

Bericht

des Ausschusses für Bildung, Forschung und
Technikfolgenabschätzung (18. Ausschuss)
gemäß § 56a der Geschäftsordnung

Technikfolgenabschätzung (TA)

Alternative Technologiepfade für die Emissionsreduktion in der Grundstoffindustrie (Langfassung)

Inhaltsverzeichnis

| | Seite |
|--|-------|
| Vorwort des Ausschusses | 5 |
| 1 Einleitung | 9 |
| 2 Systemische Rahmenbedingungen der Transformation von Grundstoffindustrien | 11 |
| 2.1 Stahlindustrie | 11 |
| 2.2 Zementindustrie | 12 |
| 2.3 Chemische Grundstoffindustrie | 13 |
| 3 Status quo und Vermeidungstechnologien für ausgewählte Grundstoffindustrien | 15 |
| 3.1 Eisen- und Stahlerzeugung | 15 |
| 3.1.1 Ökonomische Kenngrößen..... | 15 |
| 3.1.2 Konventionelle Produktionsverfahren | 17 |
| 3.1.3 Vermeidungstechnologien | 24 |
| 3.1.4 Fazit | 34 |
| 3.2 Zementherstellung | 35 |
| 3.2.1 Ökonomische Kenngrößen der Zementindustrie | 36 |
| 3.2.2 Konventionelle Produktionsverfahren | 38 |
| 3.2.3 Vermeidungstechnologien | 45 |
| 3.2.4 Fazit | 59 |

| | Seite |
|----------|---|
| 3.3 | Herstellung von High-Value Chemicals 61 |
| 3.3.1 | Produktionsverfahren..... 62 |
| 3.3.2 | Ökonomische Kenngrößen..... 64 |
| 3.3.3 | Energiebedarf und THG-Emissionen..... 68 |
| 3.3.4 | Vermeidungstechnologien 69 |
| 3.3.5 | Fazit 77 |
| 4 | Technische Entwicklungspfade für eine klimaneutrale Produktion in ausgewählten Grundstoffindustrien 79 |
| 4.1 | Auswahl und Begründung der Entwicklungspfade..... 80 |
| 4.1.1 | Randbedingungen für die Entwicklungspfade 80 |
| 4.1.2 | Charakteristika der beiden Entwicklungspfade..... 82 |
| 4.1.3 | Diskriminante der beiden Entwicklungspfade 84 |
| 4.1.4 | Rahmendaten für die Entwicklungspfade 85 |
| 4.1.5 | Infrastrukturelle Bedingungen 88 |
| 4.2 | Entwicklungspfade für Eisen/Stahl..... 91 |
| 4.2.1 | Eisen/Stahl: Entwicklungspfad A – wenig Kooperation..... 92 |
| 4.2.2 | Eisen/Stahl: Entwicklungspfad B – viel Kooperation..... 95 |
| 4.2.3 | Eisen/Stahl: Einordnung und Vergleich der Entwicklungspfade..... 97 |
| 4.3 | Entwicklungspfade für Zement..... 102 |
| 4.3.1 | Zement: Entwicklungspfad A – wenig Kooperation..... 103 |
| 4.3.2 | Zement: Entwicklungspfad B – viel Kooperation..... 106 |
| 4.3.3 | Zement: Einordnung und Vergleich der Entwicklungspfade..... 109 |
| 4.4 | Entwicklungspfade für HVC..... 112 |
| 4.4.1 | HVC: Entwicklungspfad A – wenig Kooperation 114 |
| 4.4.2 | HVC: Entwicklungspfad B – viel Kooperation 116 |
| 4.4.3 | HVC: Einordnung und Vergleich der Entwicklungspfade..... 117 |
| 4.5 | Einordnung der Entwicklungspfade..... 122 |
| 4.5.1 | Vergleich der Entwicklungspfade untereinander 122 |
| 4.5.2 | Vergleich zwischen Entwicklungspfaden und Szenarien aus externen Studien 126 |
| 4.5.3 | Einordnung in das Gesamtsystem 127 |
| 4.6 | Ökonomische Effekte (quantitativ)..... 130 |
| 4.6.1 | Ökonomische Effekte durch den Aufbau der emissionsarmen Produktionsverfahren 130 |
| 4.6.2 | Kosten- und Preiseffekte..... 138 |
| 4.7 | Fazit 145 |
| 5 | Auswirkungen, Chancen und Risiken der Transformation 147 |
| 5.1 | Ökologische und weitere Nachhaltigkeitsaspekte..... 147 |
| 5.1.1 | Eisen/Stahl 148 |

| | Seite |
|----------|--|
| 5.1.2 | Zement..... 148 |
| 5.1.3 | HVC..... 149 |
| 5.2 | Arbeitsplatzeffekte..... 150 |
| 5.2.1 | Eisen/Stahl..... 150 |
| 5.2.2 | Zement..... 152 |
| 5.2.3 | HVC..... 153 |
| 5.2.4 | Fazit 154 |
| 5.3 | Auswirkungen auf Wertschöpfungsketten..... 155 |
| 5.3.1 | Eisen/Stahl..... 155 |
| 5.3.2 | Zement..... 155 |
| 5.3.3 | HVC..... 156 |
| 5.3.4 | Branchenübergreifende Wechselwirkungen 157 |
| 5.4 | Auswirkungen auf die Importabhängigkeiten..... 158 |
| 5.4.1 | Eisen/Stahl..... 158 |
| 5.4.2 | Zement..... 159 |
| 5.4.3 | HVC..... 159 |
| 5.5 | Risiken für die Wettbewerbsfähigkeit..... 160 |
| 5.5.1 | Weniger Klimaschutz im Ausland (Carbon Leakage) 160 |
| 5.5.2 | Bessere Bedingungen für erneuerbare Energien im Ausland (Green Leakage) 162 |
| 5.5.3 | Unklare zukünftige Rahmenbedingungen..... 163 |
| 5.5.4 | Hohe Erdgas- und Strompreise 165 |
| 6 | Schlussfolgerungen und Handlungsfelder 168 |
| 6.1 | Politische Handlungsoptionen zur Förderung der Transformation..... 169 |
| 6.2 | Schwerpunkte für die Forschung und Entwicklung..... 174 |
| 6.2.1 | Technologische Fragestellungen..... 174 |
| 6.2.2 | Ökonomische und sozioökonomische Forschungsfragen 177 |
| 7 | Anhang 181 |
| 7.1 | Anhang zu Kapitel 3.1: Eisen- und Stahlerzeugung 181 |
| 7.1.1 | Kenngrößen für Anlagen der konventionellen Stahlerzeugung in Deutschland: aktueller Stand und Entwicklung..... 181 |
| 7.1.2 | Kenngrößen für Vermeidungstechnologien der Stahlerzeugung: aktueller Stand und Entwicklung 189 |
| 7.2 | Anhang zu Kapitel 3.2: Zementherstellung 193 |
| 7.2.1 | Sekundärrohstoffe als Rohmehlersatz für die Klinkerherstellung 193 |
| 7.2.2 | Optimierung der Produktionsprozesse und Anlagenmodernisierung..... 193 |
| 7.2.3 | Alternative Brennstoffe im Klinkerbrennprozess 193 |

| | Seite |
|----------|--|
| 7.2.4 | Zumahlstoffe als Klinkerersatz im Zement: Verfügbarkeiten 195 |
| 7.2.5 | Sinkender Klinkerfaktor: Einfluss auf die Leistungsfähigkeit der Zemente 198 |
| 7.2.6 | Die Modellzemente CEM II/C und CEM VI 199 |
| 7.2.7 | Demonstrations- und Pilotanlagen für Oxyfuel-CCS 201 |
| 7.3 | Anhang zu Kapitel 3.3: Herstellung von High-Value Chemicals 201 |
| 7.3.1 | Herstellung von HVC im Steamcracker 201 |
| 7.3.2 | Modelle zur Naphtha- und HVC-Produktion 202 |
| 7.3.3 | Kenngrößen konventioneller Steamcracker 205 |
| 7.3.4 | Kenngrößen Vermeidungstechnologien für die HVC- Herstellung 206 |
| 7.4 | Anhang zu Kapitel 4: technische Entwicklungspfade für eine klimaneutrale Produktion 209 |
| 7.4.1 | Kennzahlen für die restlichen Industrien und Sektoren aus externen Szenariostudien 209 |
| 7.4.2 | Stahl/Eisen: Kenngrößen aktiver Hochöfen in Deutschland 213 |
| 7.4.3 | Eisen/Stahl: von den Unternehmen kommunizierte Transformationsstrategien 214 |
| 7.5 | Abbildungen 216 |
| 7.6 | Tabellen 219 |
| 7.7 | Kästen 220 |
| 7.8 | Abkürzungen 221 |
| 8 | Literatur 223 |
| 8.1 | In Auftrag gegebenes Gutachten 223 |
| 8.2 | Weitere Literatur 223 |

Vorwort des Ausschusses

Deutschland verfolgt die Zielsetzung, bis 2045 klimaneutral zu werden. Um dieses Ziel erreichen zu können, müssen alle Sektoren dekarbonisiert werden. Der Industriegesektor ist mit einem Anteil von knapp einem Viertel der Gesamtemissionen nach dem Energiesektor der zweitgrößte Emittent von Treibhausgasen in Deutschland. Die Grundstoffindustrie, insbesondere die Eisen- und Stahlproduktion, die Zementherstellung sowie die Herstellung von Grundchemikalien, hat mit über 40 % daran einen beträchtlichen Anteil. Damit auch die Grundstoffindustrie in die Lage versetzt wird, ab 2045 netto keine Treibhausgase mehr auszustoßen, müssen die überwiegend auf fossilen Ressourcen basierenden Produktionsprozesse auf emissionsarme Verfahren und Rohstoffe umgestellt werden. Die technischen und wirtschaftlichen Herausforderungen, die diese Umstellung mit sich bringt, sind immens, nicht zuletzt da die betroffenen Unternehmen in einem intensiven Wettbewerb stehen.

Vor diesem Hintergrund hat der Deutsche Bundestag – auf Initiative des Ausschusses für Wirtschaft und Energie – das Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB) beauftragt, ein TA-Projekt »Alternative Technologiepfade für die Emissionsreduktion in der Grundstoffindustrie« durchzuführen. Ziel der Untersuchung war es, mögliche Wege für eine (weitgehend) klimaneutrale und nachhaltige Transformation der energieintensiven Grundstoffindustrie bis 2045 aufzuzeigen, deren Realisierungsbedingungen zu analysieren und daraus politische Handlungsoptionen zur Unterstützung dieser Transformation abzuleiten.

Im TAB-Bericht werden die aktuellen Produktionstechnologien und der Wissensstand zu möglichen Vermeidungstechnologien dargestellt. Auf Basis der vielversprechendsten Technologien werden Szenarien für eine klimaneutrale Grundstoffindustrie erstellt. Die damit erreichbaren Energieeinsparungen und Emissionsminderungen sowie die Auswirkungen auf die jeweiligen Produktionskosten werden ermittelt. Weitere Nachhaltigkeitsaspekte werden qualitativ diskutiert ebenso wie ökonomische Effekte der Transformation wie Arbeitsplätze, Wertschöpfungsketten, Importabhängigkeit und Wettbewerbsfähigkeit.

Angesichts des Umfangs der Untersuchung und der Fülle der resultierenden Ergebnisse hat das TAB zwei Endberichte verfasst: zum einen die vorliegende Langfassung, in der die Methoden und die Analyseergebnisse des TA-Projekts detailliert und umfassend dargestellt und erörtert werden und die sich somit stärker an ein Fachpublikum wendet, zum anderen einen komprimierten Ergebnisbericht (auf Bundestagdrucksache 20/11555), der sich in erster Linie an politische Entscheidungsträgerinnen und -träger sowie interessierte Laien richtet.

Der Deutsche Bundestag erhält mit diesen beiden Berichten des TAB eine fundierte und wertvolle Informationsbasis für die anstehende parlamentarische Befassung mit diesem hochaktuellen Thema.

Berlin, den 15. Mai 2024

Kai Gehring

Vorsitzender

Dr. Holger Becker

Berichterstatter

Lars Rohwer

Berichterstatter

Laura Kraft

Berichterstatterin

Prof. Dr. Stephan Seiter

Berichterstatter

Prof. Dr.-Ing. habil.

Michael Kaufmann

Berichterstatter

Ralph Lenkert

Berichterstatter

Claudio Caviezel
Matthias Achternbosch
Reinhard Grünwald

**Alternative Technologiepfade für die Emissionsre-
duktion in der Grundstoffindustrie
(Langfassung)**

Endbericht

TAB-Arbeitsbericht Nr. 211

Das Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB) berät das Parlament und seine Ausschüsse in Fragen des wissenschaftlich-technischen Wandels. Das TAB wird seit 1990 vom Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse (ITAS) des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT) betrieben. Hierbei kooperiert es seit September 2013 mit dem IZT – Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung gGmbH sowie der VDI/VDE Innovation + Technik GmbH.

1 Einleitung

Deutschland soll bis 2045 klimaneutral werden. Dies bedeutet, dass auch die Industrie, die 2020 für 176 Mio. t CO_{2-eq} bzw. 24 % der deutschen Treibhausgas(THG)-Emissionen verantwortlich war (UBA 2023), bis 2045 netto keine Treibhausgase mehr ausstoßen darf. Unter der Maßgabe, dass Industriegüter auch weiterhin in Deutschland in ähnlich hoher Menge wie heute produziert werden sollen, sind innerhalb der nächsten 20 Jahre die konventionellen, überwiegend auf fossilen Ressourcen basierenden Produktionsprozesse auf emissionsarme Verfahren und Rohstoffe umzustellen. Die Transformation ist technisch und wirtschaftlich voraussetzungsreich und für die Industrieunternehmen, die häufig in einem starken internationalem Wettbewerb stehen, auch mit hohen Risiken verbunden.

Bei den Industrieemissionen nimmt die Grundstoffindustrie eine bedeutende Rolle ein, insbesondere die Eisen- und Stahlproduktion (THG-Emissionen 2020: 46 Mio. t CO_{2-eq}), die Zementherstellung (20 Mio. t CO_{2-eq}) sowie die Produktion von High-Value Chemicals (HVC) (8 Mio. t CO_{2-eq}), die gemeinsam für über 40 % der industriellen THG-Emissionen verantwortlich sind. Vor diesem Hintergrund hat der Deutsche Bundestag das TAB mit der Durchführung eines TA-Projekts »Alternative Technologiepfade für die Emissionsreduktion in der Grundstoffindustrie« beauftragt. Ziel ist die Analyse der technischen und wirtschaftlichen Realisierungsbedingungen für eine (weitgehende) Klimaneutralität bis 2045 der drei emissionsintensivsten Grundstoffindustrien Eisen/Stahl, Zement und HVC.

Zielsetzung des TA-Projekts

Auftragsgemäß bestand der Fokus der Untersuchung aus den folgenden vier Aufgabenstellungen, die für jede der drei Grundstoffindustrien behandelt wurden:

- › Darstellung der aktuellen (konventionellen) Produktionstechnologien und des Wissensstands zu möglichen Vermeidungstechnologien. Technische und wirtschaftliche Herausforderungen wurden identifiziert und offene Forschungsfragen abgeleitet;
- › Modellierung von zwei möglichen Entwicklungspfaden hin zur Klimaneutralität auf Basis der vielversprechendsten Vermeidungstechnologien;
- › Diskussion von ökonomischen und die Nachhaltigkeit betreffenden Effekten der Transformation, um Auswirkungen auf Arbeitsplätze, auf vor- und nachgeschaltete Wertschöpfungsketten, auf die Importabhängigkeit sowie Risiken für die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Grundstoffindustrie zu bewerten;
- › Ableitung von industrie- und forschungspolitischen Handlungsoptionen zur Beförderung der Transformation hin zu einer klimaneutralen Grundstoffindustrie bis 2045.

Der breite Analyseansatz verweist zugleich auf einige der Herausforderungen, denen sich dieses TA-Projekt zu stellen hatte. Die Untersuchung von drei Grundstoffindustrien, die jede für sich eine hohe Komplexität aufweist und daher eine tiefere Behandlung einfordert, mündete in sehr umfangreichem Analysematerial. Für die Ergebnispräsentation musste eine Darstellungsform gefunden werden, die sowohl die breite (politische) Leserschaft als auch mit dem Thema gut vertraute Personen anzusprechen vermag. Aus diesem Grund wurde zusätzlich zu der vorliegenden Gesamtanalyse (Langfassung) ein komprimierter Ergebnisbericht (TAB-Arbeitsbericht Nr. 210) generiert, der sich in erster Linie an politische Entscheidungsträger und interessierte Laien richtet.

Die Durchführung des TA-Projekts fand in einer Zeit statt, die von sehr dynamischen Entwicklungen mit weitreichenden Folgen für die Transformation der Grundstoffindustrie geprägt war. Während der gutachterlichen Arbeit an den Entwicklungspfaden brach der russische Angriffskrieg gegen die Ukraine aus. Seriöse Prognosen zu den mittel- und längerfristigen Auswirkungen des Kriegs auf die ökonomische Entwicklung, die Produktnachfrage, die Rohstoffverfügbarkeiten oder die Preise für Energieträger waren während des Bearbeitungszeitraums des Gutachtens (9/2021 bis 9/2022) nicht möglich. Um die Auswirkungen des Kriegs auf mögliche Entwicklungspfade trotzdem in angemessener Weise berücksichtigen zu können, wurde die (vor Kriegsbeginn auch von der Politik favorisierte) Rolle von Erdgas als Brückentechnologie zu einer Wasserstoffwirtschaft angepasst. Konkret

wurde als Bedingung für die Entwicklungspfade angenommen, dass bis 2030 keine Zunahme des Erdgasbedarfs in den drei behandelten Grundstoffindustrien stattfindet.

Kurz vor Abschluss des TA-Projekts erging außerdem das Urteil des Bundesverfassungsgerichts¹ vom 15. November 2023 zum Zweiten Nachtragshaushaltsgesetz 2021², das auch weitreichende Folgen für die Finanzierung von politischen Unterstützungsmaßnahmen für die Transformation der Grundstoffindustrie hat. Die (noch nicht zu überblickenden) Konsequenzen des Urteils konnten in diesem TA-Projekt nicht mehr antizipiert und berücksichtigt werden.

Gutachtenvergabe

Im Rahmen des TA-Projekts wurde ein Gutachten vergeben, dessen Ergebnisse neben substanziellen eigenen Recherchen und Analysen in die Berichtserstellung maßgebend eingeflossen sind:

- › Optionen für eine klimaneutrale und nachhaltige Grundstoffindustrie in Deutschland – Entwicklungspfade für ausgewählte Wirtschaftszweige. Dr. Alexander Piégša; Dr. Fabian Muralter; Purnima Kulkarni; Jan Limbers; Sebastian Lübbers, Dr. Almut Kirchner; Dr. Sascha Samadi; Prognos AG in Zusammenarbeit mit dem Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH, Basel

Die Verantwortung für die Auswahl, Strukturierung und Verdichtung des Materials sowie dessen Zusammenführung mit Informationen aus eigenen Recherchen und Analysen liegt bei den Bearbeitern, Dr. Claudio Caviezel, Dr. Matthias Achternbosch und Dr. Reinhard Grünwald. Den Gutachter/innen sowie allen an der Erstellung der Gutachten wie auch des TAB-Berichts beteiligten Expert/innen sei für ihre engagierte Kooperation im Projekt und ihre Diskussionsbereitschaft sehr herzlich gedankt. Für die Aufbereitung der Abbildungen und die Erstellung des Endlayouts sei Carmen Dienhardt und Brigitta-Ulrike Goelsdorf ganz herzlich gedankt.

Aufbau des Berichts

Der vorliegende Bericht ist wie folgt aufgebaut. Kapitel 2 geht auf strukturelle und systemische Herausforderungen sowie die spezifischen Innovationsbedingungen der drei behandelten Grundstoffindustrien Eisen/Stahl, Zement und HVC ein. Kapitel 3 befasst sich mit dem Status quo zu Herstellungsverfahren, Energieverbrauch und THG-Emissionsintensität an den heutigen Produktionsstätten. Für mögliche Vermeidungstechnologien werden jeweils der Stand der Technik und das THG-Reduktionspotenzial abgeschätzt sowie Perspektiven und noch zu bewältigenden Herausforderungen herausgearbeitet. Die auf dieser Grundlage erstellten technischen Entwicklungspfade für die Transformation der drei Grundstoffindustrien werden in Kapitel 4 präsentiert. Dazu werden die getroffenen Annahmen, die Methodik sowie quantitative Ergebnisse der Modellierung detailliert dargestellt und diskutiert. In Kapitel 5 werden sodann mithilfe von qualitativen Analysen und Plausibilitätsüberlegungen mögliche ökologische und die Nachhaltigkeit betreffende Effekte der Transformation, aber auch sozioökonomische und standortpolitische Auswirkungen behandelt. Die Ergebnisse dieser Analysen dienen in Kapitel 6 dazu, politische Schlussfolgerungen und Handlungsbedarfe in Bezug auf die Transformation der drei behandelten Grundstoffindustrien abzuleiten. Das Kapitel 7 beinhaltet schließlich weiterführendes (Daten-)Material, das zur besseren Lesbarkeit nicht in den Haupttext integriert wurde.

¹ BVerfG, Urteil des Zweiten Senats vom 15.11.2023 - 2 BvF 1/22 -, Rn. 1-231

² Zweites Nachtragshaushaltsgesetz 2021 vom 18.2.2022

2 Systemische Rahmenbedingungen der Transformation von Grundstoffindustrien

Die heute etablierten industriellen Herstellungsprozesse der Eisen/Stahl- und Zementproduktion wurden vor über 150 Jahren entwickelt, jene der Petrochemie (HVC) sind seit Mitte des vorigen Jahrhunderts großtechnisch erfolgreich umgesetzt. Seitdem sind diese Prozesse in Hinblick auf Effizienz, Produktqualität und -vielfalt kontinuierlich verbessert worden. Beim Energie- und Rohstoffeinsatz allerdings hat sich nicht viel verändert, nach wie vor wird Eisenerz fast ausschließlich mithilfe von fossiler Kohle reduziert, HVC größtenteils aus fossilem Erdöl gewonnen und Zement auf Basis von gebranntem Kalkstein hergestellt, was jeweils mit hohen CO₂-Emissionen verbunden ist. Die Aufgabe, bis 2045 eine weitgehend klimaneutrale Grundstoffindustrie aufzubauen, stellt somit eine gewaltige ingenieur- und verfahrenstechnische Herausforderung dar, da zentrale Verfahrensprozesse und Produktketten innerhalb kürzester Zeit (verglichen mit den 150 Jahren, die zur Perfektionierung der fossilbasierten Herstellungsrouten zur Verfügung standen) neu konzipiert, entwickelt und großtechnisch umgesetzt werden müssen, ohne dass es zu Einbußen bei Produktqualität und -quantität kommt. Klar ist, dass hierzu grundlegende Innovationen in den Herstellungsprozessen und somit große Anstrengungen in Forschung und Entwicklung nötig sind.

Innovationen beschränken sich aber nicht nur auf die Forschung und Entwicklung neuer technischer Lösungen, sondern sie müssen auch auf den Markt gelangen und sich behaupten können (Weissenberger-Eibl 2017). Für eine erfolgreiche Transformation müssen daher auch strukturelle und systemische Herausforderungen gemeistert sowie die spezifischen Innovationsbedingungen der jeweiligen Branchen berücksichtigt werden. Dies umfasst u. a. die Fragen, wie die Innovationszyklen der Branchen ausgestaltet sind und von welchen Faktoren sie abhängen, welche Marktakteure beteiligt sind und wie deren Zusammenspiel funktioniert, welche Rolle Standardisierung und Normung spielen oder wie rechtliche Rahmenbedingungen den Handlungsspielraum der Industrieunternehmen beeinflussen.

Der Beginn des russischen Angriffskriegs gegen die Ukraine am 24. Februar 2022 stellt ein gravierender Einschnitt in die deutsche und europäische Sicherheits-, Energie- und Industriepolitik dar. Die Folgen des Kriegs wirken sich auch tiefgreifend auf die Rahmenbedingungen der Transformation von Grundstoffindustrien aus. Potenzielle Versorgungsrisiken für Energieträger und Rohstoffe müssen deutlich stärker beachtet und insbesondere die Möglichkeit einer raschen Diversifizierung der Energieversorgung muss diskutiert werden. Sicher scheint, dass die Brückentechnologie Erdgas, wie sie vor Kriegsbeginn auf dem Weg hin zu einer grünen Wasserstoffwirtschaft vorgesehen war, nunmehr kaum noch als eine Option gelten kann. Die neu angestoßenen politischen Maßnahmen weisen denn auch darauf hin, dass der Kriegsbeginn Anlass für einen beschleunigten Umbau des Energie- und Rohstoffsystems hin zu erneuerbaren Energien und zu einem höheren Grad der Selbstversorgung ist. Auch seitens der Industrie werden anstehende Investitionsentscheidungen in viel stärkerem Maße als bisher davon beeinflusst sein, die Resilienz von Lieferketten zu stärken und die Unabhängigkeit von einzelnen Energielieferanten zu erhöhen (Albrecht et al. 2022).

Das Ziel dieses einleitenden Kapitels ist es, einen kurzen Überblick über strukturelle und systemische Herausforderungen für die Transformation der deutschen (und europäischen) Eisen/Stahl-, Zement- und HVC-Produktion zu geben. Weiterführende Erörterungen finden sich dann in den nachfolgenden Kapiteln.

2.1 Stahlindustrie

Für die deutsche und europäische Stahlindustrie stellt die Transformation hin zu weitgehenden klimaneutralen Produktionsverfahren bei gleichzeitigem Erhalt der Wettbewerbs- und Innovationsfähigkeit am Standort Europa eine gewaltige Herausforderung dar. Der Weltstahlmarkt zeichnet sich durch eine ausgeprägte internationale Wettbewerbsintensität aus, die sich schon länger in sinkenden erzielbaren Stahlpreisen bemerkbar macht (BMWK 2023f). Insbesondere chinesische Stahlexporte beeinflussten den Weltstahlmarkt in dem vergangenen Jahrzehnt erheblich. Der Weltmarkt ist von Überkapazitäten gezeichnet, weshalb es für die Rohstahlhersteller zunehmend schwieriger wird, neue Marktanteile zu generieren. Derzeit werden z. B. im Rahmen der G20 Lösungen für die

globale Herausforderung der Stahlüberkapazitäten gesucht. Ziel ist eine Reduzierung bestehender Produktionskapazitäten weltweit, was sich auch auf die deutschen und europäischen Stahlhersteller auswirken würde (Wirtschaftsvereinigung Stahl 2021).

Trotz der großen Abhängigkeit von Importen essenzieller Rohstoffe (vor allem Kohle und Eisenerz) ist es der deutschen Stahlindustrie bisher gelungen, einen großen Teil der Wertschöpfung in Deutschland zu erbringen. Grund dafür ist vor allem die weltweit führende technische Kompetenz in den Verfahren der Rohstahlherstellung. Durch die Wahl qualitativ hochwertiger Einsatzstoffe können Stähle für besonders anspruchsvolle Märkte (z. B. hochfeste dünne und damit gewichtssparende Bleche für die Automobilindustrie) hergestellt und eine gleichbleibende Stahlqualität garantiert werden (Albrecht et al. 2022). Außerdem zeichnet sich der Standort Europa und damit Deutschland durch eine Reihe struktureller Vorteile vor allem gegenüber den Schwellenländern aus. Die horizontale Vernetzung zahlreicher Unternehmen von der Stahlherstellung, -verarbeitung und -anwendung, auch und vor allem in Hinblick auf gemeinsame Forschung und Entwicklung, gilt als einzigartig. Das Know-how, die Erfahrung der Mitarbeiter/innen sowie seit Langem eingespielte Lieferketten innerhalb von Industrieclustern sind ebenfalls charakteristische Merkmale der europäischen Stahlindustrie. Außerdem haben europäische Stahlunternehmen einen klaren Standortvorteil durch ihre geografische Nähe zu ihren Kunden und Netzwerken. In Deutschland bestehen enge Verzahnungen insbesondere mit der Automobilindustrie, dem Maschinenbau und der Bauindustrie, sodass die heimische Stahlproduktion auch eine große strategische Bedeutung für andere Industriesektoren einnimmt.

Gerade diese Sektoren aber erhöhen auch den Innovationsdruck in der Stahlindustrie, weil insbesondere der Bausektor und die Automobilindustrie an neuen, leichten, flexiblen und kostengünstigen Stahlsorten interessiert sind, um ihrerseits die Klimaziele durch effizientere Baukonstruktionen oder leichtere Autos erreichen zu können. Dabei ist zu beachten, dass bei qualitativ verbesserten Stählen meist auch der spezifische Stahlverbrauch (z. B. durch Einsatz dünnerer Bleche und Profile) sinkt, was bestehende Produktionskapazitäten belasten kann. Außerdem unterliegt der Werkstoff Stahl prinzipiell einer zunehmenden Konkurrenz mit anderen Werkstoffen, wie z. B. High-Tech-Kunststoffe oder Aluminiumknetlegierungen.

Deutlich wird, dass die deutschen Stahlhersteller ihre Stellung in einem dynamischen, von hoher Wettbewerbsintensität geprägten internationalen Umfeld nur durch kontinuierliche Innovationen bei Produkten und Prozessen behaupten können (BMWK 2023f). Stahl entwickelt sich dadurch immer stärker zu einem industriellen High-Tech-Basisprodukt. So gibt es mittlerweile allein bei thyssenkrupp Steel Europe (o. J.) 2.000 Legierungskonzepte und 1.800 verschiedene Stahlsorten. Für die weiteren Rahmenbedingungen kann erschlossen werden, dass die Stahlbranche in immer kürzeren zeitlichen Abständen neue hochwertige Stahlsorten auf dem Markt einführen muss, um international konkurrenzfähig zu bleiben. Die Verkürzung der Innovationszyklen bringt jedoch hohe Investitionskosten in Forschung, Entwicklung und Ausbildung mit sich.

Unter diesen strukturellen Rahmenbedingungen muss die deutsche und europäische Stahlindustrie bis 2045 die Transformation hin zu weitgehender Treibhausgasneutralität bewerkstelligen. Die große Herausforderung besteht darin, den Wechsel auf klimafreundliche Produktionsverfahren in Einklang mit den steigenden Anforderungen an qualitativ hochwertige Stähle und dem damit verbundenen Innovationsdruck zu bringen. Ob bzw. wie dies mit den derzeit favorisierten Vermeidungsoptionen der wasserstoffbasierten Direktreduktion und der Erhöhung des Anteils von kreisgeführtem Sekundärstahl erfüllt werden kann, ist eine Schlüsselfrage, die auch in diesem TA-Projekt untersucht wurde.

2.2 Zementindustrie

Zement dient als mineralisches Bindemittel für Beton, das die Grundlage moderner Bautechnologie darstellt. Mit einer Menge von rund 28 Mrd. t Beton/ Jahr wird nur Trinkwasser in größeren Mengen benötigt.³ Die Herstellung von konventionellem Zement ist sehr energie- und CO₂-intensiv, weshalb die globale Zementindustrie für rund 10% der anthropogenen CO₂-Emissionen verantwortlich ist (Achterbosch et al. 2019). Für die Transformation der Zementproduktion in Richtung Klimaneutralität bei gleichzeitiger Beibehaltung der Leistungsfähigkeit von

³ Zum Vergleich: 2022 belief sich die globale Kohleförderung auf rund 8,8 Mrd. t (Statista 2023), Erdöl wurde in einer Menge von 4,4 Mrd. t gefördert (energy institute 2023, S. 16).

Beton stehen, wie in Kapitel 3 ausführlich dargelegt, gegenwärtig jedoch nur beschränkte technische Möglichkeiten zur Verfügung.

