, dass noch erhebliche Abwärmepotenziale nicht genutzt werden (können).

auch nicht ausgeschöpft. Neben einer Reihe von anderen Gründen (Duwe und Ostwald 2018) wird insbesondere die fehlende Risikoabsicherung der Projekte, die sich in einer Rückzahlungsverpflichtung im Falle des Scheitern der Projekte ausdrückt, als wesentlich für die hohe Anzahl an Projektabbrüchen gesehen. Nicht verwendete Finanzmittel des NER 300 sollen für den IF Verwendung finden können. Somit könnten insgesamt ca. 700 Millionen Euro zusätzlich für den IF zur Verfügung stehen könnten.

Ziel des IF ist es, so die KOM, die „existierende Förderung für die Demonstration innovativer „breakthrough“ Technologien in der Industrie zu erhöhen“ (EU KOM 2018a). Hier wird schon ein zentraler Unterschied zum Vorgänger NER 300 deutlich: die Industrie rückt als Adressat des neuen Instruments deutlich in den Vordergrund. Aus dem Inception Impact Assessment der Kommission (EU KOM 2018c) gehen die zentralen vorgesehen Ausgestaltungselemente hervor:

- Umfang des IF: 400 Millionen neue Zertifikate (EUAs), plus 50 Mio. EUAs aus der Marktstabilitätsreserve (MSR) plus „jegliche nicht verausgabten NER 300 Erlöse“
- Adressiert werden Demonstrationsvorhaben in den Handlungs-/Technologiefeldern:
  - CCS
  - Erneuerbare Energien
  - Low-Carbon Technologien und Prozesse in den energieintensiven Industriebranchen

Die Richtlinie zur Novellierung der EU-ETS-Richtlinie wurde am 19.03.2018 veröffentlicht und damit wirksam (EU KOM und RAT 2018). Gemäß diesem Beschluss, entspricht die geplante Ausstattung des IF der oben dargelegten. Sollte es notwendig sein, den Versteigerungsanteil an den neu emittierten Zertifikaten zu reduzieren, so können bis zu maximal 50 Mio. EUAs zusätzlich für den IF zur Verfügung gestellt werden. Der IF startet mit Beginn der 4. Handelsperiode in 2021. Die neue Richtlinie führt in ihren Erwägungsgründen aus, dass der Großteil der zur Verfügung gestellten Förderung abhängig von verifizierten THG-Minderungen sein soll. Darüber hinaus sollen Fördermittel anteilig, aber auch abhängig von der Erreichung vorab definierter Projektmeilensteine, verausgabt werden können. Die Novellierung der ETS-Richtlinie legt dabei auch fest, dass die für den IF allokierten Zertifikate/Finanzmittel „geografisch ausgewogen verteilt“ werden sollen.

Weiterhin legt die neue Richtlinie fest (durch Neufassung von Artikel 10a, Absatz 8, Unterabsätze 1, 2 und 3 der Richtlinie 2003/87/EG):

- Die Auswahl der Projekte soll anhand objektiver Kriterien erfolgen, wobei „gegebenenfalls zu berücksichtigen ist, inwieweit sie zur Verwirklichung einer Emissionsreduktion auf einen Wert deutlich unter den in Absatz 2 genannten Benchmarks (das sind die produktspezifischen ETS-Benchmarks) beitragen“ (). Die angemessene Berücksichtigung dieses Aspekts bei der Implementierung des IF ist zentral für die gewünschte Anreizwirkung auf Innovationen, die über die jeweils best verfügbaren Technologien hinausgehen.
- CCS/CCU Projekte müssen eine relevante und dauerhafte Netto-Vermeidungswirkung aufweisen.

- Fördermittel werden nur für Demonstrationsanlagen am Übergang zum Markteintritt gewährt.
- Die Förderquote für relevante Projekte beträgt bis zu 60 %, wovon wiederum 40 % nicht an nachweisliche Emissionsminderungen gebunden sein müssen, sofern die im Voraus festgesetzten Etappenziele erreicht werden

Der Kommission wurde die Befugnis übertragen, delegierte Rechtsakte zu den Bestimmungen des Innovationsfonds, inklusive des Auswahlverfahrens und der Auswahlkriterien, zu erlassen.

Die Studie (Duwe und Ostwald 2018) im Auftrag des UBA zeigt eine Reihe von Ausgestaltungvorschlägen, z.B. hinsichtlich möglicher Bewertungskriterien für Projekte, auf.

Das Forschungs- und Innovationsrahmenprogramm der EU: Horizon 2020

Horizon 2020 ist das Rahmenprogramm für Forschung und Innovation der EU. Als Nachfolger des 7. Forschungsrahmenprogramms verfügt Horizon 2020 während der Laufzeit von 2014 bis 2020 über ein Gesamtbudget von 80 Milliarden Euro. Es adressiert alle Entwicklungs- und Innovationszyklen, um „großartige Ideen vom Labor in den Markt zu tragen“ (EU KOM 2018d). Die grundlegende Programmstruktur von Horizon 2020 besteht aus drei Schwerpunkten und vier zusätzlichen Teilbereichen. Die drei Schwerpunkte Wissenschaftsexzellenz, führende Rolle der Industrie sowie Gesellschaftliche Herausforderungen sind wiederum in eine Reihe von Einzelzielen untergliedert, gefolgt von weiteren Strukturierungsebenen (Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) 2018b). Auf eine umfassende Darstellung dieser komplexen Gesamtstruktur wird hier verzichtet, stattdessen folgt eine knappe Darstellung wesentlicher Strukturen/Ausschreibungen/Vorhaben, die einen direkten Bezug zur Thematik dieser Untersuchung aufweisen.

Hervorzuheben ist hierbei der Forschungsschwerpunkt „Sustainable and Low-Carbon Technologies in Energy-Intensive Process Industries“ (Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) 2018a). Umgesetzt wird dieser Forschungsschwerpunkt durch Public-Private-Partnerships (PPP) unter dem Dach der Initiative „Sustainable Process Industry through Resource and Energy Efficiency (SPIRE)“. Die im Rahmen von SPIRE-Vorhaben entwickelten Technologien zielen dabei auf eine Reduktion der spezifischen Intensität fossiler Energieträger um 30 % und der spezifischen Nutzung nichterneuerbarer Ressourcen um 20 % ab, somit soll eine Reduktion der CO_2-Fußabdrücke um 40 % erreicht werden. In der die PPP tragenden Initiative A.SPIRE sind alle relevanten europäischen Dachverbände der energieintensiven Industrien vertreten. Eine aktuelle Projektübersicht findet sich auf der Homepage der Initiative (SPIRE projects). Die Durchsicht der Projektliste zeigt allerdings, dass die derzeit durchgeführten Projekte entweder auf Lösungen zur Verbesserung der Ressourcen- und Energieeffizienz sowie Prozess- und Produktoptimierungen oder, im Hinblick auf die Vermeidung von CO_2 Emissionen, auf CCU-Ansätze setzen. Vorhaben, die sich dezidiert der Entwicklung grundsätzlich alternativer Produkte, beispielsweise alternativer Bindemittel, oder der Entwicklung/Demonstration alternativer Herstellungsprozesse, beispielsweise Alternativen zur Hochofenroute, widmen, finden sich hier nicht. Hingegen gibt es eine Reihe von CCU/CCS Projekten die sich aufführen lassen. In den

Calls der Jahre 2014, 2015 und 2017 wurden in Summe 5 CCS-Projekte (3 Zement, 1 Stahl, 1 Raffinerie) sowie 2 CCU-Projekte mit 80 Mio. € gefördert (Schuppers 2018). Für entsprechende Calls in 2019 und 2020 sind weitere 58 Mio. € vorgesehen.

Die zweite Förderlinie, die explizit die emissionsintensiven Grundstoffindustrien im Rahmen von Horizon 2020 adressiert, ist SILC II (Sustainable Industry Low Carbon II). Allerdings findet sich ein entsprechender Call nur für das Jahr 2014. Im Rahmen dieses Calls wurden dann zwei Projekte gefördert:

- AGRAL (Advanced Green Aluminium anode) – ein Entwicklungsprojekt für einen bestimmten Verbundwerkstoff für eine inerte Anode für die Aluminiumproduktion (Laufzeit 2015 – 2018, abgeschlossen).
- LoCO2Fe – Entwicklung einer integrierten Eisen- und Stahl Prozessroute mit geringem CO_2 Ausstoß. Dabei handelt es sich um ein Projekt zur Weiterentwicklung des HIsarna Konzepts zur Stahlherstellung, das auf der Nutzung von Kohle (anstatt von Koks) basiert. Das Projekt soll zeigen, dass die spezifischen THG-Emissionen um mindestens 35 % reduziert, eine Pilotanlage mehrere Monate kontinuierlich betrieben und der HIsarna-Prozess für die Anwendung von CCS kompatibel ausgestaltet werden kann (Laufzeit 2015 – 2018, geplanter Abschluss Oktober 2018).

Es lässt sich also festhalten, dass die Förderpolitik der Europäischen Union im Hinblick auf die THG-Emissionen der emissionsintensiven Industrie zum einen der Thematik industrieller Prozessemissionen bislang wenig Beachtung schenkt, und zum anderen sehr CCU/CCS-lastig ist.

Der Vorschlag der Europäischen Kommission für das Nachfolgerprogramm von Horizon 2020 wurde am 07. Juni 2018 bekannt gegeben (Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF)). Das neue Forschungsrahmenprogramm soll den Zeitraum 2021 bis 2027 abdecken und den Namen „Horizont Europa / Horizon Europe“ tragen. Die Struktur des Kommissionsvorschlag ist unter anderem auf den genannten Seiten des BMBF zu finden. Es zeigt sich, dass die Kommission auf Kontinuität setzt und Horizon 2020 in vielerlei Hinsicht fortschreibt. In dem genannten Zeitraum ist ein Budget von insgesamt 100 Milliarden Euro veranschlagt. Bestandteil der zweiten Säule der Struktur von „Horizon Europe“ sollen unter anderem sogenannte „Missionen“ sein, die zur einer stärkeren Fokussierung der Forschungsanstrengungen auf konkrete Herausforderungen führen sollen, darunter fällt auch eine „Mission Stahl“, welche eine zukünftig CO2-freie Stahlerzeugung vorantreiben soll.

4.2 Politische Instrumente in Deutschland

Das Energieforschungsprogramm der Bundesregierung

Das 1. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung startete im Jahr 1977 (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2018). Seitdem förderte das Energieforschungsprogramm mehr als 17.300 Forschungsprojekte der nichtnuklearen Energieforschung mit rund 12. Mrd. Euro. 2016 hat die Bundesregierung z.B. rund 876

Millionen Euro für die Forschung, Entwicklung und Demonstration moderner Technologien für die Energiewende aufgewendet (+1,5 % gegenüber 2015).

Ziel des Energieforschungsprogrammes ist die zeitlich begrenzte Förderung von Unternehmen und Forschungseinrichtungen bei der Entwicklung von zukunftsweisenden Energietechnologien. Dadurch sollen Innovationsanreize gesetzt und Innovationszyklen beschleunigt werden.

Aktuell werden Forschungs- und Entwicklungsprojekte zu erneuerbaren Energien bzw. zur Energieeffizienz in 14 ausgewählten Schwerpunkten gefördert, um eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung zu ermöglichen, darunter unter anderem:

- Kraftwerkstechnik und CO_2-Abscheidung bzw. –speicherung,
- Brennstoffzellen und Wasserstoff,
- Energiespeicher,
- Energieeffizienz in Industrie und GHD.

Die Weiterentwicklung von Prozesstechnologien im Bereich des verarbeitenden Gewerbes ist dabei im Förderprogramm nicht als separater Förderpunktschwerpunkt vorgesehen.

Die überwiegende Mehrheit der gesamten Förderung (75,9 %) entfällt auf die Themen Energieeffizienz und erneuerbare Energien. Weitere Themen sind nukleare Sicherheit und Entsorgung sowie Fusion. Im Bereich der Energieumwandlung wurden im Jahr 2016 u.a. für den Förderschwerpunkt „Kraftwerkstechnik und CCS-Technologien“ inklusive anderer Programme rund 29 Millionen Euro an Fördermitteln für 73 neue Projekte bewilligt und 28,5 Millionen Euro in bereits laufende Projekte investiert, darunter auch 1,36 Millionen Euro für die Grundlagenforschung (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2017a).

Unter den letzteren ist das Verbundvorhaben MACOR besonders hervorzuheben, da hier in erheblichem Umfang industrielle Prozessemissionen im Fokus der Technologieentwicklung stehen. Im Rahmen von MACOR werden eine Machbarkeitsstudie zur Reduzierung der CO_2-Emissionen im Hüttenwerk unter Nutzung regenerativer Energien, die Erprobung praktischer Großversuche zum Einsatz von direktreduziertem Eisenerz im Hochofenprozess sowie die Bewertung möglicher Speicherstrategien durch die Einbindung einer Direktreduktionsanlage im integrierten Hüttenwerk gefördert. Darüber hinaus konnten keine geförderten Projekte identifiziert werden, die auch industrielle Prozessemissionen adressieren. Stattdessen ist die Entwicklung bzw. Weiterentwicklung von Technologien zur Abscheidung, Nutzung und Umwandlung sowie ggf. Speicherung von CO_2 im Fokus des 6. und 7. Energieforschungsprogrammes.

Das 7. Energieforschungsprogramm befindet sich gerade in Vorbereitung und Abstimmung. Das neue Forschungsprogramm wird einen besonderen Schwerpunkt auf die Optimierung des Gesamtsystems der Energieversorgung und der intelligenten Sektorkopplung legen. Neue Forschungsbereiche (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) und Projektträger Jülich (PtJ) 2018) sollten laut dem Konsultationsprozess zum 7. Energieforschungsprogramm beispielsweise auch die Eisenerzreduktion mit Wasserstoff, die additive Fertigung, neue Fertigungsverfahren, die Materialeffizienz

energieintensiver Rohstoffe und Effizienzpotenzialen in der Produktion sowie durch energieeffiziente Metalle (z. B. inkrementelle Effizienzsteigerungen entlang der Prozesskette der Stahlherstellung) sein. Ob diese Schwerpunkte tatsächlich gewählt werden und ob insbesondere die Eisenerzreduktion mit Wasserstoff als Schwerpunkt enthalten sein wird, ist zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Textes noch nicht endgültig geklärt. Insgesamt läge der Schwerpunkt der Förderung auch im neuen Forschungsprogramm eindeutig auf der Energieeffizienz.

Unterstützt wird das Energieforschungsprogramm auch durch das Forschungsnetzwerk Energie in Industrie und Gewerbe, welches sich u.a. mit Forschungsfeldern im Bereich der Fertigungstechniken, der chemischen Verfahrenstechnik und der Eisen- und Stahlindustrie beschäftigt. Zukünftig sollen effiziente Technologien entlang der gesamten Fertigungskette und des gesamten Produktlebenszyklus erforscht und optimiert werden. Auch hier steht die Energieeffizienz im Mittelpunkt der Aufmerksamkeit.

Das Umweltinnovationsprogramm (UIP)

Hierbei handelt es sich um ein nachfrageorientiertes Förderprogramm, welches vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Nukleare Sicherheit angeboten wird. Gefördert werden großtechnische Demonstrationsprojekte. Eine Evaluation des UIP für die Periode 2008 bis 2016 soll nach Auskunft des UBA im Frühjahr 2019 abgeschlossen werden. Die Ergebnisse werden dann ab Mitte des Jahres zur Verfügung stehen und auch Informationen über den Anteil der Prozessinnovationen beinhalten.

Während zu Programmbeginn im Jahr 1979 End-of-pipe-Technologien gefördert wurden, liegt der Förderschwerpunkt derzeit quer über alle Branchen und Technologien hinweg auf integrierten Umweltschutzmaßnahmen, die zeigen sollen, dass innovative, umweltschonende Verfahren ökonomisch und ökologisch erfolgreich betrieben werden können. Das generierte Wissen soll anderen Unternehmen entscheidende Anreize liefern, um selbst effiziente umweltschonende Technologie einzusetzen bzw. derartige innovative Technologien für die eigenen Bedürfnisse zu entwickeln. Daher werden insbesondere Projekte mit hoher Multiplikatorwirkung gefördert. Eine Übersicht über geförderte Projekte des Umweltinnovationsprogrammes seit dem Jahr 2000 wird im Internet (Umweltinnovationsprogramm (UIP)) zur Verfügung gestellt. Bei diesen Projekten sehr häufig betrachtete Teilaspekte sind die Stärkung des Recyclings bzw. eine optimierte Ressourceneffizienz oder Abfallvermeidung.