In der Klimadebatte zu Zement wird selten thematisiert, wie komplex die bautechnologischen Anforderungen für Zemente bzw. Betone sind. Damit errichtete Gebäude und Baustrukturen haben in der Regel Nutzungsdauern von 50 bis 100 Jahren und teilweise noch deutlich länger (dazu und zum Folgenden Achternbosch 2018). Zur Minimierung von Bruchrisiken muss die langfristige Zuverlässigkeit eines Baustoffs noch vor dessen Einsatz nachgewiesen werden. Aus diesem Grund werden zementhaltige Baustoffe traditionell hauptsächlich empirisch durch die Trial-and-Error-Methode optimiert (Achternbosch 2018; Ji et al. 2006), was Innovationen nur in kleinen Schritten erlaubt. Zudem führen aufwendige Nachweisverfahren zu großen zeitlichen Abständen zwischen Entwicklung und Marktzulassung, wobei in der Vergangenheit selbst bei inkrementell innovativen Baustoffen 10 bis 15 Jahre üblich waren (Dewald/Achternbosch 2016). Die Folgen des notwendigen Sicherheitsdenkens sind eine hohe Dichte an Regeln und Normen für Baustoffe und Bauwerke. All dies führt zu einer eher konservativen Haltung gegenüber Änderungen und Neuerungen, was sich negativ auf das Innovationspotenzial der gesamten Bauwirtschaft und insbesondere auch auf die Markteinführung neuer grüner Zemente und Bindemittelsysteme auswirkt (Nestler 2023).

Tendenziell ungünstige systemische Rahmenbedingungen für Innovationen im Bereich Zement bestehen aktuell auch für die Forschung und Entwicklung. So wurde in der Vergangenheit wenig Bedarf an Grundlagenforschung jenseits des Klinkerparadigmas gesehen.⁴ Im Vergleich zu Innovationsfeldern wie Biowissenschaften oder IT-Technologien wird die Betontechnologie in der allgemeinen Wahrnehmung als etabliert und eher langweilig empfunden. Von einer vermeintlich ausgereiften Low-Tech-Industrie wie Zement werden folglich auch nur noch inkrementelle Innovationen erwartet (Dewald/Achternbosch 2016). Dies hat in der Vergangenheit dazu geführt, dass bei wettbewerblichen Ausschreibungen die Erfolgchancen einer Förderung von Grundlagenforschung im Bereich Zement relativ gering waren. Traditionell gestaltet sich die Finanzierung entsprechender Forschungsprojekte außerhalb der universitären Grundlagenforschung und spezieller Industrieprojekte als schwierig.

Die wenig förderlichen Rahmenbedingungen für die Grundlagenforschung in Verbindung mit einem restriktiven regulativen Umfeld für die Anwendung neuer Entwicklungen behindern derzeit Kapitalanlagestrategien, die für andere neue und aufstrebende Technologien charakteristisch sind. Ohne einen grundlegenden Sinneswandel ist daher kaum zu erwarten, dass neue klimafreundliche Bindemittel bis 2045 einen substanziellen Beitrag zur Reduktion der CO₂-Emissionen der Zementindustrie werden leisten können.

2.3 Chemische Grundstoffindustrie

Die chemische Industrie zählt zu den Kernbereichen der deutschen Industrie. Nahezu alle Wirtschaftszweige sind direkt oder indirekt von den Entwicklungen und Produkten der chemischen Industrie abhängig. Insgesamt stellt die chemische Industrie in Deutschland mehr als 30.000 verschiedene Produkte her (Bioökonomirat 2014). Diese Produktvielfalt ist der Grund, weshalb die chemische Industrie zu den am meisten diversifizierten und heterogensten Branchen überhaupt gehört.

Die Produkte der chemischen Industrie lassen sich grob in drei generische Bereiche einordnen: Die Grundchemikalien (auch Basischemikalien, Commodity Chemicals oder Bulk Chemicals genannt) werden meist in kontinuierlichen Produktionsprozessen in großer Menge und für den Weltmarkt hergestellt (z. B. Methanol, Ammoniak), beim Kunden steht vor allem der Preis im Vordergrund. Spezialchemikalien sind maßgeschneiderte Lösungen für spezifische chemische Probleme. Es handelt sich um durch Patente geschützte Hightechmaterialien, bei denen der Preis nur eine nachrangige Rolle spielt. Dieser Bereich unterliegt einem hohen Forschungs- und Innovationsdruck, da die Hersteller von Spezialchemikalien nur so am Markt bestehen können. Zwischen den Grund- und den Spezialchemikalien liegt das Geschäftsfeld der Feinchemikalien. Darunter werden definierte chemische Verbindungen, wie z. B. die Ausgangsstoffe für pharmazeutische Wirkstoffe, Kosmetika oder Waschmittel, verstanden. Die kaufentscheidenden Kriterien sind nicht alleine der Preis (wie bei den Grundchemikalien), sondern auch Aspekte wie Verfügbarkeit einer breiten Technologieplattform und langfristige Gewährleistung der Produktqualität.

⁴ Im EU Industrial R&D Scoreboard der EU-Kommission wird dem Wirtschaftssektor »Bauwesen und Materialien«, in dem das Baugewerbe und die Baustoffhersteller zusammengefasst sind, eine niedrige sektorale FuE-Intensität (Verhältnis FuE-Ausgaben zu Umsatz) von 1,7% zugeordnet (Grassano et al. 2020). Der Sektor liegt damit auf einem der hintersten Plätze.

Die deutsche Chemieindustrie zeichnet sich im weltweiten Vergleich durch ein starkes Geschäftsfeld für Grund- und Spezialchemikalien aus (Voß 2013). Mit ihrer Strategie, Nischen in den Bereichen Fein- und Spezialchemikalien zu erschließen und zu besetzen, sind kleine und mittlere Unternehmen (KMU) in Deutschland sehr erfolgreich und gehören nicht selten zu den Weltmarktführern auf ihrem Gebiet (VCI 2015a). Ein besonderes Merkmal ist die starke Vernetzung verschiedener Produktionsstrukturen entlang der Wertschöpfungsstufen in hocheffizienten integrierten Standorten, die sich in der Regel um einen oder mehrere Prozesse der Grundstoffchemie entwickeln und gruppieren. So bildeten sich in Deutschland optimierte Verbundnetze (Cluster) für ausgewählte Produkte und Nebenprodukte aus, die ganz spezifisch für einen Chemiapark sein können (Scholz et al. 2023). Nicht zuletzt ist die chemische Industrie auch in Europa stark vernetzt (Bähr et al. 2023; Büchel et al. 2022), was ihre strategische Bedeutung für den europäischen Industriestandort weiter steigert.

Büchel et al. (2022) gehen davon aus, dass zukünftig der Produktion hochwertiger Spezialchemikalien größeres Gewicht zukommen wird. Dies wirkt sich aber auch positiv auf die chemische Grundstoffindustrie aus, da so eine wettbewerbsfähige Auslastung der Produktionsstätten möglich ist. Außerdem kann die chemische Grundstoffindustrie von einer ausgezeichneten heimischen Innovationslandschaft profitieren, da die Chemie am Standort Deutschland über 5 Mrd. Euro in Forschung und Entwicklung (FuE) investiert (VCI 2023). Wird der Anteil des FuE-Personals an den Beschäftigten berücksichtigt, zählt die Chemieindustrie zu den überdurchschnittlich forschungsintensiven Branchen.⁵

Diesen guten Produktionsbedingungen stehen der deutschen und europäischen chemischen Grundstoffindustrie künftig jedoch auch systemische Herausforderungen gegenüber. Um die notwendigen Transformationen (Klimaneutralität, Digitalisierung, Strukturwandel) zu stemmen, steigt der künftige Bedarf an Innovationen enorm. Beispielsweise basieren die wesentlichen Produktionsketten der organischen (Grundstoff-)Chemie derzeit weitgehend auf fossilen Energieträgern und Rohstoffen, sodass bis 2045 viele Produktionsprozesse grundlegend umgebaut und auf eine neue Rohstoffbasis gestellt werden müssen. Die Digitalisierung bietet hier Chancen z. B. für eine Stärkung der Kreislaufwirtschaft durch chemisches Recycling, um den Bedarf an fossilen Rohstoffen zu reduzieren. Ein Wechsel auf erneuerbare Rohstoffe (z. B. auf Basis von grünem Wasserstoff und Kohlenstoff aus der CO₂-Abscheidung) wird auf mittlere Sicht jedoch unumgänglich sein. Daraus allerdings könnten Weltregionen mit besseren Bedingungen für die Produktion von grünen Energieträgern oder Rohstoffen einen Wettbewerbsvorteil ziehen, da sich chemische Grundstoffe vergleichsweise einfach per Schiff oder Pipeline über weite Strecken transportieren lassen. Gegen diese neue Konkurrenz muss sich die deutsche und europäische chemische Grundstoffindustrie mit neuen Innovationen, Know-how und Qualitätsprodukten behaupten.

⁵ Gleichzeitig ist aber auch zu konstatieren, dass der deutsche Anteil an den internationalen FuE-Aufwendungen in der Sparte Chemie von derzeit 7% sukzessive zurückgeht (VCI 2023).

3 Status quo und Vermeidungstechnologien für ausgewählte Grundstoffindustrien

In diesem Kapitel werden die heute in Deutschland eingesetzten Herstellungsverfahren für die Eisen/Stahl-, Zement- und HVC-Produktion einschließlich des Energieverbrauchs und der THG-Emissionsintensität dargestellt. Für jede der Grundstoffindustrien werden jeweils drei vielversprechende Vermeidungstechnologien identifiziert, der Stand der Technik erläutert sowie das THG-Reduktionspotenzial abgeschätzt. Außerdem werden die Anwendungsperspektiven sowie noch zu bewältigenden Herausforderungen herausgearbeitet. Eine wichtige Grundlage für dieses Kapitel bildete das Kapitel 3 im Gutachten von Prognos und Wuppertal Institut (2022, S. 12 ff.).

3.1 Eisen- und Stahlerzeugung

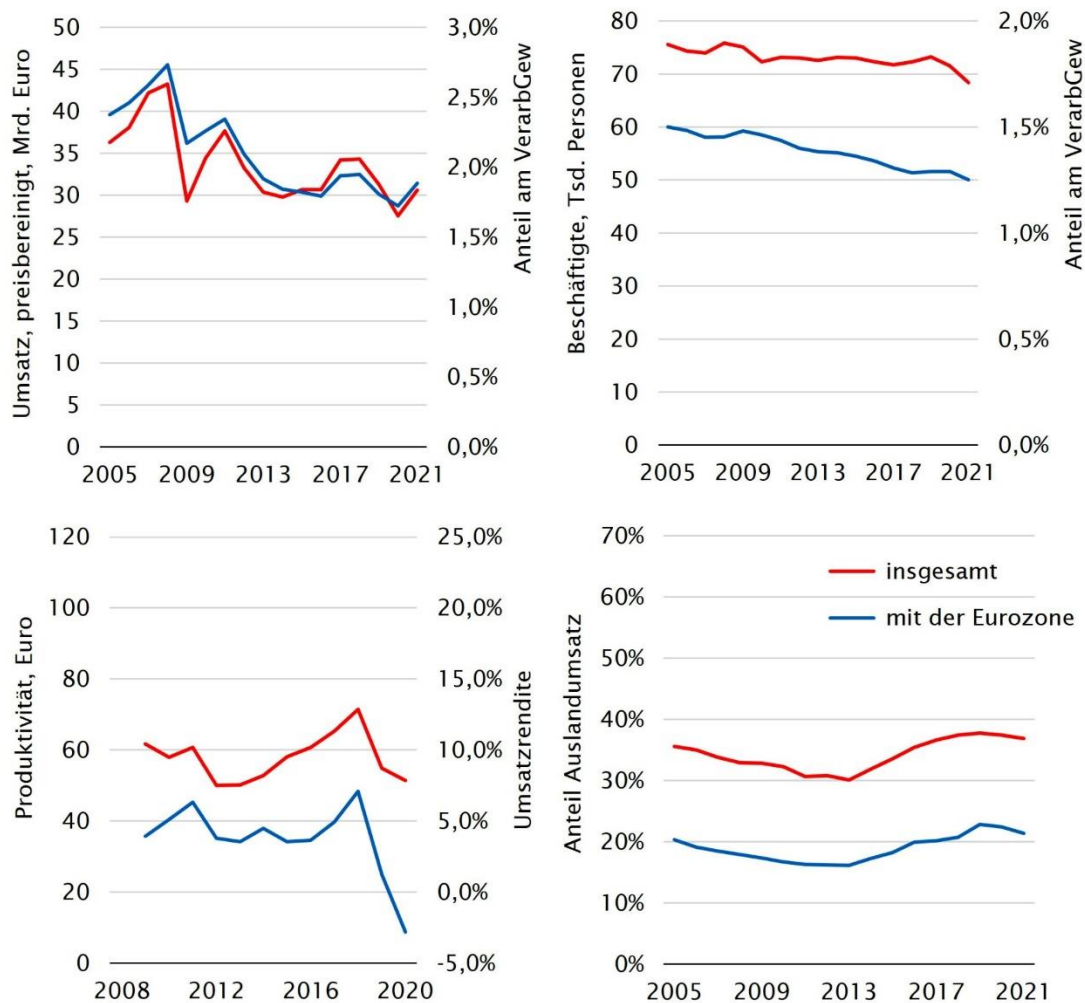
Unter Eisen- und Stahlerzeugung wird in diesem TA-Projekt im Wesentlichen die Primär- und Sekundärstahlerzeugung mit allen damit direkt im Zusammenhang stehenden Anlagen und Arbeitsschritten verstanden. Diese Definition umfasst zwar nicht alle Bereiche, die gemäß der Klassifizierung des Statistischen Bundesamts ebenfalls zum Wirtschaftszweig WZ08-24.1 »Erzeugung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen« gezählt werden. Die hier gewählte Abgrenzung stellt jedoch hinsichtlich des Energiebedarfs, der THG-Emissionen sowie der Herstellungskosten der gehandelten Stahlprodukte einen Großteil (mindestens 90% für jede genannte Kenngröße) von WZ08-24.1 dar, sodass die entsprechenden statistischen Angaben mit ausreichender Genauigkeit herangezogen werden können (Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 13).

3.1.1 Ökonomische Kenngrößen

Die Branche WZ08-24.1 beschäftigt mit aktuell rund 70.000 Personen rund 1,3% aller im Verarbeitenden Gewerbe sowie 0,1% aller in Deutschland erwerbstätigen Personen (dazu und zum Folgenden Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 13 ff.). Die Zahl der Beschäftigten war in den letzten Jahren weitgehend stabil. Die um Preisveränderungen bereinigte Entwicklung des Umsatzes der Branche zeigte einen leichten Abwärtstrend in den letzten Jahren (Abb. 3.1). Im Schnitt lag der jährliche Umsatz bei etwas über 30 Mrd. Euro. Das Ausland gewann als Absatzmarkt seit 2013 zwar stetig an Bedeutung, dennoch liegt der Anteil des Auslandsatzes mit aktuell 37%

unter dem Durchschnittswert des Verarbeitenden Gewerbes (50%). Das außereuropäische Ausland hat als Absatzmarkt in etwa die gleiche Bedeutung wie der europäische Markt.

Abb. 3.1 Entwicklung ausgewählter Kenngrößen der Stahlindustrie



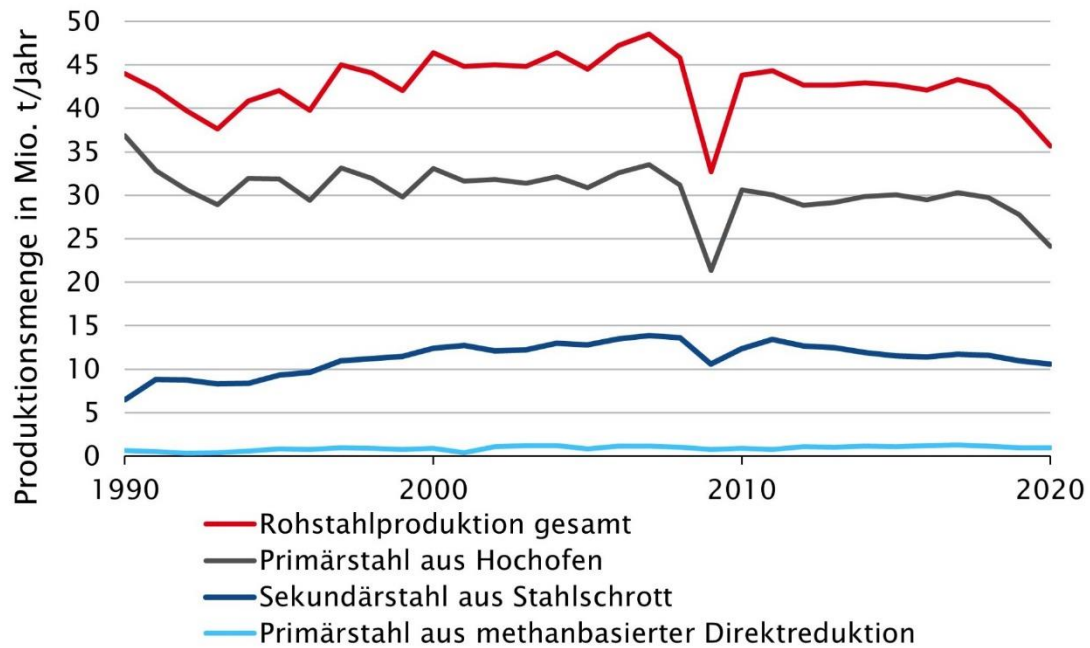
Branche WZ08-24.1 Roheisen, Stahl u. Ferrolegierungen

Quelle: nach Prognos/Wuppertal Institut (2022, S. 14), auf Basis von Statistisches Bundesamt 2022b, 2022c, 2022d

Deutschland besitzt eine jährliche Produktionskapazität an Rohstahl von 35 Mio. t. Bei einer über die letzten zwanzig Jahre durchschnittlichen Auslastung von 86% entspricht dies einer mittleren Primärstahlproduktion von 30 Mio. t (Abb. 3.2) über die konventionelle Hochofenroute (Kap. 3.1.2.1).

Die derzeit 16 Hochöfen in Deutschland werden von insgesamt sechs Unternehmen überwiegend im Westen, aber auch im Norden Deutschlands betrieben (zu ausgewählten Kenngrößen dieser Hochöfen siehe Tabelle 7.23 in Kap. 7.4.2). Hinzu kommen noch rund 1 Mio. t Primärstahl aus dem methanbasierten Direktreduktionsverfahren in Hamburg sowie rund 12 Mio. t an Sekundärstahl aus Stahlschrott (Kap. 3.1.2.2). In Summe wurden in den letzten 2 Dekaden demnach rund 43 Mio. t Rohstahl jährlich produziert, mit einem kurzen Einbruch im Jahr 2009 nach der Finanzkrise und einem pandemiebedingten Rückgang 2020. Im historischen Trend 1995 bis 2019 ist eine leicht abnehmende Tendenz festzustellen (im Mittel -0,12%/Jahr). Der überwiegende Teil des Rohstahls (93%) wird zu Walzstahl (Flach- und Langerzeugnisse), der verbleibende Rest überwiegend zu Stahlrohren verarbeitet.

Abb. 3.2 Entwicklung der Stahlproduktion in Deutschland nach Routen



Quelle: nach Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 15

3.1.2 Konventionelle Produktionsverfahren

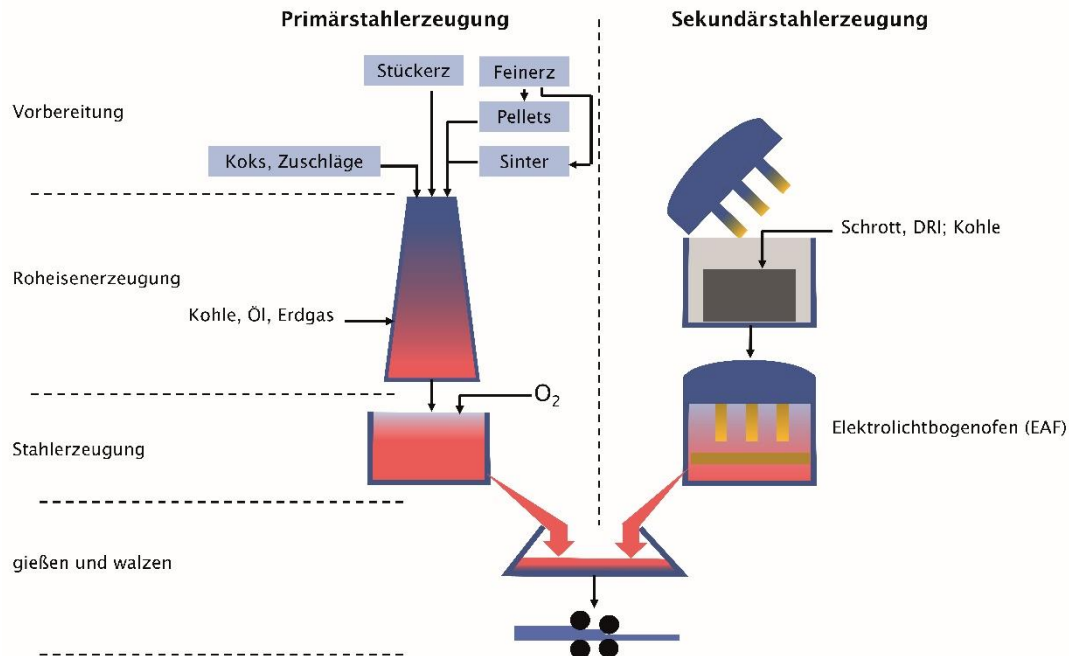
Grundsätzlich muss bei der Eisen- und Stahlerzeugung unterschieden werden, ob Eisen und Stahl aus Eisenerzen oder aus Eisen- und Stahlschrott hergestellt werden. Die vom Erz ausgehende Technologie wird Primärstahlerzeugung genannt. Als sekundäre Stahlerzeugung wird die Herstellung von Stahl durch Aufschmelzen und Behandeln von Alteisen und -stahl bezeichnet. In diesem Bericht steht die primäre Stahlproduktion im Fokus, da sie besonders mit THG-Emissionen behaftet ist. Die Sekundärstahlerzeugung setzt THG-Emissionen im geringeren Maße frei und gewinnt auch deshalb zunehmend an Bedeutung.

Gegenwärtig wird Rohstahl in Deutschland in zwei Hauptproduktionspfaden hergestellt: in der Hochofenroute für die Primärstahlerzeugung sowie im Elektrolichtbogenofen für die Sekundärstahlerzeugung. Im Folgenden werden die Produktionsverfahren vorgestellt, wobei sich die Beschreibungen im Wesentlichen auf die »Stahlfibel« (Bartos 2015) sowie auf ergänzende Informationen des Stahlinstituts Verein Deutscher Eisenhüttenleute (VDEh 2022) stützen.

3.1.2.1 Primärstahlerzeugung

Das in der Primärstahlerzeugung hauptsächlich eingesetzte Verfahren der Hochofenroute besteht aus den drei Schritten Vorbereitung, Roheisenerzeugung und Stahlerzeugung (Abb. 3.3).

Abb. 3.3 Schematische Darstellung der Prozessrouten Primär- und Sekundärstahlherstellung



Eigene Darstellung nach Schlemme et al. 2019

Vorbereitung der Einsatzstoffe

Der erste Schritt bereitet die zwei Haupteinsatzstoffe Kohle und Eisenerz vor. Für die Herstellung von Roheisen wird als Reduktionsmittel Kohle in Form von Koks eingesetzt. Dazu wird Kohle in Kokereien unter Luftabschluss auf über 1.000 °C erhitzt, um flüchtige Bestandteile zu entfernen und den Kohlenstoff mit der verbleibenden Asche zu verbacken. Koks hat, verglichen mit Kohle, eine deutlich höhere Porosität und Festigkeit, um die abwechselnde Schichtung von Koks und Möller (Möller ist eine Mischung aus Eisenerz und Zuschlägen wie Kalkstein oder Schrott) im Hochofen zu tragen. Die Beschickung des Hochofens mit Möller erfolgt von oben, und zwar kontinuierlich.

Für den Möller wird das in Minen gewonnene Stück- und Feinerz eingesetzt, wobei die Feinerze als Pellets oder Sinter dem Hochofen zugeführt werden. Pellets haben einen Durchmesser von 10 bis 15 mm und werden aus besonders feinen (< 1mm Korngröße) Eisenerzen unter Einsatz von Wasser und einem Bindemittel geformt, getrocknet und bei über 1.000 °C gebrannt. Das Pelletieren geschieht zumeist noch am Minenstandort. Sinter hingegen wird im integrierten Hüttenwerk selbst produziert. In Sinteröfen werden Feinerze zusammen mit Zuschlägen und Koksgrus zu grobkörnigen, porösen Agglomeraten (Sinterkuchen) gebacken. Die im Hochofen eingesetzten Eisenerze haben einen Eisengehalt von 63 bis 65 % (Midrex 2021). Der Rest sind Minerale sowie Gesteinsfragmente des Erzes, die als Gangart bezeichnet werden.

Herstellung von Roheisen im Hochofen

Der Kohlenstoff im Koks wird durch Einblasen heißer Luft (ca. 1.200 bis 1.300 °C) und Sauerstoff zu einem Reduktionsgas (größtenteils Kohlenstoffmonoxid – CO) vergast. Die Möllersäule im Hochofen ist durch die gro-

ßen Korngrößen der Einsatzstoffe luftdurchlässig, somit kann das Reduktionsgas von unten durch sie hindurchströmen. Insbesondere der Koks garantiert die Aufrechterhaltung der Durchgasung im Bereich der Erweichungs- und Schmelzzone der Eisenerze im Hochofen. Ein Betrieb des Hochofens ohne Koks ist somit aus physikalischen Gründen nicht möglich. Koks ermöglicht zudem die Drainage im Gestell für Roheisen und Schlacke (Lüngen 2021).

Das Erz wird durch CO zu Eisenmetall reduziert, wobei CO₂ gebildet wird. Während des Prozesses entstehen Temperaturen bis zu 2.200 °C. Als Nebenprodukt entsteht Schlacke, die im Wesentlichen aus der Gangart und den Zuschlägen besteht. Aufgabe der Zuschläge, insbesondere von Kalkstein, ist eine günstige Fließfähigkeit und Reaktivität der Schlacke. Flüssiges Roheisen und Schlacke sammeln sich im unteren Bereich des Hochofens, wobei die Schlacke auf dem Roheisen schwimmt. Dort werden sie abgestochen und separiert. Wird die Schlacke granuliert, so erhält man Hüttensand, der für die Zementindustrie eine wichtige Rolle als Klinkerersatzstoff spielt (Kap. 3.2.2.3). Als ein weiteres Nebenprodukt fällt das Gichtgas an, welches über die Gicht am oberen Ende des Hochofens entweicht. Es handelt sich um ein Stoffgemisch aus rund 55 % N, 15 % CO₂, 30 % CO und bis zu 4 % H₂. Genutzt wird es überwiegend zur Stromerzeugung in Werkskraftwerken. Geringe Mengen werden auch abgefackelt (Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 17 f.).

Der Hochofen wird quasikontinuierlich betrieben, da er fortlaufend mit Koks und Möller beschickt wird, die Abstiche jedoch chargenweise erfolgen. Ein Hochofen arbeitet während seiner Ofenreise von bis zu 20 Jahren ohne Unterbrechung. Damit bestimmt die Dauer einer Ofenreise den Investitionszyklus der Primäreisenerzeugung wesentlich (Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 18).

Umwandlung von Eisen in Stahl

Das aus dem Hochofen abgestochene Roheisen enthält noch bis zu 4 % C und ist deshalb spröde. Um daraus elastischen (und damit schmiedbaren) Stahl zu machen, muss der Kohlenstoffgehalt auf unter 2,1 % gesenkt werden,⁶ außerdem sind weitere Verunreinigungen wie Silicium, Mangan, Schwefel und Phosphor aus dem Roheisen zu entfernen. Dies erfolgt im Einblaskonverter (Basic Oxygen Furnace – BOF) im Stahlwerk. Auf das flüssige Roheisen wird mittels Blaslanze (bei 300 t Roheisen etwa für 20 Minuten) Sauerstoff aufgeblasen, der die unerwünschten Bestandteile oxidiert. Die chemischen Reaktionen sind exotherm, d. h. es werden große Mengen an Wärme freigesetzt. Um eine Überhitzung zu vermeiden, wird der Schmelze bis zu 25 % Stahlschrott zur Kühlung hinzugefügt. Es entstehen viele saure Oxide, die durch Zuführung von Kalk neutralisiert werden, wobei die Konverterschlacke entsteht. Die unerwünschten Bestandteile entweichen entweder als Abgase oder verbleiben in der Schlacke. Nach Abschluss des Prozesses wird der Konverter gekippt und der flüssige Rohstahl fließt durch das Abstichloch ab. Auch die heiße Schlacke wird abgegossen, abgekühlt und zu einer Gesteinskörnung für den Straßen-, Wege- und Erdbau weiterverarbeitet (Schlemme et al. 2019; Windisch 2018). Durch Zusatz von weiteren Stoffen wie Mangan, Nickel, Chrom, Wolfram, Molybdän, Vanadium oder Kobalt können die Eigenschaften des Stahls beeinflusst werden – es entstehen legierte Stähle. Heute sind über tausend verschiedene Stahlsorten in der entsprechenden DIN EN 10027 definiert.

Der Übergang von Roheisen zu Rohstahl ist mit einem technologischen Übergang zwischen den quasikontinuierlichen Prozessen der Roheisengewinnung (Hochofen) und den weiterführenden Batchprozessen (Konverter) im Stahlwerk verbunden (Staubmann 2021). Die Anlagenkapazitäten sind im Regelfall so angepasst, dass die weiterführenden diskontinuierlichen Prozesse optimal bedient werden können.

Direktreduktion von Eisenerz mit Erdgas

Eine weitere Primärroute, die in Deutschland (und weltweit) gegenüber der Hochofenroute jedoch von untergeordneter Bedeutung ist, ist die Direktreduktion von Eisenerz via Erdgas in einem Schachtofen (MIDREX-Verfah-

⁶ Das ist die Obergrenze. In der Praxis enthält unlegierter Rohstahl um 0,05 bis 0,1 % Kohlenstoff.

ren). Auf diese Weise wird kein flüssiges Roheisen, sondern ein fester Eisenschwamm erzeugt. Auf die Funktionsweise dieses Verfahrens wird in Kapitel 3.1.3 eingegangen, da es technologisch der Direktreduktion von Eisenerz mit Wasserstoff ähnelt.

3.1.2.2 Sekundärstahlerzeugung

Mit dem Elektrostahlverfahren wird Eisen- und Stahlschrott in einem Elektrolichtbogenofen (Electric Arc Furnace – EAF) aufgeschmolzen (Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 18 f.). Neben Schrott können grundsätzlich auch Eisenschwamm aus der Direktreduktion von Eisenerz sowie flüssiges oder festes Roheisen mitverarbeitet werden, weshalb sich der EAF auch für die nachfolgend beschriebenen grünen Stahlrouten anbietet (dazu und zum Folgenden Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 9 f.).

Verfahren

Ein EAF besteht im Wesentlichen aus dem feuerfest ausgemauerten und hydraulisch kippbaren Ofengefäß mit Abstickerker und einem schwenkbaren Deckel, in welchem Grafitelektroden installiert sind. Der Ablauf erfolgt chargenweise: Der Ofen wird von oben mit Schrott und Kohlenstoffträgern, wie z. B. Kohle, gefüllt, der Deckel wird platziert, die Elektroden werden heruntergefahren und der Lichtbogen wird gezündet, wodurch im Ofen ein bis zu 3.500 °C heißer Lichtbogen zwischen Grafitelektroden und dem metallischen Schmelzgut entsteht.⁷ Die Stahlschmelze selbst wird bis zu 1.800 °C heiß. Durch Zufügen von Kalk werden nichtmetallische Einsatzstoffe in der Schlacke gebunden.⁸ Ist die gewünschte chemische Zusammensetzung des Stahls erreicht, wird der Ofen durch Kippen in die Pfanne entleert.

Heute wird der EAF als reines Einschmelzaggregat zur Erzeugung einer Basisschmelze mit niedrigen Kohlenstoff-, Schwefel- und Phosphorgehalten genutzt. Erst nach dem Abstechen im Pfannenofen wird die genaue Zusammensetzung analysiert. In einer darauffolgenden sekundärmetallurgischen Behandlung können Menge und Qualität der zu erzeugenden Stahlsorten genauer und flexibler eingestellt werden, als dies allein im EAF der Fall ist.

Kohlenstoff ist essenziell im Prozess

Kohlenstoff spielt im konventionellen EAF eine sehr wichtige Rolle und hat mehrere Funktionen:

- › als Energielieferant für das Aufheizen und Schmelzen des Schrotts,
- › zur Regulation des Kohlenstoffgehalts im Stahl,
- › als Schäumungsmittel der Schlacke.

Kohlenstoff kann (zusätzlich zu dem im Stahlschrott bereits vorhandenen) auf verschiedene Weise in den EAF eingebracht werden: als Kohle oder andere Kohlenstoffträger⁹ zusammen mit dem Schrott zu Prozessbeginn oder durch Einblasen von Kohlestaub oder Erdgas während des Prozesses. Die ablaufenden Reaktionen sind komplex. Durch den eingeblasenen Sauerstoff im EAF werden oxidierende wie auch reduzierende Reaktionen initiiert.

Oxidierende Reaktionen, insbesondere die des Kohlenstoffs, sind stark exotherm, sodass bis zu 40 % der im EAF benötigten Energie chemisch gedeckt werden können (Apfel 2023; Echterhof 2021; Kleimt et al. 2012; Müller et al. 2021; Yang et al. 2017). Dadurch gelingt eine schnellere Aufheizung der Schmelze, was die Produktivität des Prozesses erhöht und die Produktionskosten verringert (Kern 2021). Außerdem werden im Schrott vorhandene Störstoffe (z. B. Silicium, Phosphor, Mangan) oxidiert und in die Schlacke überführt. Unter diesen oxidierenden Bedingungen sind jedoch auch Eisenverluste in Kauf zu nehmen, da ein Teil des Eisenmetalls wieder zu Eisenoxid

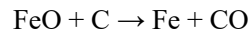
⁷ Neben dem hier skizzierten Wechselstromofen existieren modernere Gleichstromöfen, die über eine einzelne Grafitelektrode am Deckel und eine Metallelektrode am Boden des Ofens verfügen.

⁸ Außer Nichtmetalle werden hierbei auch Metalle wie Eisen, Mangan und Chrom als Oxide eingebunden.

⁹ Zu den Kohlenstoffträgern zählen auch Roheisen aus dem Hochofen oder Eisenschwamm aus der Direktreduktion mit Erdgas, falls diese im EAF mitverarbeitet werden.

oxidiert und sich in der Schlacke anlagert.¹⁰ Dies vermindert die Ausbeute an Eisenmetall, außerdem erhöht sich der Energiebedarf zum Schmelzen der Schlacke.

Durch Einblasen von Kohlenstaub in die Schlacke wird Eisenoxid reduziert und Kohlenmonoxid gebildet, gemäß (Echterhof 2021):



Das Kohlenmonoxid dient hier als Schäumungsmittel der Schlacke. Die Schaumslagge füllt den Raum zwischen den Elektrodenenden und der Metalloberfläche teilweise aus. Sie schützt so die Ausmauerung des Ofens vor der Strahlung des Lichtbogens (Aichinger 2015; Müller et al. 2021) und verbessert signifikant den Energietransfer vom Lichtbogen zur Metallschmelze (Echterhof 2021). Damit hat die Schäumkohle einen entscheidenden Einfluss auf die Produktivität des Prozesses.

Die vielfältigen chemischen Reaktionen verlangen eine sehr sorgfältige Prozessführung. Der Eisenoxidgehalt muss hinsichtlich der Schaumslaggebildung, einer Minimierung der Eisenverluste und der Rohstahlsammensetzung präzise abgestimmt werden (Kern 2021).

Verunreinigungen im Schrott

Das EAF-Verfahren benötigt qualitativ hochwertigen Stahlschrott mit geringen Verunreinigungen insbesondere von Kupfer und anderen Metallen, da andernfalls die sekundärmetallurgischen Prozesse zu aufwendig und unwirtschaftlich sind (Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 10).

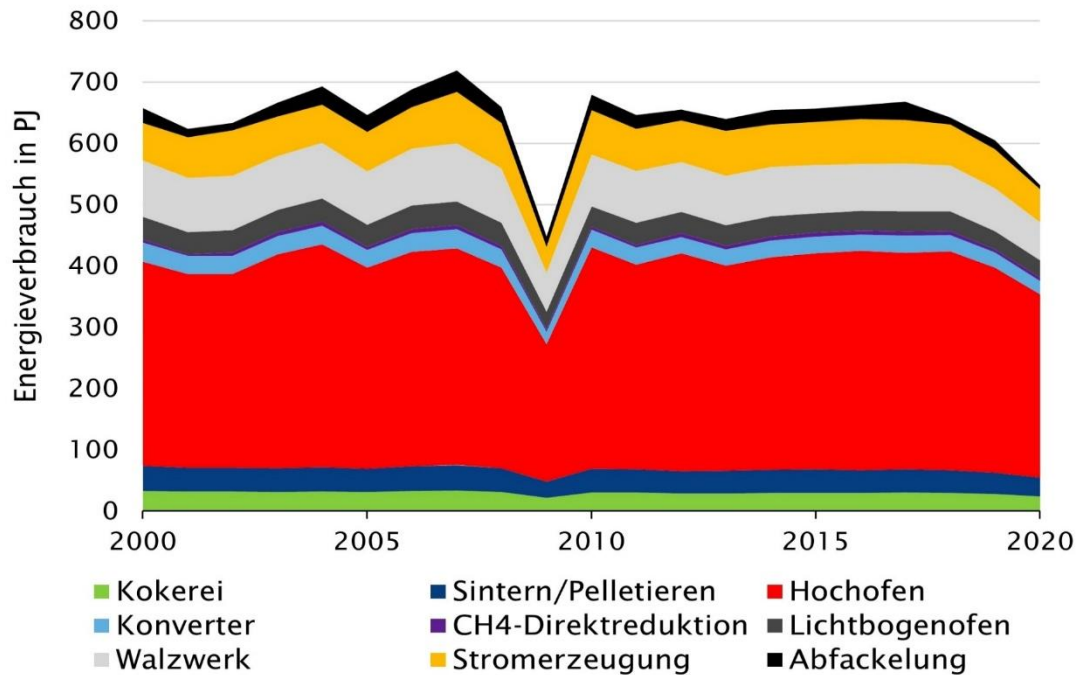
3.1.2.3 Energiebedarf der konventionellen Stahlerzeugung

Die konventionelle Stahlerzeugung in Deutschland erfolgt heute zu rund 70 % über die Hochofenroute, zu rund 28 % durch das Einschmelzen von Stahlschrott im EAF und zu rund 2 % durch Direktreduktion mit Erdgas, wobei diese Anteile in den letzten 20 Jahren weitgehend stabil geblieben sind (Abb. 3.2). Da außerdem bei den bestehenden Verfahren auch die Effizienz kaum verbessert wurde, korreliert der Energiebedarf der Stahlerzeugung direkt mit der Gesamtproduktionsmenge. Zwischen den Produktionseinbrüchen infolge der Finanzkrise und der COVID-19-Pandemie lag der durchschnittliche jährliche Energieverbrauch bei rund 650 PJ, davon über die Hälfte

¹⁰ Die Schlacke kann bis zu 40 % Eisenoxid enthalten.

allein durch den Betrieb der Hochöfen (Abb. 3.4). Im ersten Pandemiejahr 2020 sank der Gesamtenergieverbrauch auf 532 PJ (Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 19 ff.).

Abb. 3.4 Entwicklung des Energieverbrauchs in der Eisen- und Stahlherstellung in Deutschland



Quelle: nach Prognos/Wuppertal Institut 2022, S.20

Die energetischen Kenngrößen der konventionellen Hochofenroute, des EAF und der Direktreduktion via Erdgas sind in Tabelle 3.1 zusammengefasst. Hierbei wurden die Kenngrößen der vorbereitenden Prozesse und die des Hochofens (hierzu Tab. 7.1 bis 7.7 in Kap. 7.1.1) aggregiert. Der spezifische Brennstoffbedarf für die konventionelle Hochofenroute ohne Konverter liegt bei rund 14 bis 19 GJ/t Rohstahl,¹¹ wovon der Hochofen mit 12 bis 16 GJ/t Rohstahl den Hauptanteil am Energieverbrauch bestimmt (Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 22).¹² Die restlichen 2 bis 3 GJ/t Rohstahl verteilen sich auf die Kokerei, Sinter- und Pelletierungsanlagen. Der Konverter benötigt dann nochmal 0,7 bis 0,8 GJ/t Rohstahl an thermischer Energie. Hinzu kommt ein elektrischer Energiebedarf für den Hochofen von etwa 110 kWh_{el}/t Rohstahl (0,4 GJ Strom/t Rohstahl) und für den Konverter von etwa 42 kWh_{el}/t Rohstahl (0,15 GJ Strom/t Rohstahl).

¹¹ Diese Werte beziehen sich auf einen angenommenen Eisengehalt von 92% im Roheisen und einen Roheisenanteil im Rohstahl von 81%. Der Rest ist Schrott.

¹² Prognos und Wuppertal Institut beziehen sich für den Energiebedarf und die THG-Emissionen auf die Auswertung diverser Quellen. In Bezug auf die hierbei verwendeten Quellen wird auf Kapitel 7.1 verwiesen.

Tab. 3.1 Ausgewählte Kenngrößen der konventionellen Prozessrouten

| Prozessroute | Brennstoffbedarf (GJ/t RS) | Strombedarf (kWh _{el} /t RS) | Emissionen** (t CO _{2-eq} /t RS) | Jahr |
|--------------------|-------------------------------|--|--|--------------|
| Hochofen (BF)* | 14,1–18,6 | 110 | 1,71 | 2015***/2020 |
| Konverter (BOF) | 0,7–0,8 | 42 | 0,04 | 2010/2020 |
| EAF | 0,61–0,75 | 380–560 | 0,06 | 2010/2020 |
| DR-Ofen via Erdgas | 9,7–10,6 | 95 | 0,3 | 2010/2020 |

* inklusive Kokerei, Pelletierung und Sintern

** nur brennstoffbedingt; Bezugsjahr: Energieangaben 2010, Emissionen 2020

*** Energieangaben 2015

Zu den Quellenangaben siehe Tabellen 7.1 bis 7.7 in Kapitel 7.1.1

Der Energiebedarf des Lichtbogenverfahrens (EAF) wird in erster Hinsicht durch Strom gedeckt. Nach Prognos und Wuppertal Institut (2022, S. 23) werden hierfür 380 bis 560 kWh_{el}/t Rohstahl (1,37 bis 2,01 GJ Strom/t Rohstahl) benötigt. Die Bandbreite dürfte auf die verschiedenen Inputstoffe zurückzuführen sein, die im Verfahren eingesetzt werden können, was sich auf den Energiebedarf auswirkt (Mandal et al. 2018). Brennstoffe¹³ tragen zu 0,61 bis 0,76 GJ/t Rohstahl am Energiebedarf bei (Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 23). Rund 70 % der Gesamtenergie werden für die Aufheizung des Schrotts, nahezu 20 % für das Schmelzen der Charge und 10 % für die für anschließende Gießprozesse notwendige Überhitzung (superheating) benötigt (Wanjari 2021). Der Gesamtbedarf an Kohle ergibt sich aus dem Elektrodenabbrand (1,3 bis 4 kg/t Rohstahl) und dem Input für die Schaumslaggenbildung (16 kg/t Rohstahl). Der Prozess erzeugt somit THG-Emissionen, die prozessbedingt nicht vermeidbar sind.

3.1.2.4 THG-Emissionen der konventionellen Stahlerzeugung

Die gesamten THG-Emissionen der Stahlherstellung (einschließlich der vorbereitenden Schritte Kokerei und Pelletierung/Sinterung und des Walzwerks) aus der Verbrennung von Energieträgern, aus den Herstellungsprozessen und aus der Stromeigenerzeugung beliefen sich auf rund 55 Mio. t CO_{2-eq}/Jahr während der letzten 20 Jahre, wenn man die beiden krisenbedingten Einbrüche 2009 und 2020 ausklammert (Abb. 3.5 links). Zu beachten ist, dass es sich hierbei nur um die Emissionen handelt, die vor Ort entstehen. Emissionen aus dem Fremdstrombezug sowie aus Zulieferprodukten werden den jeweiligen Verursachersektoren zugerechnet (Quellenbilanz).¹⁴

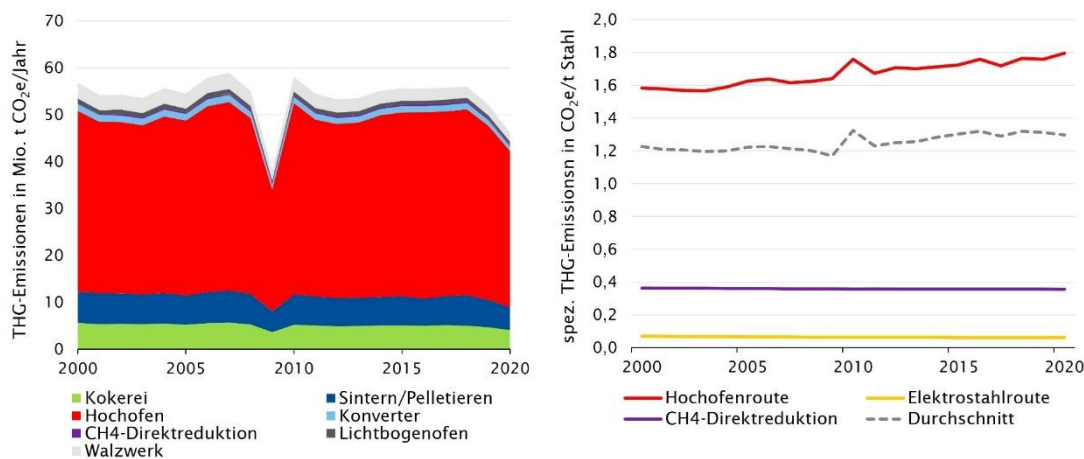
Bei den Gesamtemissionen 2020 dominierte mit fast 95 % die Hochofenroute (davon Hochofen rund 72 %, Kokerei, Pelletierung/Sinterung rund 20 % sowie Konverter rund 2,3 %). Der EAF trug nur marginal mit 1,6 % zu den THG-Emissionen der Stahlerzeugung bei (wobei allerdings die durch Fremdstrombezug verursachten THG-Emissionen gemäß Quellenbilanz dem Energiesektor zugerechnet wurden). Die spezifischen THG-Emissionen der einzelnen Routen pro t Stahl sind in Abbildung 3.5 rechts dargestellt. Während diese bei der Stahlschrott-EAF-Route und der Direktreduktion via Methan auf gleichem Niveau geblieben sind, ist bei der Hochofenroute ein leichter Trend Richtung höherer spezifischer THG-Emissionen zu erkennen. Grund dafür dürfte die nach dem

¹³ Durch In-situ-Oxidation (z. B. Metalloxidation und Oxidation von flüchtigen Bestandteilen im Schrott) wird chemische Energie gewonnen. Diese trägt bis zu 15 % des Energiebedarfs bei (Hornby/Brooks 2021).

¹⁴ Die Quellenbilanz bilanziert THG-Emissionen konsequent in dem Sektor, in dem die Emissionen zuerst auftreten. Unternehmen verwenden für ihre THG-Bilanzen hingegen oft das Konzept des Greenhouse Gas Protocol. Dieses differenziert nach Emissionen vor Ort (Scope 1), Emissionen durch den Energiebezug (Scope 2) und Emissionen aus den Vorketten aller zugekauften Stoffe (Scope 3). Dieses weicht von der hier genutzten Quellenbilanz signifikant ab (Prognos/ Wuppertal Institut 2022, S. 84).

Einbruch von 2009 durchweg geringere Auslastung der Hochöfen und die damit verbundene leicht geringe Effizienz beim Einsatz der fossilen Energieträger sein. Die durchschnittlichen THG-Emissionen über alle Routen lagen 2020 bei rund 1,3 t CO₂-eq/t Rohstahl (Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 19 ff.).

Abb. 3.5 Entwicklung der spezifischen und absoluten Treibhausgasemissionen der deutschen Stahlindustrie



* Die Emissionen aus Stromeigenerzeugung und Abfackelung sind in denen des Hochofens (als deren Gichtgasquelle) bilanziert.

Quelle: nach Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 20

Minderungsziele

Im Mittel von 2010 bis 2020 war die Stahlerzeugung für rund 30% der THG-Emissionen des Industriesektors in Höhe von durchschnittlich 184 Mio. t CO₂-eq/Jahr (UBA 2023, S. 7) verantwortlich. Aufgrund dieser enormen Relevanz ist es erforderlich, dass die Stahlhersteller in ähnlicher Geschwindigkeit Emissionen reduzieren, wie dies auch im Industriesektor insgesamt angezeigt ist. Dort sollen die Emissionen gemäß Bundes-Klimaschutzgesetz¹⁵ bis 2030 auf 119 Mio. t CO₂-eq/Jahr sinken (-35% gegenüber mittlerem Wert 2010 bis 2020) (UBA 2023, S. 7). Demzufolge dürfen die Stahlhersteller bis 2030 nur noch rund 35 Mio. t CO₂-eq/Jahr emittieren. Zugleich ist offenkundig, dass das Ziel der Klimaneutralität bis 2045 nur erreicht werden kann, wenn auch die Stahlherstellung auf (weitgehend) emissionsfreie Routen umgestellt wird (Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 24). Mögliche emissionsarme Routen werden im folgenden Kapitel vorgestellt.

3.1.3 Vermeidungstechnologien

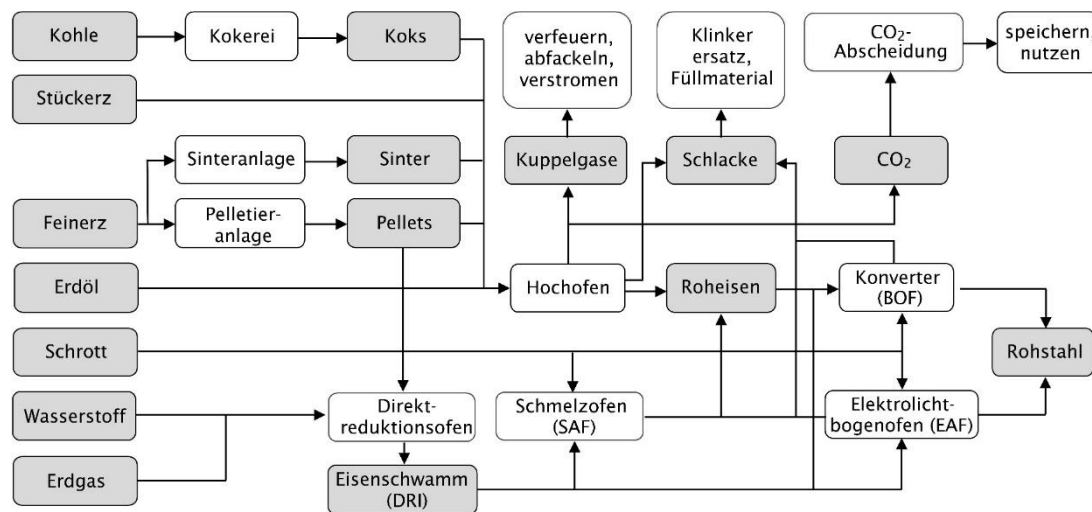
Bei der Auswahl von Technologieoptionen für eine emissionsarme Stahlherstellung waren zwei Punkte von Bedeutung: Die Technologien müssen prinzipiell in der Lage sein, (weitgehende) THG-Neutralität zu ermöglichen, und sie müssen den (aktuellen) Rahmenbedingungen der deutschen Stahlwerke angepasst sein, weshalb insbesondere Aussagen und Einschätzungen der hiesigen Hersteller zur Realisierung der Transformation berücksichtigt wurden (Kap. 7.4.3). Unter diesen Maßgaben wurden folgende Vermeidungstechnologien ausgewählt (dazu und zum Folgenden Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 24 ff.):

- > wasserstoffbasierte Direktreduktion plus Elektrolichtbogenofen (H₂-DR+EAF),
- > wasserstoffbasierte Direktreduktion plus Schmelzofen und Konverter (H₂-DR+SAF+BOF),

¹⁵ Bundes-Klimaschutzgesetz vom 12.12.2019, zuletzt am 18.8.2021 geändert

- > konventionelle Hochofenroute plus Abscheidung von CO₂(BF+BOF+CCS).

Abb. 3.6 Ausgewählte alternative Routen der Stahlproduktion mit Prozessschritten und Zwischenprodukten



Prozessschritte umrandet, (Zwischen-)Produkte grau unterlegt

Quelle: nach Prognos/Wuppertal Institut 2022, S.25

Die ausgewählten Technologieoptionen bilden die Basis für die Erstellung von Entwicklungspfaden in Kapitel 4. Die zugehörigen Prozessketten sind in Abbildung 3.6 schematisch dargestellt. Weitere im Rahmen dieses TA-Projekts jedoch nicht berücksichtigte Technologieoptionen werden im Kasten 3.1 kurz vorgestellt. Die beiden ersten Optionen werden in der Fachwelt übereinstimmend als die aussichtsreichsten Vermeidungstechnologien bei der Stahlherstellung gehandelt (Agora Energiewende/Wuppertal Institut 2019; Längen 2021; Längen/Schmöle 2022).

Kasten 3.1 Nicht berücksichtigte Vermeidungsoptionen

Nicht berücksichtigt wurde eine deutlich erhöhte Elektrostahlproduktion aus Stahlschrott, welche die Hochofenroute und damit auch deren hohe Emissionen (teilweise) verdrängen könnte. Der Elektrostahlanteil an der gesamten Stahlerzeugung in Deutschland liegt in den letzten 20 Jahren stabil bei rund 30%. Eine deutliche Ausweitung dieses Anteils ist angesichts der begrenzten Verfügbarkeit von qualitativ hochwertigen Stahlschrotten (geringe Kontamination mit Fremdstoffen, insbesondere Kupfer, das ab gewissen Mengen im EAF zu Kurzschlüssen und damit zu deutlich verminderter Effizienz führt) derzeit und absehbar nicht möglich. Ein Anteil von 35% wird als Obergrenze angesehen (BCG/Prognos 2018).

Ebenfalls nicht berücksichtigt wurde die Substitution von Kohlenkoks in der konventionellen Hochofenroute durch Holzkoks oder durch ein aus Biomasse hergestelltes wasserstoffreiches Produktgas. In beiden Varianten sinken die fossilen CO₂-Emissionen anteilig zu den eingesparten fossilen Energieträgern, jedoch wird eine ergänzende Anlage zur Produktion des Substitutes benötigt. Außerdem sind große Mengen an (vor allem fester) Biomasse nötig. Da nachhaltige Biomasse mengenmäßig jedoch limitiert ist und auch in anderen Sektoren eine zunehmend wichtige Rolle für die Transformation spielt (z. B. in der Chemieindustrie; Kap. 4.4), wurde diese Option als schlecht umsetzbar eingeschätzt und somit nicht betrachtet.

Schließlich wurde auch das HIsarna-Verfahren nicht weiter behandelt. Derzeit liegen dazu keinerlei Hinweise und Pläne bei deutschen (und europäischen) Stahlproduzenten vor, sodass dessen Einsatz in Deutschland bis zumindest 2035 unwahrscheinlich erscheint. Bei diesem Verfahren wird weiterhin Kohle als Energieträger und Reduktionsmittel genutzt. Anstatt der Kokerei, der Sinter-/Pelletieranlage und des Hochofens kommt jedoch ein spezieller Reaktor zum Einsatz, in dem das Eisenerz bei sehr hohen Temperaturen in einem einzigen

Prozessschritt direkt zu flüssigem Roheisen reduziert wird (Tata Steel o. J.). Hisarna weist gegenüber der Hochofenroute geringere Prozesskosten und einen um 20 % verringerten Energieverbrauch und CO₂-Ausstoß auf. Das Verfahren eignet sich wegen seines relativ reinen CO₂-Abgasstroms gut für die Kombination mit CCS, wodurch sich gegenüber der Hochofenroute bis zu 86 % der CO₂-Emissionen abscheiden ließen (Agora Energiewende/Wuppertal Institut 2019).

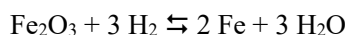
Quelle: Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 32 f

3.1.3.1 Wasserstoffbasierte Direktreduktion mit Lichtbogenofen (H₂-DR+EAF)

Die Route besteht verfahrenstechnisch im Wesentlichen aus zwei Schritten (Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 25 ff.):

Wasserstoffbasierte Direktreduktion von Eisenerz

Das zu Pellets verarbeitete Eisenerz wird in einem Schachtofen, auch Direktreduktionsofen (DR-Ofen) genannt, mittels Wasserstoffs im Gegenstrom zum Eisenmetall reduziert. Diese Reaktion verläuft im Gegensatz zur Reduktion mit Kohlenstoffträgern endotherm (d. h., es muss Wärmeenergie hinzugefügt werden), gemäß:



Das Produkt wird direktreduziertes Eisen (Direkt Reduced Iron – DRI) genannt. Die Wahl der Temperatur im Schachtofen sollte möglichst hoch sein, da sich dies bei der endothermen Reaktion positiv auf die Umsetzung auswirkt. Allerdings ist die Temperatur durch ein beginnendes Sintern der Erzpellets begrenzt, was zu einem Zuwachsen des Ofens führen kann. Für den Betrieb des DR-Ofens wird eine Eintrittstemperatur von 940 °C als unkritisch eingeschätzt (Hölling et al. 2017). Im Gegensatz zum konventionellen Hochofen, bei dem sich aufgrund der notwendigen deutlich höheren Temperaturen (ca. 1.900 °C) während der Reduktion mit Kohlenstoff flüssiges Eisenmetall bildet, gibt es bei der Direktreduktion keine Schmelz- und Schlackenphase. Es entsteht daher ein fester und poröser Eisenschwamm, der noch die im Erz mitgeführte mineralische Gangart enthält. Laut Kern (2021) lässt der Prozess nur eine geringe Konzentration an Gangart zu.

Modifizierter Elektrolichtbogenofen

Der Eisenschwamm inklusive Gangart aus dem Erz wird in einem zweiten Schritt im Elektrolichtbogenofen gemeinsam mit Eisen- und Stahlschrott zu Stahl verarbeitet.¹⁶ Das Verfahren folgt im Prinzip dem in Kapitel 3.1.2.2 skizzierten Verlauf beim Einschmelzen von Stahlschrott. Die Gangart wird zusammen mit Störstoffen aus dem Schrott wie gehabt durch Zuschlagstoffe in die EAF-Schlacke überführt. Allerdings muss der Prozess im EAF dem Umstand angepasst werden, dass als Einsatzstoff wasserstoffreduziertes (und damit gangartreiches und kohlenstofffreies) DRI eingesetzt wird.

Entwicklungsstand

Bisher ist die DRI-Herstellung großtechnisch (z. B. durch die Technologien MIDREX und HyL III) nur mit Syngas, einem aus Erdgas gewonnenen Gemisch aus Kohlenmonoxid, Kohlendioxid und Wasserstoff, realisiert (Albrecht et al. 2022; Lungen/Schmöle 2022). Es wird daher überwiegend in Ländern mit einer hohen Erdgasverfügbarkeit eingesetzt (z. B. in den USA oder auf der arabischen Halbinsel; Hartbrich 2022a). In Deutschland betreibt ArcelorMittal in Hamburg ein entsprechendes DRI-Werk (Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 25).

Die Direktreduktion mit einem hohen Anteil an Wasserstoff neben Methan (70 bis 90 % H₂; Duarte/Dorndorf 2019; Müller et al. 2021, S. 2) ist bereits auf industrieller Skala demonstriert worden. Laut Lötter et al. (2021) hat Midrex Technologies Inc. mehrere Laborstudien zum Betrieb mit 100 % Wasserstoff durchgeführt, wobei die neuesten Anlagenkonstruktionen in der Lage sein sollen, 100 % Erdgas, 100 % Wasserstoff oder eine Mischung

¹⁶ Alternativ kann der Eisenschwamm aus dem DR-Ofen für den Transport und eine spätere Verwendung auch brikettiert werden.

aus beidem zu betreiben. Im August 2023 wurde in Lingen die nach Herstellerangaben weltweit größte H₂-DR-Anlage eröffnet. Im Rahmen des Forschungsprojekts sollen in einem ersten Schritt über 1 t Roheisen/Stunde mithilfe von grünem Wasserstoff produziert werden (HyIron 2023b). Es wird erwartet, dass reine H₂-DR-Öfen im industriellen Maßstab noch vor 2030 verfügbar sein werden.

Eine offene Frage ist derzeit, ob ein Gemisch von Wasserstoff und Erdgas auch zukünftig nicht doch vorteilhaft wäre. So wurden über den Einsatz von kohlenstoffhaltigem DRI im EAF-Verfahren vielfältige Erfahrungen gesammelt (Hornby/Brooks 2021). Hierbei wirkt sich der im DRI enthaltene Kohlenstoff vorteilhaft auf Metallisierung, Produktivität und Energieeinsatz aus (Hornby/Brooks 2021).

EAF (auch hocheffiziente) sind bereits heute marktreif (Prognos/Wuppertal Institut 2022, S.26).

Herausforderungen und Hemmnisse

Die Umstellung der konventionellen Hochofenroute (BF+BOF) auf eine vollständig wasserstoffbetriebene DR+EAF-Route ist mit einer Reihe von praktischen Herausforderungen verbunden.

Direktreduktion (via H₂ oder CH₄) stellt hohe Anforderungen an Eisenerz

Wegen der Eisendirektreduktion in fester Phase muss das Eisenerz zu Pellets geformt werden. Das setzt die Verwendung von hochwertigem Eisenerz voraus, außerdem sind Eisenerzpellets wegen des zusätzlichen Produktionsschritts teurer als normales Eisenerz (Prognos/Wuppertal Institut 2022, S.26). Der Umsetzungsgrad der Metallisierung wird durch den Anteil der Gangart mitbestimmt, da deren Bestandteile die Reduktion von Eisenoxid beeinflussen (Midrex 2021). Da zudem die Gangart des Eisenerzes im DRI verbleibt, muss sie über eine Schlacke im EAF abgetrennt werden, wodurch sich aber der elektrische Energiebedarf im EAF erhöht. Dieser benötigt mit jedem zusätzlichen Prozent an Gangart im DRI zusätzlich 15 kWh/t mehr Energie (Lötter et al. 2021). Aus diesen Gründen werden für die DR-EAF-Route besonders hochwertige Eisenerze¹⁷ favorisiert (Lüngen/Schmöle 2022). Derzeit ist Eisenerz hoher Qualität auf dem Weltmarkt jedoch nur in begrenzter Menge und zu höheren Preisen erhältlich (im Vergleich zu Standardeisenoxidquellen) (Lötter et al. 2021; SCI4climate.NRW 2023).

Kohlenstofffreies wasserstoffreduziertes DRI erhöht elektrischen Energiebedarf im EAF

Die Direktreduktion via Methan bringt Kohlenstoff in das DRI ein (Kohlenstoffgehalt variiert von etwa 1 bis 4,5 %; Hornby/Brooks 2021). Aus energetischer Sicht erweist sich ein bestimmter Kohlenstoffgehalt im DRI als nützlich, weil mit dem Einblasen von Sauerstoff im EAF Energie freigesetzt wird, die das Einschmelzen unterstützt und somit den elektrischen Energiebedarf reduziert (Kern 2021). Die Direktreduktion mit reinem Wasserstoff führt zu einem DRI ohne Kohlenstoff, wodurch der EAF mehr Strom als beim Schmelzen von Stahlschrott benötigt. Um Energie einzusparen, kann das noch heiße DRI direkt in den EAF geleitet werden,¹⁸ wodurch der elektrische Energiebedarf jenem der konventionellen Stahlschrottroute wieder angenähert werden kann (Apfel 2023; Prognos/Wuppertal Institut 2022, S.25 f.). Dies setzt kurze Wege zwischen dem DR-Ofen und dem EAF voraus, die ggf. nicht an jedem Standort realisierbar sind (Müller et al. 2021, S.6). Außerdem planen manche deutsche Anlagenbetreiber, zumindest für den Übergang Eisenschwamm und Rohstahl nicht am selben Standort herzustellen (Kap. 7.4.3).