Derzeit können Förderanträge in sieben relevanten Bereichen eingereicht werden, darunter:

- Ressourceneffizienz bzw. Materialeinsparung,
- Klimaschutz: Energieeinsparung, Energieeffizienz und Nutzung erneuerbarer Energien.

Darüber hinaus kann das UIP um zusätzliche Schwerpunkte erweitert werden. Derzeit sind dies:

- Materialeffizienz in der Produktion,
- energieeffiziente Abwasseranlagen,

- Informations- und Kommunikationstechnologien („IT goes green“) und
- energieeffiziente Stadtbeleuchtung.

Durch das Förderprogramm werden Investitionsvorhaben von Unternehmen der gewerblichen Wirtschaft sowie von kommunalen Gebietskörperschaften und sonstigen öffentlichen Betrieben gefördert. Bei der Förderung wird ein besonderes Augenmerk auf kleine und mittlere Unternehmen gelegt. Die geförderten Unternehmen können entweder einen Investitionszuschuss von bis zu 30 % der zuwendungsfähigen Ausgaben oder einen Zinszuschuss zu einem Darlehen der Kfw von bis zu 70 % der zuwendungsfähigen Ausgaben erhalten. Zu beachten ist, dass dieses Förderprogramm selbst keine Forschungs- und Entwicklungsprojekte fördert. Insgesamt stehen dem Förderprogramm pro Jahr 25 Millionen Euro zur Verfügung.

Ziel der Förderung ist es, bei großtechnischen Demonstrationsprojekten erstmalig die positive Wirkung im Bezug auf die Vermeidung bzw. Verminderung von Umweltbelastungen im praktischen Betrieb nachzuweisen.

Die durch den Betrieb der Demonstrationsprojekte gewonnenen Erkenntnisse und Erfahrungen fließen letztendlich kontinuierlich in die Weiterentwicklung des Stands der Technik ein.

Eine Recherche bislang und aktuell geförderter Projekte des UIP mittels der öffentlich zugänglichen Projektliste des UIP und des Informationssystems zu Energieforschungsprojekten EnArgus ergab, dass augenscheinlich bislang keine Projekte mit eindeutigem Bezug zu industriellen Prozessemissionen gefördert wurden.

4.3 Ergebnis der Analyse ausgewählter Politikinstrumente

Die knappe Untersuchung einer Auswahl von Politikinstrumenten zur Förderung oder Anreizung von Innovationen zeigt, dass zum einen der Schwerpunkt ganz klar auf der Vermeidung energiebedingter Emissionen liegt, oftmals durch Maßnahmen zur Förderung von Technologien zur Gewinnung erneuerbarer Energien oder Energieeffizienz. Zum anderen, dass dort, wo explizit Prozessinnovationen im Fokus stehen, oftmals klare Schwerpunktsetzungen im Bereich CCU/CCS zu erkennen sind, und CDA nur in sehr wenigen Fällen (z.B. das Beispiel MACOR im Rahmen des 6. Energieforschungsprogramms) adressiert wird. Die durch die ETS-Reform festgelegten Ausgestaltungsgrundsätze für den Innovation Fund lassen darauf hoffen, obgleich CCU/CCS explizit zugelassen ist, dass sich die europäische Förderpolitik im Hinblick auf die strategischen Ansätze zur Förderung von Prozessinnovationen zukünftig ausgewogener gestaltet und CDA-Vorhaben mehr Gewicht erhalten werden.

5 Politische Handlungsansätze

Als Ergebnis der Analyse der Prozessemissionen ausgewählter Industriebranchen, basierend auf Literaturauswertung und einer Reihe von Expertengesprächen mit Unternehmensvertretern, werden Handlungsansätze für die Politik entwickelt. Soweit vorhanden, wurden Anregungen oder Vorschläge aus den Expertengesprächen für die Formulierung dieser Handlungsansätze aufgegriffen. Diese berücksichtigen die spezifische Situation der jeweiligen Branche / des Handlungsfeldes im Hinblick auf mögliche Technologieoptionen zur Emissionsvermeidung, beispielsweise die technische Reife der in dieser Untersuchung analysierten Technologien sowie ökonomische Rahmenbedingungen und Hemmnisse. Es handelt sich bei diesen Handlungsansätzen nicht um ausformulierte Maßnahmen- oder Instrumentenvorschläge, sondern gerade um eine Vorstufe hierzu: die Handlungsansätze sollten im Kontext der klima- und energiepolitischen Agenda der Bundesregierung geprüft und weiterentwickelt werden.

Tabelle 5.1 gibt einen Überblick über die vorgeschlagenen Handlungsansätze und ordnet diese nach adressierter Branche/Handlungsfeld, Maßnahmenkategorie sowie einer Abschätzung des möglichen Umsetzungshorizontes. Die Handlungsansätze selbst werden anschließend beschrieben. Konkrete THG-Vermeidungspotenziale können nicht benannt werden, dies ist in manchen Fällen (z.B. bei F&E Förderprogrammen, Formulierung einer politischen Strategie) grundsätzlich kaum möglich. Darüber hinaus könnte die Abschätzung von THG-Vermeidungspotenzialen Teil einer Weiterentwicklung der jeweiligen Handlungsansätze sein.

Tabelle 5.1: Überblick über vorgeschlagene politische Handlungsansätze zur Förderung von Innovation und Minderung von THG-Emissionen in den untersuchten Branchen/Handlungsfeldern

Identifizierter Handlungsansatz	**Adressierte Branche / Handlungsfeld**	**Maßnahmenkategorie**	**Umsetzungshorizont** Zeithorizont in welchem der genannte Handlungsansatz implementiert werden könnte
Förderung F&E Elektrolysetechnologie	Wasserelektrolyseure	F&E Förderung	Kurzfristig
Förderung Pilot- und Demonstrationsanlagen Wasserelektrolyseure		Förderung von Pilot-/Demonstrationsvorhaben	Kurzfristig
Einspeisevergütung Wasserstoff ins Erdgasnetz		Ökonomische Anreize und Regulierung	Kurz- bis mittelfristig
Quotenverpflichtung Wasserstoffeinspeisung Erdgasnetz			Kurz- bis mittelfristig
Entlastung EE-Strom für Wasserelektrolyse oder CO_2-Preis			Mittelfristig
Förderung F&E der Eisenerzelektrolyse	Stahlherstellung	F&E Förderung	Kurzfristig
Entwicklung / Implementierung „Innovationsstrategie Stahl“		Politische Strategie / Roadmap	Kurzfristig
Schaffung neuer Märkte für „grünen“ Stahl		Adressierung von Absatzmärkten / Eco-Labelling / Regulierung	Kurzfristig
Kontinuierliche Unterstützung von F&E	Aluminiumherstellung	F&E Förderung	Kurzfristig
Förderprogramm F&E Alternative Bindemittel	Zement- und Kalkherstellung	F&E Förderung	Kurzfristig
Förderung Pilotvorhaben Anwendung Alternative Bindemittel		Förderung von Pilot-/Demonstrationsvorhaben	Kurz- bis mittelfristig
Prüfung Skalierbarkeit von Pilotvorhaben und Förderung von Demonstrationsvorhaben		Förderung von Pilot-/ Demonstrationsvorhaben	Mittelfristig
Schaffung von Marktnischen Alternative Bindemittel durch Abnahmeverpflichtungen		Adressierung von Absatzmärkten / Regulierung	Mittel- bis langfristig
Entwicklung politischer CCU/CCS Strategie Zement		Politische Strategie / Roadmap	Kurz- bis mittelfristig

5.1 Handlungsansätze für die Etablierung von Wasserelektrolyseuren als THG-Vermeidungsoption

Die Wasserelektrolyse befindet sich teilweise noch im Forschungs- und Entwicklungsstadium, wobei bestimmte Technologien bereits als Pilotanlagen in realen Einsatzbedingungen getestet werden. Auch bei optimistischen Annahmen zur Entwicklung der Technologiekosten (CAPEX) stellt diese jedoch aufgrund der hohen Betriebskosten eine sehr teure Vermeidungsoption dar. Zur Erreichung ambitionierter THG Emissionsreduktionsziele (> 80 %) kann diese Technologie jedoch nicht nur für den Industriesektor, sondern auch für andere Sektoren als notwendig angesehen werden, beispielweise als Voraussetzung für die Nutzung stromgenerierter Kraftstoffe im Verkehr (Öko-Institut e.V. 2015b). Dementsprechend sollten heute Rahmenbedingungen geschaffen werden, die eine weitere Entwicklung der Technologie ermöglichen. Ziel sollte dabei insbesondere auch die Senkung der Technologiekosten über F&E Förderungen sein. Ergänzend wären die ökonomischen und regulatorischen Rahmenbedingungen zu adressieren. Die aktuell vorliegenden ökonomischen Rahmenbedingungen mit niedrigen fossilen Brennstoffpreisen und höheren Strompreisen begünstigen die Etablierung der Elektrolyse-Technologie auf dem Markt nicht.

Auch bei günstigeren ökonomischen Rahmenbedingungen mit niedrigem Strompreis und hoher Auslastung der Elektrolyseure ist die Steigerung der Wirkungsgrade der Elektrolyseure zur Ermöglichung wettbewerbsfähiger Wasserstoffgestehungskosten[70] erforderlich. Des Weiteren sind bisher fehlende Erfahrung in der Betriebsführung von Elektrolyseuren im großtechnischen Maßstab unter realen Bedingungen zu adressieren, wobei hier derzeit eine Reihe von großen Pilot-und Demonstrationsanlagen im Entstehen begriffen ist (siehe Kapitel 3.2), die absehbar entsprechendes Erfahrungswissen generieren werden. Eine Senkung der notwendigen Investitionen ist u.a. durch die Leistungsoptimierung der Elektroden sowie Erhöhung der Anlagenleistung möglich.

Förderung von Forschung und Entwicklung der Elektrolysetechnologie

Am Elektrolyseprozess wird bereits intensiv an der Technologieverbesserung, u.a. hinsichtlich der Wirkungsgradsteigerung, geforscht. Je nach Elektrolyseverfahren unterscheidet sich der technologische Reifegrad, wobei der Hochtemperaturelektrolyseur den niedrigsten Reifegrad (TRL von 6-7) aufweist. Es wird empfohlen, die Förderung von F&E insbesondere für diesen Bereich zu intensivieren. Der Vorteil dieses Elektrolyseverfahrens liegt darin, dass thermische Energie wie industrielle Abwärme als Energieträger verwendet werden sowie der Stromeinsatz um etwa ein Viertel reduziert werden kann. Für viele Betriebe würde sich so eine neue Abwärmesenke eröffnen. Somit könnten die Betriebskosten insgesamt gesenkt werden.

Förderung von Pilot- und Demonstrationsanlagen

Einige Pilotprojekte sind zwar bereits realisiert. Um die Technologie langfristig in Richtung Marktreife zu führen, sind jedoch weitere Demonstrations- und Pilotanlagen notwendig. Dabei sollten neben der Weiterentwicklung der Technologie insbesondere

70 Wasserstoffproduktionskosten mittels Dampfreformierung liegen, bei Strompreis von 40 €/kWh, bei etwa 2 €/kg H2 und mittels Elektrolyseurs zwischen 2,3 – 5,0 €/ kg H2, wobei die niedrigen Preise nur bei einer hohen Auslastung des Elektrolyseurs erzielt werden.

auch Erfahrungen im Betrieb mit großtechnischen Anlagen und dessen Optimierung gewonnen werden. Für diese Projekte sollten daher relevante Industriepartnern gezielt gewonnen werden. Denkbar wäre es, die Forschungs- und Entwicklungsförderung im Bereich der Elektrolyse in der Industrie in einem spezifischen Forschungs- und Entwicklungsförderprogramms zu bündeln, mit dem klaren Ziel eine Mindestanzahl an Demonstrations- und Pilotanlagen über einen Zeitraum der nächsten 5 bis 10 Jahren aufzubauen und Erkenntnisse mittels begleitendem Monitoring zu gewinnen. Aufgrund der hohen Betriebskosten erscheint eine Förderung mit Investitionszuschuss alleine jedoch nicht ausreichend.

Um die Technologie jedoch langfristig zu einer möglichen Marktreife zu entwickeln, müsste ergänzend eine entsprechende Nachfrage am Markt geschaffen werden, die aufgrund der hohen Betriebskosten allein durch Marktanreizprogramme mit Investitionszuschüssen ohne weitere regulatorische oder ökonomische Maßnahmen derzeit nicht erreichbar erscheint.

Anpassung der regulatorischen und ökonomischen Rahmenbedingungen

Vor dem Hintergrund der hohen Gestehungskosten dieser Vermeidungsoption sind regulatorische und ökonomische Anreizsysteme, die auf eine Markteinführung zielen, erst mittel- bis langfristig zu implementieren, sollten aber frühzeitig konzeptualisiert werden. Vorausgesetzt wird, dass die Technologiekosten im Rahmen der Forschungs- und Entwicklungsprogramme signifikant gesenkt werden können. Im Folgenden werden regulatorische und ökonomische Politikmaßnahmen diskutiert, die dann perspektivisch Teil einer Policy Roadmap sein könnten.

Einspeisevergütung von Wasserstoff im Erdgasnetz

Ein mögliches Anreizsystem zur Förderung des Ausbaus und der Auslastung von Wasserelektrolyseuren könnte durch eine Erhöhung des Wasserstoffanteils im Erdgasnetz geschaffen werden. Derzeit kann Erdgas im Netz mit bis zu 2 % Wasserstoff angereichert werden. In Pilotvorhaben wurde aber gezeigt, dass bis zu 10 % Wasserstoff in bestehenden Netzen möglich ist ohne dass Nachrüstungen im Netz oder bei den Abnehmern notwendig sind. Im Labormaßstab wurde bereits ein Wasserstoffanteil von 30 % realisiert (Neumann 2016).

Die Betreiber von Elektrolyseuren hätten dann die Möglichkeit, den intern nicht benötigten Wasserstoff gegen eine entsprechende Vergütung in das Erdgasnetz einzuspeisen. Somit könnte die Auslastung der Elektrolyseure verbessert und damit die spezifischen Gestehungskosten gesenkt werden, was wiederum der Wettbewerbsfähigkeit des Einsatzes von Wasserstoff ggü. den gängigen Verfahren in der Industrie förderlich wäre. Dazu müssten noch weitere Untersuchungen durchgeführt werden, inwieweit die zulässige Wasserstoffeinspeisung erhöht werden kann. Zu beachten sind dabei die Sensibilität bestehender Anlagen und Verbraucher (Dena 2016). Ziel dieser Maßnahme sollte es jedoch nicht sein, in großen Mengen Power-to-Gas zu nutzen, wozu zusätzliche Investitionen notwendig wären und zugleich Umwandlungsverluste durch eine Methanisierung auftreten würden.

Quotenverpflichtung zur Beimischung von Wasserstoff ins Erdgasnetz

Eine weitere Möglichkeit, den Aufbau von Elektrolyseuren zu erhöhen und damit Skaleneffekte zu erzielen, wäre eine verpflichtende Quotenregelung für einen Wasserstoff- oder EE-Gas Anteil im Erdgasnetz. Der Gasnetzbetreiber wäre verpflichtet, eine bestimmte Menge an Wasserstoff dem Erdgas beizumischen. Der Netzbetreiber könnte diesen Bedarf durch eigene Erzeugung decken oder über Drittanbieter wie Industrieunternehmen beziehen. Schon eine geringe Quote würde eine entsprechende Anreizwirkung für eine Marktentwicklung erzielen, da Produktionskapazitäten aufgebaut werden müssten. Wie eine Einspeisevergütung wäre dies ein vom öffentlichen Haushalt unabhängiges Förderinstrumentarium, welches sich über einen Wälzungsmechanismus finanziert, der den verpflichteten Akteure erlauben würde, die Kosten über die Umlage auf den Gaspreis zu finanzieren.

Eine Quote zur Nutzung von durch EE-Strom erzeugtem Wasserstoff könnte, verglichen mit anderen hier genannten Maßnahmen, relativ früh eingeführt werden. Diese müsste so gewählt werden, dass einerseits der Aufbau von Produktionskapazitäten angereizt wird, andererseits die Belastung für die Unternehmen nicht zu hoch wird.

Entlastung von EE-Strom für Elektrolyse oder Belastung fossiler Brennstoffe

Die Erzeugung von regenerativem Wasserstoff setzt einen sichergestellten und wettbewerbsfähigen Zugang zu EE-Strom voraus. Strompreise müssten weit unterhalb des heutigen Strompreises, bei weniger als 20 € / MWh (siehe Kapitel 3.1, Tabelle 3.2), bzw. unter dem Erdgaspreis liegen, damit Wasserstoff überhaupt als konkurrenzfähige Alternative, beispielsweise für die Ammoniaksynthese, in Frage kommt.

Die Nutzung von Überschussstrom zu negativen Strompreisen reicht nicht aus, da gleichzeitig eine möglichst hohe Auslastung des Elektrolyseurs aufgrund der hohen Investitionen erreicht werden muss.[71] Grundsätzlich bestünde eine Möglichkeit darin, den für die Wasserstoffproduktion verwendeten Strom zu entlasten oder zu subventionieren. Da die Belastung durch Steuern und Umlagen für die energieintensive Industrie aufgrund verschiedener Entlastungstatbestände bereits sehr niedrig ist, ist der Spielraum für eine zusätzliche Entlastung von staatlichen Abgaben jedoch sehr gering. Eine weitere Möglichkeit bietet daher die Belastung der fossilen Brennstoffe, die alternativ eingesetzt werden. Eine CO_2-Steuer oder Lenkungsabgabe wurde bereits an anderer Stelle als sektorübergreifendes Instrument diskutiert (Öko-Institut e.V. 2017). Ausgehend vom heutigen Stand der Technologieentwicklung und der damit einhergehenden Gestehungskosten, wären dazu CO_2-Preise von deutlich über 100 €/t CO_2 erforderlich (Huckestein et al. 2018; Gerbert 2018). Ein ausreichend hoher CO_2 Preis im ETS könnte über einen Mindestpreis (Floor Price) erreicht werden. *Floor pricing* hat sich als überaus wirkungsvolles Instrument für einen Technologiewandel im Umwandlungssektor in UK bewährt (Hirst 2018). Ein solches Instrument wäre allerdings nur sinnvoll, wenn die Vermeidungskosten noch signifikant gesenkt werden können. Zu beachten ist hierbei jedoch, dass es dennoch ohne flankierende Maßnahmen bei nicht unerhebli-

71 Darüber hinaus kann angenommen werden, dass die Nachfrage nach EE-Überschussstrom aufgrund der zunehmenden Elektrifizierung zukünftig steigt und es somit spekulativ wäre, mit negativen Preisen zu kalkulieren.

chen CO_2-Preisen[72] zu Produktionsverlagerungen kommen könnte, soweit homogene Produkte betroffen sind, die international gehandelt werden. Dies ist beispielsweise bei Ammoniak und Stahl der Fall. Entscheidend ist für die Unternehmen nicht die Wettbewerbsfähigkeit zweier alternativer Produktionsverfahren zueinander, sondern die Wettbewerbsfähigkeit mit der Konkurrenz, welche die zusätzlichen Kosten nicht zu tragen hat. Daher wären bei CO_2-Preisen über 100 €/t entsprechende Schutzmaßnahmen erforderlich.

Der stoffliche Einsatz von Wasserstoff in der Industrie, z.B. bei der Ammoniaksynthese oder Direktreduktion von Eisenerz, könnte auch durch Instrumente adressiert werden, die nur direkt bei den Industrieunternehmen ansetzen. Neben Investitionszuschüssen sind jedoch auch hier Anreizinstrumente notwendig, die die höheren Betriebskosten gegenüber herkömmlichen Prozessen auf Basis fossiler Kohlenstoffträger adressieren. Dabei ist es möglich, die oben beschriebenen marktbasierten Politikmaßnahmen auch so auszugestalten, dass diese spezifisch den Einsatz von Wasserstoff zur Reduktion von Prozessemissionen in Industrieunternehmen anreizen.

5.2 Handlungsansätze für die Entwicklung und Etablierung alternativer Verfahren zur Rohstahlherstellung

Förderung der Forschung und Entwicklung der Eisenerzelektrolyse

Das Potenzial der Eisenerzelektrolyse, eine zentrale Rolle für die Dekarbonisierung der Primärstahlherstellung in Deutschland und darüber hinaus zu spielen, ist grundsätzlich hoch, allerdings ist die Technologiereife, wie in Kapitel 3.1 dargestellt, derzeit noch sehr gering. Eine technologische Marktreife wird in der Literatur derzeit nicht vor 2040 erwartet. Derzeit gibt es, nach dem Auslaufen von ULCOWIN, keine Pilotanlage oder F & E Vorhaben, die sich der Weiterentwicklung der Eisenerzelektrolyse widmen. Auch wenn es sehr nahe liegt, den politischen Fokus in den kommenden Jahren auf wasserstoffbasierte Technologien zu richten, erscheint es empfehlenswert, die Eisenerzelektrolyse weiterzuentwickeln. Mit entsprechenden Anstrengungen wäre es eventuell möglich, die technologische Marktreife deutlich zu beschleunigen, sodass die Eisenerzelektrolyse auch im Zeitraum bis 2050 in relevantem Maße zum Einsatz kommen könnte.

Es wird daher empfohlen, bei der Einführung, Novellierung, oder Fortführung von Forschungsprogrammen, welche Innovationen in einem frühen Reifestadium (ca. TRL 1-4) adressieren, die Eisenerzelektrolyse künftig deutlich stärker zu berücksichtigen. Dies gilt insbesondere für den Nachfolger von Horizon 2020.

Entwicklung und Implementierung einer „Innovationsstrategie Stahl“

Derzeit verfolgen Stahlunternehmen unterschiedlichste technologische Strategien für die zukünftige Vermeidung von THG-Emissionen, wie auch in Kapitel 3.1.2 gezeigt wurde. Auch auf Seiten der staatlichen Akteure ist derzeit noch kein präferierter Ansatz erkennbar. Als Ergebnis der vorliegenden Untersuchung wird die Entwicklung und Im-

72 Aus Sicht der Unternehmen dürften CO_2-Preise noch akzeptabel sein, welche die notwendigen Transaktionskosten für eine Produktionsverlagerung nicht regelmäßig überschreiten.

plementierung einer Innovationsstrategie Stahl seitens der Bundesregierung angeregt, die auf eine direkte Vermeidung der Entstehung von CO_2 und dessen Emission setzt („Carbon Direct Avoidance“, CDA).

Die Größenordnung der Herausforderung, eine ökologisch und ökonomisch nachhaltige Primärstahlerzeugung in Deutschland und ggf. darüber hinaus sicherstellen zu wollen, erfordert eine Fokussierung politischer Aufmerksamkeit und Intervention, beispielsweise in Form von Fördermitteln. Auch vor dem Hintergrund langer Lebens- und Innovationszyklen in der Stahlindustrie in Relation zum nationalen Klimaschutzziel 2050 erscheint eine konsistente politische Strategie dringend erforderlich. Zumal auch die Stahlerzeuger selbst[73] betonen, dass die klimapolitischen Ziele zwar von der Industrie als gegeben und feststehend angenommen werden, Planbarkeit aber vor allem durch klare Signale hinsichtlich der Ausgestaltung der Weges zur Zielerreichung und klare ökonomische und politische Rahmenbedingungen entstehen kann.

Die im Grundsatz bekannten und in Kapitel 3.1.2 auch teilweise diskutierten Ansätze zur Abscheidung und Nutzung und/oder Speicherung von CO_2 (CCU/CCS) sind mit verschiedensten Hemmnissen und Umsetzungsrisiken behaftet. Darüber hinaus ist ihr THG-Vermeidungspotenzial absehbar begrenzt und stark vom jeweiligen Anwendungsfall (Produktnutzungskette) der hergestellten Produkte abhängig. Für die Stahlherstellung existieren mit den auf Wasserstoff und ggf. teilweise/übergangsweise auf Erdgas basierenden Ansätzen zumindest technisch realistische und teilweise bereits erprobte Optionen, die eine Nutzung von Kohlenstoff in der Roheisenerzeugung weitgehend sowie die „nachgelagerten“ Problemstellungen in der Kohlenstoff-Wertschöpfungskette von vorneherein vermeiden könnten.

Eine solche Innovationsstrategie Stahl der Bundesregierung müsste Einfluss nehmen auf die Forschungs- und Entwicklungsagenda, sowohl national als auch auf EU-Ebene, und darüber hinaus auf die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen.

Das Forschungsrahmenprogramm Horizon 2020 beispielsweise erscheint stark CCU/CCS-lastig (siehe Kapitel 4), hier könnte die Bundesregierung im Rahmen der Abstimmungen von dessen Nachfolgeprogramm entsprechend andere Schwerpunkte einbringen. Gleiches gilt für die Ausgestaltung des Innovation Funds, sobald der Vorschlag der EU Kommission hierzu vorliegt. Fraglich ist beispielsweise auch, ob die derzeit für die Akquirierung von Projektmitteln auf EU-Ebene bei Horizon 2020 vorgegebenen multinationalen Konsortien für Entwicklungs- und Demonstrationsprojekte in der Stahlindustrie zielführend sein können oder ggf. ein Hemmnis darstellen. Auch die Allokation der vorgesehenen Mittel des Innovation Funds ist entscheidend. Für große Demonstrationsprojekte in der Stahlindustrie werden jeweils erhebliche Fördermittel (im dreistelligen Millionenbereich) erforderlich sein, hier wäre eine kleinteilige Allokation auf eine große Anzahl kleinerer Projekte zumindest im Hinblick auf die Stahlindustrie kontraproduktiv.

Das in Deutschland vorgesehene und im Klimaschutzplan 2050 sowie dem Koalitionsvertrag der 19. Legislatur verankerte „Förderprogramm zur Dekarbonisierung der Industrie“ kann daher mit einer klaren Begrenzung zulässiger Technologiebereiche, die CCU und CCS ausschließt, auch ein klares Signal an die Industrie setzen und zugleich

73 Aussagen in den geführten Expertengesprächen.

ein Startpunkt für eine umfassende „Innovationsstrategie Stahl“ sein. Möglicherweise könnte dieses neue Förderprogramm die erstmalige Demonstration der Direktreduktion von Eisenerz mit grünem Wasserstoff in industriellem Maßstab anstoßen.

Ziel der Innovationsstrategie Stahl wäre eine schrittweise Elektrifizierung der Primärstahlherstellung in Deutschland[74]. Dementsprechend hätte sie auch absehbare und damit planbare Auswirkungen auf den Gesamtstrombedarf und somit die Ausbauziele regenerativer Energien[75], ggf. auch auf die weitere Ausgestaltung des Strommarktes. In diesem Zusammenhang könnte auch geprüft werden, inwieweit die notwendigen Wasserelektrolyseure netzstabilisierend eingesetzt werden könnten. Weitere zu adressierende Fragen betreffen die Technologieentwicklung der Wasserelektrolyse sowie der möglichen notwendigen Infrastruktur (siehe hierzu auch die Handlungsansätze zur Wasserelektrolyse), hier insbesondere die Frage der Verortung der Wasserstoffproduktion und der notwendigen Leitungsinfrastruktur.

Auch Ansätze innerhalb der Wertschöpfungskette, wie beispielsweise zur (anteiligen) Überwälzung relativer Mehrkosten durch die Eröffnung neuer Märkte (siehe Handlungsansatz unten), könnten in die Innovationsstrategie Stahl integriert werden. Fragen der Wirtschaftlichkeit neuer Produktionsverfahren, verbunden mit einer Debatte, welchen Nutzen die Gesellschaft aus einer klimaverträglichen, nationalen Stahlproduktion zieht und daher auch ob und welche Mehrkosten tragbar wären, stünden ebenfalls im Zentrum der Innovationsstrategie.

Eine solche Herangehensweise würde einerseits klare politische Richtungsentscheidungen als auch andererseits die Einbindung aller relevanten Stakeholder der Wertschöpfungskette erfordern.

Neue Märkte zur Ermöglichung einer (anteiligen) Überwälzung der Mehrkosten von CDA (Direktreduktion von Eisenerz)

Wie in Kapitel 3.1 gezeigt wurde, ist die Direktreduktion von Eisenerz mit grünem Wasserstoff[76] und nachgeschalteter Elektrometallurgie (Elektrolichtbogenofen) zur Herstellung von Rohstahl derzeit, und sofern nicht wirksame Maßnahmen ergriffen werden auch absehbar, nicht wettbewerbsfähig verglichen mit der gängigen Hochofenroute. Deutlich höhere spezifische Produktionskosten gehen nicht mit entsprechenden Vorteilen auf Seiten der Wertdichte der Produkte einher. Darüber hinaus können die erheblichen Mehrkosten nicht oder nahezu nicht auf die Abnehmer übergewälzt werden, da es sich um weitgehend homogene und weltweit gehandelte Produkte handelt.

Eine denkbare Möglichkeit bestünde darin, neben produktionsseitigen Ansätzen zur möglichst weitgehenden Reduktion der spezifischen Produktionskosten sowie der Optimierung energiewirtschaftlicher Rahmenbedingungen[77], neue Abnehmermärkte zu

74 Der Handlungsansatz wird hier auf Deutschland bezogen formuliert, könnte aber auch multilateral/auf EU-Ebene umgesetzt werden.

75 Wobei der benötigte Strom, oder ggf. direkt der benötigte Wasserstoff, nicht zwangsläufig vollständig in Deutschland produziert werden müsste. Auch diese Fragen wären im Rahmen der Innovationsstrategie Stahl zu adressieren.

76 Ggf. auch (zunächst) nur anteilig mit grünem Wasserstoff, anteilig auf Erdgasbasis.

77 Siehe hierzu die Ausführungen in den Handlungsansätzen Wasserelektrolyse.

eröffnen, um den Markteintritt der Direktreduktion mit grünem Wasserstoff zu ermöglichen. Dies könnte einerseits zur Aufdeckung weiterer Kostensenkungspotenziale in der dann laufenden Produktion, andererseits zur dauerhaften Etablierung der neuen Märkte und damit zu einer verbesserten Wettbewerbsposition der Beteiligten durch Diversifizierung und First-Mover-Vorteile führen. Die Erfolgsaussichten sind jedoch ungewiss, und verschiedene Stakeholder müssten eingebunden werden.

Als konkretes, denkbares Beispiel wird im Folgenden kurz die Einführung/Anreizung eines Nischenmarkts für „grünen Stahl“ im Automobilbereich diskutiert. Die Idee zu dem hier präsentierten Handlungsansatz wurde gemeinsam mit Dr. Volker Hille, Salzgitter Flachstahl GmbH, in einem Expertengespräch (Hille und Redenius 2018b) entwickelt.

Grundgedanke ist es, einen Markt für „grünen Stahl“ für den Automobilbau zu schaffen, der eine mindestens anteilige Kostenüberwälzung der Mehrkosten für die Stahlhersteller ermöglicht. Die möglichen Mehrkosten des Endprodukts Automobil lägen absehbar im unteren einstelligen Prozentbereich[78], daher wären zwei grundsätzliche Optionen denkbar:

- Übernahme der Mehrkosten durch die Automobilhersteller
- Überwälzung auf die Endverbraucher

Im ersten Fall ginge dies mit einer Reduzierung der Marge der Automobilhersteller einher. Aufgrund der relativ geringen Mehrkosten erscheint ein auf Imagegewinn abzielender Ansatz durchaus realisierbar. Automobilhersteller könnten damit werben, dass eine bestimmte Produktlinie mit „grünem Stahl“ produziert wird. Dies ließe sich, gerade auch im Hinblick auf das Marketing, gut mit der Elektromobilität verschränken.

Aufgrund des absehbar geringen Einflusses der Differenzkosten auf die Margen der Automobilhersteller wäre grundsätzlich auch eine ordnungsrechtliche Ausgestaltung des Ansatzes, beispielsweise in Form von material- oder produktspezifischen Kennwerten, denkbar. In diesem Fall wäre allerdings sehr fraglich und zu prüfen, ob dies rechtlich rein national umzusetzen wäre. Evtl. wäre die Öko-Design-Richtlinie im Hinblick auf spezifische Produktanforderungen an Autobleche mittelfristig das passende Instrument für eine ordnungsrechtliche Ausgestaltung.

Im Falle eines freiwilligen Ansatzes könnte ein verifizierbares Öko-Label für Automobile mit einem Mindestanteil an grünem Stahl zum Einsatz kommen. Dies ließe sich vermutlich auch national, zunächst in Form eines Pilotprojektes, umsetzen.

Zentrale Schwierigkeit des freiwilligen Ansatzes ist das Risikomanagement. Aufgrund der großen Investitionssummen für eine neue Direktreduktionsanlage müsste die entsprechende Abnahme des Stahls zu den höheren Preisen dauerhaft sichergestellt sein. Zu klären wäre daher, ob und wie hier Intermediäre, d.h. Versicherungen, einzubeziehen wären.