Wie kohlt man den Prozess auf?

Prinzipiell ist eine Stahlherstellung im EAF ohne Kohlenstoff aus heutiger Sicht nicht möglich. Wie in Kapitel 3.1.2.2 erläutert, hat Kohlenstoff im EAF vielfältige Vorteile. Auch mit DRI als Ausgangsstoff muss der Lichtbogen von schäumender Schlacke eingehüllt sein, um ein effizientes und störungsfreies Schmelzen im EAF zu ermöglichen. Nach Stand der Technik wird hierfür Kohlenmonoxid als Schäumungsmittel eingesetzt. Der EAF

¹⁷ Beispielsweise werden im MIDREX-Verfahren typischerweise Eisenerze mit einem Eisengehalt von über 67% und einer Gangart zwischen 2 und 4% eingesetzt. Zum Vergleich: Der konventionelle Hochofen kann auch mit Eisenerzen mit 61 % Eisen und bis zu 10 % Gangart betrieben werden (Lüngen/Schmöle 2022; Midrex 2021).

¹⁸ Direkt am Ausgang des DR-Ofens fällt ein rund 600 bis 650 °C heißes DRI an, welches in einem integrierten Werk direkt in den EAF transferiert werden kann. Anderenfalls muss das erkaltete DRI im EAF wieder aufgeheizt werden.

kann somit nicht CO₂-frei betrieben werden. Anstelle von (wie bisher) fossilen können jedoch CO₂-neutrale Kohlenstoffquellen verwendet werden (Pfeiffer et al. 2022). Die Industrie hat bereits Versuche mit unterschiedlichen Materialien unternommen, z. B. mit aus Biomasse gewonnener Kohle (Öbika o. J.).

Nadelöhr EAF-Kapazität

Die Umstellung der konventionellen Hochofenroute auf die H₂-DR+EAF-Route beeinflusst die Mengenflüsse und zeitlichen Abläufe im Stahlwerk. Die gesamte Logistik des Stahlwerks ist auf die Produktivität der Gießanlagen ausgerichtet, welche die Taktzeiten bestimmen. Der Produktionsprozess vom Konverter bis zum Gießen soll kontinuierlich und optimal ausgelastet verlaufen. Die Anlagenkapazität gängiger EAF ist jedoch auf rund 300 t begrenzt. Somit werden beim vollständigen Ersatz großer Hochofen und Konverter durch DR+EAF unter Umständen mehrere parallel betriebene EAF-Produktionsstränge benötigt, was die Komplexität der Gesamtlogistik und die Investitionskosten erheblich ansteigen lässt (Apfel 2023; Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 25).

Wie erwähnt, erfordert die DR+EAF-Route einen erheblich größeren elektrischen Energieeinsatz als die herkömmliche Hochofenroute. Manche Stahlwerke verfügen nicht über die entsprechenden Netzinfrastrukturen, die zuerst aufgebaut werden müssten (Apfel 2023).

Stahlqualitäten

Hochwertige Flachstähle werden bisher hauptsächlich über die Hochofenroute mit der entsprechenden Konvertermetallurgie erzeugt (Albrecht et al. 2022; Längen/Schmöle 2022; totalmateria 2015). Experten aus der Stahlindustrie weisen darauf hin, dass nicht alle Stahlqualitäten mit der schrottbasierten EAF-Route unter kommerziellen Bedingungen herstellbar sind (Albrecht et al. 2022; Apfel 2023; Hoffmann et al. 2020; Längen/Schmöle 2022). Die Schrotte enthalten typischerweise kritische Verunreinigungen durch Legierungsmetalle und Spurenelemente (z. B. Kohlenstoff, Stickstoff, Schwefel), die in der EAF-Route nicht bzw. nur sehr aufwendig mithilfe von nachgeschalteten Technologien wie Pfannenöfen oder Vakuumentgasungsanlagen entfernt bzw. reduziert werden können (Huellen et al. 2006; Pfeiffer et al. 2022; totalmateria 2015). Optimalerweise wären hohe Stahl-schrottqualitäten notwendig, die aber bisher nicht verfügbar sind (Hoffmann et al. 2020).

Für die H₂-DR+EAF-Route könnten vor diesem Hintergrund im wasserstoffreduziertem DRI eventuell vorhandene Störstoffe wie Stickstoff oder Schwefel (Apfel 2023; Huellen et al. 2006) eine Herausforderung für die Produktion von hochwertigen Stahlqualitäten darstellen, so insbesondere für Interstitial-free(IF)- oder Ultra-low-Carbon(ULC)-Flachstählen für die Autoindustrie, die einen niedrigen Kohlenstoff- und Stickstoffgehalt aufweisen müssen. Durch die erforderlichen nachgeschalteten Behandlungsschritte erhöht sich der technologische Aufwand gegenüber der konventionellen Hochofenroute mit Konverter enorm, was die Produktionskosten erhöht und Produktivität verringert. Soll zusätzlich zum DRI auch Stahlschrott im EAF verarbeitet werden, verschärft sich das Problem weiter. Allerdings existieren zur genauen Zusammensetzung von wasserstoffreduziertem DRI vor allem auch in Hinblick auf mögliche kritische Verunreinigungen derzeit noch sehr wenig Daten, da das Verfahren großtechnisch noch nicht umgesetzt ist. Zu dieser Gesamtproblematik ist derzeit noch FuE-Arbeit notwendig, die derzeit vor allem von Herstellern von Stahl für die Automobilindustrie vorangetrieben wird.¹⁹

Energiebedarf

Für die wasserstoffbasierte Direktreduktion von Eisenerz zu DRI nehmen die Gutachter/innen von Prognos/Wuppertal Institut (2022, S. 26) einen Bedarf von umgerechnet 750 Nm³ Wasserstoff/t DRI an, was einem Energieinhalt von 8,1 GJ entspricht. Andere Autoren gehen von Werten um 9 GJ/t DRI aus (Apfel 2023; Längen/Schmöle 2022). Die Spannweite lässt sich damit erklären, dass diese Zahlenwerte von einer Reihe von Faktoren abhängig sind, so insbesondere von der Qualität des verwendeten Eisenerzes (z. B. Pelletgröße, Art und Menge der Gangart, Eisengehalt) (Albrecht et al. 2022).

Der Elektrolichtbogenofen benötigt nach Prognos/Wuppertal Institut (2022, S.26) rund 500 kWh_e/t Rohstahl (1,8 GJ Strom/t Rohstahl), wobei auch dieser Wert von der Qualität des Eisenschwamms und dem gewählten Verfahrensablauf (z. B. Zuführung des noch heißen DRI in den EAF) abhängig ist. Es wird angenommen, dass

¹⁹ Beispielsweise bei Tata Steel (<https://coped.energy/projects/3428>; 21.12.2023).

sich bis 2050 durch Modernisierung Stromeinsparungen von über 40% realisieren lassen. Weiterhin benötigt der EAF gegenwärtig rund 0,8 GJ Erdgas/t Rohstahl zur Vorerwärmung, für den Fall, dass kaltes DRI eingesetzt wird.²⁰

THG-Reduktionspotenzial

Das THG-Reduktionspotenzial der H₂-DR+EAF-Route gegenüber der konventionellen Hochofenroute wird als sehr hoch eingeschätzt, da der wasserstoffbasierte DR-Prozess keinerlei Treibhausgase verursacht. Lediglich der EAF emittiert verfahrensbedingt Kohlenstoffdioxid durch den notwendigen Kohlenstoff im Prozess. Insgesamt resultieren Emissionen in der Höhe von 0,06 bis 0,1 t CO_{2-eq}/t Rohstahl (Lüngen/Schmöle 2022; Müller et al. 2021; Prognos/Wuppertal Institut 2022, S.26). Über die einzelnen Beiträge werden unterschiedliche Angaben gemacht. Prognos und Wuppertal Institut (2022, S.26) gehen davon aus, dass 0,04 t CO_{2-eq}/t Rohstahl anfallen, wenn der EAF weiterhin mit Erdgas angeheizt wird, und weitere 0,02 t CO_{2-eq}/t Rohstahl prozessbedingt als unvermeidliche Sockelemission durch die Aufkohlung entstehen.

Prinzipiell wäre das Anheizen auch mit Wasserstoff möglich, angesichts der relativ geringen (restlichen) Emissionen durch den Erdgasbetrieb wurde diese Option für die Entwicklungspfade in Kapitel 4 jedoch nicht unterstellt. Gegenüber der konventionellen Hochofenroute ergibt sich somit für die H₂-DR+EAF-Route ein Einsparpotenzial von insgesamt 96% (Prognos/Wuppertal Institut 2022, S.26).

Wirtschaftlichkeit

Die spezifischen Investitionskosten für einen DR-Schachtofen werden im Mittel auf 215 Euro/t Rohstahlkapazität geschätzt, diejenigen eines neuen EAF im Mittel auf 200 Euro (dazu und zum Folgenden Prognos/Wuppertal Institut 2022, S.26). Diese Investitionskosten übersteigen diejenigen eines Retrofits aller Anlagenteile der konventionellen Hochofenroute um mehr als das 2-Fache. Bei den operativen Kosten (Energieträger, Emissionszertifikate, Eisenerz, Schrott, Kalk, sonstige Fixkosten) kann anfangs eine Steigerung von über 50% gegenüber der Hochofenroute angenommen werden. Angesichts deutlich steigender Kosten für Emissionszertifikate ist absehbar, dass eine OPEX-Parität Mitte der 2030er erreicht werden kann.

Entscheidend für die Wirtschaftlichkeit ist überdies, ob der benötigte Wasserstoff extern bezogen, also auf dem internationalen Markt für grünen Wasserstoff eingekauft, oder mittels Elektrolyse direkt am Produktionsstandort eigenerzeugt wird. Bei einer H₂-Eigenerzeugung erhöhen sich die Investitionskosten gegenüber einem Retrofit der konventionellen Hochofenroute auf das 5-Fache, allerdings wird insbesondere für die Investitionskosten der Elektrolyseure ein starker Rückgang von über einem Drittel in den nächsten beiden Dekaden erwartet. Auch hinsichtlich der operativen Kosten gehen Prognos und Wuppertal Institut (2022, S.26) davon aus, dass ein Bezug von Wasserstoff langfristig einen Kostenvorteil gegenüber der Wasserstoffeigenerzeugung mittels Elektrolyse aufweist (kurzfristig jedoch nicht, was an einem zu erwartenden Preisrückgang bei importiertem Wasserstoff liegt).

Förderprogramme

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) unterstützt aktuell über das Förderprogramm »Dekarbonisierung in der Industrie«²¹ die Forschung und Demonstration von großindustriellen Anlagen, die eine erhebliche Einsparung gegenüber den konventionellen Verfahren aufweisen. Darunter fällt der DR-Schachtofen (sogar auch, wenn dieser anfangs nur mit Methan befeuert und erst später auf Wasserstoff umgestellt würde). Ob ein hocheffizienter EAF gefördert wird, eventuell zusammen mit dem Bau eines DR-Schachtofens, ist unklar (Prognos/Wuppertal Institut 2022, S.26).

Weitere (auch EU-finanzierte) infrage kommende Förderprogramme sind (ohne Anspruch auf Vollständigkeit):

²⁰ Auch hier gibt es Bestrebungen, langfristig Erdgas durch Wasserstoff zu substituieren.

²¹ www.klimaschutz-industrie.de/foerderung (18.12.2023)

- › der Innovationsfonds des Emissionshandelssystems (EU-Innovationsfonds),²²
- › das 9. EU-Rahmenprogramm für Forschung und Innovation »Horizon Europe«, welches für die Stahlindustrie einen Schwerpunkt mit der Clean Steel Partnership aufführt,²³
- › Reallabore der Energiewende.²⁴

Eine Wasserstoffinfrastruktur, welche die Endabnehmer mit einbezieht, wird derzeit u. a. durch folgende Vorhaben gefördert:

- › Wasserstoffeinsatz in der Industrie, »Important Projects of Common European Interest« (IPCEI) Wasserstoff,²⁵
- › Förderkonzept »H2Global«,²⁶
- › Clean Hydrogen Partnership²⁷ der EU-Kommission.

3.1.3.2 Wasserstoffbasierte Direktreduktion mit Schmelzofen und Konverter (H2-DR+SAF+BOF)

In dieser Route wird das Eisenerz ebenfalls mithilfe von Wasserstoff im DR-Ofen zu Eisenschwamm reduziert. Dieser wird dann jedoch weiter in einem speziellen elektrischen Schmelzofen verflüssigt und von der Gangart befreit, um ein dem Roheisen äquivalentes Produkt zu erzielen. Dieses wird schließlich, wie in der konventionellen Hochofenroute, im Konverter (Kap. 3.1.2.1) zu Rohstahl aufbereitet. Gegenüber dem Einsatz des Elektrolichtbogenofens hat diese Route eine Reihe von Vorteilen (Friedrich et al. 2018; Längen/Schmöle 2022; Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 28):

- › im Stahlwerk vorhandene Konverter und nachfolgende Aggregate können weitergenutzt werden,
- › es können im Vergleich zu EAF auch weniger hochwertige Eisenerze verarbeitet werden,
- › alle Stahlqualitäten, insbesondere auch hochwertige Stähle, sind herstellbar.

Wasserstoffbasierte Direktreduktion von Eisenerz

Die Verfahrensschritte zur Herstellung von Eisenschwamm mittels wasserstoffbasierter Direktreduktion sind identisch zur H2-DR+EAF-Route (Kap. 3.1.3.1). Weil der nachfolgende Schmelzofen auch gangartreicheres DRI verarbeiten kann, werden jedoch weniger hohe Ansprüche an die Qualität des Eisenerzes gestellt. Dadurch steht eine größere Vielfalt an eisenhaltigen Rohstoffen zur Verfügung (Lötter et al. 2021).

Modifizierter elektrischer Schmelzofen (SAF)

Im zweiten Schritt wird ein spezieller elektrischer Schmelzofen, eine geschlossene Variante des Lichtbogenofens, auch Elektroniederschachtofen, Reduktionsofen oder Schmelzreduktionsofen genannt (Submerged Arc Furnace – SAF), mit Eisenschwamm und Zuschlägen (Schlackenbildner) kontinuierlich bestückt, diese Ausgangsstoffe aufgeschmolzen und dabei von der Gangart befreit. Direktreduktion und Schmelzofen ersetzen somit den konventionellen Hochofen (Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 28).

Im Gegensatz zum EAF tauchen beim SAF die Elektroden in die Schmelze aus DRI und Zuschlägen ein, sodass der Lichtbogen immerzu von der Schmelze umgeben (submerged) ist. Der SAF wandelt die elektrische

²² www.foerderdatenbank.de/FDB/Content/DE/Foerderprogramm/EU/eu-innovationsfonds.html (18.12.2023)

²³ www.estep.eu/clean-steel-partnership (18.12.2023)

²⁴ www.energieforschung.de/foerderkonzept-reallabore (18.12.2023)

²⁵ www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/ipcei-wasserstoff.html (18.12.2023)

²⁶ www.bmwk-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2022/01/Meldung/direkt-erklart.html (18.12.2023)

²⁷ www.clean-hydrogen.europa.eu/index_en (18.12.2023)

Energie in Wärme um, hauptsächlich durch den elektrischen Widerstand des Möllers oder der geschmolzenen Schlacke. Dies erlaubt den Einsatz von Söderberg-Elektroden aus Pech und Koks, die gegenüber den Grafitelektroden des EAF günstiger sind. Wenn heißes DRI direkt aus dem DR-Ofen in den SAF transferiert wird, kann der elektrische Energiebedarf für den Schmelzvorgang um etwa 20% gegenüber der Verwendung von kaltem DRI verringert werden (Lötter et al. 2021). Schlacke und Metall werden über Abstichlöcher im Ofenmantel abgelassen.

Im Gegensatz zum EAF erzeugt der SAF eine Schlacke, die relativ frei von Metall ist, was sie möglicherweise für eine Weiterverwendung nutzbar macht. Allerdings liegt zur chemischen Zusammensetzung und zu den Eigenschaften von SAF-Schlacke derzeit nur sehr wenig Wissen vor, sodass ihre Nutzung, z. B. als Klinkerersatzstoff für die Zementherstellung (Kap. 3.2.2.3), noch ungewiss ist. Aus Sicht der Zementindustrie ist der Anfall einer flüssigen Schlacke, die granuliert werden kann, aber prinzipiell günstig.

Konverter

Im dritten Schritt wird das von der Gangart befreite und flüssige SAF-Roheisen im Konverter zu Stahl weiterverarbeitet. Von großer Bedeutung ist, dass die Stoffflüsse der Schmelzöfen auf die Abstichmenge der vormaligen Hochöfen abgestimmt werden können. Dies ermöglicht es, die Taktzeiten der Gießanlagen mit dem SAF beizubehalten. Konverter, Stranggussanlagen und alle folgenden Aggregate können somit im Stahlwerk verbleiben und wiedergenutzt werden (Lötter et al. 2021).

Entwicklungsstand

Elektrische Schmelzöfen zur Herstellung von reinem Roheisen sind soweit ersichtlich noch nicht im industriellen Maßstab verfügbar. Laut Medienberichten entwickelt beispielweise Thyssenkrupp zusammen mit Anlagenbauern eine strombasierte Schmelzeinheit, um seine Stahlproduktion in Duisburg schrittweise auf die DR+SAF+BOF-Route umzustellen. Vorgesehen ist eine vertikale Anordnung, bei der im oberen Teil die Direktreduktion stattfindet und der heiße Eisenschwamm direkt in den darunterliegenden Schmelzöfen geleitet wird (Green Car Congress 2022). Die Anlage soll bereits 2026 rund 2,5 Mio. t Rohstahl jährlich erzeugen (Thyssenkrupp Steel Europe AG 2022). Auch die SMS group hat in Zusammenarbeit mit Midrex Technologies Inc., dem Eigentümer der Direktreduktionstechnologie, eine kombinierte DR+SAF-Anlage entwickelt (Lötter et al. 2021).

Herausforderungen

Elektrische Schmelzöfen sind für die Herstellung von Ferrolegierungen, wie z. B. Ferrosilicium, Ferrochrom oder Ferronickel, und Nichteisenmetalle etablierte Technologien (Degel et al. 2013), nicht jedoch für die Herstellung von reinem Roheisen. Das Verfahren muss daher noch angepasst und erprobt werden.

Eine offene Frage ist, wie der Konverter in dieser Route energetisch betrieben wird. In der konventionellen Hochofenroute liefert die Oxidation des im Roheisen enthaltenen Kohlenstoffs und weiterer Begleitstoffe die nötige Energie. Demgegenüber enthält wasserstoffreduziertes SAF-Roheisen keinen Kohlenstoff. Soll der Konverter wie gehabt betrieben werden, muss das Roheisen im SAF durch Zugabe von Kohlenstoff aufgekohlt werden, was allerdings in zusätzlichen CO₂-Emissionen resultieren kann. Wie dies technisch am besten gelingt, wird derzeit in Pilotanlagen erprobt (BHP 2023). Alternative Ansätze, dem Konverter Energie zuzuführen, lieferten bisher keine zufriedenstellenden Ergebnisse (Apfel 2023), sodass an einem richtig eingestellten Kohlenstoffgehalt im SAF-Roheisen derzeit (noch) kein Weg vorbeizuführen scheint.

Stahlqualitäten

Da die bestehende Konvertermetallurgie integriert bleibt, lassen sich in dieser Route alle bisherigen Stahlqualitäten erreichen (Albrecht et al. 2022; Längen/Schmöle 2022). Auch Thyssenkrupp weist darauf hin, dass das eigentliche Stahlwerk unbeeinflusst bleibt und somit hochwertige Stahlqualitäten produziert werden können.²⁸

Energiebedarf

Der Energiebedarf des DR-Ofens ist identisch wie in der H2-DR+EAF-Route (Kap. 3.1.3.1).

Werte zum Energiebedarf des SAF zur Roheisenherstellung sind in der Literatur derzeit noch nicht veröffentlicht. Es existieren Abschätzungen, die allerdings sehr stark streuen. Expert/innen der Stahlindustrie gehen von einem elektrischen Energiebedarf von 580 bis 1300 kWh_e/t Roheisen (2,1 bis 4,8 GJ Strom/t Roheisen) aus (Apfel 2023; Carpenter 2012). Die Gutachter/innen von Prognos/Wuppertal Institut (2022, S. 29) schätzen den elektrischen Energiebedarf dagegen auf rund 530 kWh_e/t Rohstahl (1,9 GJ Strom/t Roheisen) und somit etwas höher als beim EAF ein. Es kann allerdings erwartet werden, dass bis 2050 ausgereifere und damit effizientere SAF zur Verfügung stehen, mit denen sich gegenüber heute Stromeinsparungen von rund 40 % realisieren lassen (analog zum EAF). Weiterhin nehmen die Gutachter/innen von Prognos und Wuppertal Institut (2022, S. 29) an, dass der SAF etwa 0,8 GJ Erdgas/t Rohstahl zur Vorerwärmung benötigt (sofern nicht heißes DRI dem SAF direkt zugeführt wird).

Der Konverter benötigt gemäß Gutachter/innen schließlich einen Erdgasbedarf von ebenfalls rund 0,8 GJ/t Rohstahl zur energetischen Unterstützung der Prozesse.

THG-Reduktionspotenzial

Der wasserstoffbasierte DR-Prozess verursacht keine THG-Emissionen. Wird der SAF mit fossilen Brennstoffen (vor allem Erdgas) angeheizt, werden 0,04 t CO₂-eq/t Rohstahl emittiert. Prinzipiell wäre das Anheizen auch mit Wasserstoff möglich, angesichts der relativ geringen (restlichen) Emissionen durch den Erdgasbetrieb wurde diese Option für die Entwicklungspfade in Kapitel 4 jedoch nicht angenommen (analog zum EAF). CO₂-Emissionen entstehen auch bei der Schlackenbildung, allerdings variiert deren Höhe mit der Qualität des Eisenerzes. DRI minderwertiger Qualität erfordert einen höheren Bedarf an Zuschlägen und Flussmittel (vor allem Kalkstein), um die Gangart in eine Schlacke zu transferieren. Legt man Hochofenerzqualität zugrunde, müssen 100 bis 200 kg Kalkstein/t Roheisen hinzugefügt werden,²⁹ was zu Emissionen von 0,044 bis 0,088 t CO₂/t Roheisen führt. Weitere CO₂-Emissionen können schließlich im Zuge der Aufkohlung des Roheisens im SAF entstehen. Aufgrund der Unsicherheiten in Bezug auf die verwendete Erzqualität und den Prozess der Aufkohlung werden diese Emissionen in den Entwicklungspfaden in Kapitel 4 jedoch nicht berücksichtigt.

Beim Anheizen des Konverters mit Erdgas fallen CO₂-Emissionen in Höhe von 0,04 t CO₂-eq/t Rohstahl an. Auch hier greift dasselbe Argument zur Erdgasverfeuerung wie beim SAF.

Insgesamt gehen Prognos und Wuppertal Institut (2022, S. 28 f.) für die H2-DR+SAF+BOF von einem THG-Einsparpotenzial gegenüber der konventionellen Hochofenroute von 95 % aus.

Wirtschaftlichkeit

Die Wirtschaftlichkeit dieser Route wird wie folgt eingeschätzt (Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 29): Die Kosten für den Neubau eines DR-Ofens werden pro t Rohstahlkapazität im Mittel auf 215 Euro, diejenigen eines neuen Schmelzofens auf rund 320 Euro und eines Konverterretrofits auf 74 Euro geschätzt. Diese Investitionskosten übersteigen diejenigen eines Retrofits aller Anlagenteile der konventionellen Hochofenroute um mehr als das 3-Fache. Kommen noch Elektrolyseure für die H₂-Eigenerzeugung dazu, erhöht sich dieser Faktor auf das 6-Fache. Wie bei der H2-DR+EAF-Route kann in den nächsten 20 Jahren von einem starken Rückgang bei den

²⁸ www.springerprofessional.de/automobilwirtschaft/umweltbelastung/-wir-sind-mittendrin-in-der-transformation-zum-klimaneutralen-st/19247364 (29.6.2023)

²⁹ Pro t Roheisen wird zusätzlich auch 20 bis 30 kg gebrannter Kalk bei der Verhüttung direkt zugesetzt.

Investitionskosten ausgegangen werden. Bei den operativen Kosten (Energieträger, Emissionszertifikate, Eisenerz, Schrott, Kalk, sonstige Fixkosten) ergibt sich anfangs eine Steigerung von über 60% gegenüber der konventionellen Hochofenroute. Angesichts deutlich steigender Kosten für Emissionszertifikate ist absehbar, dass eine OPEX-Parität Mitte der 2030er erreicht werden kann.

Förderprogramme

Es bestehen dieselben Förderinstrumente wie für die H2-DR+EAF-Route (Kap. 3.1.3.1). Die zuvor erwähnte Entwicklung eines SAF für den Standort Duisburg durch Thyssenkrupp wird durch das Land Nordrhein-Westfalen mit über 6 Mio. Euro gefördert.³⁰

3.1.3.3 Hochofen mit Konverter und CO₂-Abscheidung (BF+BOF+CCS)

In dieser dritten alternativen Route wird das bestehende Stahlwerk mit konventionellem Hochofen um Aggregate zur CO₂-Abscheidung (Kohlenstoffabscheidung und -speicherung/Carbon Capture and Storage – CCS) erweitert (Albrecht et al. 2022; Lungen/Schmöle 2022). An den eigentlichen Prozessen zur Eisen- und Stahlerzeugung ändert sich nichts. Idealerweise müsste an allen Komponenten der Stahlerzeugung, also Kokerei, Sinteranlage, Pelletieranlage, Hochofen und Konverter, eine Anlage zur CO₂-Abscheidung installiert werden. Perspektivisch ließe sich die CO₂-Abscheidung auch auf weitere Emittenten des Stahlwerkes (Stranggussanlage, Walzwerk, Gichtgaskraftwerk) ausdehnen, um eine größtmögliche Emissionsminderung zu erzielen. Allerdings ist bei bestehenden Stahlwerken die praktische Umsetzbarkeit der CO₂-Abscheidung auf den Hochofen beschränkt, da schlicht die Ausmaße eines Stahlwerkes die technische Durchführbarkeit limitieren.

Entwicklungsstand

Noch ist keine CO₂-Abscheidung an einem konventionellen Stahlwerk umgesetzt (dazu und zum Folgenden Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 31). Ein Pilotvorhaben ist das »Abu Dhabi CCS Project«, welches als erstes Stahlwerk die Technologie seit 2016 großskalig anwendet und jährlich rund 0,8 Mio. t CO₂ abscheidet (Global CCS Institute 2017). Allerdings ist dort kein konventioneller Hochofen in Betrieb, sondern ein DR-Ofen, bei welchem eine Abscheidung wegen der höheren CO₂-Konzentration prinzipiell einfacher ist. Das von Thyssenkrupp 2016 lancierte Projekt »Carbon2Chem« zielt darauf ab, CO₂ aus der Stahlindustrie weiter zu nutzen, indem das abgeschiedene CO₂ mithilfe von Wasserstoff in Methanol bzw. synthetische Kraftstoffe umgewandelt wird (Kohlenstoffabscheidung und -nutzung/Carbon Capture and Usage – CCU). Somit werden vorhandene CO₂-Emissionen in der Stahlindustrie reduziert (auch wenn die Folgeprodukte daraus nicht grün sind, weil der Kohlenstoff aus einer fossilen Quelle stammt) (Beste 2019). Seit 2020 bereitet Carbon2Chem in einer zweiten Projektphase die industrielle Umsetzung vor.

Herausforderungen und Hemmnisse

Aus verfahrenstechnischer Sicht ist die Nachrüstung mit Anlagen zur CO₂-Abscheidung mit eher geringem Eingriff in den laufenden Betrieb möglich und daher gegenüber den anderen alternativen Routen deutlich einfacher und kostengünstiger umzusetzen. Das Thema CO₂-Abscheidung und vor allem -Speicherung wird in Deutschland kontrovers diskutiert und kann mit Akzeptanzproblemen verbunden sein (Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 31).

Energiebedarf

Die Hochofenroute benötigt gemäß Prognos und Wuppertal Institut (2022, S. 31) aktuell einen thermischen Energiebedarf von etwa 19,7 GJ und zusätzlich rund 190 kWh_{el}/t Rohstahl (0,7 GJ Strom/t Rohstahl). Die rein

³⁰ www.energieforschung.nrw/neuigkeiten/einschmelzanlage_thyssenkrupp (18.12.2023)

elektrisch betriebene CCS-Anlage kommt auf einen Strombedarf von 280 bis 360 kWh_{el}/t Rohstahl (1 bis 1,3 GJ Strom/t Rohstahl). Damit verdreifacht sich der Strombedarf am Werk.

THG-Reduktionspotenzial

Durch die CO₂-Abscheidung am Hochofen werden rund 50% der Gesamtemissionen der Hochofenroute vermieden. Es verbleiben somit etwa 0,7 t CO_{2-eq}/t Rohstahl, die emittiert werden (und für eine klimaneutrale Stahlerzeugung anderweitig kompensiert werden müssen).

Wirtschaftlichkeit

Die Investitionskosten für den Zubau einer CCS-Anlage werden mit rund 128 Euro/t Rohstahlkapazität veranschlagt (dazu und zum Folgenden Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 31). Hierin enthalten sind auch die Kosten für die Komprimierung des abgeschiedenen CO₂ sowie für dessen Transport zu und Speicherung in geeigneten Lagerstätten (in Europa weisen z. B. die Gasfelder in der Nordsee ein hohes Potenzial für die Speicherung von CO₂ auf; Kap. 4.1.5). Der Retrofit eines bestehenden Stahlwerks bzw. aller seiner stahlproduzierenden Komponenten liegt bei 187 Euro/t Rohstahl (Agora Energiewende/Wuppertal Institut 2019; BDI/Stahlinstitut VDEh 2013). Der CCS-Zubau im Rahmen eines Retrofits führt somit zu Mehrkosten von 68% und ist folglich vergleichsweise günstig. Der zusätzliche Strombedarf für die CO₂-Abscheidung erhöht die operativen Kosten nur marginal. Durch die Kompensation von 50% der CO₂-Emissionen und entsprechender Einsparungen bei den Emissionszertifikaten kann nach Einschätzung von Prognos/Wuppertal Institut (2022, S. 31) schon 2030 eine OPEX-Parität erzielt werden.

Durch eine Weiternutzung des abgeschiedenen CO₂ könnte die Wirtschaftlichkeit im Prinzip erhöht werden. Allerdings reduziert sich der effektive Beitrag zur Klimaneutralität, wenn infolge dieser Zweitnutzung das CO₂ später wieder freigesetzt wird (etwa durch Verbrennung von aus CO₂ und Wasserstoff erzeugten synthetischen Kraftstoffen). Aus diesem Grund wurde eine Weiternutzung des CO₂ in den Entwicklungspfaden in Kapitel 4 nicht unterstellt. Demnach hat das CO₂ in dieser Betrachtung auch keinen Preis, der am Markt dafür erzielt werden könnte.

Förderprogramme

Das erwähnte Projekt »Carbon2Chem« wurde in der ersten Phase von 2016 bis 2020 mit 60 Mio. Euro durch das Bildungsministerium für Bildung und Forschung (BMBF) gefördert. Für die zweiten Phase von 2021 bis 2024 stehen weitere 75 Mio. Euro zur Verfügung, um die Skalierbarkeit und die Übertragbarkeit des Konzeptes auf den laufenden Betrieb im Stahlwerk zu demonstrieren. Eine Förderung über das Programm »Dekarbonisierung in der Industrie« ist nicht möglich, da CCS in den Richtlinien explizit ausgenommen wurde (chemietechnik 2020).

In seiner Industriestrategie hat das BMWK (2023d, S. 53) eine Carbon-Management-Strategie angekündigt, in deren Rahmen Projekte gefördert werden sollen, die zum Ziel haben, CO₂ mittels CCU/CCS-Technologien einer Nutzung zuzuführen oder möglichst dauerhaft unterhalb der Nordsee zu speichern. Die geförderten Projekte sollen einen hohen Innovations- und Demonstrationscharakter haben und modellhaft auf andere Unternehmen übertragbar sein (BMWK o. J.).

3.1.4 Fazit

Die ausgewählten Vermeidungstechnologien konzentrieren sich auf drei Prozessketten, wovon zwei auf dem Einsatz von Wasserstoff beruhen und eine die konventionelle Hochofenroute bestehen lässt und im Sinne einer End-of-Pipe-Technologie das anfallende CO₂ nachgeschaltet abscheidet.

Die zwei wasserstoffbasierten Optionen (H₂-DR+EAF u. H₂-DR+SAF+BOF) nutzen Strom als Energieinput, wovon die Route mit EAF (auf den ersten Blick) besonders prädestiniert erscheint, da der Lichtbogenofen seit Jahrzehnten in der Stahlindustrie erfolgreich etabliert ist und somit viel Erfahrung vorliegt. Das THG-Reduktionspotenzial dieser Route gegenüber der konventionellen Stahlherstellung via Hochofen wird als sehr hoch ein-

geschätzt, Einsparungen von mehr als 95 % erscheinen machbar. Außerdem stellt der EAF eine wichtige Technologie in der Kreislaufwirtschaft von Eisen und Stahl dar. Allerdings stellt die praktische Umsetzung der H2-DR+EAF-Route die Stahlunternehmen vor Herausforderungen. Die Erfahrungen mit EAF konzentriert sich bisher weitgehend auf den Bereich der sekundären Stahlherstellung aus Stahlschrott. Die Herstellung von Primärstahl mittels EAF muss erst noch unter Beweis gestellt werden, insbesondere für hochqualitative Stähle (z. B. IF- und ULC-Stähle, die u. a. in der Automobilindustrie und im Maschinenbau nachgefragt werden). Bisher waren sehr hohe Stahlqualitäten eine Domäne der Hochofenroute mit ihrer spezifischen Konvertermetallurgie. Der EAF erlaubt zudem nur eine begrenzte Anlagengröße, sodass mehrere Aggregate notwendig sein könnten, um höhere Produktionskapazitäten an einem Standort zu gewährleisten. Dies bedingt höhere Investitionen. Außerdem stellt die Route hohe qualitative Anforderungen an das eingesetzte Eisenerz, da Schlacke in diesem Prozess nicht in dem Ausmaß tolerierbar ist, wie bei der Hochofenroute. Nicht zuletzt gilt es zu beachten, dass der EAF verfahrenstechnisch nicht ganz ohne Kohlenstoff betrieben werden kann, sodass die Route prinzipiell nicht vollständig CO₂-frei ist.

Viele dieser Herausforderungen umgeht die H2-DR+SAF+BOF-Route. Bei dieser Variante kann Stahl weiterhin im Konverter produziert werden, sodass die gewohnten Stahlqualitäten erzeugt und die Stahldurchsätze im Werk beibehalten werden können, was Kapazitätsanpassungen und teure Umbaumaßnahmen unnötig macht. Auch kann die herkömmliche Qualität des Eisenerzes eingesetzt werden. Weil die DR-Anlage aber festen Schwamm liefert, der Konverter jedoch mit flüssigem Roheisen befüllt werden muss, braucht es den SAF als Schmelzaggregat. Diese Route wird gegenüber der H2-DR+EAF-Route als energieintensiver eingeschätzt. Außerdem gibt es bisher kaum praktische Erfahrungen mit dem Einsatz des SAF in der reinen Roheisenproduktion. Daher muss sich auch noch zeigen, ob die hohen Erwartungen in Bezug auf das THG-Reduktionspotenzial (bis zu 95 % gegenüber der Hochofenroute) in der Praxis auch tatsächlich realisiert werden können.

In der dritten diskutierten Route bleiben die eigentlichen Prozesse zur Eisen- und Stahlerzeugung nahezu unverändert. Jedoch wird am Hochofen, dem größten CO₂-Emittenten, eine Anlage zur CO₂-Abscheidung installiert. Die praktisch umsetzbare Abscheidequote bezogen auf die gesamte Hochofenroute wird auf rund 50 % geschätzt. Noch ist keine CO₂-Abscheidung an einem konventionellen Stahlwerk industriell umgesetzt, erste Demonstrationsprojekte laufen derzeit aber an.

3.2 Zementherstellung

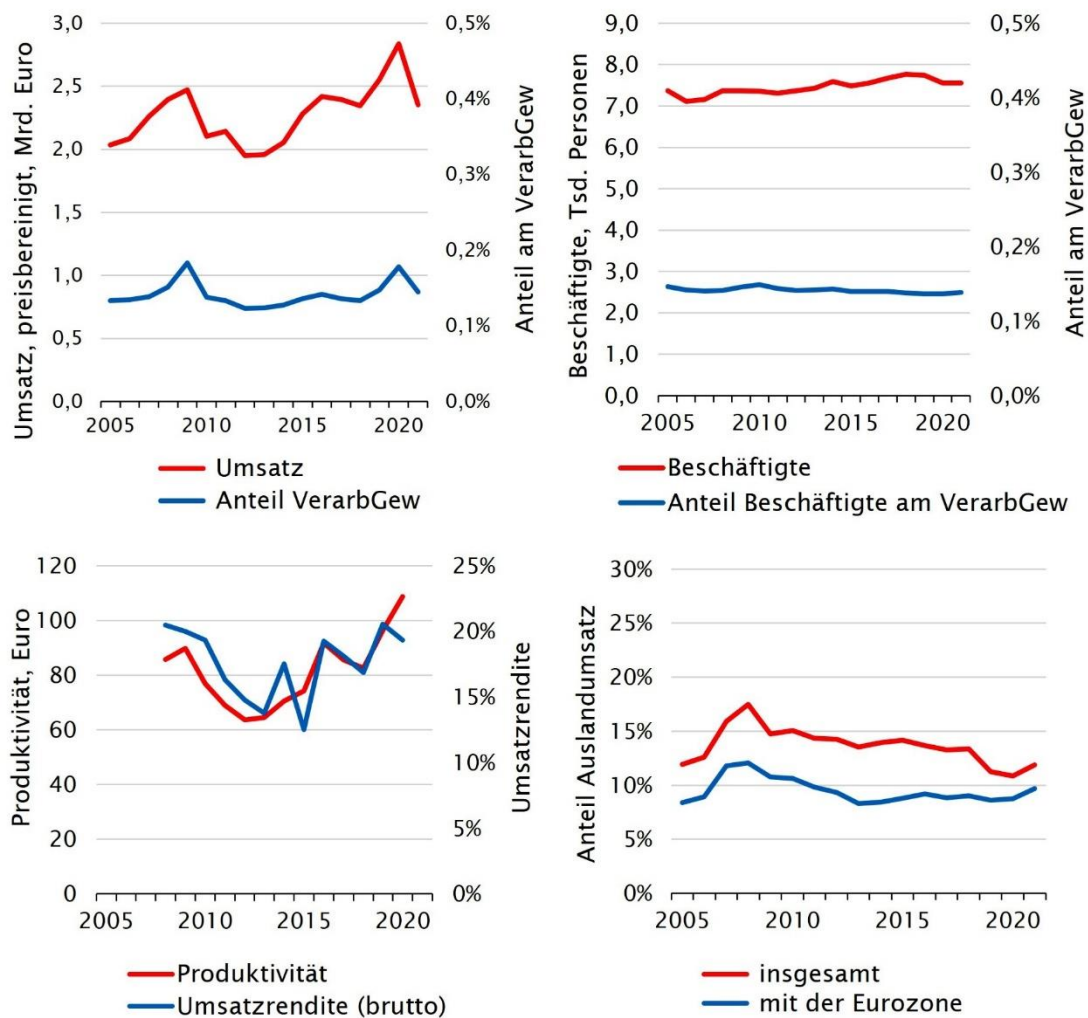
Unter Zementherstellung wird in diesem TA-Projekt die Herstellung von Zementklinker durch Brennen von Kalkstein und Ton in Drehrohröfen sowie das Mahlen und Mischen der Zementbestandteile (Zementklinker, Zuschlagstoffe, Gips etc.) in Zementmühlen gefasst. Der Wirtschaftszweig WZ08-23.51 »Herstellung von Zement« in der Definition des Statistischen Bundesamts deckt sich mit den im Folgenden berücksichtigten Verfahrensschritten der Zementherstellung, sodass Statistiken und Energieverbräuche aus WZ08-23.51 vollinhaltlich verwendet werden können.

Das Kapitel ist wie folgt aufgebaut: Zuerst werden die Eckdaten der Ökonomie einschließlich Produktionsvolumen und Verbräuche von Zement dargestellt (Kap. 3.1.1). Es folgt eine Erörterung der konventionellen Produktionsverfahren für das bestehende Zementportfolio (Kap. 3.2.2), um insbesondere die anschließend diskutierten Vermeidungstechnologien besser verstehen zu können (Kap. 3.2.3). Vertiefende Informationen zur Zementherstellung werden im Kapitel 7.2 geboten. Für dieses Kapitel wurde neben dem Gutachten von Prognos und Wuppertal Institut (2022, S. 33 ff.) in besonderem Maß auch auf die Expertise des TAB zurückgegriffen (dazu auch Achternbosch et al. 2018; Dewald/Achternbosch 2016).

3.2.1 Ökonomische Kenngrößen der Zementindustrie

Die Branche WZ08-23.51 »Herstellung von Zement« ist gesamtwirtschaftlich von untergeordneter Bedeutung (Abb. 3.7).

Abb. 3.7 Ökonomische Kenngrößen WZ08-23.51: Herstellung von Zement 2005 bis 2021



VerarbGew: verarbeitendes Gewerbe

Quelle: nach Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 34, auf Basis von Statistisches Bundesamt 2022b, 2022c, 2022d

2021 waren 7.600 Personen bzw. 0,02% aller in Deutschland beschäftigten Personen in der Zementherstellung tätig (Anteil am Verarbeitenden Gewerbe: 0,14%). Die um Preisveränderungen bereinigte Umsatzentwicklung zeigte in den letzten Jahren einen leichten Aufwärtstrend, im Schnitt wurden Zementprodukte im Wert von 2,3 Mrd. Euro/Jahr umgesetzt. Der Fokus des Absatzes liegt auf dem Binnenmarkt: Rund 77% des Umsatzes der letzten Jahre wurden im Inland erzielt. Der weit überwiegende Teil der Exporte geht in Länder der Eurozone bzw. der Europäischen Union. In Relation zu den anderen beiden hier betrachteten Grundstoffindustrien ist die hohe

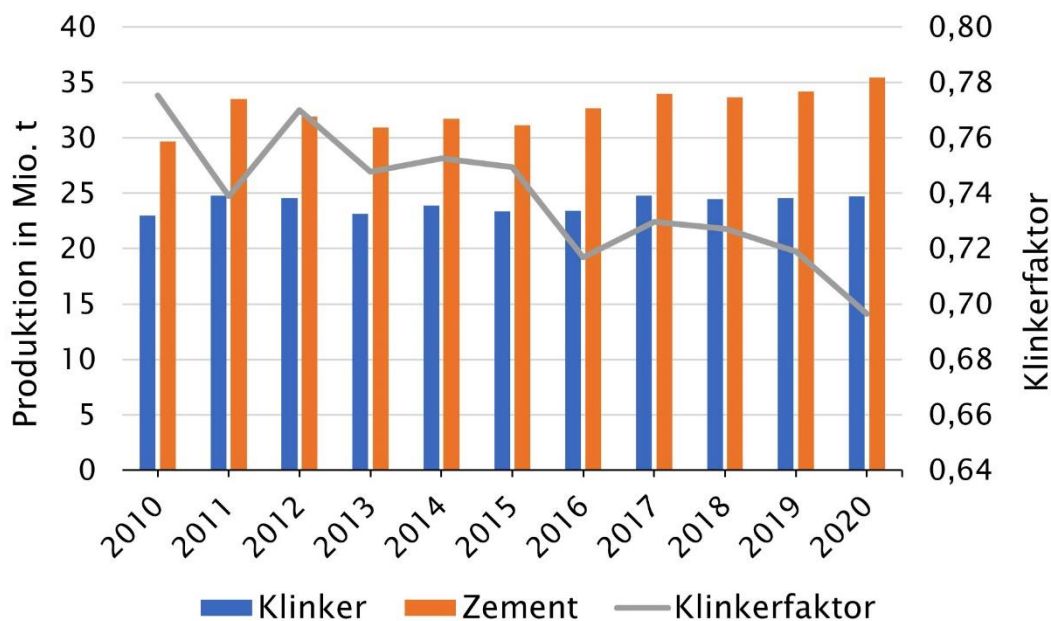
Umsatzrendite auffällig. Eine mögliche Ursache hierfür ist eine geringe Wettbewerbsintensität auf dem (deutschen) Markt für Zementprodukte.

Produktions- und Strukturdaten

In Deutschland produzierten im Jahr 2020 21 Unternehmen in 54 Werken rund 35,5 Mio. t Zement (VDZ 2021c). Davon sind 19 reine Mahlwerke (ohne eigene Klinkererzeugung, d.h. ohne Ofenanlagen), wo Zemente aus Klinker und anderen Bestandteilen (Kap. 3.2.2) gemahlen und gemischt werden. Jedes Zementwerk verfügt über sein eigenes Zementportfolio.

Die Entwicklung der jährlichen Klinker- und Zementproduktion in Deutschland von 2010 bis 2020 ist in Abbildung 3.8 dargestellt.

Abb. 3.8 Klinker- und Zementproduktion in Deutschland



Quelle: nach VDZ 2021b, 2022b

Die Zementproduktion lag im Bereich von 30 bis 35 Mio. t, seit 2015 führt ein Bauboom in Deutschland erwartungsgemäß auch zu einem konjunkturellen Hoch in der Zementproduktion. Der deutsche Zementmarkt hat sich 2020 trotz der Covid-19-Pandemie positiv entwickelt. So lag der Zementverbrauch (Inlandsversand³¹ und Importe) mit 30,1 Mio. t um 4,7% über dem Niveau von 2019 (VDZ 2021d, S. 10). Etwa 62% der gesamten Zementherstellung in Deutschland wird von vier Konzernen – HeidelbergCement AG (24%), Dyckerhoff GmbH (Buzzi Unicem) (ca. 17%), SCHWENK Zement KG (ca. 13%) und Holcim (Deutschland) GmbH (8%) – gedeckt (Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 36). Die Klinkerproduktion ist in der letzten Dekade nahezu konstant geblieben; die Konjunkturschwankungen wirkten sich hier weniger stark aus als beim Zement.

Die Importmenge an Zement lag 2020 bei 1,1 Mio. t, rund 6 Mio. t Zement wurden aus Deutschland überwiegend in Länder der Eurozone exportiert (Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 35).

³¹ Der Inlandsversand ist die in Deutschland hergestellte und inländisch an die Hersteller von Transportbeton, Betonfertigteilen, von sonstigen Silo- und Sackzement gelieferte Menge an Zement.

Abnehmer und Sparten

Deutschland besitzt den derzeit größten Markt für Zement in der EU. Etwa 19% des in der EU produzierten Zements wird in Deutschland hergestellt (Hübner et al. 2019). Die deutsche Zementproduktion wird zu rund 80% inländisch als Vorleistung für die Baubranche verbraucht. Dies ist ein im europäischen Vergleich relativ niedriger Eigenverbrauch. Zu den Hauptabnehmern gehören die Transportbetonindustrie mit rund 56% sowie die Hersteller von Beton(fertig)bauteilen mit rund 22% des inländischen Zementverbrauchs. Etwa 6% des Zements wird als Sackzement versandt und rund 16% als Silozement geliefert (VDZ 2021c). Nimmt man für die Anwendungsbereiche von Zement die gleichen Marktanteile wie in Europa an, so werden rund 90% des Transportbetons für bewehrte konstruktive Anwendungen (überwiegend Stahl als Armierung) eingesetzt (Favier et al. 2018).

Der Zementverbrauch von 2020 verteilte sich zu 31% auf den Wohnungsbau, zu 34% auf den Nichtwohnbau und die übrigen 35% auf den Tiefbau. In den vergangenen Jahren hat der Wohnungsbau am stärksten an Bedeutung hinzugewonnen (VDZ 2021d).

Regional organisierte Branche

Die Zement- und Betonindustrie ist eine stark regional organisierte Branche, was vor allem dem hohen Transportaufwand geschuldet ist (dazu und zum Folgenden Bellmann/Zimmermann 2019). Der Transport von Zement, Beton und der Rohstoffe (Sande, Kiese etc.) zu den Zementwerken und von hier zu den Abnehmern ist aufgrund der hohen Transportgewichte aufwendig und teuer. Sowohl bei Beton als auch bei Zement ergibt sich somit eine starke ökonomische Motivation, die Transportdistanzen zu minimieren, was eine Regionalisierung der Industrie zur Folge hat. Etwa 75% der Zementlieferungen finden daher im Umkreis von 100 km um das jeweilige Werk oder Terminal statt.

Künftige Entwicklung

Auch 2021 blieb die Zementherstellung wie in den Jahren davor auf hohem Niveau.³² Allerdings sanken Umsatz und Inlandsversand gegenüber 2020 etwas. Nach Einschätzung der Gutachter/innen von Prognos und Wuppertal Institut (2022, S. 36) sind Kurzfristprognosen zur weiteren Entwicklung der inländischen Zementproduktion aufgrund mehrerer Unsicherheitsfaktoren (Covid-19-Pandemie, Ukrainekrieg) schwierig, es wird jedoch von einem (leichten) Nachlassen der Bauinvestitionen sowie einem entsprechenden Rückgang der Zementherstellung ausgegangen (Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 36). Der Ukrainekrieg hat enorme Konsequenzen auf die Energiepreise. Steigende Erdgas- und Strompreise resultieren in höheren Klinkerpreisen und entsprechend Baustoffpreisen, was zu sinkender Bauaktivität in den nächsten Jahren führen könnte.

3.2.2 Konventionelle Produktionsverfahren

Die Herstellung von Zement erfolgt im Wesentlichen in zwei Stufen, der Klinkerherstellung und der anschließenden Zementmahlung (Abb. 3.9).

3.2.2.1 Klinkerherstellung

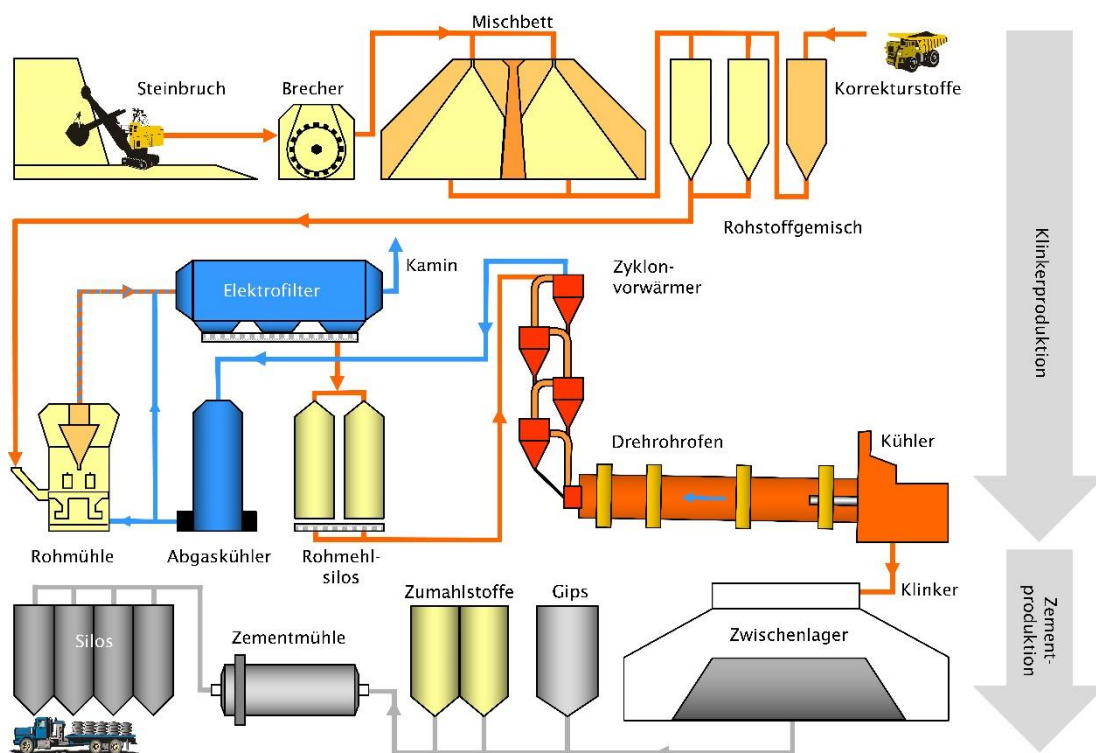
In einem ersten Schritt wird das Zwischenprodukt Portlandzementklinker (auch Zementklinker oder nur Klinker genannt) aus feingemahlenem Kalkstein und Ton oder aus dem natürlich vorkommenden Gemisch, dem Kalksteinmergel, unter Zugabe von Korrekturstoffen wie Bauxit, Sand und Eisenerz meist in einem Drehrohrofen bei Temperaturen von 1.250 bis 1.500 °C gebrannt. Dabei wird der im Rohmehl enthaltene Kalkstein (CaCO_3) zunächst bei 850 bis 900 °C zu Calciumoxid (CaO) calciniert (entsäuert), wobei CO_2 abgespalten wird, das als Prozessemission anfällt. Anschließend wird das Gemisch bei 1.450 °C zu nussgroßen graugrünen Körpern (Klinker) gebrannt (gesintert), die verschiedene Mineralphasen enthalten. Ziel dieses Sinterprozesses ist die Bildung

³² www.vdz-online.de/zementindustrie/zahlen-und-daten/zementindustrie-in-deutschland (29.6.2023)

eines möglichst hohen Anteils der calciumreichen Mineralphase Alit³³ (meist zwischen 60 und 70%), da nur sie die hohe hydraulische Reaktivität hat, die nach Anmischen des Gemisches Sand, Kies und Zementmehl mit Wasser die gewünschte hohe (Früh-)Festigkeit des Betons und damit des Betonbauteils ermöglicht. Alit ist die mit Abstand wichtigste Klinkerphase.

Der technische Prozess der Klinkerherstellung ist in der Realität deutlich komplexer als hier schematisch beschrieben. So existieren für die Aufbereitung der Rohmaterialien zu Rohmehl verschiedene Verfahren und Betriebsweisen, auf die hier im Einzelnen nicht eingegangen werden kann.³⁴ Am häufigsten wird weltweit und in Deutschland das Trockenverfahren angewendet, bei dem das Rohmehl durch Rückführung der warmen Abgase des Drehrohrofens und des Zyklonvorwärmers bereits in der Rohmühle getrocknet wird (Abb. 3.9). Über 96% der in Deutschland etablierten Produktionskapazität an Klinker beruhen auf dieser Technologie (VDZ 2021d). In modernen Ofenanlagen, die im Bereich des untersten Zyklons oder am Ofeneinlauf eine weitere Feuerung (Kalzinator) haben, kann eine 90%-ige Entsäuerung bereits vor Eintritt in dem Drehrohrofen erreicht werden. Hierfür müssen rund 60% des gesamten thermischen Energiebedarfs des Brennprozesses in der Sekundärfeuerung³⁵ bereitgestellt werden.

Abb. 3.9 Zementherstellung im Trockenverfahren mit Zyklonvorwärmer



Quelle: nach Achternbosch/Bräutigam 2000

3.2.2.2 Zementmahlung

Im zweiten Schritt der Zementherstellung wird Klinker, teilweise substituiert durch andere Zumahlstoffe mit Calciumsulfat (Gips oder Anhydrit als Erstarrungsregler) zu verschiedenen Zementarten gemahlen (Abb. 3.9). Die Zumahlstoffe, auch Klinkerersatzstoffe genannt, können z.B. natürliche Gesteine wie Kalkstein sein, aber auch

³³ Tricalciumsilikat: $3CaO \times SiO_2$

³⁴ Dazu z. B. Ruppert et al. 2020 oder Achternbosch/Bräutigam (2000).

³⁵ Viele Zementwerke verfügen neben der Primärfeuerung des Drehrohrofens über eine zweite Brennstoffzuführung am Einlauf des Drehrohrofens oder im Vorwärmer (dazu z. B. Achternbosch/Bräutigam 2000).

sekundäre Materialien wie granuliert Hochfenschlacke (Hüttensand) oder Steinkohlenflugasche aus Kraftwerken.

Die Zumahlstoffe wurden in der Vergangenheit eingeführt, da sie den energie- und kostenintensiv hergestellten Klinker ersetzen können und so Kosteneinsparungen ermöglichen.³⁶ Aufgrund ihrer spezifischen chemischen und physikalischen Eigenschaften greifen diese Stoffe in die betontechnische Leistungsfähigkeit der Zemente ein. Zumahlstoffe haben Einfluss z. B. auf die Festigkeitsentwicklung des Betons, das Wärmeverhalten beim Abbinden sowie die Verarbeitbarkeit des Frischbetons auf der Baustelle. Zement existiert somit in einer Vielzahl von Varianten mit jeweils unterschiedlichen betontechnischen Eigenschaften für die verschiedensten Anwendungsbereiche. Normen legen Zusammensetzung, Anforderungen und Anwendungsbereiche für ein Portfolio an Normzementen fest.

3.2.2.3 Aktuelles Zementportfolio

Die Norm DIN EN 197-1³⁷ klassifiziert die Zementarten nach dem Mengenanteil an Klinker und der Zusammensetzung der Zemente. Die in Deutschland marktbedeutendsten Zementarten sind (Abb. 3.10):

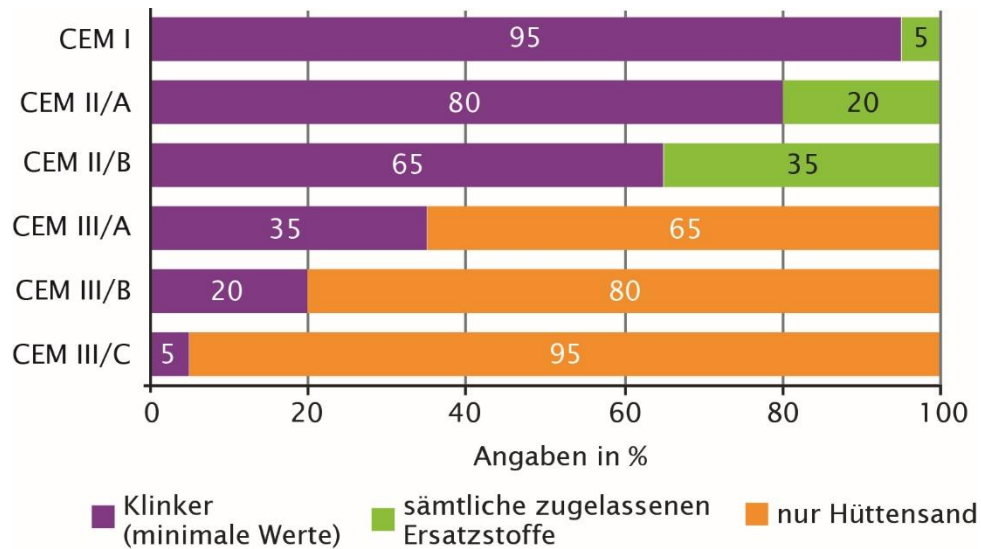
- > Portlandzement (CEM I) besteht (neben Gips als Regler) praktisch ausschließlich aus Klinker.³⁸
- > Portlandkompositzemente (CEM II) müssen mindestens 80 % (CEM II/A) bzw. 65 % (CEM II/B) Klinker enthalten. Der Rest besteht aus Klinkerersatzstoffen. Es steht eine ganze Palette an hochwertigen Klinkerersatzstoffen (z. B. Hüttensand, Flugasche) zur Verfügung, jedoch ist die künftige Verfügbarkeit der Ersatzstoffe teilweise fraglich (Kap. 7.2.4).
- > CEM III-Zemente enthalten ausschließlich Hüttensand aus der Stahlindustrie als weitere Hauptkomponente, weswegen sie auch als Hochfenzemente bezeichnet werden. Die Leistungsfähigkeit von Hüttensand erlaubt sogar einen Zement, der praktisch nur aus Hüttensand besteht (CEM III/C). Klinker mit einem Anteil von mindestens 5 % fungiert hier nur noch als Anreger (Starter).
- > Der Vollständigkeit halber erwähnt werden noch die Puzzolanzemente (CEM IV) und Kompositzemente (CEM V) (baustoffwissen 2017). Sie haben nur Nischenanwendungen und werden in Deutschland kaum hergestellt.

³⁶ Die Normen, die Eigenschaften und Anforderungen an Normzemente festlegen, lassen eine gewisse Flexibilität der Mengenanteile der Bestandteile im Zement zu. Dies erlaubt Anpassungen des erzeugten Produktionsvolumens an die sich ändernde Nachfrage an Zement.

³⁷ DIN EN 197-1:2011-11: Zement – Teil 1: Zusammensetzung, Anforderungen und Konformitätskriterien von Normalzement; Deutsche Fassung EN 197-1:2011

³⁸ Die Norm DIN EN 197-1:2011-11 lässt bei allen Zementen bis zu 5 % andere Klinkerersatzstoffe (Nebenbestandteile) zu, die hier aber vernachlässigt werden.

Abb. 3.10 In Deutschland bedeutende Zementarten nach DIN EN 197-1



Quelle: nach DIN EN 197-1:2011-11

Durch die Verwendung verschiedener Klinkerersatzstoffe besteht die Möglichkeit, Zemente gezielt auf ihren Anwendungsfall hin zu optimieren. So nutzen z. B. CEM III-Zemente besondere Eigenschaften des Hüttensandes – die geringere Wärmeentwicklung beim Abbinden sowie die verzögerte Reaktionsfähigkeit gegenüber Klinker –, wodurch sie sich für den Bau massiver Bauwerke (Dämme, Talsperren) eignen, da Spannungen und Risse im Bauwerk vermieden werden. Der Betonfertigteilbau benötigt dagegen schnell härtende Zemente. Hier lässt sich Klinker z. B. durch Kalkstein bis zu einem gewissen Grad substituieren, ohne die Frühfestigkeit stark zu beeinflussen. Für viele Anwendungsfelder ersetzt Portlandkalksteinzement (CEM II/A-LL³⁹) erfolgreich den CEM I.⁴⁰ Gleichzeitig gilt, dass für eine Reihe konventioneller Kompositzemente die Leistungsfähigkeit bei Klinkergehalten um 65 % (CEM II/B) schon so eingeschränkt ist, dass sie für eine breite Anwendung keine Zulassung haben. So sind z. B. der Portlandkalksteinzement CEM II/B-LL oder der CEM III/C bisher nur eingeschränkt einsetzbar. Anwendungen bei Frostbedingungen sind z. B. nach DIN 1045-2⁴¹ nicht zugelassen.