---

78 Überschlägige Kalkulation: Materialkosten Stahl pro Auto ca. 1000 €, Aufschlag für grünen Stahl geschätzt 20 % = 200 €; Endverkaufspreis ~20.000 € → Mehrkosten durch „grünen Stahl“ von 1 %. Ein resultierender Kostenaufschlag von ca. 1 - 3 % auf den Verkaufspreis erscheint daher plausibel.

Der dargestellte Handlungsansatz könnte natürlich auch bei anderen Gebrauchsgütern bei denen der Materialwert des Stahls im Verhältnis zum Verkaufspreis gering, zum Einsatz kommen, beispielsweise bei weißer Ware.

5.3 Handlungsempfehlungen zur Entwicklung und Einführung alternativer Verfahren in der Aluminiumproduktion

Kontinuierliche Unterstützung der F&E-Tätigkeit der Primäraluminiumproduzenten

Wie in Kapitel 3.1.3 und Kapitel 3.2.3 dargelegt, stehen trotz jahrzehntelanger Forschung den aluminiumproduzierenden Unternehmen keine marktreifen Technologien zur Verfügung, welche die Emissionen bei der Schmelzflusselektrolyse nach dem klassischen Hall-Héroult-Prozess signifikant reduzieren könnten. Einzige Ausnahme stellen die Emissionen dar, welche durch den Anodeneffekt entstehen. Diese sind bereits bis heute um weit über 90 % gegenüber 1990 reduziert worden.

Da Produktionstechnologien im großindustriellen Maßstab, welche die THG-Emissionen der Aluminiumproduktion in relevantem Umfang weiter senken könnten, dem Markt nach wie vor nicht zur Verfügung stehen, ist die Unterstützung der Politik für die Unternehmen bei ihren Innovationsanstrengungen zur Senkung ihrer THG-Emissionen zentral. Bestehende Forschungs- und Entwicklungsprogramme sollten aus diesen Gründen weiter fortgeführt bzw. intensiviert werden, um sich alle Optionen auf neue Erkenntnisse und innovative Verfahren offen zu halten. Ein Durchbruch bei Forschung und Entwicklung hin zu einer radikalen Prozessinnovation ist prinzipiell jederzeit möglich. Gleichzeitig ermöglicht eine intensive und kontinuierliche Forschung auch eine realistische Bewertung möglicher Effizienzpotenziale im praktischen Betrieb.

Die Bestrebungen sollten daher darauf ausgerichtet sein, die Innovationstätigkeit der Technologie- und Produktionsunternehmen weiterhin anteilig durch öffentliche Gelder zu fördern. Andererseits sollte weiterhin kontinuierlich ein offener und aufgeschlossener Dialog zum Klimaschutz bei der Aluminiumproduktion geführt werden.

5.4 Handlungsempfehlungen zur Entwicklung und Einführung alternativer Herstellungsverfahren und Produkte bei der Zement- und Kalkherstellung

Förderprogramm Forschung und Entwicklung von alternativen Bindemitteln

Ein spezifisches Förderprogramm für Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten für das Themenfeld alternative Bindemittel erscheint aufgrund des vorhandenen F&E Bedarfs und des absehbaren Marktpotentials erforderlich. Dieses F&E Programm sollte die Ergebnisse und Evaluationen von laufenden und bereits abgeschlossenen Vorhaben, beispielsweise im Rahmen von Horizon 2020, berücksichtigen.

Ein Ergebnis der Expertengespräche ist, dass das Förderprogramm langfristig ausgestaltet werden sollte und die Beantragung von Projekten in einem solchen Programm, verglichen z.B. mit Horizon 2020, einfach sein müsste. Eine Analyse der zukünftigen potenziellen Marktfähigkeit bestimmter alternativer Bindemittel kann Informationen für

die Schwerpunktsetzung der weiteren F&E dieser Technologien generieren und somit auch für ein Förderprogramm liefern.

Im Rahmen des Förderprogramms könnten auch Energie- und Materialeffizienz der Herstellungsprozesse vorangetrieben sowie flankierend deren Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit analysiert und letztlich positiv beeinflusst werden.

Förderung von langlaufenden Pilotvorhaben zur Anwendung alternativer Bindemittel und Innovationsanreiz für Produzenten von alternativen Bindemitteln

Voraussetzung für eine hohe Diffusion alternativer Bindemittel in den praktischen Alltag der Bauindustrie ist eine hohe Akzeptanz dieser Bindemittel bei den Branchenakteuren. Weiterhin Investitionsanreize für Hersteller von alternativen Bindemitteln könnten ökonomischen Hurden und weitere Hemmnisse beseitigen. Die Investitionsförderung für Produzenten sollten anhand der Innovationsgrad und technische Machbarkeit überprüft werden. Die Gestaltung von Investitionsanreize können Sie an anderen Investitionsförderungsprograme und könnten z.B. mit der KfW diskutiert werden. Dafür muss die langfristige Funktionalität dieser Bindemittel nachgewiesen sein.

Dies könnte durch die Realisierung von langlaufenden Pilotvorhaben von alternativen Bindemitteln zur Überprüfung der Leistungsfähigkeit und Akzeptanz dieser bei unterschiedlichen Anwendungszwecken befördert werden.

Die Pilotvorhaben sollten dabei technische Aspekte der Herstellungsprozesse alternativer Bindemittel, die Machbarkeit von Skalierungsoptionen sowie Vergleichsanalysen neuartiger Produkte mit klassischem Zement abdecken. Somit könnten die spezifischen Vor- und Nachtteile von alternativen Bindemitteln untersucht und Lösungsvorschläge für die Überwindung von Marktdiffusionshemmnissen erarbeitet werden.

Die Analyse in diesem Papier zeigt, dass eine Förderung von Pilotvorhaben insbesondere für alternative Bindemittel wie im Tabelle 3.4. dargestellt.

Das Ziel langlaufender Tests im Rahmen von Pilotvorhaben ist es, die Leistungsfähigkeit der Alternativen zu testen und damit im Idealfall die Akzeptanz auf den Märkten zu erhöhen. Die bestehenden Produktionsverfahren könnten darauf aufbauend weiterentwickelt werden. Langzeittests sollten mindestens 5 Jahre bis 15 Jahren betragen.

Eine Förderung von Pilotvorhaben sollte um eine Reihe von Fachgespräche und Workshops mit dem Ziel einer Erhöhung der Akzeptanz ergänzt werden. Die jetzige Informationslage für Anwender, für Architekten und Ingenieure muss deutlich gestärkt werden, um eine zukünftige Marktdiffusion anzustoßen.

Überprüfung der Skalierbarkeit von Pilotvorhaben und Förderung von Demonstrationsanlagen

Je nach den Ergebnissen der geförderten Pilotanlagen und -anwendungen für alternative Bindemittel könnten ein oder zwei Technologieoptionen für eine weitere Förderung einer größeren Demonstration in industriellem Maßstab ausgewählt werden. Voraussetzung hierfür sind positive Ergebnisse von Langzeittest der betroffenen Bindemittel in der Anwendung unter realen Bedingungen. Solche Pilotvorhaben zur Anwendung alternativer Bindemittel (siehe separaten Handlungsansatz hierzu) sollten dazu genutzt werden, um fundierte Ergebnisse zur Praxistauglichkeit des Materials zu liefern (Lösch

et al. 2017a). Darüber hinaus sind fundierte Machbarkeitsanalysen hinsichtlich einer weiteren Skalierung der in den Pilotprojekten getesteten Herstellungsverfahren erforderlich.

Ziel der Demonstrationsvorhaben wäre es, weitere marktbezogene Hemmnisse im Zementmarkt zu beseitigen. Die Demonstrationsvorhaben könnten auf die Herstellungsprozesse fokussieren mit dem Ziel, den Prozess, insbesondere im Hinblick auf die Vermeidung von Prozessemissionen, aber auch bzgl. Material- und Energieeffizienz, weiter zu optimieren. Flankierend sollten die Demonstrationsanlagen durch Aktivitäten zur Vermarktung der Produkte begleitet werden.

Eine solche Förderung von Demonstrationsanlagen könnte anteilig im Rahmen von Investitionsförderprogrammen realisiert werden, und müsste zugleich konform mit den EU-Beihilferegeln ausgestaltet werden. Zu beachten ist, dass sich eine solche Förderung von Demonstrationsanlagen an erfolgreich im Rahmen von Pilotanlagen getestete Herstellungsverfahren sowie langlaufende Praxistests des Produkt anschließen müsste. Daher wäre dieser Handlungsansatz eher in mittelfristiger Perspektive zu verfolgen.

Klassischer Zement dominiert das Bauwesen in Deutschland und weltweit seit vielen Jahren. Mithilfe einiger weniger Demonstrationsanlagen für alternative Bindemittel, kombiniert mit entsprechenden Handlungsansätzen zur Öffnung oder Schaffung von Abnehmermärkten, könnte ein wesentlicher Beitrag für eine zukünftige Marktdurchdringung mit alternativen Bindemitteln geleistet werden.

Schaffung erster Marktnischen für alternative Bindemittel durch Abnahmeverpflichtungen bei Bauvorhaben

Die weitere Förderung der Marktdurchdringung alternativer Bindemittel könnte in Form einer Abnahmeverpflichtung bei Bauvorhaben ausgestaltet werden. Voraussetzung dafür ist die erfolgreiche Demonstration des Herstellungsprozesses von alternativen Bindemitteln im industriellen Maßstab, sodass die dann nachgefragten Mengen auch absehbar verfügbar sind.

Für die Schaffung einer möglichen Verpflichtung wäre es wichtig, die alternativen Zementsubstitute richtig zu fördern, insbesondere durch die Anerkennung als Standardprodukt mit jeweiligen Leistungsanforderungen. Die vorgesehene Verpflichtung könnte mit unterschiedlichen Stakeholdern vorab diskutiert werden, jedoch wäre mit erheblichen Beharrungskräften und Akzeptanzproblematiken zu rechnen.

Im Rahmen wissenschaftlicher Vorarbeiten müsste geklärt werden, welche Bauvorhaben sich hinsichtlich ihrer Leistungs- und Sicherheitsanforderungen für eine Abnahmeverpflichtung eignen. So stellte in gewisser Anteil der Bauten, welcher mit klassischem Zement erbaut wurde, nur eine Übergangslösung dar und muss teilweise nur wenige Jahre halten (zum Beispiel Behelfsbrücken, gewisse Sportstätten oder Freizeiteinrichtungen usw.). Für derartige Bauwerke mit relativ kurzer Lebensdauer stehen die in den bisherigen Normen verankerten Bestimmungen zur Auslegung und Ausgestaltung nicht im Verhältnis zur geforderten Lebensdauer (Lösch et al. 2017a). Für diese Bauten könnte eine Verpflichtung mit alternativen Bindemitteln überprüft werden, da die Hürden durch Sicherheits- und Leistungsanforderungen geringer sind.

Allerdings müssten hierzu die Anforderungen an die Materialstärke oder die Güte des Betons an die reale Nutzungsdauer angepasst werden. (Lösch et al. 2017a).

Hauptziel der Verpflichtung ist die Reduktion des CO_2 Fußabdrucks der neuen Gebäude. Dieser könnte nach der Systematik der Life Cycle Analyse mit einen Zertifikat nachgewiesen werden.

Entwicklung einer politischen Strategie im Hinblick auf den möglichen Einsatz von CCU und CCS in der Zementherstellung

Wie die vorliegende Untersuchung in Kapitel 3.2 gezeigt hat, gibt es zwar eine Reihe potenzieller technologischer Lösungen zur relevanten direkten Vermeidung von THG-Emissionen in der Zementindustrie; diese befinden sich allerdings größtenteils in einem frühen Entwicklungsstadium. Darum stellt sich speziell für die Zementherstellung verstärkt die Frage, ob CCU/CCS-Ansätze zukünftig benötigt würden, um weitere relevante Emissionsminderungen zu ermöglichen.

Sowohl CCU als auch CCS wird bereits seit 2005 in der Zement- und Kalkindustrie erforscht, größtenteils im Rahmen von Anstrengungen der Hersteller und Verbände aber auch durch die Nutzung von EU-Fördermitteln (z.B. Horizon 2020).

Ziel des vorgeschlagenen Handlungsansatzes ist es, im Hinblick auf einen möglichen Einsatz von CCU/CCS zur Minderung von THG-Emissionen in der Zementherstellung alle relevanten Aspekte im Hinblick auf gesellschaftliche Kosten und Nutzen, Akzeptanz sowie mögliche Alternativen zur Emissionsvermeidung in einen sachorientierten Diskursprozess einzubeziehen und somit letztlich zu einer klaren politischen Strategie zu gelangen, ob und inwieweit CCU/CCS zumindest für die Zementherstellung weiter verfolgt werden sollten. In den Diskursprozess sollten wichtige Akteure aus Industrie, Gesellschaft und Wissenschaft mit einbezogen werden.

Eine aktuelle wissenschaftliche Studie vom Februar 2018 (European Academies Science Advisory Council (EASAC) 2018) stellt CCS als eine Technologie mit hohem Emissionsminderungspotential für die Zement- und Kalkindustrie und zugleich als technologisch weit ausgereift dar. Die Studie betont auch die zukünftig niedrigen Kosten der Technologie. Darüber hinaus soll das eingelagerte CO_2 langfristig gespeichert werden können.

Die hier angeregte politische Strategie könnte u.a. Risiken und potentielle externe Umwelteffekten dieser Technologieansätze und die damit verbundenen Zusatzkosten für die Gesellschaft berücksichtigen. Die Erfahrungen und Ergebnisse laufender Pilot- und Demonstrationsvorhaben könnten hierbei einfließen. Eine Reihe von Machbarkeitsstudien und erste Versuche zeigen, wie viele Herausforderung mit CCU/CCS-Technologien verbunden sind (u.a. ECRA, 2017, EU Workshop LEILAC Projekt Februar 2018, https://www.project-leilac.eu/innovation-carbon-capture)

Mehrere technische Herausforderungen sowohl bei der Abscheidung als auch bei den möglichen Nutzungen oder der Sequestrierung von CO_2 sind zu beobachten. Dominierende Aspekte sind jedoch sowohl die hohen Investitionen, zusätzlichen hohen Energieverbräuche, Unsicherheiten und Risiken im Hinblick auf die dauerhafte Einlagerung und geologische Faktoren als auch die fehlende Akzeptanz von CCS seitens der Gesellschaft.

Die Entwicklung der Strategie sollte einerseits die unabhängige Prüfung des mittelfristigen (z.B. bis 2030) Vermeidungspotenzials durch CCU/CCS-Technologien in Deutschland, Europa und weltweit beinhalten, als auch andererseits klären, welche

Kosten mit einer Nutzung dieser Potenziale verbunden wären. Ein Vergleich mit anderen Technologien, insbesondere alternativen Bindemitteln, im Hinblick auf die Effektivität der THG-Vermeidung, möglicher Kosten als auch ggf. weiterer Aspekte, sollte durchgeführt werden. Die Strategieentwicklung muss auch internationale Entwicklungen im Blick behalten und insbesondere die EU Ebene politisch mit einbeziehen. Wichtig für die Diskussion ist auch eine kritische Betrachtung der Förderung von CCS in anderen Ländern und der Auswirkungen dieser Förderung auf die Technologieentwicklung weltweit, da die größten Zement- und Kalkbedarfe absehbar in sich noch entwickelnden Volkswirtschaften entstehen werden. Für die Auswirkungen auf den globalen Klimaschutz sollten diese Entwicklungen in der Strategie (ggf. Analogien zur Diskussion der Fracking-Technologie) ebenso wie die mögliche Rolle bei der Technologieentwicklung von CCS weltweit, berücksichtigt werden.

6 Fazit

Die vorliegende Untersuchung analysiert den Status Quo emissionsintensiver Industriebranchen in Deutschland, mit Fokus auf industrielle Prozessemissionen, und entwickelt erste politische Handlungsansätze zur Förderung von Forschung, Entwicklung und Markteinführung aussichtsreicher technologischer Lösungen. Ausgehend von ihrer Relevanz für die Treibhausgasemissionen insgesamt, aber auch für die Prozessemissionen der deutschen Industrie (siehe Kapitel 2) wurden die Primärstahlherstellung, die Zementherstellung, die Primäraluminiumherstellung und die Ammoniakproduktion als Subbranchen für die weitere Analyse ausgewählt. Ergänzt wird diese Auswahl durch das Querschnittsthema „Wasserstoff“, insbesondere hinsichtlich der Wasserelektrolyse, aufgrund der absehbar übergreifenden und hervorgehobenen Rolle für die zukünftige Dekarbonisierung der Industrie. Die branchenübergreifende Bedeutung von Wasserstoff, sowohl als Energieträger als auch in stofflicher Verwendung, zeigt sich im Rahmen der Analyse, da „grüner“ Wasserstoff letztlich als zentral für die relevante Vermeidung der THG-Emissionen sowohl bei der Primärstahlerzeugung als auch bei der Ammoniakproduktion gesehen wird.