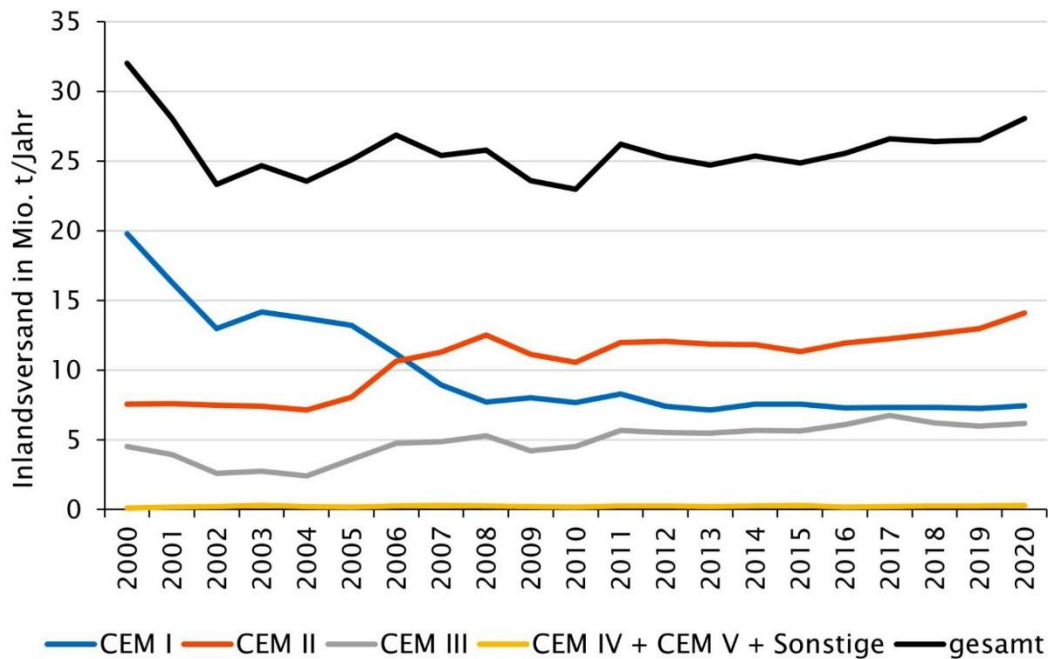
Darüber hinaus lassen sich auch die spezifischen Grundeigenschaften der Klinkerersatzstoffe durch eine Reihe von Maßnahmen beeinflussen. Ob der Zusatzstoff getrennt oder zusammen mit Klinker gemahlen wird, jeweils in welcher Feinheit bzw. mit welcher Kornverteilung, kann sich massiv auf die Eigenschaften des Zements auswirken. Auch können die Eigenschaften unterschiedlicher Klinkerersatzstoffe kombiniert werden. In Zusammenspiel mit spezifisch darauf abgestimmten chemischen Zusatzmitteln, wie z. B. Verflüssiger und Beschleuniger, kann die Zementindustrie eine Grundleistungsfähigkeit der Kompositzemente für breite Anwendungsbereiche garantieren, gleichzeitig nehmen jedoch Komplexität und Ressourcenbedarfe der Zementherstellung zu.

³⁹ LL steht in der Zementnomenklatur für Kalkstein (Limestone).

⁴⁰ Im Prinzip stehen auch weitere Klinkerersatzstoffe, wie z. B. Hüttensand und Flugasche, für schnelle Anwendungen bis zu einem gewissen Grad zur Verfügung, jedoch müssen diese Stoffe aufwendig getuned werden, um sie reaktiver zu machen.

⁴¹ DIN 1045-2:2023-08: Tragwerke aus Beton, Stahlbeton und Spannbeton – Teil 2: Beton

Abb. 3.11 Inlandsversand der Verbandsmitglieder an Zement



Eigene Darstellung von Daten aus der Reihe »Umweltdaten der deutschen Zementindustrie« für die Jahre 2000 bis 2021 des VDZ (o. J.).

All diese Entwicklungen führten dazu, dass der Anteil der CEM I-Zemente am Inlandsverbrauch kontinuierlich verringert werden konnte und der Anteil anderer Zementarten seit 2000 entsprechend zugenommen hat (Abb. 3.11).

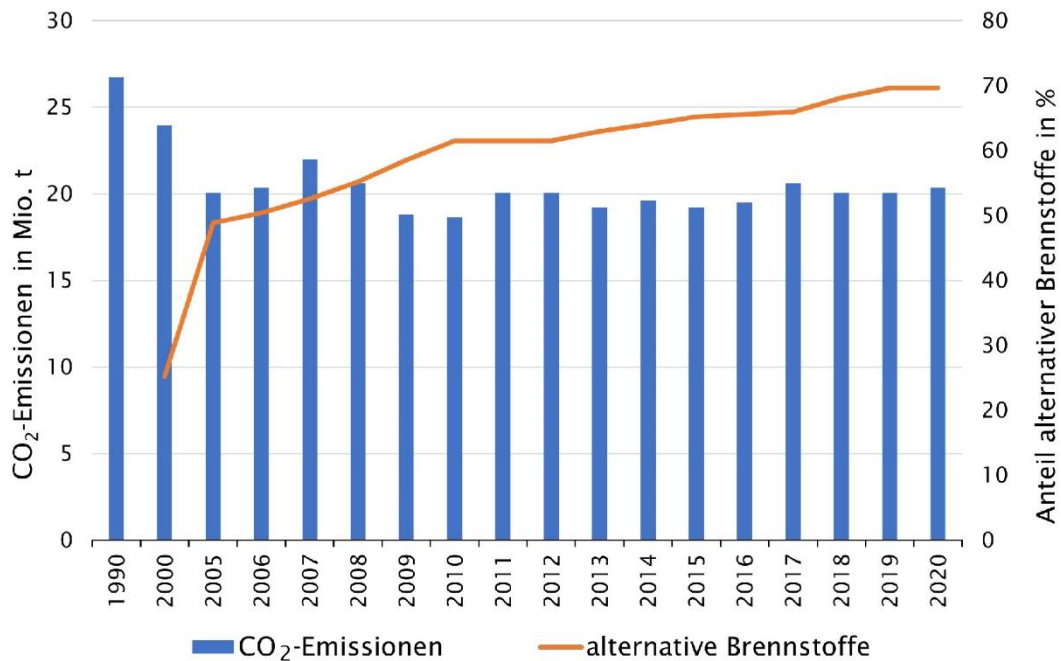
In der Folge hat auch der Klinker-Zement-Faktor, also der Anteil Klinker am Zement (im Folgenden Klinkerfaktor), insbesondere seit 2015 kontinuierlich abgenommen und erreichte 2020 im Mittel auf alle gelieferten Normzemente bezogen einen Wert von 0,71 (VDZ 2020, S.27). Da die Klinkerherstellung vor allem durch die Entsäuerung des Kalksteins den Hauptteil der CO₂-Emissionen der Zementindustrie verursacht, ist eine weitere Reduzierung des Klinkerfaktors ein wichtiges Ziel auf dem Weg zu einer emissionsärmeren Zementherstellung.

3.2.2.4 Energiebedarf

In der Zementindustrie wird überwiegend thermische Energie, die durch Brennstoffe bereitgestellt wird, für die Klinkerherstellung benötigt. Hierbei kommen fossile und seit Jahren im zunehmenden Maße auch biogene (z.B. Altholz, Bioabfälle wie Tiermehl, Klärschlamm) sowie Ersatzbrennstoffe (z.B. Altreifen, Altöl, aufbereitete Abfallfraktionen aus Gewerbe und Industrie) zum Einsatz, wobei auch die Ersatzbrennstoffe zum Teil einen biogenen Anteil aufweisen (biogene und Ersatzbrennstoffe werden im Folgenden als alternative Brennstoffe zusammengefasst). 2020 wurde der thermische Energieverbrauch laut VDZ (2021a, S. 17) zu 30,8% durch fossile und zu 69,2% durch alternative Brennstoffe gedeckt (Abb. 3.12; VDZ 2021a, S. 17). Braun- und Steinkohle sowie

Petrolkoks hatten dabei einen Anteil von 28,8%, während Erdgas und -öl kaum noch zum Einsatz (1,6%) gelangten. Insgesamt wurden 2020 in der Klinkerherstellung etwa 96 Mio. GJ thermische Energie verbraucht.

Abb. 3.12 Absolute CO₂-Emissionen und Brennstoffrate alternativer Brennstoffe der deutschen Zementindustrie



Quelle: nach VDZ o. J.

Der spezifische thermische Energieverbrauch lag 2020 gemäß unterschiedlichen Quellen zwischen 2,36 GJ/t Zement (Prognos et al. 2021a) und 2,73 GJ/t Zement (VDZ 2021a, S. 21). Bei einem Klinkerfaktor von 0,71 entspricht dies pro t Klinker zwischen 3,32 und 3,85 GJ. Der spezifische Energieverbrauch für Klinker ist im Zeitverlauf deutlich gestiegen, z. B. laut den Zahlen des Vereins Deutscher Zementwerke (VDZ) zwischen 2005 und 2020 von 3,59 auf 3,85 GJ/t Klinker.⁴²

Elektrische Energie wird vor allem für die Rohmaterialaufbereitung (ca. 25%), für das Betreiben der Drehrohröfen und Kühlen des Klinkers mit Gebläsen (ca. 24%) sowie für die Mahlung der Zemente (ca. 46%) benötigt (VDZ 2021a, S. 20). Der spezifische Strombedarf beträgt 2020 zwischen 102,8 kWh_e/t Zement (Prognos et al. 2021b) und 109,4 kWh_e/t Zement (VDZ 2021a, S. 21). Insgesamt belief sich der Strombedarf der deutschen Zementindustrie im Jahr 2020 auf rund 3,84 Mio. MWh (VDZ 2021a, S. 21). Tabelle 3.2 fasst wichtige Kenngrößen der konventionellen Zementherstellung zusammen.

⁴² Diese Werte lassen sich aus Produktions-, Struktur- und Energieverbrauchsdaten aus VDZ (2021a) berechnen.

Tab. 3.2 Kenngrößen für die konventionelle Zementherstellung Referenzzement 2020

| Kenngröße | Einheit | Wert | Quellen |
|------------------------------|---------------------------------|-------------|---------------------------------|
| mittlerer Klinkeranteil | % | 71 | eigene Zusammenstellung |
| Brennstoffbedarf | GJ/t Zement | 2,36–2,73 | Prognos et al. 2021a; VDZ 2021a |
| | GJ/t Klinker | 3,32–3,85 | eigene Zusammenstellung |
| Strombedarf | kWh/t Zement | 102,8–109,4 | Prognos et al. 2021a; VDZ 2021a |
| | kWh/t Klinker | 144,8–154,1 | eigene Zusammenstellung |
| Emissionen | t CO _{2-eq} /t Klinker | 0,805 | VDZ 2020 |
| | t CO _{2-eq} /t Zement | 0,572 | eigene Zusammenstellung |
| davon prozess- bedingt | t CO _{2-eq} /t Klinker | 0,53 | VDZ 2020 |
| | t CO _{2-eq} /t Zement | 0,376 | eigene Zusammenstellung |
| davon brennstoff- bedingt | t CO _{2-eq} /t Klinker | 0,275 | VDZ 2020 |
| | t CO _{2-eq} /t Zement | 0,195 | eigene Zusammenstellung |

Quelle: Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 39, angegebene Quellen und eigene Berechnungen

3.2.2.5 THG-Emissionen

Die deutsche Zementindustrie emittiert sowohl prozess- als auch brennstoffbedingt CO₂ (und geringfügig andere THG). Die THG-Emissionen deutscher Zementwerke, die emissionshandelspflichtig sind, betragen in der Summe im Jahr 2020 rund 20 Mio. t CO_{2-eq} an absoluten Emissionen (DEHSt 2021; Kasten 3.2). Die Höhe der THG-Emissionen hat sich innerhalb der letzten Dekade kaum noch verändert (Abb. 3.12).

Kasten 3.2 Absolute Emissionen

Laut der Deutschen Emissionshandelsstelle (DEHSt 2022, S. 30) wird unter absoluten Emissionen die »Summe aller absoluten Werte von fossilem CO₂ und CO_{2-eq} für alle Stoffströme und Emissionsquellen« verstanden. Dies umfasst somit die Prozessemissionen wie auch die fossil brennstoffbedingten Emissionen. Nicht berücksichtigt wird bei den absoluten Emissionen das CO₂ aus der Verbrennung biogener Brennstoffe bzw. biogener Anteile in Ersatzbrennstoffen. Grundlage dafür ist die Annahme, dass biogene Stoffe während ihres Wachstums der Atmosphäre genau so viel CO₂ entnehmen, wie sie bei ihrer Verbrennung wieder abgeben (Looping). Sie erzeugen quasi Nullemissionen.

Die Prozessemissionen sind rein rohstofflich bedingt und entstehen durch die Freisetzung von mineralisiertem Kohlendioxid bei der Klinkerherstellung. Pro t Klinker werden so rund 0,53 t CO₂ durch die Entsäuerung von Mergel Kalkstein, und Kreide verursacht (Tab. 3.2). Diese Prozessemissionen lassen sich in der Summe auf etwa

13,3 Mio. t CO₂ für 2020 abschätzen, was ungefähr zwei Drittel der Gesamtemissionen der Zementindustrie ausmacht.

Beim restlichen Drittel handelt es sich um brennstoffbedingte Emissionen. Ersatzbrennstoffe wie Altreifen, gewisse Fraktionen aus Industrie- und Gewerbeabfällen (z. B. Zellstoff, Papier, Pappe), Abfälle aus der Textilindustrie, Tiermehl oder Klärschlamm enthalten einen Anteil Kohlenstoff biogenen Ursprungs, der nicht in die Berechnung der absoluten Emissionen einfließt (Kasten 3.2). So bestehen z. B. die Gummimischungen der Altreifen bis zu 40 % aus natürlichem Kautschuk. Nicht für alle Abfallfraktionen existieren gesicherte Daten zum Anteil des biogenen Kohlenstoffs. Seit einigen Jahren gibt es zudem wissenschaftliche Untersuchungen, die darauf hinweisen, dass der biogene Kohlenstoffanteil in Ersatzbrennstoffen in der Vergangenheit zu hoch angenommen wurde (Schwarzböck et al. 2018). Der vom TAB abgeschätzte Wert von 39 % für den mittleren biogenen Anteil des Kohlenstoffs in den eingesetzten Ersatzbrennstoffen bewegt sich am oberen Rand.⁴³ Auf dieser Basis wurden die biogen bedingten CO₂-Emissionen für 2020 auf rund 1,8 Mio. t abgeschätzt. Am Schornstein resultieren damit Emissionen, die um rund 10 % höher als die erfassten absoluten Emissionen sind, wodurch 2020 die gesamten direkten CO₂-Emissionen der Zementwerke etwa 22 Mio. t CO_{2-eq} betragen.

Neben den direkt in der Zementindustrie anfallenden Emissionen sind indirekte CO₂-Emissionen durch den Strombezug für den Anlagenbetrieb (z. B. Förder- und Mahltechniken, Antrieb der Drehrohröfen) zu berücksichtigen. Bei einem unterstellten Strombedarf für 2020 von 3,84 Mio. MWh und dem Emissionsfaktor des deutschen Strommixes⁴⁴ können die indirekten CO₂-Emissionen auf rund 1,8 Mio. t CO₂ berechnet werden (UBA 2020a).

Minderungsziele

Für die Zementherstellung existieren keine verbindlichen spezifischen Zwischenziele bezüglich der Minderung der THG-Emissionen. Damit ordnet sich die Branche in die Sektorziele der Industrie für 2030 ein, die gemäß einer Minderung von rund 35 % gegenüber den mittleren THG-Emissionen von 2010 bis 2020 vorsehen. Mögliche Routen für eine emissionsärmere Zementherstellung werden im folgenden Kapitel diskutiert.

3.2.3 Vermeidungstechnologien

In den letzten 20 Jahren hat die Zementindustrie eine Reihe von Maßnahmen durchgeführt, um ihre THG-Emissionen zu minimieren. Diese sind insbesondere

- › der Einsatz von calciumhaltigen, nicht carbonatischen, d. h. kohlenstofffreien, Sekundärrohstoffen für die Klinkerherstellung (Kap. 7.2.1),
- › die Optimierung des Produktionsprozesses und Modernisierung der Anlagen (Kap. 7.2.2),
- › der Einsatz von alternativen Brennstoffen im Klinkerbrennprozess (Kap. 7.2.3) sowie
- › der verstärkte Ersatz von Klinker im Zement durch geeignete Zumahlstoffe (Kap. 7.2.4).

Die Potenziale dieser Maßnahmen zur Senkung der CO₂-Emissionen der Produktion konventioneller Zemente gelten jedoch als bereits weitgehend ausgeschöpft (Achternbosch et al. 2011 u. 2018), sodass mit ihnen die Sektorziele bis 2030 bzw. die Klimaneutralität bis 2045 nicht erreicht werden können (Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 39). In diesem Kapitel werden diese Maßnahmen daher nicht weiter vertieft, es wird stattdessen auf die angegebenen Anhänge verwiesen.

Nachfolgend werden neue Maßnahmen und Strategien behandelt, die zum Teil über die konventionellen Zemente hinausgehen und deren Operationalisierung die Zementindustrie bis 2045/2050 weitgehend klimaneutral aufstellen könnte. Diese betreffen

- › die Entwicklung neuer klinkerarmer Normzemente,

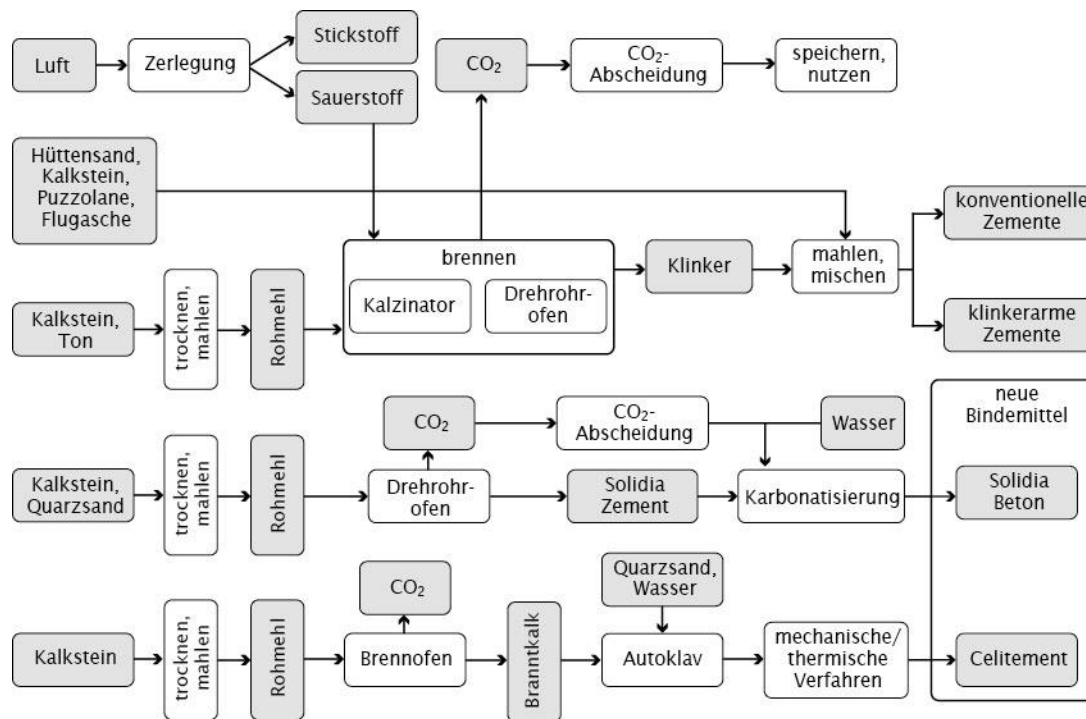
⁴³ Der VDZ geht in seinem VDZ2018-Modell von einem mittleren biogenen Gehalt von 31 % aus (Ruppert et al. 2020).

⁴⁴ Für 2020: 366 g CO₂/kWh; www.umweltbundesamt.de/themen/spezifische-co2-emissionen-im-strommix-deutlich (30.6.2023)

- › die Entwicklung neuartiger emissionsarmer Bindemittel sowie
- › den Einsatz von CO₂-Abscheidung (CCS/CCU).

In Abbildung 3.13 sind die entsprechenden Produktionsrouten zusammen mit denen der konventionellen Zemente schematisch dargestellt.

Abb. 3.13 Routen der Zementproduktion mit Prozessschritten und Zwischenprodukten (vereinfachte Darstellung)



Prozessschritte umrandet, (Zwischen-)Produkte grau unterlegt

Quelle: nach Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 40

3.2.3.1 Einsatz neuer klinkerarmer Normzemente

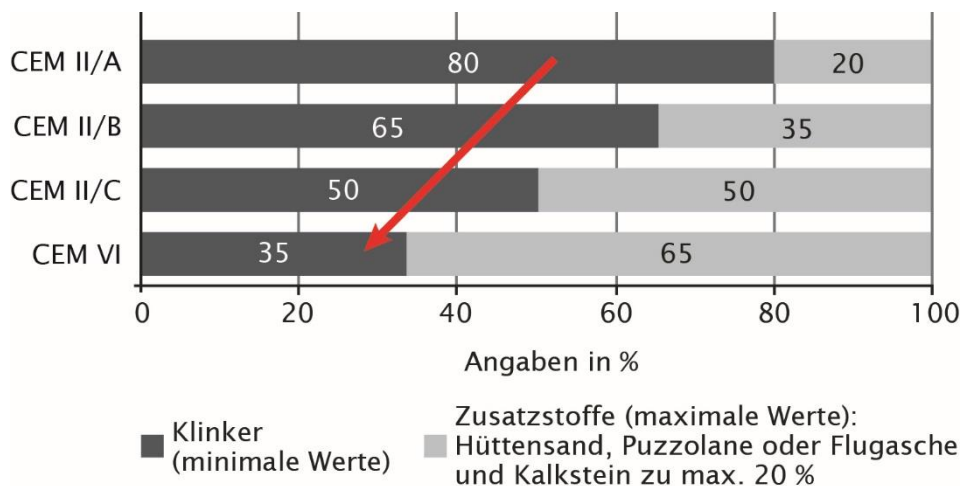
Aus heutiger Sicht zeichnet sich keine Alternative für den Klinker als zentrales mineralisches Bindemittel für Massenbaustoffe ab, die alle Anwendungsgebiete einer hochindustrialisierten bebauten Umwelt breit abdecken könnte. Ein grundlegendes Problem von Zementen mit Klinker als Bindemittel ist, dass im Herstellungsprozess unvermeidbar CO₂ entsteht. Damit dieses CO₂ nicht emittiert wird, verbleibt einzig die Option der CO₂-Abscheidung. Um die Aufwendungen für CCS minimieren zu können, müssen die Prozessemissionen zukünftig so weit wie möglich reduziert werden. Dies kann nur durch eine weitere Absenkung des Klinkeranteils im Zement gelingen. Der mittlere Klinkerfaktor in den Zementen in Deutschland lag 2020 bei 71 %. Angedacht ist, den Klinkerfaktor bis 2050 auf einen Wert zwischen 53 und 63 % zu senken (VDZ 2020).

Neue klinkerarme Kompositzemente CEM II/C und CEM VI

Die Optimierung bzw. Anpassung etablierter bzw. schon lange bekannter Zementensysteme wurden in den letzten Jahrzehnten vom Verein Deutscher Zementwerke e. V. (VDZ) vorangetrieben. In der letzten Dekade wurden zudem Anstrengungen unternommen, klinkerärmere Zemente zu entwickeln und zu erproben. Im Juli 2021 wurde

die Norm DIN EN 197-5:2021-07⁴⁵ für zwei neue Kompositzemente CEM II/C und CEM VI veröffentlicht.⁴⁶ Die neuen Zemente weisen gegenüber den herkömmlichen Kompositzementen einen beträchtlich niedrigen Klinkeranteil auf: CEM II/C enthält noch 50 bis 64 % Klinker; CEM VI-Zemente senken den Klinkeranteil sogar auf bis zu 35 % (Abb. 3.14). Die Norm lässt offen, ob im CEM II/C neben Klinker zwei oder drei weitere Komponenten enthalten sind (und insbesondere auch die Mischungsverhältnisse), wobei sämtliche in DIN EN 197-1:2011-11 aufgeführten Hauptkomponenten als Zumahlstoffe infrage kommen. CEM VI-Zemente haben nicht ganz diese Freiheiten, sie bestehen aus Klinker und zwei weiteren Hauptkomponenten mit vorgegebenen Mischungsverhältnissen. Außerdem muss Hüttensand mit einem Anteil von 31 bis 59 % enthalten sein.

Abb. 3.14 Normzemente, mit abnehmenden Klinkeranteil, die nach dem VDZ für eine klimaneutrale Zementherstellung bis 2050 relevant sind



Eigene Darstellung nach Müller/Mohr 2021

Einfluss der Hauptbestandteile auf die Leistungsfähigkeit

Die Frage, welche Zemente zukünftig in einem Transportbetonwerk, einem Fertigteilwerk oder einer anderen Anwendung zum Einsatz kommen, hängt von der Leistungsfähigkeit der Zementart und damit auch von den darin enthaltenen Hauptbestandteilen ab. Insbesondere der neue Normzement CEM II/C (S LL)⁴⁷ mit Hüttensand (Kurzzeichen: S = Slag) und Kalksteinmehl (LL = Limestone) als Klinkerersatzstoffe darf gemäß der bereits erfolgten allgemeinen bauaufsichtlichen Zulassung durch das Deutsche Institut für Bautechnik (DIBt) in den meisten Anwendungsbereichen verwendet werden, außer in den exponierteren Expositionsklassen unter Frostbedingungen. Damit eignet er sich für Innen- und Außenbauteile des üblichen Hochbaus und ist in mindestens 65 % des Transportbetons in Deutschland einsetzbar (Müller/Mohr 2021). Allerdings ist er für viele Anwendungsfelder im Tiefbau ausgeschlossen.⁴⁸

Enthält CEM VI neben Hüttensand z. B. Kalksteinmehl als weiteren Hauptbestandteil, so sind die zugelassenen Anwendungsbereiche nach dem Entwurf der DIN 1045-2 vom Juli 2022 extrem eingeschränkt. Die Vari-

⁴⁵ DIN EN 197-5:2021-07: Zement – Teil 5: Portlandkompositzement CEM II/C-M und Kompositzement CEM VI; Deutsche Fassung EN 197-5:2021

⁴⁶ Hinweis: Die Aufnahme in die Zementnorm bedeutet noch keine allgemeine Freigabe eines Zements. Das ist erst nach Aufnahme in DIN 1045-2 und in die MVV TB der Fall. Bis das erfolgt ist, kann eine bauaufsichtliche Zulassung im Einzelfall bzw. eine allgemeine bauaufsichtliche Zulassung für bestimmte Expositionsklassen durch das DIBt erfolgen (Küchlin 2021).

⁴⁷ Nach der Nomenklatur muss es richtig CEM II/C-M (S LL) heißen, M steht für Komposit. Der besseren Lesbarkeit wegen wurde im Folgenden auf das M verzichtet.

⁴⁸ Sollen diese Zemente trotzdem in exponierteren Frostexpositionen im Tiefbau angewendet werden, sind ergänzend entsprechende Dauerhaftigkeitsnachweise dem DIBt zu erbringen.

anten mit Puzzolanen (z. B. Trass) und Flugasche als Hauptbestandteile werden voraussichtlich dagegen fast überall einsetzbar sein. Calcinierte natürliche Puzzolane als Bestandteil für CEM VI sind im aktuellen Entwurf der DIN 1045-2 noch nicht eingeführt.

Verfügbarkeit der Hauptbestandteile (Klinkerersatzstoffe)

Die künftigen Anwendungspotenziale der (neuen) Zementarten hängen auch von der Verfügbarkeit der Ausgangsstoffe ab, weshalb die örtlich vorhandenen und verfügbaren Ressourcen zu berücksichtigen sind (Müller/Mohr 2021; VDZ 2022a). Wie in Kapitel 7.2.4 detailliert erörtert, ist eine ausreichende Versorgung für wichtige Zuschlagstoffe in Zukunft keineswegs gesichert:

- › Die Dekarbonisierung der Stahlindustrie durch Umstellung auf die wasserstoffbasierte Direktreduktion führt zum Wegfall von Hüttensand aus der Hochofenroute, was die Zementindustrie zum verstärkten Einsatz alternativer Zuschlagstoffe zwingt.
- › Das Angebot an etablierten hochwertigen natürlichen und künstlichen Puzzolanen⁴⁹ ist in Deutschland begrenzt und viele lokale Quellen werden bereits voll ausgeschöpft. Puzzolane können sich in Bezug auf Herkunft, Zusammensetzung und Eigenschaften stark unterscheiden (Kap. 7.2.4). Auch künstliche Materialien, wie z. B. Silikatstaub, können puzzolanische Aktivität zeigen. Die Mengenpotenziale für das bisher wichtige künstliche Puzzolan Flugasche aus Kohlekraftwerken werden infolge des Kohleausstiegs in Europa und auch weltweit sukzessive abnehmen.
- › Kalkstein steht weltweit zwar nahezu unbegrenzt zur Verfügung, als Zuschlagstoff ist er jedoch nur in hochwertiger Qualität zugelassen. Höherwertiger Kalkstein ist zu einer begrenzten Ressource geworden (Kap. 7.2.4).

Aus derzeitiger Perspektive soll natürlich getemperten Tonen, die zwar qualitativ minderwertiger sind, jedoch in der Natur in großen Mengen vorkommen, als völlig neuer Klinkerersatzstoff große Bedeutung zukommen. Diese werden als calcinierte Tone (Kurzzeichen: Q) bezeichnet. Auch wenn, wie im Kap. 7.2.4 dargelegt, die Leistungsfähigkeit und die Realisierungsbedingungen eines Masseneinsatzes von calcinierten Tonen als Zuschlagstoff bis 2050 unter Fachleuten unterschiedlich beurteilt werden, arbeitet der VDZ bereits an der Normierung und möglichen Einführung entsprechender Zemente.⁵⁰

Entwicklungsstand

Der Kompositzement CEM II/C (S LL) auf der Basis von Hüttensand und Kalksteinmehl ist seit Juli 2021 genormt und darf als wichtiges Einstiegsprodukt der neuen Normzemente nach DIN EN 197-5:2021-07 angesehen werden. Dieser neue Zement hat vom Deutschen Institut für Bautechnik (DIBt) im September 2020 erstmalig eine allgemeine bauaufsichtliche Zulassung (Kasten 3.3) für bestimmte Anwendungsbereiche (z. B. Innen- und Außenbauteile des üblichen Hochbaus) erhalten.⁵¹ Er wird derzeit im Markt eingeführt und muss dort beim Kunden Akzeptanz finden. Ziel ist eine generelle Freigabe von CEM II/C (S LL), was durch die Normierung der Anwendungsbereiche im Rahmen von DIN 1045-2 sowie durch die Aufnahme dieser Norm in die Musterverwaltungsvorschrift Technische Baubestimmungen (MVV TB) umgesetzt werden soll.⁵² Für andere nach DIN EN 197-5:2021-07

⁴⁹ Puzzolane sind Materialien, die nicht selbst erhärten. Sie enthalten zwar reaktionsfähige Kieselsäure (SiO₂), jedoch nicht genügend Calcium. Steht Calciumhydroxid zur Verfügung, z. B. aus wässriger Lösung von Portlandzement oder Kalk, erhärten diese Materialien.

⁵⁰ So sind in der neuen Ausgabe DIN 1045-2:2023-08 vom August 2023 erste Q-haltige Zemente aufgeführt.

⁵¹ www.dyckerhoff.com/-/cem-ii-c-zement (9.8.2023)

⁵² Die Veröffentlichung der neuen DIN 1045-2 ist im August 2023 erfolgt. DIN 1045-2 wird voraussichtlich in die MVV TB 2024/1 aufgenommen (Stand August 2023). Für die generelle Freigabe muss die MVV TB dann noch in Länderrecht umgesetzt werden.

mögliche Zusammensetzungen an CEM II/C-Zementen wurden noch keine bauaufsichtlichen Zulassungen durch das DIBt erteilt (Stand Dezember 2023).⁵³

Kasten 3.3 Zulassung von (neuen) Zementen

Zemente dürfen, wie generell alle Bauprodukte, gemäß Musterbauordnung (MBO) nur verwendet werden, wenn sie gebrauchstauglich sind und damit errichtete bauliche Anlagen die öffentliche Sicherheit und Ordnung, insbesondere Leben und Gesundheit, nicht gefährden. Die daraus resultierenden Anforderungen an Zemente werden durch Technische Baubestimmungen konkretisiert, die unter Bezugnahme auf technische Regeln wie DIN-Normen und nach Anhörung der beteiligten Kreise durch das Deutsche Institut für Bautechnik (DIBt) als Musterverwaltungsvorschrift Technische Baubestimmungen (MVV TB) bekannt gegeben werden. Eine generelle Freigabe der Zemente erfolgt erst mit der Umsetzung der MVV TB in die Bauordnungen der Bundesländer. Dieser Prozess wird von den einzelnen Bundesländern unterschiedlich gehandhabt.