Der Vergleich der analysierten Handlungsfelder (siehe Kapitel 3.1) zeigt, dass es einerseits, insbesondere im Hinblick auf das Vorhandensein möglicher oder denkbarer THG-Vermeidungsoptionen sowie deren Technologiereife, eine ausgeprägte Branchenspezifik gibt. Andererseits gibt es zentrale Hemmnisse, die allen Handlungsfeldern im Wesentlichen gemein sind, dies ist insbesondere die mangelnde Wirtschaftlichkeit innovativer und THG-armer Prozesse, Verfahren und Produkte gegenüber den am Markt etablierten, oftmals emissionsintensiven Technologien.

So gibt es beispielsweise mit der erdgasbasierten Direktreduktion von Eisenerz bereits ein alternatives, im industriellen Maßstab etabliertes Verfahren, das die sehr emissionsintensive Hochofenroute ersetzen könnte. Wie in Kapitel 3.1.2 dargelegt, könnten die spezifischen Emissionen der Direktreduktionsroute durch die (teilweise) Substitution von Erdgas durch „grünen“ Wasserstoff noch erheblich, um bis zu ca. 95 %, gesenkt werden. Unternehmensexperten sehen kein grundsätzliches technologisches Hemmnis, einzig die mangelnde Wirtschaftlichkeit des Verfahrens in Europa verhindert letztlich einen Markteintritt.

Hingegen waren die jahrzehntelangen Anstrengungen in der Aluminiumindustrie im Hinblick auf die Vermeidung der dort beim Elektrodenabbrand auftretenden Prozessemissionen bislang vergeblich. So wird an der inerten Kathode bereits seit über 50 Jahren geforscht, trotz vereinzelter Erfolgsmeldungen im Detail ist allerdings ein Durchbruch und eine Marktreife dieser Technologie auch aktuell laut Expertenaussagen noch nicht absehbar (siehe Kapitel 3.1.3).

Wiederum anders und komplex ist die Situation in der Zementbranche. Bereits seit Jahren werden alternative Zemente entwickelt, welche durch die Zugabe verschiedener Ersatzstoffe, beispielweise Flugasche aus Kohlekraftwerken oder Schlacken aus Hochöfen, den Klinkerfaktor und damit die spezifischen THG-Emissionen pro Tonne Produkt reduzieren. Allerdings basieren diese Zemente weiterhin auf dem emissionsintensiven Portlandzement-Klinker, und die weiteren Minderungspotenziale sind sehr begrenzt (siehe Kapitel 3.1.4). Es ist sogar damit zu rechnen, dass der durchschnittliche Klinkerfaktor der deutschen Zementproduktion wieder steigen könnte, da die Verfügbarkeit der genannten Ersatzstoffe insbesondere durch die Stilllegung von Kohle-

kraftwerken zurückgehen dürfte. Darüber hinaus gibt es hier zwei weitere technologische Ansätze zur relevanten Vermeidung von THG-Emissionen: alternative Bindemittel, die teilweise auch mit alternativen Herstellungsverfahren produziert werden, sowie End-of-Pipe Technologien. Diese beiden Ansätze sind aber mit jeweils unterschiedlichen, aber fast gleichermaßen schwerwiegenden Hemmnissen belastet. So befinden sich alternative Bindemittel in aller Regel noch in einem frühen Entwicklungsstadium, und sind Gegenstand einer Reihe von Entwicklungs- und Pilotvorhaben (siehe Kapitel 3.2.4). Darüber hinaus sind die Anforderungen an Bindemittel hinsichtlich ihrer Langlebigkeit und Sicherheit sehr hoch, was den Markteintritt und die Akzeptanz alternativer Bindemittel, sofern die technische Marktreife erreicht wird, erheblich erschwert. Auch End-of-Pipe Technologien, d.h. CCU und CCS, haben erhebliche Akzeptanzprobleme, bergen darüber hinaus hohe Kosten und Risiken, und die Nachhaltigkeit einer THG-Minderung ist ungewiss und hängt bei CCU-Technologien stark von der jeweils im Einzelfall vorliegenden Verwertungskette ab.

Die Wasserelektrolyse ist aufgrund ihrer potentiellen branchen- und sektorübergreifenden Relevanz ein intensiv durch Forschung und Entwicklung bearbeitetes Handlungsfeld. In den letzten Jahren und aktuell wurden und werden eine ganze Reihe von Pilotanlagen verschiedenster Anlagentypen in Betrieb genommen (siehe Kapitel 3.2.1). Die Technologieentwicklung ist jedoch bei weitem noch nicht abgeschlossen. Die Ausdifferenzierung verschiedener Elektrolysetechnologien[79] zeigt einerseits das Interesse verschiedener Akteure an spezifisch anpassbaren Lösungen, andererseits, dass die Technologieentwicklung noch im Gange ist. Für die Industrie erscheint die Hochtemperaturelektrolyse von besonderem Interesse, da sie vorhandene Abwärmemengen nutzbar machen könnte.

Allen alternativen Prozessen, Verfahren und Produkten in den untersuchten Handlungsfeldern ist gemein, dass die Wirtschaftlichkeit gegenüber den marktgängigen Lösungen entweder aufgrund mangelnder Technologiereife (Beispiel Aluminium, Zement) nicht absehbar ist, oder dass sie aufgrund der bekannten wirtschaftlichen Rahmenbedingungen (Primärstahlherstellung, Ammoniak/Wasserelektrolyseure) derzeit nicht darstellbar ist. So gibt es, um nur ein Beispiel zu nennen, für ein Stahlunternehmen keine betriebswirtschaftliche Begründung, bestehende Hochofenkapazität durch eine Direktreduktionsanlage zu ersetzen. Ein zusätzlicher Produktnutzen ist nicht vorhanden, so dass die Investition nicht über beispielsweise höhere Margen finanziert werden kann. Darüber hinaus sind die spezifischen Betriebskosten gegenüber dem Hochofen deutlich höher (siehe Kapitel 3.1.2), sowohl im Hinblick auf die eingesetzten Rohmaterialien als auch auf die Energieträger.

Insgesamt erscheint es notwendig, einerseits die branchenspezifischen Innovations- und/oder Diffusionshemmnisse der Technologien, andererseits aber mindestens gleichermaßen ambitioniert die mangelnde Wirtschaftlichkeit zu adressieren. Die im Rahmen dieser Untersuchung formulierten ersten Handlungsansätze (siehe Kapitel 5) greifen dies auf.

---

79 Alkalielektrolyse, Protonenaustauschmembranelektrolyse, Hochtemperaturelektrolyse

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1: Entwicklung der energie- und prozessbedingten Treibhausgas-emissionen in der deutschen Industrie von 1990 bis 2015 2

Abbildung 2.2: Entwicklung der Prozessemissionen der dt. mineralischen Industrie 4

Abbildung 2.3: Produktionsmenge an Oxygen- und Elektrostahl der größten Stahlerzeuger in Deutschland in 2016 8

Abbildung 2.4: Anteil der unterschiedlichen am Stahlbedarf in Deutschland in 2015 ... 8

Abbildung 2.5: Entwicklung der Prozessemissionen der chemischen Industrie 1990 bis 2015 12

Abbildung 3.1: Schematische Darstellung des technologischen Reifegrades (TRL) .. 14

Abbildung 3.2: Entwicklung der Zementarten in Deutschland 38

Abbildung 3.3: Entwicklung der wasserstoffbasierten Ammoniakproduktion nach den Szenarien 51

Abbildung A 1: CO_2-Emissionen bei der Herstellung hüttensandhaltiger Zemente im Vergleich zu Portlandzement 94

Abbildung A 2: Zement Innovationssystem; Akteure, Prozesse und Märkte 94

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Entwicklung der prozessbedingten Emissionen der deutschen Industrie 1990 bis 2015 ... 3

Tabelle 3.1: Angenommene Entwicklung der Investitionskosten der alkalischen und PEM-Wasserelektrolyse bis 2030 ... 18

Tabelle 3.2: Produktionskostenentwicklung der Elektrolyseure sowie der Erdgasreformierung, in Abhängigkeit der Strom- und Investitionskosten ... 19

Tabelle 3.3: Vergleich technischer/ökonomischer Parameter der drei Elektrolysetechnologien, Stand heute und mittelfristige Entwicklung . 20

Tabelle 3.4: Technologiebewertung für alternative Bindemittel ... 36

Tabelle 3.5: Technologie Bewertung von Mehrkomponentenzementen ... 40

Tabelle 3.7: Zusammensetzung des Gesamtenergiebedarfs des herkömmlichen Verfahrens und von Power-2-Ammonia ... 50

Tabelle 3.8: Investitionskosten für Kapazitätssteigerung bzw. Retrofit der Anlagen in der Ammoniakproduktion für die unterschiedlichen Szenarien ... 51

Tabelle 3.9: Überblick von F&E Projekten zur Technologie zur Vermeidung von Prozessemissionen in der Zement- und Kalkindustrien ... 57

Tabelle A 1: Prozesse mit Zuteilungselementen für Prozessemissionen nach ZuV 2020 ... 88

Tabelle A 3: Vergleich unterschiedlicher Szenarienannahmen zur Produktionsentwicklung von Kalk ... 89

Tabelle A 4: Vergleich unterschiedlicher Szenarienannahmen zur Produktionsentwicklung von Oxygenstahl ... 90

Tabelle A 5: Vergleich der Produktionsentwicklung von Aluminium in verschiedenen Szenarienannahmen ... 91

Tabelle A 6: Vergleich unterschiedlicher Szenarienannahmen zur Produktionsentwicklung von Ammoniak ... 91

Tabelle A 7: Betriebskosten eines Elektrolyseurs nach Systemgröße ... 92

Tabelle A 8: Vergleichende Darstellung spezifischer Vor- und Nachteile verschiedener Technologien für die Wasserstoffelektrolyse ... 93

Anhang

Anhang A1

Im Europäischen Emissionshandelssystem erhalten registrierte Anlagen Zuteilungselemente für prozessbedingte Emissionen, die bisher nicht im Produkt-, Wärme oder Brennstoffemissionswert erfasst wurden. Tabelle A 1 zeigt relevante Prozessdefinitionen nach der aktuellen Zuteilungsverordnung (Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz 2017) und zugeordnete Beispielprozesse (Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt (DEHSt) 2011).

Die Definition der Zuteilungselemente für Prozessemissionen in der Zuteilungsverordnung verdeutlicht, dass die Abgrenzung zwischen energiebedingten und prozessbedingten Emissionen nicht immer eindeutig abgegrenzt werden kann und je nach Prozess und Hauptzweck der Nutzung definiert werden muss. Insofern sind Technologien zur Reduktion von Emissionen ebenfalls nicht immer eindeutig den energiebedingten oder prozessbedingten Bereich zuzuordnen.

Tabelle A 1: Prozesse mit Zuteilungselementen für Prozessemissionen nach ZuV 2020

Prozesse nach § 2 Nr. 29 b) ZuV 2020	Beispiele
Chemische oder elektrolytische Reduktion von Metallverbindungen in Erzen, Konzentraten und Sekundärstoffen	Kupferherstellung aus karbonathaltigen Kupfermineralien
Entfernung von Unreinheiten aus Metallen und Metallverbindungen	Emissionen aus der Oxidation von Unreinheiten in Schrott, die als Teil eines Recyclingprozesses emittiert werden
Zersetzung von Karbonaten, ausgenommen Karbonate für die Abgasreinigung	Herstellung von Magnesiumoxid, Karbonate in Ton, Karbonate wie Kalziumkarbonat, Bariumkarbonat als Rohstoffe für Keramik- oder Glasprodukte
Chemische Synthesen, bei denen das kohlenstoffhaltige Material die Reaktion mitbestimmt und deren Hauptzweck nicht die Wärmeerzeugung ist	Herstellung von Acrylsäure, Acetylen (partielle Oxidation), Acrylnitril (Ammoxidation), Formaldehyd (partielle Oxidation/ Dehydrierung)
Verwendung kohlenstoffhaltiger Zusatzstoffe oder Rohstoffe, deren Hauptzweck nicht die Wärmeerzeugung ist	Emissionen aus der Oxidation von organischen Zusatzstoffen zur Erhöhung der Porosität von keramischen Produkten
Chemische oder elektrolytische Reduktion von Halbmetalloxiden oder Nichtmetalloxiden wie Siliziumoxiden und Phosphaten	Siliziumherstellung, Reduktion von Phosphaterz

Quelle: (Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt (DEHSt) 2011)

Anhang A2

Zukünftige Entwicklung der Produktion in der mineralischen Industrie

Im Referenz- sowie im Klimaschutzszenario 80 (Minderung der Gesamtemissionen Deutschlands um 80 % in 2050 gegenüber 1990) der Studie „Klimaschutzszenarien 2050“ (Öko-Institut e.V. 2015b), erstellt im Auftrag des BMUB, wird ebenfalls eine leichte Reduktion der Zementproduktion (Zementmahlen) unterstellt (in 2010 bei 32,7 Mio. t, in 2020 bei 31,1 Mio. t, in 2030 bei 30,2 Mio. t und in 2050 bei 28,9 Mio. t). Bei der Kalkherstellung (Kalkbrennen) wird eine Stagnation bzw. eine leichte Produktionssteigerung unterstellt (in 2010 bei 6,3 Mio. t, in 2020 bei 6,6 Mio. t, in 2030 bei 6,5 Mio. t und in 2050 bei 6,5 Mio. t). Das Ergebnis der Szenarienentwicklung für Zement und Kalk ist in Tabelle A 2 bzw. Tabelle A 3 aufgezeigt.

Tabelle A 2: Vergleich unterschiedlicher Szenarienannahmen zur Produktionsentwicklung von Zement

Zement (Angaben in kT)		**2010**	**2020**	**2030**	**2050**
Klinker Brennen (trocken)					
	Ref	22.823	22.424	21.216	19.338
	Bas	22.823	21.036	18.617	14.697
	KS 80	22.823	22.706	20.821	17.695
	KS 95	22.823	21.581	18.778	14.289
Zementmahlen					
	Ref	32.721	31.104	30.175	28.916
	Bas	32.721	30.715	29.420	27.470
	KS 80	32.721	31.104	30.175	28.916
	KS 95	32.721	30.715	29.420	27.470

Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland (Modul 3)
Bas : Basisszenario
Ref : Referenzszenario
Klimaschutzszenario 2050 (2. Endbericht)
KS 80 : Klimaschutzszenario 80 / Aktuelle Maßnahmenszenario (2012)
KS 95 : Klimaschutzszenario 95

Tabelle A 3: Vergleich unterschiedlicher Szenarienannahmen zur Produktionsentwicklung von Kalk

Kalk (Angaben in kT)		**2010**	**2020**	**2030**	**2050**
Kalkmahlen					
	Ref	5.250	4.876	4.459	3.989
	Bas	5.250	4.515	3.804	2.842
	KS 80	5.250	5.011	4.941	4.917
	KS 95	5.250	4.948	4.818	4.672

Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland (Modul 3)
Bas : Basisszenario
Ref : Referenzszenario
Klimaschutzszenario 2050 (2. Endbericht)
KS 80 : Klimaschutzszenario 80 / Aktuelle Maßnahmenszenario (2012)
KS 95 : Klimaschutzszenario 95

In der aktuelleren Studie „Langfristszenarien“ im Auftrag des BMWi, (Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research (Fh ISI) und et al. 2017) wird für das Referenz- und Basisszenario (Basisszenario: - 80 % Gesamtemissionen 2050 gegenüber 1990) eine andere Produktionsentwicklung für Zement (Zementmahlen) und Kalk (Kalkbrennen) angenommen. Beim Zement (Zementmahlen) ist die die Produktionsentwicklung bei beiden Studien identisch. Für Kalk (Kalkbrennen) wird aber im Vergleich zur anderen Studie eine stärkere Abnahme der Kalkproduktion erwartet (in 2020 bei 5,9 Mio. t, in 2030 bei 5,4 Mio. t und in 2050 bei 4,8 Mio. t).

Anhang A3

Zukünftige Entwicklung der Stahlproduktion

In absoluten Mengen ausgedrückt liegt die Elektrostahlerzeugung 2050 sogar über 1 Mio. t über dem für die weniger ambitionierten Szenarien erwarteten Wert (Öko-Institut e.V. 2015b; Öko-Institut e.V. 2015a). In der aktuelleren Studie „Langfristszenarien“, im Auftrag des BMWi (Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research (Fh ISI) und et al. 2017) wird für das Referenzszenario eine geringfügig abweichende Produktionsentwicklung für Stahl angenommen. Im Basisszenario (Reduktion der Gesamtemissionen um 80 % in 2050 gegenüber 1990) wird insbesondere bis Mitte des Jahrhunderts wie im Klimaschutzszenario 95 der Studie für BMUB eine deutliche Verringerung der Produktionsmengen angenommen, wobei der Elektrostahlanteil noch deutlicher als 2015 angenommen ansteigt. Die geschilderten Szenarienannahmen sind in Tabelle A 4 abgebildet. In beiden Studien kommt bei der Modellierung der Energienachfrage des Industriesektors das Modell Forecast zum Einsatz.

Tabelle A 4: Vergleich unterschiedlicher Szenarienannahmen zur Produktionsentwicklung von Oxygenstahl

Stahl (Angaben in kT)	**2010**	**2020**	**2030**	**2050**
Oxygenstahl (Hochofen)				
Ref	30.615	28.437	26.003	23.263
Bas	30.615	26.326	22.184	16.575
KS 80	30.615	28.437	26.003	22.060
KS 95	30.615	27.379	24.085	18.861
Elekrostahl (Lichtbogenofen)				
Ref	13.215	16.283	16.788	16.846
Bas	13.215	17.834	19.538	21.529
KS 80	13.215	16.283	16.788	18.049
KS 95	13.215	16.781	17.636	19.242
Direkte Reduktion				
Ref	487	508	497	507
Bas	487	502	485	482
KS 80	487	508	497	507
KS 95	487	502	485	482

Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland (Modul 3)
Bas : Basisszenario
Ref : Referenzszenario
Klimaschutzszenario 2050 (2. Endbericht)
KS 80 : Klimaschutzszenario 80 / Aktuelle Maßnahmenszenario (2012)
KS 95 : Klimaschutzszenario 95

Quelle: (Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research (Fh ISI) und et al. 2017) und (Öko-Institut e.V. 2015a)

Anhang A4

Zukünftige Entwicklung der Aluminiumproduktion

Bis zum Jahr 2020 wird von verschiedenen aktuellen Szenarien ein Anstieg der Primäraluminiumproduktion erwartet; im Gegensatz dazu wird danach von diesen Szenarien bis zum Jahr 2030 bzw. 2050 ein Rückgang der Primäraluminiumproduktion erwartet (siehe Tabelle A 5).

Zu beachten ist, dass die tatsächliche Primäraluminiumproduktion jedoch konträr zu diesen Projektionen verlaufen könnte. So lag die tatsächliche Primäraluminiumproduktion in Deutschland laut den aktuellen Statistiken des Gesamtverbandes der Aluminiumindustrie (GDA) im Jahr 2015 bei etwa 541 kt; zukünftig sollte sich diese Summe noch um 60 kt auf insgesamt jährlich rund 600 kt Primäraluminium erhöhen, da eine Aluminiumhütte in Deutschland am Hochfahren der Produktion ist.

Die Sekundäraluminiumproduktion steigt gleichzeitig in unterschiedlichem Maße über die gesamte betrachtete Periode kontinuierlich an (siehe Tabelle A 5).

Tabelle A 5: Vergleich der Produktionsentwicklung von Aluminium in verschiedenen Szenarienannahmen

Aluminium (Angaben in kT)	**2010**	**2020**	**2030**	**2050**
Primärproduktion				
Ref	403	439	381	323
Bas	403	420	348	268
KS 80	403	439	381	323
KS 95	403	420	348	268
Sekundärproduktion				
Ref	611	658	705	888
Bas	611	670	724	913
KS 80	611	658	705	888
KS 95	611	670	724	913

Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland (Modul 3)
Bas : Basisszenario
Ref : Referenzszenario
Klimaschutzszenario 2050 (2. Endbericht)
KS 80 : Klimaschutzszenario 80 / Aktuelle Maßnahmenszenario (2012)
KS 95 : Klimaschutzszenario 95

Quelle: (Öko-Institut e.V. 2015a), (Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research (Fh ISI) und et al. 2017)

Anhang A5

Zukünftige Entwicklung der Ammoniakproduktion

Im Referenz- sowie im Klimaschutzszenario 80 der Studie „Klimaschutzszenarien 2050 wird ebenfalls eine Stagnation der Ammoniakproduktion unterstellt (in 2010 bei 3,1 Mio. t, in 2020 bei 3,3 Mio. t und in 2050 bei 3,1 Mio. t) (Öko-Institut e.V. 2015a).

Auch im ambitionierteren Klimaschutzszenario 95 der Studie wird nur ein geringer Produktionsrückgang erwartet (in 2010 bei 3,1 Mio. t, in 2020 bei 3,2 Mio. t und in 2050 bei 3 Mio. t). In der aktuelleren Studie „Langfristszenarien“ (Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research (Fh ISI) und et al. 2017) wird für das Referenz- und Basisszenario die gleiche Produktionsentwicklung für Ammoniak angenommen. Die Annahmen sind in Tabelle A 6 dargestellt. In beiden Studien kommt bei der Modellierung der Energienachfrage des Industriesektors das Modell Forecast zum Einsatz.

Tabelle A 6: Vergleich unterschiedlicher Szenarienannahmen zur Produktionsentwicklung von Ammoniak

Ammoniakprodkution (Angaben in kT)	2010	2020	2030	2050
Ref	3.128	3.255	3.172	3.142
Bas	3.128	3.255	3.172	3.142
KS 80	3.128	3.255	3.172	3.142
KS 95	3.128	3.214	3.093	2.984

Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland (Modul 3)
Bas : Basisszenario
Ref : Referenzszenario
Klimaschutzszenario 2050 (2. Endbericht)
KS 80 : Klimaschutzszenario 80 / Aktuelle Maßnahmenszenario (2012)
KS 95 : Klimaschutzszenario 95

Quelle: (Öko-Institut e.V. 2015a) und (Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research (Fh ISI) und et al. 2017)

Anhang A6

Wasserstoffelektrolyse - Betriebskosten

Tabelle A 7: Betriebskosten eines Elektrolyseurs nach Systemgröße

Systemgröße [MW]	OPEX [%]
1	5,00
5	2,20
10	2,20
20	1,85
50	1,64
100	1,61
250	1,54
1.000	1,52

Quelle: Eigene Darstellung, verändert nach (NEW 2014)

Anhang A7

Wasserstoffgestehungskosten

Der größte Einfluss der Systemauslastung auf die Gestehungskosten wird bis zu einer Auslastung von etwa 40 % (3.500 h/a Betrieb) erzielt, die Kosten sinken sowohl bei der alkalischen Elektrolyse (Investitionskosten von 800 €/kW) als auch bei der PEM-Elektrolyse (Investitionskosten von 1.200 €/kW) um bis zu 60 %. Steigt die Auslastung weiter an, nehmen die Gestehungskosten vergleichsweise nur noch gering ab. Der Fixkostenanteil der Wasserstoffgestehungskosten dominiert die Kosten bis zu einer Systemauslastung von bis zu 50 %, ab einer höheren Systemauslastung dominieren die variablen Kosten. Bei einer vollständigen Systemauslastung (maximal technisch 98 % möglich) liegt der Fixkostenanteil bei etwa 20 – 30 %, die Wasserstoffgestehungskosten sinken auf bis zu 2 €/kg H_2.

Anhang A8

Tabelle A 8: Vergleichende Darstellung spezifischer Vor- und Nachteile verschiedener Technologien für die Wasserstoffelektrolyse

AE	PEM	SOE
Vorteile		
▪ Hohe Technologiereife	▪ Hohe Effizienz	▪ Hohe Effizienz (Potenzial)
▪ Lange Lebensdauer	▪ Hohe Leistungsdichte	▪ Reversibler Einsatz (Elektrolyse, Brennstoffzelle)
▪ MW-Maßstab	▪ MW-Maßstab	▪ Abwärmenutzung
▪ Kein Edelmetall-Katalysator	▪ Gute Toleranz von Teillasten	
▪ Dynamische Leistungsänderung	▪ Hohe Gasreinheit	
▪ Vergleichsweise geringe Investitionskosten	▪ Differenzdruckbetrieb möglich	
Nachteile		
▪ Gasaufbereitung erforderlich	▪ Teure Materialien und Edelmetalle notwendig	▪ Sehr hohe Investitionskosten

Quelle: Eigene Darstellung, verändert nach (Brinner et al. 2017)

Anhang A9

Reduktion von Prozessemissionen nach unterschiedlichen Mehrkomponentzemente

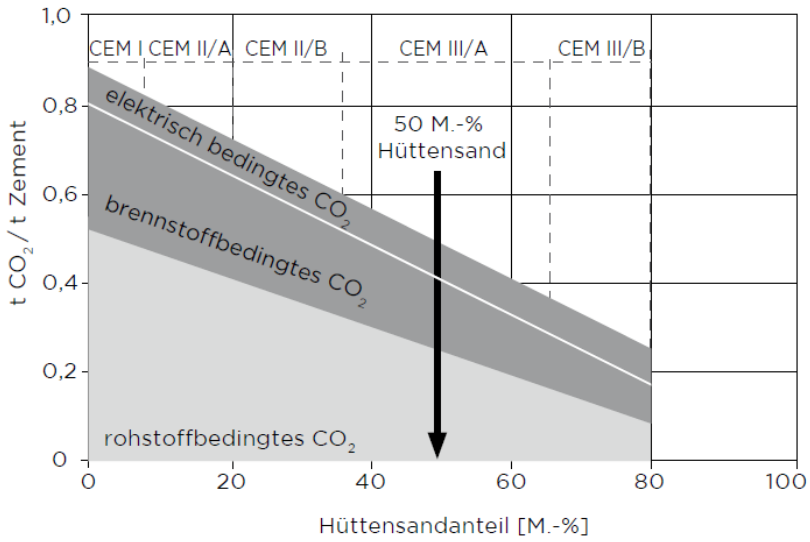

Abbildung A 1: CO_2-Emissionen bei der Herstellung hüttensandhaltiger Zemente im Vergleich zu Portlandzement

Quelle: (Bender-Graß et al. 2015)

Anhang A10

Technologisches Innovationssystem der Zementindustrie

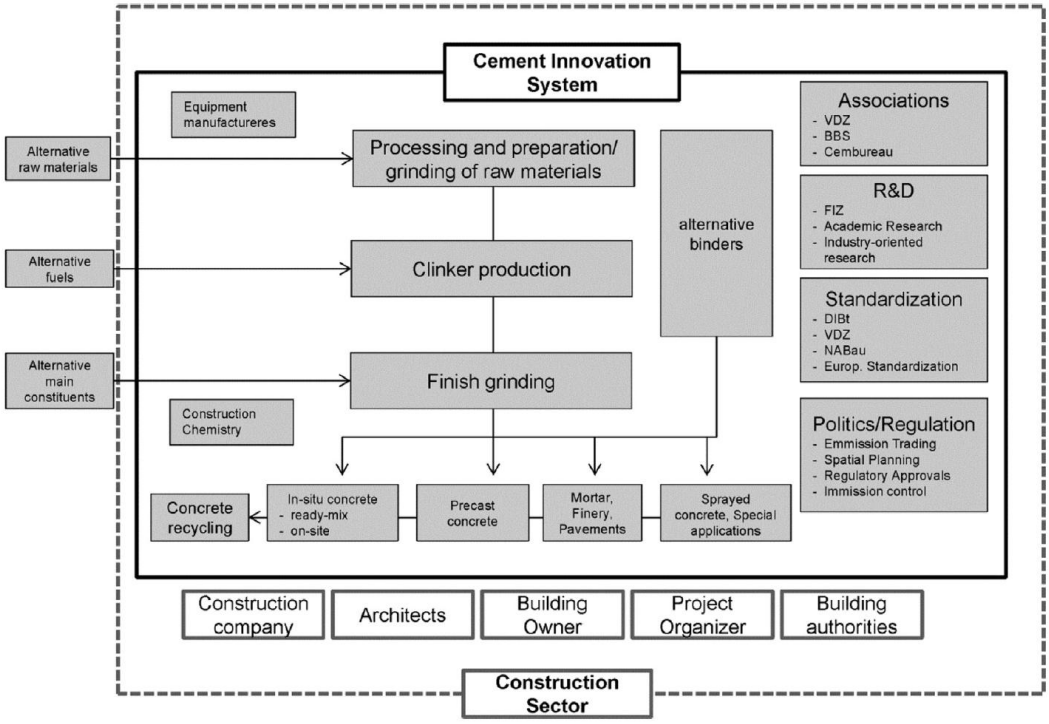

Abbildung A 2: Zement Innovationssystem; Akteure, Prozesse und Märkte

Anhang A11

Oxyfuel CCU/CCS Technologie in der Zementindustrie

Oxyfuel-Öfen bestehen aus folgenden Anlagenkomponenten:

- Zwei-Phasen Klinker Kühler (Erste Phase im Oxyfuel und zweite Phase im Luft Verfahren)
- Abgasrückführung
- Gas-Gas Wärmetauscher (Optional ein Gas-Dampf Wärmetauscher)
- Kondensationseinheit
- Luftzerlegungseinheit
- CO_2-Reinigungs und –Verflüssigungsanlagen
- Drehofenbrenner für die Oxy-Verbrennung

Anhang A12

Szenarien in der Dechema-Technologiestudie

Die vier Szenarien sind:

- Business-as-usual Szenario (BAU): die aktuellen Bedingungen und der aktueller Technologiestand (2015) bilden hier die Basis
- Zwischenszenario (Interm): kontinuierliche Verbesserung der Prozesseffizienz und stetig zunehmender Einsatz neuer Technologien, neue Anlagen machen im Jahr 2050 etwa 35 % der Produktionskapazität (1 % p.a. Durchdringungsrate)
- Ambitioniertes Szenario (Amb): im Jahr 2050 macht die kohlenstoffarme Produktion etwa 50 % aus und der Anteil an erneuerbarem Brennstoff (einschließlich CO_2-basierte) liegt bei etwa 40 %, die Durchdringungsrate steigt auf 1,5 %
- Maximalszenario (Max): Die wasserstoff- und biomassebasierten Verfahren sind konkurrenzfähig und im Jahr 2050 wird das ganze theoretische Potenzial zu 100 % ausgeschöpft (2,85 % p.a. Durchdringungsrate)

Anhang A13

Kohlenstoffarme Ammoniakproduktion

In der Dechema-Technologiestudie wurden für die wirtschaftliche Betrachtung der kohlenstoffarmen Ammoniakproduktion folgende Annahmen getroffen:

- Strompreis bleibt im Betrachtungszeitraum bei 40 €/kWh
- Investitionskosten für die Wasserelektrolyse sinken im Betrachtungszeitraum von 1.450 auf 375 €/kW ab

- Produktionswachstumsrate von 1 % p.a.
- CO_2-Zertifikatpreise steigen jährlich, im Betrachtungszeitraum, um 10 % (von 7 auf 196 €/t CO_2)
- CAPEX (2015): Dampfreformierung 670 €/t NH_3 bzw. kohlenstoffarme Ammoniakproduktion 1.450 €/t NH_3
- OPEX (2015): Dampfreformierung 100 €/t NH_3 bzw. kohlenstoffarme Ammoniakproduktion 290 €/t NH_3
- Spezifische Produktionskosten (2015): kohlenstoffarme Ammoniakproduktion 427 €/t NH_3

7 Literaturverzeichnis

Achatz, Reinhold (2018): THG-Vermeidung in der Primärstahlherstellung, 15.01.2018. Expertengespräch an Felipe Toro und Michael Schön.

Achternbosch, Matthias (2011): Sind "Green Cements" die Zukunft? Erste systemanalytische Abschätzungen zu innovativen Bindemitteln ; Teil 1: Novacem. Karlsruhe, Hannover: KIT Scientific Publ; Technische Informationsbibliothek u. Universitätsbibliothek (KIT scientific reports, 7589). Online verfügbar unter http://edok01.tib.uni-hannover.de/edoks/e01fn12/666464014.pdf.

AGEB (2017): Bruttostromerzeugung in Deutschland bis 2016. Hg. v. AGEB.

Apple (2018): Apple ebnet den Weg für ein bahnbrechendes, kohlenstofffreies Verfahren der Aluminiumschmelze. Hg. v. Apple. Online verfügbar unter https://www.apple.com/de/newsroom/2018/05/apple-paves-the-way-for-breakthrough-carbon-free-aluminum-smelting-method/, zuletzt geprüft am 16.05.2018.

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB) (2017): Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2015. Hg. v. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB). Online verfügbar unter http://www.ag-energiebilanzen.de, zuletzt geprüft am 12.12.2017.