Für die Verwendung von Zementen, für die es (noch) keine Technischen Bestimmungen in der MVV TB bzw. in den Landesbauordnungen gibt, ist ein Verwendbarkeitsnachweis erforderlich. Diese werden in der Regel von den Zementherstellern beantragt und durch das DIBt nach Prüfung der Tauglichkeit in zwei Varianten erteilt:

- › Eine allgemein bauaufsichtliche Zulassung wird widerruflich in der Regel für 5 Jahre erteilt und kann auf Antrag um jeweils 5 Jahre verlängert werden.
- › Eine Zustimmung zur Verwendung im Einzelfall.

Für neue Zemente erarbeitet das Forschungsinstitut der Zementindustrie des VDZ für seine Mitglieder die Nachweise für die Tauglichkeit. Auf dieser Grundlage beantragen die Unternehmen für spezifische Produktionsstätten allgemeine bauaufsichtliche Zulassungen beim DIBt. Nach Praxisbewährung über einen längeren Zeitraum wird eine generelle Freigabe z. B. durch Aufnahme der einschlägigen DIN-Normen in die MVV TB bzw. in die Landesbauordnungen angestrebt.

Der Zulassungsprozess ist für verschiedene Bindemittelsysteme mit einem unterschiedlich hohen Aufwand verbunden: Während für neue Normzemente auf der Basis von Portlandzementklinker für die Nachweise der Tauglichkeit auf viel Wissen und Praxiserfahrung von den konventionellen Zementen zurückgegriffen werden kann, müssen Wissen und Erfahrung für neuartige Bindemittelsysteme komplett neu aufgebaut werden. Die Einführung neuartiger Bindemittel für funktionale Anwendungen (Tragwerke) ist damit für die Unternehmen mit einem hohen finanziellen, personellen und zeitlichen Einsatz verbunden und stellt nicht zuletzt auch ein unternehmerisches Risiko dar.

Auch die Kompositzemente CEM VI haben derzeit noch keine bauaufsichtlichen Zulassungen (weder im Einzelfall noch allgemein) durch das DIBt erhalten (Stand August 2023). Ob zukünftig Zulassungen vom DIBt erteilt werden können, wird im Wesentlichen auch davon abhängen, inwieweit die Zumahlstoffe Hüttensand, natürliches Puzzolan und Flugasche langfristig verfügbar sein werden. Eine generelle Freigabe durch Aufnahme in die MVV TB bzw. in die Landesbauordnungen erscheint aus derzeitiger Sicht in weiter Ferne.

Neue Zemente mit calcinierten Tonen (Q) als Zumahlstoff sind in der aktuellen Ausgabe der DIN 1045-2 eingearbeitet. Es darf angenommen werden, dass diese Zemente in den kommenden Jahren stark an Bedeutung gewinnen werden, vor allem, falls die Verfügbarkeit von Hüttensand rasch abnehmen sollte. Ein CEM II/C (Q-LL) ist im Prinzip in DIN EN 197-5:2021-07 enthalten, da dort natürliche getemperte Puzzolane erfasst sind, in der DIN 1045-2 ist er aber in seiner Anwendbarkeit derzeit noch nicht spezifiziert. Dagegen wurde ein CEM VI-Q-LL in DIN EN 197-5 noch gar nicht berücksichtigt. Über ein entsprechendes Zulassungsverfahren ist nichts bekannt (Stand Juli 2023).

Zulassungsverfahren durch das DIBt für Zemente aus Hauptbestandteilen nach EN 197-1 dauern mittlerweile nicht länger als 1 bis 2 Jahre, was gegenüber den langen Verfahrenszeiten der letzten Jahrzehnte einen enormen Fortschritt bedeutet. Hier wirkt sich positiv aus, dass sich die Forschung zur Zementchemie seit etwa 15 Jahren in einer Phase vertiefter Wissensgenerierung befindet (Achternbosch 2018). Dies ermöglicht eine stufenweise

⁵³ dazu Datenbank des DIBt für Zulassungsdokumente (www.dibt.de/de/service/zulassungsdownload; 19.12.2023)

Zulassung – zuerst eine bauaufsichtliche Zulassung im Einzelfall, später eine allgemeine bauaufsichtliche Zulassung für bestimmte Expositionsklassen. Die besondere Herausforderung besteht im Nachweis der Dauerhaftigkeit des neuen Betons.

Abschbare Entwicklung

Der VDZ (2020) geht davon aus, dass CEM II/C-Zemente eher die Funktion einer Zwischenlösung haben. Es wird unterstellt, dass sie um 2030 die dominierenden Zemente im Portfolio sein werden und danach Platz für die CEM VI-Zemente als Hauptlösung machen. Mindestens in üblichen Innen- und Außenbauteilen des Hochbaus sollen ab 2030 dann nur noch Zemente mit einem Klinkergehalt von 50 bis 64 % (z. B. CEM II/C) verwendet werden. Bis 2050 kann angenommen werden, dass Betone für Innen- und normale Außenbauteile des Hochbaus Zemente nur noch einen Klinkergehalt von 35 % (z. B. CEM VI) enthalten.

Dementsprechend nimmt die Bedeutung der klinkerreichen Zemente CEM I und CEM II/A und B sukzessive ab. Gleichwohl werden diese Zemente aller Voraussicht nach auch 2045/2050 noch benötigt, da konstruktive Fertigteile wegen des hohen Anspruchs an die Festigkeitsentwicklung Zemente mit deutlich höheren Klinkergehalten erforderlich machen (Müller/Mohr 2021; Müller/Palm 2020). Anwendungsfelder, in denen eine hohe Frühfestigkeit unabdingbar ist, sind z. B. der Spannbeton (z. B. für den Brückenbau), konstruktive Fertigteile wie großformatige Wand- und Deckenplatten sowie hochwertige Spezialbindemittel.

Herausforderungen und Hemmnisse

Die ergänzende Norm DIN EN 197-5:2021-07 wurde unter der Annahme konzipiert und implementiert, dass Hüttensand, Flugasche und hochwertiger Kalkstein auch in Zukunft in ausreichenden Mengen zur Verfügung stehen, um das gesamte Portfolio an Normzementen zu bedienen. Wie in Kapitel 7.2.4 ausgeführt, fehlen zurzeit jedoch die Grundlagen für diese Annahme. So könnte sich z. B. Hüttensand infolge der Transformation der Stahlindustrie weltweit zu einem knappen Gut entwickeln. Der VDZ geht in seinen Szenarien davon aus, dass bis 2045/2050 im günstigsten Fall noch etwa 75 %, im ungünstigsten Fall nur noch etwa 30 % der Mengen von 2020 zur Verfügung stehen könnten (VDZ 2021d).

Energiebedarf

Für die neuen klinkerarmen Normzemente stehen noch keine Kenndaten zur Verfügung, auch deshalb, weil einige der potenziell infrage kommenden Zemente aktuell weder in die Normen aufgenommen geschweige denn zugelassen sind. Außerdem lässt die derzeitige Norm DIN EN 197-5:2021-07 für CEM II/C und CEM VI eine ganze Bandbreite an herkömmlichen Klinkerersatzstoffen zu und künftig werden voraussichtlich noch die calcinierten Tone hinzukommen. Für die weiteren Betrachtungen wurden vor diesem Hintergrund nur Kompositionen ausgewählt, die aus heutiger Sicht eine Schlüsselrolle einnehmen könnten. Diese Zemente enthalten neben Klinker ausschließlich Hüttensand, calcinierte Tone und Kalkstein als weitere Hauptbestandteile. Für die Erstellung der Entwicklungspfade in Kapitel 4 wurden insgesamt vier klinkerarme Modellzemente definiert (Modell-CEM II/C-S-LL, Modell-CEM II/C-Q-LL, Modell-CEM VI-S-LL, Modell-CEM VI-Q-LL) und die Kenngrößen durch Modellrechnungen auf Basis von plausiblen Annahmen abgeschätzt (zur Methodik Kap. 7.2.6).

Tab. 3.3 Energiebedarfe für die klinkerarmen Modellzemente

| Kenngröße | Einheit | Modell-CEM II/C-S-LL | Modell-CEM II/C-Q-LL | Modell-CEM VI-S-LL | Modell-CEM VI-Q-LL |
|------------------|-----------------------------|-------------------------|-------------------------|-----------------------|-----------------------|
| Klinkeranteil | % | 50 | 50 | 40 | 40 |
| Brennstoffbedarf | GJ/t Zement | 2,00 | 2,53 | 1,60 | 2,35 |
| Strombedarf | kWh _{el} /t Zement | 93,4 | 85,7 | 92,1 | 81,3 |

Eigene Zusammenstellung

Der Energiebedarf für die klinkerarmen Modellzemente ist hauptsächlich abhängig von deren Klinkeranteil und ggf. von zusätzlichen Brennstoffbedarfen für die Calcinierung der enthaltenen Tone. Für die Modellzemente CEM II/C wird ein Klinkeranteil von 50 % und für die Modellzemente CEM VI von 40 % angesetzt.⁵⁴ Außerdem wurde angenommen, dass sich der Anteil der alternativen Brennstoffe von derzeit rund 70 % bis 2050 auf 80 % erhöht, wobei weniger hochwertige Brennstoffe wie Klärschlamm eingesetzt werden sollen. Damit geht im Modell ein Anstieg des thermischen Wärmebedarfs im Brennprozess von derzeit rund 3.900 auf rund 4.000 MJ/t Klinker einher. Der spezifische thermische Energiebedarf für die Klinkerherstellung erhöht sich dadurch um rund 2,7 %. Die Ergebnisse der Modellierung zu den Energiebedarfen sind in Tabelle 3.3 aufgeführt. Die spezifischen Energiebedarfe für die Produktion der Modellzemente liegen leicht unter jenen für den Referenzzement 2020 (Tab. 3.2).

THG-Reduktionspotenzial

Auch das Emissionsreduktionspotenzial der klinkerarmen Modellzemente ist hauptsächlich vom Klinkeranteil und von ggf. zusätzlichen Brennstoffbedarfen für die Calcinierung der Tone abhängig. Im Hinblick auf die rohstofflichen CO₂-Emissionen stehen die Modellzemente in Relation zu einem gemittelten Referenzzement 2020 mit einem mittleren Klinkeranteil von 71 %. Dieser hat nach TAB-Berechnungen eine spezifische Prozessemission von 0,376 t CO₂-eq/t Zement. Gegenüber diesem Referenzzement können die Prozessemissionen bei Modell-CEM II/C- und Modell-CEM VI-Zementen um rund 30 % bzw. 44 % reduziert werden (Tab. 3.4).

Tab. 3.4 THG-Emissionen und Reduktionspotenziale für die klinkerarmen Modellzemente

| Kenngröße | Einheit | Modell-CEM II/C-S-LL | Modell-CEM II/C-Q-LL | Modell-CEM VI-S-LL | Modell-CEM VI-Q-LL |
|--|-----------------------------------|-------------------------|-------------------------|-----------------------|-----------------------|
| Klinkeranteil | % | 50 | 50 | 40 | 40 |
| Emissionen, prozessbedingt | t CO ₂ -eq/t Zement | 0,27 | 0,27 | 0,21 | 0,21 |
| Emissionen, brennstoffbedingt | t CO ₂ -eq/t Zement | 0,12 | 0,14 | 0,09 | 0,13 |
| Emissionsreduktionspo- tenzial, Prozess | % | 30 | 30 | 44 | 44 |
| Emissionsreduktionspo- tenzial, Brennstoff* | % | 42 | 26 | 53 | 31 |

* Reduktion bezieht sich auf absolute Emissionen, d. h. nur fossile Anteile.

Eigene Zusammenstellung

Bei den brennstoffbedingten absoluten THG-Emissionen, d. h. ohne biogene Anteile, wird unterstellt, dass die ohnehin sinkenden Anteile an Kohle ab 2042 vollständig durch Erdgas ersetzt werden, was in Bezug auf CO₂-Emissionen günstiger ist. Bei den alternativen Brennstoffen wird angenommen, dass diese sich in Richtung eines

⁵⁴ In der Praxis werden wahrscheinlich selbst 2045/2050 die gemäß DIN EN 197-5:2021-07 zulässigen minimalen Werte für den Klinkeranteil nicht ganz ausgeschöpft. Insbesondere in der Einführungsphase werden die Klinkergehalte sich eher im oberen Bereich der möglichen Bandbreite bewegen, da erst Praxiserfahrung gesammelt und Vertrauen bei den Kunden geschaffen werden müssen.

deutlich höheren Einsatzes von Klärschlamm, Siedlungsabfällen sowie Industrie- und Gewerbeabfällen entwickeln. Damit sinken die spezifischen brennstoffbedingten THG-Emissionen für die neuen Zementarten im Vergleich zum Referenzzement 2020 (0,196 t CO₂-eq/t Zement) bis 2045/2050 um 26 bis 42 %. (Tab. 3.4).

Wirtschaftlichkeit

Neben den Investitionskosten für die Anlagen bzw. Technologien spielen die Rohstoffkosten eine wichtige Rolle (dazu und zum Folgenden Prognos/Wuppertal Institut 2022, S.45). Die Preise von Klinker sowie Hüttsand bewegten sich vor dem Ukrainekrieg in den Bereichen von 20 bis 40 Euro/t Klinker bzw. schätzungsweise 40 bis 50 Euro/t Hüttsand. Gips wurde vor Kriegsbeginn um 2 Euro/t gehandelt. Die infolge des Ukrainekriegs angestiegenen Rohstoff- und Energiepreise haben auch Auswirkungen auf die Zementindustrie. Nach Angaben des Hauptverbandes der Deutschen Bauindustrie (HDB 2023) bewegen sich die Zementpreise aktuell gegenüber Januar 2021 auf einem rund 60 % höheren Niveau (Stand Juli 2023). Die weitere Preisentwicklung ist schwer abschätzbar. Grundsätzlich kann aber angenommen werden, dass das Preisniveau der neuen klinkerarmen Zemente mit jenem der konventionellen Zemente vergleichbar sein wird, da im Prinzip ähnliche Materialien zum Einsatz kommen.

Förderprogramme

Soweit ersichtlich gibt es derzeit nur wenige spezifische Instrumente, die die Entwicklung klinkerarmer Zemente fördern. Verschiedene Vorhaben der Forschungsvereinigung VDZ Technology gGmbH werden über das Forschungsnetzwerk Mittelstand (AiF) im Rahmen des Programms zur Förderung der Industriellen Gemeinschaftsforschung (IGF) vom BMWK gefördert.⁵⁵ Ein Vorhaben betraf z. B. die Frischbetoneigenschaften und das Erhärungsverhalten von Betonen mit klinkereffizienten CEM II/C- und CEM VI (2022 bis 2024).⁵⁶

3.2.3.2 Einsatz neuer Bindemittelsysteme

Viele Wissenschaftler/innen vertreten die Ansicht, dass größere Emissionsreduktionen in der Zementherstellung nur möglich sind, wenn Fortschritte bei der Entwicklung alternativer Bindemittelkonzepte zu den seit etwa 180 Jahren etablierten klinkerbasierten Systemen erzielt werden (Achterbosch et al. 2018; Favier et al. 2018). Daran wird schon seit Jahrzehnten gearbeitet. Favorisiert werden Ansätze, die sich im Umfeld der Haupt- und Nebenmineralien des traditionellen Portlandzementklinker-Paradigmas bewegen, und solche, die völlig andere Bindemittelsysteme zum Inhalt haben. Zu erster Gruppe zählen z. B. die Calciumsulfoaluminatzemente und Belitzemente, zur zweiten z. B. die Geopolymere. Beide Gruppen sind schon seit Jahrzehnten bekannt, erzielten jedoch bisher keinen Durchbruch (Favier et al. 2018).

Zur zweiten Gruppe gehören außerdem Entwicklungen, mit denen versucht wird, radikal neue Ideen umzusetzen. Prominente Beispiele sind magnesiabasierte (Novacem⁵⁷), calciumcarbonatbasierte (Calera⁵⁸, Solidia⁵⁹) oder calciumhydroxilikatbasierte Systeme (Celitement⁶⁰), die sowohl in der Industrie als auch in der Politik vor etwa 15 Jahren bemerkenswerte Aufmerksamkeit erregten. Für deren Weiterentwicklung und Vermarktung wurden Start-ups gegründet.⁶¹ Auffallend ist, dass die Patentportfolios kleiner Unternehmen und Institutionen, die

⁵⁵ www.vdz-online.de/forschung-und-innovation/industrielle-gemeinschaftsforschung (30.12.2023)

⁵⁶ www.vdz-online.de/wissensportal/forschungsprojekte/frischbetoneigenschaften-und-erhaertungsverhalten-von-betonen-mit-klinkereffizienten-cem-ii-c-und-cem-vi-zementen (30.12.2023)

⁵⁷ Novacem ging im Jahr 2012 insolvent. Die Rechte wurden von der. Fa. Calix Neuseeland erworben. Zur Technologie siehe (Achterbosch et al. 2012). Die Grundidee wird aber weiter mit Magnesium Oxide derived from Silicates (MOMS) diskutiert (Six 2020).

⁵⁸ www.blueplanetsystems.com (30.6.2023)

⁵⁹ www.solidiatech.com/solutions.html (30.6.2023)

⁶⁰ <https://celitement.de> (30.6.2023)

⁶¹ Einen Überblick über den Stand der Entwicklung dieser und weiterer alternativen Bindemittel geben z.B. Scrivener et al. 2018b; Favier et al. 2018; Achterbosch et al. 2018.

zumeist außerhalb der Zementbranche angesiedelt sind, eine wichtige Rolle spielen, wenn es darum geht, Investitionen und Interesse von großen Zementherstellern zu wecken. Eigene Investitionen für Forschung und Entwicklung in gänzlich neue Bindemittelsysteme sind von den großen Zementunternehmen bisher kaum getätigt worden.

Die Vielfalt der Neuentwicklungen⁶² macht eine Bewertung der Potenziale und Prognosen zur Marktentwicklung schwierig, zumal die Unternehmen wichtige Informationen als Geschäftsgeheimnisse zurückhalten. Gleichwohl wurden in diesem TA-Projekt auch neue Bindemittelsysteme als vielversprechende Vermeidungstechnologie identifiziert und berücksichtigt. Das TAB schätzt, dass sie bis 2045/2050 im günstigsten Fall in der Summe einen Marktanteil von 5 bis 10 % erobern könnten. Für die weiteren Analysen wurden die calciumhaltigen Bindemittelsysteme ausgewählt, da diese hervorragend mit dem bestehenden Zementportfolio kompatibel sind und somit in Bezug auf Altbeton keine gesonderte Entsorgung bzw. Aufarbeitung nötig machen würden. Dementsprechend werden im Folgenden neue Bindemittelsysteme auf der Basis von Calciumhydrosilikaten und Calciumsilikat(hydraten) betrachtet.

Calciumhydrosilikate

Bindemittel auf der Basis von Calciumhydrosilikaten ermöglichen ein deutlich niedrigeres Calcium-Silicium-Verhältnis (zwischen 0,5 und 2) als beim konventionellen Portlandzementklinker (Calcium-Silicium-Verhältnis von 3).⁶³ Celitement, der aktuell bekannteste Vertreter der Calciumhydrosilikate, hat eine typische Zusammensetzung von 43 % Kalk (CaO) und 41 % Siliciumdioxid (SiO₂) (Möller 2023), während Portlandzementklinker im Mittel aus 65 % Kalk und 20 % Siliciumdioxid besteht (Thienel 2023). Im Herstellungsprozess muss entsprechend deutlich weniger Kalkstein entsäuert werden, was sich günstig auf die CO₂-Emissionen auswirkt. Wesentlich ist, dass der eigentliche Binder der Calciumhydrosilikate dem gleicht, der beim Aushärten des Portlandzementklinkers für die Festigkeit verantwortlich ist. Dadurch, dass das Calcium-Silicium-Verhältnis variabel eingestellt werden kann, lässt sich theoretisch eine ganze Familie an Bindemitteln entsprechend der unterschiedlichen beton-technologischen Anforderungen konzipieren. Ein weiterer Vorteil der Calciumhydrosilikate ist, dass sie sich im Prinzip auf die gleichen Rohmaterialressourcen wie der herkömmliche Zementklinker stützen.

Herstellungsverfahren

Aus Kalkstein wird zunächst gebrannter Kalk (CaO) hergestellt, wobei CO₂ frei wird. Aus dem gebrannten Kalk wird zusammen mit Wasser Calciumhydroxid (Ca(OH)₂) gewonnen, welches mit Quarzsand in einem hydrothermalen⁶⁴ Prozess in einem Autoklaven bei 150 bis 300 °C zu einem Calciumsilikathydrat umgesetzt wird. Dieses besitzt noch keine hydraulischen⁶⁵ Eigenschaften. In einem weiteren Schritt wird dieses Zwischenprodukt daher alleine oder unter Mischung mit anderen Silikatträgern (meist Quarzsand) durch Reaktionsmahlen⁶⁶ (tribomechanisch) zum hydraulischen Bindemittel Calciumhydrosilikate aktiviert. Dieser letzte Schritt ist sehr komplex und stellt die größte technologische Herausforderung für dieses Bindemittelkonzept dar (Achterbosch et al. 2016; Möller 2023). Für die Herstellung einer Tonne Calciumhydrosilikate (z. B. Celitement) werden als Rohstoffe typischerweise etwa 600 kg Calciumhydroxid und 400 kg Quarzsand benötigt.

Entwicklungsstand

Der Produktionsprozess ist derzeit noch in einer Test- und Optimierungsphase. Hierzu betreibt die Schwenk Zement KG eine kleine Pilotanlage mit einer Produktionskapazität von rund 100 kg/Tag auf dem Campus Nord des KIT in Karlsruhe. Anfang 2020 wurde die Celitement GmbH & Co. KG vollständig von der Schwenk Zement KG übernommen, was weitere Investitionen in die Pilotanlage ermöglichte. Im Herbst 2021 wurde die Anlage durch den Einbau einer größeren Mühle auf eine Kapazität von bis zu 5 t/Woche aufgerüstet. Dies dient sowohl

⁶² Hierzu vor allem: <https://celitement.de/wasmachenandere> (30.6.2023)

⁶³ Die Realisierung eines Bindemittels, das ein Calcium-Silicium-Verhältnis von $\leq 1,25$ aufweist und trotzdem eine hohe hydraulische Reaktivität hat, ist eine bemerkenswerte Innovation, hat doch Belit (Verhältnis von 2) nur eine verminderte Reaktivität und natürliche Calciumsilikate, wie Wollastonit (Verhältnis von 1), überhaupt keine Hydraulizität.

⁶⁴ Mit Wasserdampf bei entsprechenden Temperaturen und Drücken durchgeführte Umsetzung. Der Reaktor ähnelt einem Dampfkochtopf.

⁶⁵ Hydraulisch: mit Wasser erhärtend und gegen Wasser beständig

⁶⁶ In einer Mühle wird die mechanische Energie nicht zum Zerkleinern, sondern für chemische Umwandlungen angewandt.

der Prozess- und Produktentwicklung als auch der Bereitstellung von Materialmustern verschiedener Celitement-Typen für Kundenanwendungstests. Seit 2016 wurden größere Celitement-Muster an etwa 40 ausgewählte Innovatoren in 21 verschiedenen Anwendungs- und Einsatzbereichen ausgegeben (Möller 2023). Nach Einschätzung des Unternehmens gilt Celitement als marktreif und die Errichtung einer ersten industriellen Referenzanlage mit einer Kapazität von 50.000 t/Jahr wurde bereits angekündigt. Ein Regelbetrieb und ggf. Lizenzvergaben sind jedoch nicht vor 2026 zu erwarten (Stand April 2020).⁶⁷

Als erster Schritt der Markteinführung sind Spezialprodukte vorgesehen,⁶⁸ also ein Nischenmarktsegment. Es kann davon ausgegangen werden, dass das herkömmliche Normierungs- und Zulassungsprozedere für Celitement (und andere neue Calciumhydrosilikate) nicht direkt anwendbar ist und somit neu aufgestellt werden muss. Das wäre mit großem Zeitaufwand und hohen Kosten verbunden. Vor diesem Hintergrund ist nicht damit zu rechnen, dass Calciumhydrosilikate bis 2045/2050 mengenmäßig eine wesentliche Rolle spielen werden.

Herausforderungen und Hemmnisse

Die industrielle Realisierung einer tribomechanischen Aktivierung der Calciumhydrosilikate stellt eine große Herausforderung dar, da die dabei ablaufenden chemischen Reaktionen sehr komplex sind⁶⁹ und mit dem Prozess technologisches Neuland betreten wird. Der Umstand, dass der Bau der angekündigten Referenzanlage für die Herstellung von Celitement sich verzögert, deutet auf noch nicht abschließend gelöste Probleme hin.

Erfahrungsgemäß ist der Weg von der technologischen Innovation zum Massenbaustoff für Investoren extrem langatmig und kostenintensiv, außerdem besteht die Gefahr des Scheiterns. Eine Markteinführung innerhalb von 15 Jahren gilt bereits als ambitioniert. Der Grund ist, dass neue Bindemittel selbst bei hervorragender Leistungsfähigkeit nicht sofort in den Massenmarkt können. Für konstruktive Bauteile dürfen aus Sicherheits- und Gewährleistungsgründen nur genormte, zuvor getestete und zugelassene Baustoffe eingesetzt werden, was für alle neuen Bindemittel eine große Markteintrittshürde darstellt. Der Markteintritt für Calciumhydrosilikate erfolgt daher zunächst über bautechnisch weniger kritische Bauteile bzw. -stoffe, wie z. B. Pflastersteine, Putz, Fliesenkleber, Spezialbaustoffe oder Faserzementplatten.

Energiebedarf

Als Basis für die Abschätzung des Energiebedarfs für die Herstellung von Calciumhydrosilikaten dienten Daten aus einer TA-Untersuchung zu Celitement (Achterbosch et al. 2016), da keine aktuelleren Informationen zur Verfügung stehen. Im Modell hat das Bindemittel ein Calcium-Silicium-Verhältnis von 1,25 und besteht idealerweise vollständig aus Calciumhydrosilikat.⁷⁰ Für die Energiebilanz wurde die Prozesskette aus Achterbosch et al. (2016) weitgehend übernommen, die Ergebnisse zu wichtigen Kenngrößen wurden in Tabelle 3.5 zusammengefasst. Der gesamte thermische Energieeinsatz beträgt in diesem Modell 2.2 GJ/t Bindemittel und ist damit etwas günstiger als beim herkömmlichen Zement (Tab. 3.2). Der hohe Strombedarf ergibt sich durch den tribomechanischen Prozessschritt. Der Prozess hat jedoch noch Potenzial für Optimierungen.

THG-Reduktionspotenzial

Da für dieselbe Menge Bindemittel weniger Kalkstein entsäuert werden muss, sind gegenüber dem Referenzzement 2020 bei den Prozessemissionen Einsparungen von rund 13 % möglich. Bei den thermisch bedingten Emissionen ist eine Minderung von 11 % möglich. Es ist nicht auszuschließen, dass zukünftig auch Calcium-Silicium-Verhältnisse deutlich unter 1,25 realisiert werden können, was höhere Einsparungen ermöglichen würde. Zusammen mit einem verstärkten Einsatz von alternativen Brennstoffen sind Gesamteinsparungen von bis rund 50 % zu

⁶⁷ Interview im April 2020 mit Herrn Dr. Möller, Geschäftsführer der Celitement GmbH: <https://celitement.de/wp-content/uploads/2021/06/Celitement-Interview-DE.pdf> (30.6.2023)

⁶⁸ Dieser Umstand spricht für ein qualitativ hochwertiges Bindemittel, da dies in vielen Fällen bisher die Domäne von CEM I ist. Das Verfahren für eine nationale bzw. europäische bauaufsichtliche Zulassung für konstruktive Anwendungen wurde bisher noch nicht initiiert: <https://celitement.de/faq/anwendungsfelder> (19.12.2023)

⁶⁹ <https://celitement.de/faq/herstellung> (30.6.2023)

⁷⁰ Nach Angaben der Celitement GmbH & Co. KG werden unter realen Bedingungen Umsetzungsgrade über 80 % angestrebt (Möller 2023).

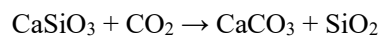
erwarten. Der hohe Strombedarf verursacht, solange das Stromsystem nicht vollständig dekarbonisiert ist, entsprechend höhere indirekten CO₂-Emissionen.

Wirtschaftlichkeit

Für Celiment sind keine expliziten Angaben zur Wirtschaftlichkeit veröffentlicht worden. Der Prozess gleicht in der ersten Stufe der Technologie für die Herstellung von Porenbeton mit parallel oder seriell getakteten Autoklavenkaskaden. In der zweiten Stufe wird gemahlen. Die Celiment GmbH & Co. KG geht davon aus, dass das Bindemittel anfänglich im Preisbereich sehr hochwertiger Zemente wie Weißzement⁷¹, wahrscheinlich auch darüber, angeboten werden wird.

Calciumsilikat(hydrate)

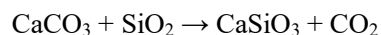
Diese Klasse an Bindemitteln besteht aus Calciumsilikaten (CaSiO₃), die in der Natur z. B. als Minerale Wollastonit oder Rankinit vorkommen. Die Festigkeitsbildung beruht hier nicht wie bei konventionellen Zementssystemen auf der Hydratation⁷² beim Anmachen mit Wasser, sondern auf der Carbonatisierung der Calciumsilikate unter Aufnahme von CO₂ aus der Atmosphäre (mineralische Sequestrierung) gemäß:⁷³



Dieser Ansatz wird bei der Solidia-Technologie verfolgt (Meyer et al. 2019; Sahu/Meininger 2020). Die Herausforderung besteht darin, CO₂ in den Frischbeton mit Solidia-Bindemittel gleichmäßig zu diffundieren, um die gewünschte Reaktion bei den lose gepackten Bindemittelpartikeln zu erzielen und so stabile Strukturen aufzubauen. Hierzu wird über ein patentiertes hydrothermales Verfahren eine Lösung aus H₂O und CO₂ in die Zwischenräume der Mischung aus Bindemittelpulver und Quarzsand eingebracht (Solidia 2019). Die Umsetzungen der dabei gebildeten Calciumsilikat(hydrate) mit CO₂ können bei normalem Umgebungsdruck und bei relativ niedrigen Temperaturen (ca. 70 °C) geführt werden. Die Aushärtung erfolgt mit etwa 24 Stunden relativ schnell im Vergleich zur Normaushärtung nach 28 Tagen bei Betonen auf Basis konventioneller Zemente. Die Reaktion erfolgt in einer CO₂-Atmosphäre entweder in speziellen Kammern (curing chamber) oder durch Umhüllen des zu härtenden Bauteils in einer Art Bratschlauch. Damit ist die Verwendung von Calciumsilikat(hydraten) auf konventionellen Baustellen unpraktisch, es eignet sich vor allem für Betonfertigteile mit ihrer standortgebundenen Produktion in Werkshallen. Fertigteile nehmen derzeit jedoch nur einen geringen Anteil am Betonmarkt ein. Außerdem können derzeit nur relativ dünnwandige Bauteile homogen carbonatisiert werden, was die Anwendbarkeit der Technologie weiter einschränkt.

Herstellungsverfahren

Da natürliche Calciumsilikate wie Wollastonit in der Natur nicht in größeren Mengen vorkommen,⁷⁴ werden sie synthetisch hergestellt. Die hierfür verwendete Technologie ist im Prinzip die gleiche wie sie beim Portlandzementklinker eingesetzt wird, was das Bindemittel für die Zementindustrie interessant macht. Calciumsilikate wird aus Kalkstein und Silikatträgern, allen voran Quarzsand (SiO₂), in Drehrohröfen bei Temperaturen um rund 1.250 °C hergestellt gemäß (Meyer et al. 2017):



Dabei entweicht CO₂, das für die Herstellung der CO₂-Atmosphäre verwendet werden kann bzw. soll. Anschließend erfolgt eine Feinaufmahlung der Calciumsilikate zum Bindemittel. Inwieweit Additive zugefügt werden, ist

⁷¹ Konventioneller Zement hat eine graue Farbe, entsprechend ist der Beton auch grau. Für weiße Betonflächen wird Weißzement benötigt.