Arens, Marlene; Worrell, Ernst; Eichhammer, Wolfgang; Hasanbeigi, Ali; Zhang, Qi (2016): Pathways to a low-carbon iron and steel industry in the medium-term – the case of Germany. In: *Journal of Cleaner Production. DOI:* 10.1016/j.jclepro.2015.12.097.

Barker, D. J. (2009): CO2 Capture in the Cement Industry. Unter Mitarbeit von., S. A. Turner, P. A. Napier-Moore, M. Clark und J. E. Davison (1).

BCG; VDEh (2013): Steel's contri-bution to a low carbon Europe 2050. Technical and economic analysis of the sector's CO_2 abatement potential. Hg. v. The Boston Consulting Group, Steel Institute VDEh.

Bender-Graß, Stefan; Geisenhanslüke, Carsten; Hahn, André; Paatsch, Alexander; Rösler, Ralf (2015): OPTERRA Betonhandbuch. Technische Daten / Begriffe / Erläuterungen Zement, Beton, zementgebundener Mörtel und Estrich. Hg. v. OPTERRA GMBH.

Beton.org (2017a): Zemente und ihre Herstellung. Hg. v. InformationsZentrum Beton GmbH. Erkrath. Online verfügbar unter https://www.beton.org/fileadmin/beton-org/media/Dokumente/PDF/Service/Zementmerkbl%C3%A4tter/B1.pdf, zuletzt geprüft am 01.02.2018.

Beton.org (2017b): Zement-Merkblatt. DIN EN 191-1.

Birat, J-P. (2013): IEA Hydrogen Roadmap. Paris, 09.07.2013.

Bouma, Richard; Vercauteren, Frank; van Os, Peter; Goetheer, Earl; Berstad, David; Anantharaman, Rahul: Membrane-assisted CO2 Liquefaction. Performance Modelling of CO 2 Capture from Flue Gas in Cement Production.

Bringezu, Stefan; Ritthoff, Michael; Steger, Sören; Bahn-Walkowiak, Bettina (2015): Rohstoffversorgung und Ressourcenproduktivität in der deutschen Zementindustrie. Analyse des Status quo und Perspektiven. Hg. v. Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie. Wuppertal.

Brinner et al. (2017): Technologiebericht 4.1 Power-to-Gas, Wasserstoff. Hg. v. Wuppertal Institut, Fraunhofer ISI, IZES. Stuttgart.

Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz (2017): Verordnung über die Zuteilung von Treibhausgas-Emissionsberechtigungen in der Handelsperiode 2013 bis 2020 (Zuteilungsverordnung 2020 - ZuV 2020). ZuV 2020, vom Geändert durch Art. 2 V v. 13.07.2017 I 2354.

Bundesministerium für Bildung und Forschung BMBF (2016a): Projektmappe_CO2plus. Von Abfall zum Rohstoff.

Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) (Hg.): „Horizont Europa – Ausblick“. Beschreibung des Vorschlags der EU-Kommission für das 9. EU-Forschungsrahmenprogramm. Online verfügbar unter http://www.horizont2020.de/einstieg_horizont_europa.htm.

Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) (2016b): Vom Abfall zum Rohstoff. Fördermaßnahmen des BMBF zur stofflichen Nutzung von CO2.

Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) (2018a): Fortgeschrittene Fertigung und Verarbeitung. Infoportal des BMBF zu Horizon 2020. Online verfügbar unter http://www.horizont2020.de/einstieg-produktion.htm.

Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) (2018b): Programmstruktur von Horizont 2020. Infoportal des BMBF zu Horizon 2020. Online verfügbar unter http://www.horizont2020.de/einstieg-programmstruktur.htm.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2002): Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft - TA Luft.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2017a): Bundesbericht Energieforschung 2017. Forschungsförderung für die Energiewende.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2017b): Global forum on steel excess capacity report.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2018): 40 Jahre Energieforschung: Forschen für die Energiewende. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/Energieforschung/40-jahre-energieforschungsprogramm.html.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi); Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (Hg.): Mitarbeitermotivation Energieeffizienz & Klimaschutz. Praxisleitfaden. Servicestelle der Mittelstandsinitiative Energiewende und Klimaschutz (MIE).

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi); Projektträger Jülich (PtJ) (2018): Konsultationsprozess für das 7. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung. Online verfügbar unter https://www.energieforschung.de/lw_resource/datapool/systemfiles/elements/files/697E6CCEDAAD0449E0539A695E865AAE/current/document/Konsultationsprozess.pdf.

Bundesverband Kalkindustrie BVKalk (2017): Bericht zu den 7 Leitlinien der deutschen Kalkindustrie 2017.

Carbon free chem.com (2017): Skymine Technologies. Online verfügbar unter http://www.carbonfreechem.com/technologies/skymine, zuletzt aktualisiert am 2017.

Celitement (2015): Daten und Informationen der Celitement GmbH. Hg. v. Celitement GmbH. Online verfügbar unter www.Celitement.de, zuletzt geprüft am 16.11.2015.

CSI/ECRA (2017): CSI/ECRA Technology Papers 2017. Development of State of the Art Techniques in Cement Manufacturing: Trying to Look Ahead. Düsseldorf, Geneva. Online verfügbar unter http://www.wbcsdcement.org/pdf/technology/CSI_ECRA_Technology_Papers_2017.pdf, zuletzt geprüft am 27.02.2018.

Cusano, G.; Gonzalo, M. G.; Farrell, F.; Remus, R.; Roudier, S.; Sancho, L. D. (2017): Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Non-Ferrous Metals Industries. Industrial Emissions Directive 2010/75/EU (Integrated Pollution Prevention and Control) (JRC Science For Pollicy Report). Online verfügbar unter http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/BREF/NFM/JRC107041_NFM_bref2017.pdf, zuletzt geprüft am 20.02.2018.

D. Leeson (2017): A Techno-economic analysis and systematic review of carbon captureand storage (CCS) applied to the iron and steel, cement, oil refiningand pulp and paper industries, as well as other high purity sources. Unter Mitarbeit von N. Mac Dowellb,c, N. Shaha,b, C. Petita, P.S. Fennella. Hg. v. International Journal of Greenhouse Gas Control.

davison, john (2013): Deployment of CCS in the Cement Industry. IEA - Energy Technology Systems Analysis Programme (ETSAP).

Dechema: TRL Definitions. Online verfügbar unter http://esto.nasa.gov/files/trl_definitions.pdf.

Dechema (2017): Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry. Hg. v. Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V. Frankfurt a. Main.

Dechema (2018): TRL Definitions. Online verfügbar unter https://esto.nasa.gov/files/trl_definitions.pdf.

Dena (2016): Potenzialatlas Power to Gas. Klimaschutz umsetzen, erneuerbare Energien integrieren, regionale Wertschöpfung ermöglichen. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur. Berlin.

Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt (DEHSt) (2011): Zuteilung 2013-2020 Leitfaden. Teil 2: Allgemeine Zuteilungsregeln für Bestandsanlagen. Hinweise zur Erstellung des Zuteilungsantrags.

Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt (DEHSt) (2014): Zuteilung 2013 - 2020. Ergebnisse der kostenlosen Zuteilung von Emissionsberechtigungen an Bestandsanlagen für die 3. Handelsperiode 2013-2020. UBA & DEHSt.

Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt (DEHSt) (2018): Emissionshandel: Deutsche Anlagen mindern 2017 um 3,4 Prozent. Online verfügbar unter https://www.dehst.de/SharedDocs/pressemitteilungen/DE/2018_009_VET-Zahlen.html.

Dewald, Ulrich; Achternbosch, Matthias (2016): Why more sustainable cements failed so far? Disruptive innovations and their barriers in a basic industry.

Duwe, Matthias; Ostwald, Robert (2018): The Innovation Fund: how can it support low-carbon industry in Europe. Design recommendations for the successor instrument to the NER 300 in Phase 4 of the EU ETS. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/the-innovation-fund-how-can-it-support-low-carbon.

Dyckerhoff GmbH (2018): Expertengespräch, 2018 an Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien (IREES).

ECRA (2017): The cement industry's approach to carbon capture. Online verfügbar unter https://ecra-online.org/research/ccs/presentations-and-posters/, zuletzt geprüft am 26.02.2018.

EnEff:Industrie (o. J.): Energieintensive Branchen, zuletzt geprüft am 09.02.2018.

ENEXAL (2017): ENEXAL Project. Novel technologies for enhanced energy and exergy efficiencies in primary aluminium production industry. Online verfügbar unter http://www.labmet.ntua.gr/enexal/, zuletzt geprüft am 09.02.2018.

EU KOM (2015): Commission Staff Working Document: Impact Assessment. Accompanying the document Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council amending Directive 2003/87/EC to enhance cost-effective emission reductions and low carbon investments. SWD (2015) 135 final. Brussels.

EU KOM (2018a): EU ETS: Revision for phase 4 (2021-2030). Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/revision_en.

EU KOM (2018b): NER 300 Programme. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/clima/policies/lowcarbon/ner300_en.

EU KOM (2018c): Public Consultation on the Establishment of the Innovation Fund. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/clima/consultations/public-consultation-establishment-innovation-fund_en.

EU KOM (2018d): What is Horizon 2020? Informationsportal der EU KOM zu Horizon 2020. Online verfügbar unter http://ec.europa.eu/programmes/horizon2020/en/what-horizon-2020.

EU KOM und RAT (2018): 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 CO2-Ausstoß und des Beschlusses (EU) 2015/1814.

European Academies Science Advisory Council (EASAC) (2018): Negative emission technologies: What role in meeting Paris Agreement targets. EASAC policy report 35. Online verfügbar unter www.easac.eu.

European Aluminium (2017): ENEXAL Project. Novel technologies for enhanced energy and exergy efficiencies in primary aluminium production industry. Online verfügbar unter https://www.european-aluminium.eu/about-aluminium/stories-of-innovation/enexal-project/, zuletzt geprüft am 08.02.2017.

European Union (EU) (2016): COMMISSION IMPLEMENTING DECISION (EU) 2016/1032. Establishing best available techniques (BAT) conclusions, under Directive 2010/75/EU of the European Parliament and of the Council, for the non-ferrous metals industries. Hg. v. European Union (EU) (Official Journal of the European Union). Online verfügbar unter http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/BREF/BATC_NFM.pdf, zuletzt geprüft am 20.02.2018.

Evans, Stuart M; Vlasopoulos, Nikolaos (2010): Novacem: Carbon Negative Cement and the Green Cement Bond. CSI Forum 2010. Warsaw. Online verfügbar unter https://www.wbcsdcement.org/pdf/CSIForum2010/05%20Novacem%20at%20CSI%20Forum.14%20Sept%202010.for%20distribution.pdf, zuletzt geprüft am 27.02.2018.

Expertengespräch Celitement (2016): Celitement, 16.06.2016. Diffusion, Investition, Nachrüstung.

Expertengespräche zur Primäraluminiumproduktion (2018): Innovative Ansätze und Verfahren zur Reduktion der bei der Primäraluminiumproduktion entstehenden Prozessemissionen (THG-Emissionen). Die Gespräche wurden von der IREES GmbH mit verschiedenen Vertretern von Primäraluminiumproduzenten durchgeführt.

FEHS, Institut Baustoffe (2018): Expertengespräch zum Thema Mehrkomponente Zemente und alternative Bindemittel, 2018 an Dr. Andreas Ehrenberg.

Fennell, P. S.; et al. (2012): CCS from Industrial Sources. Sustainable Technologies,Systems and Policies Carbon Capture and Storage Workshop. Texas A & M University, Qatar, 2012.

Fischedick, Manfred; Marzinkowski, J.; Winzer, P.; Weigel, M. (2014): Techno-economic evaluation of innovative steel production technologies. In: *Journal of Cleaner Production* 84, S. 563–580.

Fleiter, Tobias; Schlomann, Barbara; Eichhammer, Wolfgang (Hg.) (2013): Energieverbrauch und CO2-Emissionen industrieller Prozesstechnologien. Einsparpotenziale, Hemmnisse und Instrumente. Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (Fh ISI). Stuttgart: Fraunhofer Verlag (ISI-Schriftenreihe "Innovationspotenziale"). Online verfügbar unter http://gso.gbv.de/DB=2.1/PPNSET?PPN=741216000&COOKIE=U999,K999,D2.1,E12665715-53,I0,B9994++++++,SY,A,H13-15,,17-23,,30,,50,,60-61,,73-78,,88-90,NGAST,R88.66.4.0,FN.

Fornero, Leslie (2018): Was kommt nach Horizon 2020? Die Zukunft von Forschung und Innovation in Europa. Online verfügbar unter https://www.treffpunkteuropa.de/was-kommt-nach-horizon-2020.

Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research (Fh ISI); et al. (2017): Langfristszenarien. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi).

Gerbert, Philipp (2018): Klimapfade für Deutschland. Unter Mitarbeit von Patrick Herhold, Jens Burchardt, Stefan Schönberger, Florian Rechenmacher, Almut Kirchner, Andreas Kemmler und Marco Wünsch. Hg. v. The Boston Consulting Group und Prognos AG.

Gesamtverband der Aluminiumindustrie e. V. (GDA) (2017a): GDA Jahresbericht 2017 - Aluminium - Märkte der Zukunft. Hg. v. Gesamtverband der Aluminiumindustrie e. V. (GDA).

Gesamtverband der Aluminiumindustrie e. V. (GDA) (2017b): Motor für Innovationen. Hg. v. Gesamtverband der Aluminiumindustrie e. V. (GDA). Online verfügbar unter http://www.aluinfo.de/anwendung.html, zuletzt geprüft am 13.01.2018.

Gesamtverband der Aluminiumindustrie e. V. (GDA) (2017c): Ressourceneffizienz – Weiterdenken. Für eine Lebenswerte Zukunft. Hg. v. Gesamtverband der Aluminiumindustrie e. V. (GDA). Online verfügbar unter http://www.aluinfo.de/files/_media/dokumente/Downloads/Ressourceneffizienz/Ressourceneffizienz_Charts.pdf, zuletzt aktualisiert am 13.01.2018.

Gesamtverband der Aluminiumindustrie e. V. (GDA) (2018a): Aktuelle Statistiken. Hg. v. Gesamtverband der Aluminiumindustrie e. V. (GDA). Online verfügbar unter http://www.aluinfo.de/statistik.html, zuletzt geprüft am 19.02.2018.

Gesamtverband der Aluminiumindustrie e. V. (GDA) (2018b): Produktion von Hüttenaluminium weltweit. Hg. v. Gesamtverband der Aluminiumindustrie e. V. (GDA). Online verfügbar unter http://www.aluinfo.de/produktion-weltweit.html, zuletzt geprüft am 27.02.2018.

Global CCS Institute (2017): Understanding CCS in Industry. Online verfügbar unter http://www.globalccsinstitute.com/understanding, zuletzt aktualisiert am 2017.

Gniffke, Patrick (2017): Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen 1990-2015. Online verfügbar unter http://www.umweltbundesamt.de/dokument/nationale-trendtabellen-fuer-die-deutsche-2, zuletzt aktualisiert am 30.01.2017, zuletzt geprüft am 21.06.2017.

HeidelbergCement Group: CEM II- UND CEM III/A-ZEMENTE. Zemente im Einklang mit der Natur. Hg. v. HeidelbergCement Group.

HeidelbergCement Group (2018): Expertengespräch, 2018. Telefonat an Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien (IREES).

Hille, V. (2017): Dekarbonisierung der Stahlproduktion durch signifikanten Einsatz von Wasserstoff - das Projekt SALCOS. VIK-Jahrestagung. VIK. Berlin, 2017.

Hille, Volker; Redenius, Alexander (2018a): Expertengespräch über THG-arme Primärstahlerzeugung. Salzgitter, 14.02.2018. Expertengespräch an Oliver Lösch.

Hille, Volker; Redenius, Alexander (2018b): Expertengespräch über THG-arme Primärstahlerzeugung. Salzgitter, 14.02.2018. Expertengespräch an Oliver Lösch.

Hirst, David (2018): Carbon Price Floor (CPF) and the price support mechanism. Briefing Paper No. 0592. Hg. v. House of Commons Library.

Hoenig, V. (2013): Energieeffizienz bei der Zementherstellung. Unter Mitarbeit von K. Koring, P. Fleiger, Ch. Müller, S. Palm und J. Reiners. Hg. v. Cement International.

Hölling et al. (2017): Bewertung der Herstellung von Eisenschwamm unter Verwendung von Wasserstoff.

Huckestein; Foessing; Bender (2018): Expertengespräch signifikante THG-Reduzierung in der Grundstoffchemie / Ammoniakproduktion, 15.02.2018. Expertengespräch an Ashley-Belbin und Oliver Lösch.

Hydro Aluminium Rolled Products GmbH (2017): Primärproduktion. Hg. v. Hydro Aluminium Rolled Products GmbH. Online verfügbar unter https://www.hydro.com/de/hydro-in-deutschland/uber-aluminium/aluminium-lebenszyklus/Primarproduktion/, zuletzt geprüft am 13.01.2018.

Hydro Aluminium Rolled Products GmbH (2018): Recycling. Hg. v. Hydro Aluminium Rolled Products GmbH. Online verfügbar unter https://www.hydro.com/de/hydro-in-deutschland/uber-aluminium/aluminium-lebenszyklus/recycling/, zuletzt aktualisiert am 23.02.2018.

Hypos: Hydrogen Power Storage & Solutions East Germany. Online verfügbar unter http://www.hypos-eastgermany.de/.

Hypos: Hypos Homepage. Online verfügbar unter http://www.hypos-eastgermany.de.

IEF-STE; RWTH Aachen (2015): Weltweite Innovationen bei der Entwicklung von CCS-Technologien und Möglichkeiten der Nutzung und des Recyclings von CO2. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Berlin.

Iffert, M.; Ganter, G.; Opgen-Rhein (2002): Die Reduktion von Treibhausgasen in der Elektrolyse (Erzmetalle 55, Nr. 8).

IPCC (2014): Climate change 2014. Synthesis Report of the Fifth Assessment of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Unter Mitarbeit von R. K. Pachauri und Leo Mayer.

IPTS (2003). In: EU Kommision (Hg.): Reference Document on Best Available Techniques in the Large Volume Organic Chemical Industry. Joint Research Centre. Sevilla.

IVA (2014): Wichtige zahlen. Düngemittel, Produktion, Markt, Landwirtschaft. Hg. v. Industrieverband Agrar e.V. Frankfurt a. Main.

Jordal, Kristin; Størset, Sigmund Ø.; Hornberger, Matthias; Spörli, Reinhold; Ruppert, Johannes; Cint, Giovanni (2017): The CEMCAP Project. Objective, Final project outcome in 2018. Online verfügbar unter https://ecra-online.org/fileadmin/ecra/media/ECRA-CEMCAP_Workshop_2017/Posters/WP1_The_CEMCAP_Project.pdf, zuletzt geprüft am 26.02.2018.

Kemper, C.; Ridderbusch, M.; Friedrich, B.; Balomenos, E.; Panias, D.; Paspaliaris, I. (2014): Energieeffizienz in der Al-Gewinnung: Hall-Héroult-Prozess vs carbothermische Reduktion. 45. Metallurgisches Seminar (Schriftenreihe der GDMB).

Kroop, Simon (2017): GrInHy - Grüner Wasserstoff in der Stahlherstellung. Vorstellung des Pilotprojekts GrInHy. Salzgitter Mannesmann Forschung, 07.06.2017.

Kyande, H.; Drabios, P. A. (2014): The Aluminum Smelting Process and Innovative Alternative Technologies. In: *Journal of Occupational and Environmental Medicine* 56 (5 Suppl).

LEILAC Project (2018): Low Emissions Intensity Lime & Cement. Project Information, objectives and structure.

Leinfelder, R. (2004): Reaktionskinetische Untersuchung zur Methan-Dampf-Reformierung und Shift-Reaktion an Anoden oxidkeramischer Brennstoffzellen. Dissertation, Erlangen.

Lösch, Oliver; Gollmer, Christian; Jochem, Eberhard; Reitze, Felix; Schön, Michael; Toro, Felipe Andrés (2017a): Minderung der industriellen Treibhausgasemissionen Deutschlands durch materialbezogene Handlungsansätze in ausgewählten Branchen – ein Problemaufriss“. Arbeitspapier 3 im Rahmen des Vorhabens „Klimaschutz durch Energieeffizienz II“, beauftragt durch BMU, noch unveröffentlicht.

Lösch, Oliver; Jochem, Eberhard; Reitze, Felix; Schön, Michael; Toro, Felipe Andrés (2016): Transformationsprozess der Industrie bis 2050: Herausforderungen, Chancen, Handlungsoptionen. In: *ET* 66 (12).

Lösch, Oliver; Jochem, Eberhard; Reitze, Felix; Schön, Michael; Toro, Felipe Andrés; Gollmer, Christian et al. (2017b): Herausforderungen und Chancen des Transformationsprozesses in der deutschen Industrie bis 2050. Zusammenfassung. Hg. v. Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien (IREES). Karlsruhe.

Ludwig, H.-M. (2017): Pro und Contra für den Einsatz von CEM II- und CEM III-Zementen. Hg. v. Bauhaus Universität Weimar, Ruhr-Universität Bochum.

Lyhs, Peter (2010): Zukunft - dauerhaft mit neuen Zementen? Cemex Zement. Beton Forum 10. Rüdersdorf, 18.11.2010.

Majcher, Kristin (2015): What Happened to Green Concrete? Concrete that absorbs carbon dioxide has made slow progress but is finally hitting the market. Online verfügbar unter https://www.technologyreview.com/s/535646/what-happened-to-green-concrete/, zuletzt geprüft am 27.02.2018.

Mayer, Hans-Günther; Möller, Hendrik; Schweike, Uwe (2017): Celitement. Broschüre. Online verfügbar unter http://www.celitement.de/fileadmin/user_upload/Downloads/broschuere.pdf, zuletzt geprüft am 26.02.2018.

McKinsey (2006): Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland. Sektorenperspektive Industrie. Hg. v. Bundesverband der deutschen Industrie e.V. (BDI). McKinsey & Company Inc.

Merkel, Th. (2005): Erzeugung und Nutzung von Eisenhüttenschlacken 2004.

Merkel, Th. (2017): Erzeugung und Nutzung von Eisenhüttenschlacken 2016.

Moya, Jose Antonio; Boulamanti, Aikaterini (2016): Production costs from energy-intensive industries in the EU and third countries. European Commission, Joint Research Centre (JRC).

Moya, Jose Antonio; Boulamanti, Aikaterini; Slingerland, S.; van der Veen, R.; Gancheva, M.; Rademaekers, K. M. et al. (2015): Energy Efficiency and GHG Emissions: Prospective Scenarios for the Aluminium Industry. Hg. v. European Commission (EC) (JRC Scientific and Policy Reports).

Naims, Henriette; Olfe-Krätlein, Barbara; Lorente Lafuente, Ana Maria; Bruhn, Thomas (2015): CO2-Recycling - Option für Politik und Gesellschaft? IASS Working Paper. IASS. Potsdam.

Neumann, Hinrich (2016): Bis zu 10 Prozent Wasserstoff im Gasnetz möglich. Online verfügbar unter https://www.topagrar.com/news/Energie-Energienews-Bis-zu-10-Prozent-Wasserstoff-im-Gasnetz-moeglich-5228907.html, zuletzt aktualisiert am 17.10.2016.

NEW (2014): Development of Water Electrolysis in the EU. Hg. v. E4tech and Element Energy Ltd. for the Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking.

Nuber, D. et al. (2006): Circored fine ore direct reduction. The original version of this paper was printed in stahl u. eisen 126, 4 (2006). Hg. v. Millenium Steel.

Öko-Institut e.V. (2015a): Klimaschutzszenario 2050. 2. Endbericht. Hg. v. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB).

Öko-Institut e.V., et. al. (2015b): Klimaschutzszenario 2050. Hg. v. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB).

Öko-Institut e.V., et. al. (2017): Verbesserung der methodischen Grundlagen und Erstellung ei-nes Treibhausgasemissionsszenarios als Grundlage für den Projektionsbericht 2017 im Rahmen des EU Treibhausgasmonitorings (Politikszenarien VIII).

OPTERRA-crh (2018): Expertegespräch Prozessemissionen, 2018. Expertengespräch.

Outotec (2018): Outotec Circored Hydrogen-Based Reduction. Online verfügbar unter http://www.outotec.com/products/direct-and-smelting-reduction/circored-hydrogen-based-reduction/.

Prammer, Johann (2018): Expertengespräch zur THG-armen Primärstahlerzeugung. Linz, 08.02.2018. Expertengespräch an Oliver Lösch.

Reckter, B. (2017): CO2-freier Stahl ist technisch denkbar. Hg. v. VDI-Nachrichten. Online verfügbar unter https://www.vdi-nachrichten.com/Technik/CO2-freier-Stahl-technisch-denkbar.

Romeo, L.M., et al., 2011: Reduction of greenhouse gas emissions by integration ofcement plants: power plants and CO2capture systems. Hg. v. Greenhouse Gases Sci.Technol. 1 (1), 72–82.

Rothenbacher, W., Schwenk Zement (2017): Tendenzen bei der Herstellung von Normzementen. Auswirkungen auf Estriche und Industrieböden. Schwenk Zement KG, 2017. Online verfügbar unter http://docplayer.org/38224217-Tendenzen-bei-der-herstellung-von-normzementen-auswirkungen-auf-estriche-und-industrieboeden-dipl-ing-werner-rothenbacher-schwenk-zement-kg.html.

Roussanaly, Simon; Fu, Chao; Voldsund, Mari; Anantharaman, Rahul; Spinelli, Maurizio; Romano, Matteo (2017): Techno-economic Analysis of MEA CO2 Capture from a Cement Kiln. Impact of Steam Supply Scenario. In: *Energy Procedia* 114, S. 6229–6239. DOI: 10.1016/j.egypro.2017.03.1761.

RUSAL (2018): Inert Anode Technology. Hg. v. RUSAL. Online verfügbar unter https://rusal.ru/en/development/innovations/inert_anode/, zuletzt aktualisiert am 12.02.2018.

Schneider, Martin (2017): Zementindustrie im Überblick 2017/2018. Unter Mitarbeit von Manuel Mohr. Hg. v. Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ). Berlin.

Schuppers, Jeroen (2018): CCUS in Industry. Vortrag im Rahmen von Horizon 2020. EU Komission, DG Research and Innovation, 07.02.2018.

Schwenk Zement KG (2009): Beton - Herstellung nach den neuen Normen. Hg. v. Schwenk Zement KG. Ulm.

Smolinka et al (2011a): Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien. Hg. v. NOW. Fraunhofer ISE.

Smolinka et al. (2011b): Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien. Hg. v. NOW. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (Fraunhofer ISE).

Solidia Technologies: Solidia Patented Process. The Patented Process Behind Solidia Cement™ & Solidia Concrete™. Online verfügbar unter http://solidiatech.com/applications/patented-process/, zuletzt geprüft am 27.02.2018.

Solidia Technologies; LafargeHolcim: Solidia Technologies Brochure. Where sustainability meets profitability and performance. Online verfügbar unter http://solidiatech.com/?wpdmact=process&did=NDYuaG90bGluaw==, zuletzt geprüft am 27.02.2018.

SPIRE projects. Online verfügbar unter https://www.spire2030.eu/projects/our-spire-projects.

Stanford, K. (2016): New, Green technologies could transform the European aluminium industry by 2050. Hg. v. Aluminium INSIDER, zuletzt aktualisiert am http://aluminiuminsider.com/new-green-technologies-could-transform-the-european-aluminium-industry-by-2050/, zuletzt geprüft am 01.03.2018.

Statistische Ämter des Bundes und der Länder (2017): Glossar.

Statistisches Bundesamt (2017): Beschäftigung und Umsatz der Betriebe des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden - Fachserie 4 Reihe 4.1.1 - Dezember 2017.

Stemmermann, P.; Schweike, Uwe; Garbev, K; Beuchle, G.; Möller, Hendrik (2010): Celitement. Eine nachhaltige Perspektive für die Zementindustrie. Online verfügbar unter http://www.celitement.de/fileadmin/user_upload/Downloads/2010-10-26_Celitement_a_sustainable_prospect_for_the_cement_industry.pdf, zuletzt geprüft am 26.02.2018.

Strogies, Michael; Gniffke, Patrick (2017): National Inventory Report for the German Greenhouse Gas Inventory 1990 - 2015. Submission under the United Nations Framework Convention on Climate Change and the Kyoto Protocol 2017. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Dessau-Roßlau.

Sunfire: Hydrogen Generator. Online verfügbar unter www.sunfire.de/de/produkt-technologie/hydrogen-generator.

Thorpe, David (2016): 63 Ways to Cut the Global Warming Impact of Cement. Hg. v. The Energy Collective. Online verfügbar unter http://www.theenergycollective.com/david-k-thorpe/2394801/how-companies-set-internal-prices-on-carbon, zuletzt geprüft am 28.02.2018.

ThyssenKrupp (2018): Carbon2Chem Homepage. Online verfügbar unter https://www.thyssenkrupp.com/de/carbon2chem/#.

ULCOS (2018): Ultra low Carbon Dioxide Steelmaking, zuletzt aktualisiert am http://www.ulcos.org/de/research/electrolysis.php, zuletzt geprüft am 23.02.2018.

Umweltbundesamt (2014): Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Dessau-Roßlau.

Umweltbundesamt (UBA) (2014a): Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2014. Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 - 2012. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Dessau-Roßlau.

Umweltbundesamt (UBA) (2014b): Treibhausgasneutrales Deutschland. im Jahr 2050. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Dessau-Roßlau.

Umweltbundesamt (UBA) (2016): Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 - 2014. EU-Submission. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Dessau.

Umweltbundesamt (UBA) (2018): Klimabilanz 2017: Emissionen gehen leicht zurück. Niedrigere Emissionen im Energiebereich, höhere im Verkehrssektor. Gemeinsame Pressemitteilung von Umweltbundesamt und Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/presse/pressemitteilungen/klimabilanz-2017-emissionen-gehen-leicht-zurueck.

Umweltinnovationsprogramm (UIP): Geförderte Projekte. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). Online verfügbar unter https://www.umweltinnovationsprogramm.de/projekte.

Vatopoulos, K.; Tzimas, E. (2012): Assessment of CO2 capture technologies in cement manufacturing process. In: *J. Cleaner Prod.* 32, S. 251–261.

VCI (2016): Chemiewirtschaft in Zahlen 2016. Hg. v. Verband der Chemischen Industrie e. V. (VCI).

Verein Deutscher Zementwerke e.V. (2017): Zahlen und Daten.

Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) (2015): Daten und Informationen des Verbands Deutscher Zementindustrie. Hg. v. Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ). Online verfügbar unter https://www.vdz-online.de/, zuletzt aktualisiert am 16.11.2015.

Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) (2016): Umweltdaten der deutschen Zementindustrie. 2015. Hg. v. Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ). Düsseldorf.

Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) (2017): Zahlen und Daten - Zementindustrie in Deutschland. Ausgabe 2017. Erkrath: Verlag Bau+Technik GmbH. Online verfügbar unter https://www.betonshop.de/k41_neu_im_shop/p802_zahlen_und_daten__zementindustrie_in_deutschland_artikelnr2089, zuletzt geprüft am 27.02.2018.

WBCSD (2009): Technical Report. Unter Mitarbeit von Aslan Zeki. Hg. v. Cement Sustainability Initative (CSI). Duesseldorf, Geneva. Online verfügbar unter

http://www.wbcsdcement.org/pdf/technology/Technology%20papers.pdf, zuletzt geprüft am 04.11.2016.

WBCSD (2011): CO2 and Energy Accounting and Reporting Standard for the Cement Industry.

Weltzin, M. (2017): Stahl und Eisen: Wie man eine alte Industrie zukunftsfähig macht. Hg. v. Heinrich-Böll-Stiftung. Online verfügbar unter https://www.boell.de/de/2017/09/25/stahl-und-eisen-wie-man-eine-alte-industrie-zukunftsfaehig-macht, zuletzt aktualisiert am 14.02.2018.

Wietschel, Martin; Ullrich, Sandra (Hg.) (2015): Energietechnologien der Zukunft. Erzeugung, Speicherung, Effizienz und Netze. Wiesbaden: Springer Vieweg (Lehrbuch). Online verfügbar unter http://ebooks.ciando.com/book/index.cfm/bok_id/1932726.

Wirtschaftsvereinigung Stahl (WV Stahl) (2017a): Fakten Stahlindustrie 2017.

Wirtschaftsvereinigung Stahl (WV Stahl) (2017b): Statistiken Stahlmarkt Deutschland. http://www.stahl-online.de/index.php/statistiken/2/#stahlmarkt_d.

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie (2015): Studie Rohstoffversorgung Ressourcenproduktivität Zementindustrie, zuletzt geprüft am 01.03.2018.

Zahn, S.; Li, M.; Zhou, J.; Yang, J.; Zhou, Y.; Zhou, C. Q. (2014): A CFD-PBM Coupled Model Predicting Anodic Bubble Size Distribution in Aluminum Reduction Cells. In: *Grandfield J. (eds) Light Metals*.