⁷² Zementkörner werden von einer Wasserhülle umgeben und umgesetzt. Während der Hydratation verändert sich der zunächst flüssige bis plastische Zementleim kontinuierlich über das Ansteifen, Erstarren und Erhärten zum festen Zementstein.

⁷³ www.solidiatech.com/solutions.html (30.6.2023)

⁷⁴ Nach Informationen der Deutschen Rohstoffagentur (DERA) besteht für Wollastonit ein hohes Beschaffungsrisiko (DERA 2019).

aus Gründen der unternehmerischen Geheimhaltung nicht bekannt, ist aber anzunehmen. Gips als Mahlhilfe wird nicht zugesetzt.

Entwicklungsstand

Die Technologie ist in den USA seit 2019 auf dem Markt und wird zur Herstellung von nicht tragfähigen Bauteilen wie Pflastersteine oder Dachziegel eingesetzt (LafargeHolcim 2020). Industrielle Pilotprojekte laufen aktuell auch in Kanada, Deutschland, Frankreich und Großbritannien. Es erscheint plausibel, dass die Solidia-Technologie und weitere calciumsilikatbasierte Bindemittelsysteme bis 2045/2050 im Nischenbereich Betonfertigteile einen bedeutenden Marktanteil gewinnen können.

Herausforderungen und Hemmnisse

Die grundsätzliche Problematik langwieriger Zulassungsverfahren für neue Bindemittel insbesondere für den Massenmarkt funktionaler Bauteile wurde bereits bei den Calciumhydro-silikaten dargestellt. Auch beim Solidia-Zement ist erst einmal eine Markteinführung in Nischenmarktsegmente vorgesehen.

Calciumsilikat(hydrate) stellen möglicherweise hohe Anforderungen an die Qualität des verwendeten Quarzsandes. Dieser dürfte deutlich teuer als handelsüblicher Bausand sein und ist ggf. nur regional verfügbar.

In einer Anfangsphase wird das für die Betonhärtung notwendige CO₂ von externen Anbietern zugeliefert, wobei z. B. Solidia die notwendigen Kammern für die CO₂-Atmosphäre bereitstellt. Im Sinne der Emissionsreduktion ist der Anspruch jedoch, geschlossene CO₂-Kreisläufe zu ermöglichen, also das CO₂, das bei der Herstellung der Calciumsilikate entstanden ist, wieder für die Betonhärtung zu verwenden (ggf. über den Umweg über die Atmosphäre). So plant Lafarge Holcim langfristig, abgeschiedenes CO₂ aus den eigenen Zementwerken in Nordamerika und Europa in Betone der Solidia-Technologie einzusetzen. Dazu müssen entsprechende Kohlenstoffabscheidesysteme und Infrastrukturen aufgebaut werden.

Energiebedarf

Die Herstellung der Calciumsilikate im Drehrohrofen gelingt bei Sintertemperaturen, die gegenüber der konventionellen Klinkerproduktion um rund 200 °C niedriger sind (Meyer et al. 2019). Der Energiebedarf zur Herstellung von Calciumsilikat(hydraten) wurde vom TAB auf rund 3,16 GJ/t abgeschätzt und dürfte damit um 21 % niedriger sein als die von Portlandzementklinker (Tab. 3.5). Dadurch werden im Prozess weniger Brennstoffe benötigt.

Tab. 3.5 Ausgewählte Kenngrößen für modellierte neue Bindemittelsysteme

| Kenngröße | Einheit | Calciumhydro-silikate | Calciumsilikat (hydrate) |
|--|-------------------------------------|-----------------------|--------------------------|
| Brennstoffbedarf | GJ/t Bindemittel | 2,20 | 3,16 |
| Strombedarf | kWh _{el} /t Bindemittel | 160 | 83 |
| Emissionen, prozessbedingt | t CO _{2-eq} /t Bindemittel | 0,326 | 0,379* |
| Emissionen, brennstoffbedingt | t CO _{2-eq} /t Bindemittel | 0,174 | 0,176 |
| Emissionsreduktionspotenzial, Prozess | % | > 13 | 78 |
| Emissionsreduktionspotenzial, Brennstoff | % | > 11 | 10 |

* Davon werden 80 % des CO₂ bei der Bauwerkserrichtung wieder resorbiert.

Eigene Zusammenstellung

Der Strombedarf ist mit jenem der Portlandzementherstellung vergleichbar (Sahu/Meininger 2020), allerdings geht das TAB davon aus, dass der Quarzsand als Rohstoff sehr fein gemahlen werden muss. Dieser Mahlaufwand wurde im Modell berücksichtigt. Die Trocknung des Sandes wurde nicht miteinberechnet, weil dafür genügend Abwärme zur Verfügung stehen dürfte. Strom wird außerdem für die CO₂-Komprimierung, -Verdichtung und -Verflüssigung benötigt, dies wurde im Modell mitberücksichtigt.

THG-Reduktionspotenzial

Gegenüber dem heutigen Zementportfolio in Deutschland beträgt das mögliche CO₂-Einsparpotenzial nach Abschätzung des VDZ rund 60 % (Scrivener et al. 2018b; VDZ 2020), wenn das beim Brennprozess entstehende CO₂ abgeschieden und für die Betonhärtung eingesetzt wird. Solidia gibt an, dass pro t Solidia-Zement rund 300 kg CO₂ beim Aushärten des Bauteils wieder resorbiert werden (Meyer et al. 2019). Auf der Basis von Meyer et al. (2019) ergibt sich im Modell ein rohstoffliches CO₂-Reduktionspotenzial von rund 78 %, was auf das hohe Resorptionspotenzial beim Aushärten des Bauteils zurückzuführen ist. Brennstofflich ergibt sich gegenüber dem heutigen Zementportfolio und Brennstoffmix eine Reduktion von 10 %.

Förderprogramme

Die Entwicklung von Celiment wurde zwischen 2010 bis 2017 durch das BMBF gefördert.⁷⁵ Aktuelle Fördermaßnahmen für die Entwicklung neuer emissionsarmer Bindemittel bestehen soweit ersichtlich derzeit nicht.

3.2.3.3 Einsatz der CO₂-Abscheidung – Oxyfuel CCS/CCU

Die bisher behandelten Vermeidungstechnologien reichen nicht aus, um die deutsche Zementindustrie bis 2045/2050 klimaneutral zu gestalten. Daher ist die CCS-Technologie aus heutiger Sicht eine unvermeidliche Option zur Emissionsminderung in der Zementherstellung (Achterbosch et al. 2019). Aus technologischer Sicht sind eine Reihe von verschiedenen Technologien der CO₂-Abscheidung auf die Klinkerproduktion anwendbar. Infrage kommen die Post-Combustion-Technologien, die Oxyfuel-Technologie, das Calcium-Looping-Verfahren und die indirekte Calciniierung. Für eine detaillierte technische Erörterung dieser Optionen wird auf die Literatur verwiesen (Bui et al. 2018; Harder 2018; VDZ 2020).

In diesem TA-Projekt wurde die Oxyfuel-CCS-Technologie als vielversprechendes Verfahren für die Zementindustrie betrachtet. Hier wird für die Brennprozesse statt Umgebungsluft Sauerstoff verwendet, wodurch im Rauchgasstrom CO₂ in hoher Konzentration anfällt. Ein Teil des CO₂-reichen Rauchgasstroms wird in eine Abscheidungsanlage geleitet, wo das CO₂ abgetrennt, gereinigt und komprimiert wird. Mittels eines Leitungssystems wird es schließlich zur Speicherung bzw. Nutzung abtransportiert. Für die Umsetzung der Oxyfuel-CCS-Technologie ist vor allem eine Nachrüstung des (konventionellen) Drehrohrofens sowie des Kalzinators notwendig. Ein Nachteil des Verfahrens ist der hohe Energieaufwand für die Bereitstellung des benötigten Sauerstoffs über eine Luftzerlegungsanlage (dazu und zum Folgenden Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 40 ff.).

⁷⁵ <http://celiment.de/ueber-uns/foerderung> (20.12.2023)

Entwicklungsstand

Das CCS-Verfahren wird derzeit intensiv sowohl von Unternehmen der Zementindustrie, aber auch von vielen anderen Unternehmen erforscht. Eine Marktreife wird zwischen 2025 und 2030 erwartet (Agora Energiewende/Wuppertal Institut 2019). Eine Übersicht zu aktuellen Demonstrations- und Pilotprojekten bietet Kapitel 7.2.7.

Herausforderungen und Hemmnisse

Um die langfristig voraussichtlich sehr hohen CO₂-Mengen der Zementindustrie abtransportieren zu können, wird künftig ein Pipelinesystem zu CO₂-Speicherstätten etwa in der Nordsee erforderlich sein. In der Übergangszeit kann der CO₂-Transport auf die Verfügbarkeit von Lkw, Zügen und ggf. Schiffen (Fluss-/Seetransport) angewiesen sein. Die Entwicklung der entsprechenden CO₂-Infrastruktur könnte zu einem Flaschenhals für die Umsetzung der CO₂-Abscheidung werden, vor allem was den Zeitaufwand betrifft (Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 42).

Die heutige Rechtslage in Deutschland ermöglicht de facto noch keine CO₂-Speicherung an Land (VDZ 2020). Die rechtliche Regelung für den Transport und die Speicherung von CO₂ in Deutschland beruht auf dem Kohlendioxid-Speicherungsgesetz⁷⁶ von 2012. Das Gesetz erlaubt derzeit jedoch nur ein maximales jährliches Speichervolumen von 1,3 Mio. t CO₂/Speicher und beschränkt die jährlich zulässige Gesamtspeichermenge in Deutschland auf 4 Mio. t CO₂ (acatech 2018). Selbst bei Schaffung entsprechender rechtlicher Rahmenbedingungen dürfte eine Speicherung des CO₂ in direkter Nachbarschaft eines Zementwerks aufgrund der großen Stoffflüsse eher die Ausnahme sein. Gegen eine lokale Ansiedelung von Speicherstätten im Umkreis der Zementwerke sprechen auch mögliche Widerstände der Bevölkerung (Achterbosch et al. 2019). Eine weitere angedachte Option ist die physikalische oder chemische Nutzung des abgeschiedenen CO₂ in (langlebigen) Produkten (CCU).

Energiebedarf

Der Zubau der Oxyfuel-CCS-Technologie führt zu einem wesentlich höheren Energiebedarf für die Zementherstellung. Die Luftzerlegung für die Bereitstellung des nötigen Sauerstoffs sowie die Abscheidung, Reinigung und Kompression des CO₂ bewirken einen zusätzlichen Strombedarfs in Höhe von rund 194 kWh/t Klinker (VDZ 2020, S. 39), wodurch sich der Strombedarf der Klinkerherstellung mehr als verdoppelt. Der thermische Energiebedarf für die Klinkerherstellung bleibt nahezu gleich (Tab. 3.6).

Tab. 3.6 Ausgewählte Kenngrößen Oxyfuel-CCS

| Kenngröße | Einheit | Wert | Jahr |
|------------------|---------------|-----------|------|
| Brennstoffbedarf | GJ/t Klinker | 0* | 2020 |
| Strombedarf | kWh/t Klinker | 194** | 2020 |
| Sauerstoffbedarf | t/t Klinker | 0,25–0,30 | 2020 |
| Abscheiderate | % | 90 | 2020 |

* kein zusätzlicher Brennstoffbedarf durch Oxyfuel-CCS

** inklusive Strombedarf für Luftzerlegung, Abscheidung, Reinigung und Kompression des CO₂, zusätzlich zum Stromverbrauch zur Zementherstellung

Quelle: Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 41 auf Basis von Agora Energiewende/Wuppertal Institut 2019; VDZ 2020

⁷⁶ Kohlendioxid-Speicherungsgesetz (KSpG) vom 17.8.2012, zuletzt am 10.8.2021 geändert

THG-Reduktionspotenzial

Für das Oxyfuel-Verfahren nehmen Prognos und Wuppertal (2022, S.41) anfangs eine Abscheiderate von 90% ab, wobei die Rate bis 2045 weiter gesteigert werden kann. Theoretisch entspricht das einer Emissionsreduktion von knapp 97% bzw. rund 0,76 t CO_{2-eq}/t Zement unter Berücksichtigung der derzeitigen Energieträgerstruktur, also inklusive Verrechnung der Biomassesenke. Eine Umstellung aller deutscher Zementwerke würde so zu einer Emissionsminderung von rund 20 Mio. t CO_{2-eq}/Jahr führen. Bei fossiler Stromerzeugung verursacht der Strombedarf des Verfahrens zusätzliche vorgelagerte THG-Emissionen.

Wirtschaftlichkeit

Die Wirtschaftlichkeit ist stark von der Entwicklung einer CO₂-Infrastruktur abhängig, außerdem spielen Strompreise und CO₂-Bepreisung wesentliche Rollen (dazu und zum Folgenden Prognos/Wuppertal Institut 2022, S.42). Die Investitionskosten für die Installation der Oxyfuel-CCS-Technologie werden für 2030 auf rund 121 Euro/t Klinker geschätzt (Mittelwert⁷⁷, ECRA 2017). Im Vergleich dazu betragen die Investitionen für ein Referenzzementwerk rund 23 Euro/t Klinker (Agora Energiewende/Wuppertal Institut 2019), also nur rund ein Fünftel davon. Es wird erwartet, dass die Investitionskosten für Oxyfuel-CCS bis 2050 moderat auf 100 Euro/t Klinker sinken werden (ECRA 2017). Weitere Investitionen werden für den CO₂-Transport und -Aufbereitung (35 Euro t/CO₂) und die CO₂-Speicherung (12,5 Euro/t CO₂) unterstellen (Annahmen für 2030; ECRA 2017).

Die Betriebskosten des Oxyfuel-CCS-Systems sind hauptsächlich die Stromkosten, welche mit steigender CO₂-Abscheidung und mit steigendem Strompreis stetig zunehmen. Gleichzeitig jedoch können CO₂-Kosten eingespart werden, die durch CO₂-Bepreisung und die sinkende Anzahl an frei zugeteilten Zertifikaten ebenfalls stetig anwachsen.

Förderprogramme

CCS/CCU-Projekte in der Zementindustrie können künftig voraussichtlich im Rahmen der geplanten Carbon-Management-Strategie des BMWK (2023d, S. 53) gefördert werden (Abschnitt Förderprogramme in Kap. 3.1.3.3)

3.2.4 Fazit

Die Zementherstellung ist eine energie- und CO₂-intensive Technologie. Mit etwa 20 Mio. t/Jahr CO₂ ist die Zementindustrie für rund 2,7% der nationalen THG-Emissionen verantwortlich. Ursache sind die kalkreichen Klinkerphasen, die das eigentliche mineralische Bindemittel im Zement darstellen. Diese lassen sich praktisch nur aus natürlichem Kalkstein, Mergel oder Kreide gewinnen, die mineralisiertes CO₂ enthalten, das während des Herstellungsprozesses von Klinker freigesetzt wird. Daher entfallen rund zwei Drittel der gesamten CO₂-Emissionen auf rohstoffbedingte Prozessemissionen und ein Drittel auf den Einsatz der Brennstoffe im Klinkerbrennprozess.

Die in diesem TA-Projekt ausgewählten Vermeidungstechnologien konzentrieren sich in erster Linie auf die Entwicklung und Verwendung von neuen klinkerarmen Normzementen, unterstützt von der Markteinführung von neuen emissionsärmeren Bindemittelsystemen, mit denen die Prozessemissionen bis 2045 so weit wie möglich abgesenkt werden sollen. Die verbleibenden CO₂-Emissionen werden im Sinne einer End-of-Pipe-Technologie nachgeschaltet abgeschieden.

Der Fokus liegt auf den klinkerarmen Normzementen, weil aus heutiger Perspektive keine alternativen Bindemittel in Sicht sind, die klinkerbasierte Zemente in funktionalen Anwendungen im Hoch- und Tiefbau bis 2045 vollständig oder zumindest weitgehend ersetzen könnten. Ein abnehmender Klinkergehalt schränkt allerdings die Leistungsfähigkeit der Zemente ein, was durch feinere Mahlgrade beim Klinker und mehr chemische Zusatzmittel kompensiert werden soll, um die geforderten betontechnischen Eigenschaften und Verarbeitbarkeit einhalten zu können. Obwohl die 2021 neu zugelassenen CEM II/C-Zemente, die gegenüber den herkömmlichen Kompositementen einen deutlich niedrigeren Klinkeranteil haben, eine beachtliche Leistungsfähigkeit aufweisen, ist ihre

⁷⁷ Mittelwert von Investitionen für Neuinstallation und Retrofit wegen Umstellung auf Oxyfuel-CCS; Investitionskosten umfassen Sauerstoffversorgung, CO₂-Reinigung und -Kompression.

derzeitige Zulassung eher auf Anwendungen des konventionellen Hochbaus begrenzt. Für Anwendungen mit hohen Qualitätsanforderungen (z. B. im Brückenbau) werden klinkerreiche Zemente auch langfristig alternativlos bleiben. Auch an die Zumahlstoffe, die den wegfallenden Klinker substituieren sollen, werden immer höhere Ansprüche gestellt. Hinzu kommt, dass durch die Transformation anderer Sektoren mittel- und langfristig ein eklatantes Problem der Verfügbarkeit an wichtigen Zumahlstoffen wie Flugasche aus Kohlekraftwerken oder Hüttensand aus den Hochöfen der Stahlindustrie besteht. Die Hoffnungen liegen auf den calcinierten Tonen, bei denen unter Expert/innen derzeit aber noch strittig ist, wie ihre betontechnische Leistungsfähigkeit in der Praxis einzustufen ist.

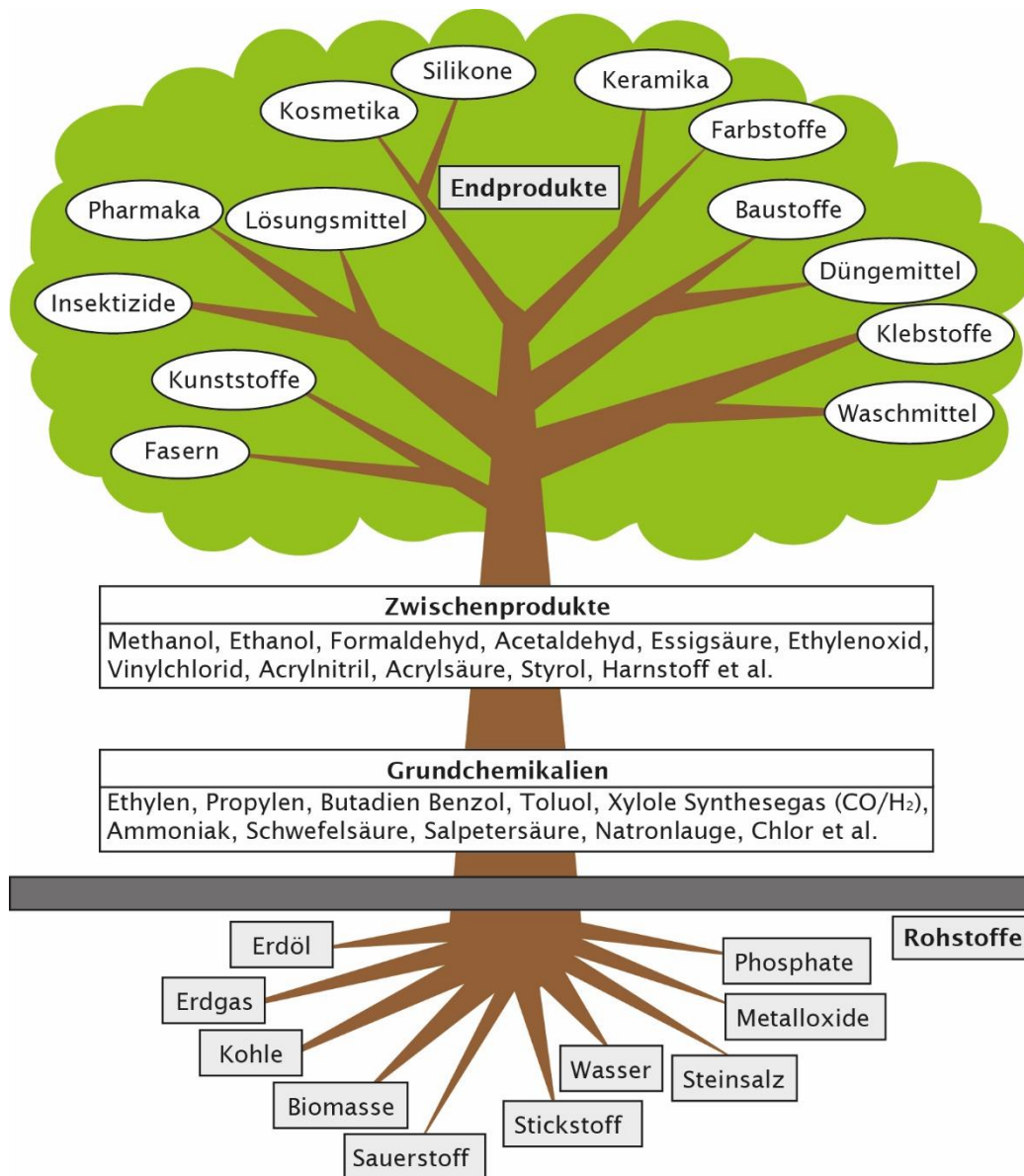
Zu neuen emissionsarmen Bindemittelsystemen außerhalb des konventionellen kalksteinbasierten Klinkerparadigmas existiert bereits seit Jahrzehnten eine Vielzahl an FuE-Aktivitäten. In diesem TA-Projekt wurden calciumhaltige Bindemittelsysteme ausgewählt, da diese hervorragend mit dem bestehenden Zementportfolio kompatibel sind und somit in Bezug auf Altbeton keine gesonderte Entsorgung bzw. Aufarbeitung nötig machen würden. Wenngleich es für Vertreter dieser Bindemittelgruppe bereits erste Herstellungsanlagen im Industrie- oder zumindest Pilotmaßstab gibt, stellt ihre baurechtliche Zulassung eine große Markteintrittshürde dar. Die baurechtliche Regelung neuer Baustoffe, die nicht einfach in bestehende Normen integrierbar sind, ist sehr zeit- und aufwendig, da zunächst Eignung, Sicherheit und Langzeitverhalten der Stoffe umfassend überprüft werden müssen. Der Markteintritt für die neuen Bindemittelsysteme erfolgt daher erst einmal über bautechnisch weniger kritische Bauteile. Insgesamt ist somit nicht damit zu rechnen, dass sie bis 2045 mengenmäßig eine wesentliche Rolle spielen werden.

Weil die Einführung neuer klinkerarmer Normzemente und neuer Bindemittelsysteme absehbar nicht ausreicht, um bis 2045 Klimaneutralität in der Zementindustrie zu erreichen, scheint der Einsatz der CO₂-Abscheidung aus heutiger Sicht unumgänglich zu sein. Zum Verfahren existiert bereits eine Reihe von Demonstrations- und Pilotprojekten, wobei die Nachrüstung des (konventionellen) Drehrohrofens und des Kalzinators aus technischer Sicht keine größeren Schwierigkeiten bereiten dürfte. Allerdings ist (zumindest bei der Oxyfuel-CCS-Technologie) mit einem deutlich höheren Energieaufwand für die Bereitstellung des benötigten Sauerstoffs zu rechnen. Wichtige Fragestellungen betreffen hier insbesondere den Abtransport und die Entsorgung (oder ggf. Weiternutzung) der anfallenden großen Mengen an CO₂.

3.3 Herstellung von High-Value Chemicals

Unter High-Value Chemicals (HVC) werden organisch-chemische Grundchemikalien verstanden, von denen besonders viele Folgeprodukte und Wertschöpfungsketten der chemischen Industrie abhängen bzw. ausgehen.

Abb. 3.15 Produktionsstammbaum aus Grundchemikalien der organischen Chemie



Eigene Darstellung nach Behr et al. 2010

Zu den HVC zählen die Olefine Ethylen, Propylen und Butadien sowie die Aromaten Benzol, Toluol und Xylol (BTX-Aromaten), die in verschiedenen Produktionsrouten und teilweise über zahlreiche Zwischenprodukte zu Polymeren und Kunststoffen sowie zu Waschmitteln, Lacken, Kühlmitteln, Weichmachern und anderen bedeutenden Endprodukten weiterverarbeitet werden. HVC bilden damit quasi den Stamm eines Chemiebaumes, von

dem aus sich zahlreiche Äste (Zwischenprodukte) sowie Zweige und Blätter (Endprodukte) verzweigen (Abb. 3.15).

HVC werden heute in Deutschland fast ausschließlich aus Erdöl gewonnen. Die Herstellung und Weiterverarbeitung von HVC erfolgt in petrochemischen Raffinerien oder Chemieparks. Diese bestehen aufgrund der großen Vielfalt an HVC und möglichen Folgeprodukten aus zahlreichen chemischen Anlagen, die in ihren Massen- und Energieströmen miteinander verbunden sind. Ein Produkt, das in einer Anlage produziert wird, dient häufig als Roh- bzw. Einsatzstoff (feed oder feedstock) für eine weitere Anlage, wo es zu einer höherwertigen Folgechemikalie umgesetzt wird. In vielen chemischen Reaktionen entstehen neben dem gewünschten Produkt nicht vermeidbare Koppelprodukte, die stofflich oder energetisch in anderen Prozessen eingesetzt werden. Die Anlagen werden meist durch verschiedene, auf die jeweiligen Produktionsverfahren spezialisierte Unternehmen betrieben. Eine Raffinerie bzw. ein Chemiepark stellt somit ein hochkomplexes, häufig historisch gewachsenes Gefüge dar, das von außen in seinen Massen- und Energieströmen sowie den wirtschaftlichen Verflechtungen nur schwer zu überschauen ist.

3.3.1 Produktionsverfahren

Die Herstellung der HVC erfolgt in Deutschland bisher fast ausschließlich auf der Basis von Erdöl, speziell außerhalb Europas werden dafür aber auch andere fossile Rohstoffe (z. B. Ethan aus Schiefergas oder Kohle) eingesetzt. Erdöl ist ein komplexes Gemisch vieler Kohlenwasserstoffe einschließlich von stick- und sauerstoff- sowie schwefelhaltigen Komponenten, weshalb es in einer Raffinerie durch Destillation zunächst in besser handhabbare Fraktionen aufgetrennt werden muss (dazu und zum Folgenden Behr et al. 2010). In der Reihenfolge des zunehmenden Siedepunkts entstehen so Flüssiggase (überwiegend Propan und Butan), die Naphthafraktionen Leicht- und Schwerbenzin, Kerosin, Gasöle sowie der Atmosphärenrückstand. Die Destillationsprodukte bilden die Ausgangsstoffe für weitere Veredlungsschritte durch vielfältige chemische Konversionsverfahren, wie z. B. Spaltung (Cracken), Hydrierung⁷⁸, Isomerisierung⁷⁹, Cyclisierung⁸⁰ oder Dehydrierung⁸¹.

Die Herstellung von HVC aus den Erdölfraktionen kann über unterschiedliche Verfahren erfolgen (Abb. 3.16), was die Darstellung des Untersuchungsgegenstandes sehr komplex macht. Die Auswahl des Verfahrens hängt u. a. davon ab, welche Zielprodukte innerhalb der HVC im Fokus stehen. Die wichtigsten Schlüsselverfahren sind das Steamcracken von größtenteils Leichtnaphtha und das Reforming von Schwernaphtha.

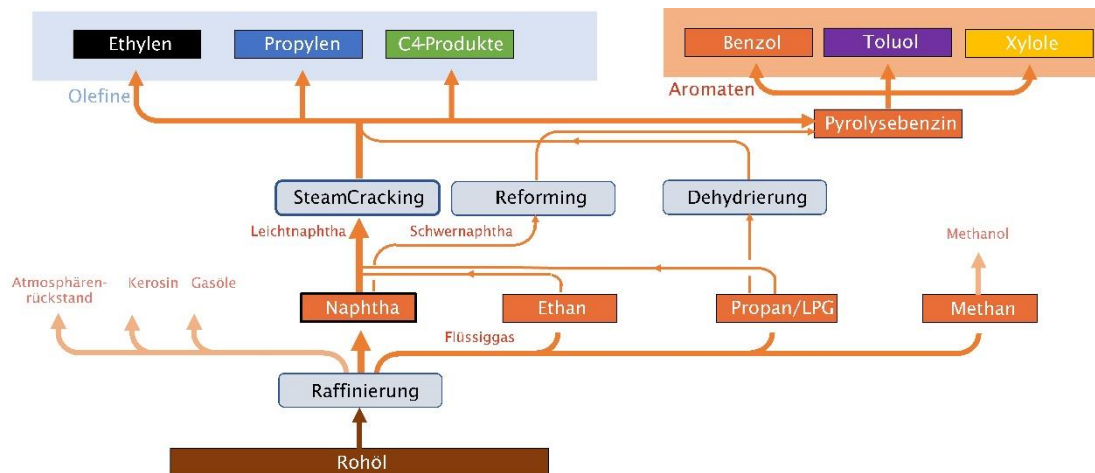
⁷⁸ Allgemein die Umwandlung durch Addition von Wasserstoff

⁷⁹ Umordnungen der Atome im Molekül

⁸⁰ Bildung einer ringförmigen Verbindung

⁸¹ Allgemein die Umwandlung durch Abspaltung von Wasserstoff

Abb. 3.16 Schematische Darstellung der wichtigsten Stoffflüsse in den Verfahren zur Herstellung von HVC aus Rohöl



Eigene Darstellung

Beim Steamcracken erfolgt die Synthese durch Spaltung (Cracken) von langkettigen Kohlenwasserstoffen der Erdölfractionen zu reaktiven niedermolekularen Verbindungen. In dem dafür eingesetzten Steamcracker werden die Spalt- und Folgeprodukte als Gemisch bei Temperaturen zwischen 800 und 900 °C produziert. Die Reaktionsmechanismen sind kompliziert und werden im Kapitel 7.3.1 erläutert. Verfahrenstechnisch besteht der Steamcracker aus einem Strömungsrohrreaktor, dessen Rohrschlangen bis zu 80 m lang sein können. Diese Rohre befinden sich in einem ausgemauerten Ofenraum, in dem meist Gasbrenner⁸² die Rohrwandungen auf die erforderliche Temperatur von bis zu 900 °C erhitzen. In den Rohren wird das vorgewärmte Gasgemisch aus Naphtha und Wasserdampf auf die erforderliche Spalttemperatur erhitzt und bei einer Verweilzeit von 0,1 bis 0,5 Sekunden umgesetzt. Das heiße Gasgemisch wird am Ende des Reaktors zu Crackgasen und Crackbenzin abgekühlt. Aus den Crackergasen werden durch Destillation schließlich die unterschiedlichen HVC (und weitere Produkte) abgetrennt. Die anteilige Zusammensetzung der HVC im Produktstrom kann in Abhängigkeit der Ausgangsstoffe und der Prozessbedingungen variiert werden (Kap. 7.3.1).

Beim katalytischen Reforming von Schwerbenzin finden bevorzugt Cyclisierungs- oder Dehydrierungsprozesse statt. In Kontakt an platinhaltigen Katalysatoren werden bei Temperaturen von rund 500 °C und Druck die BTX-Aromaten gebildet. Die Verfahrenskette bis zur Fraktionierung der Produkte ist komplex und wird hier nicht näher dargestellt (Behr et al. 2010; Sattler 2017).

Propylen lässt sich auch aus der Erdölfraction Propan/Flüssiggas durch Dehydrierung herstellen. Auf diese Weise erfolgt in Deutschland fast die Hälfte der Propylenproduktion (Scholz et al. 2023).⁸³

Aufgrund der Komplexität des HVC-Synthesystems ist eine exakte Aufschlüsselung der einzelnen Produktionspfade für HVC kaum durchführbar. Sowohl über das Gesamtaufkommen an Naphtha und an anderen Ausgangsstoffen für die HVC-Produktion als auch zu den Mengen an einzelnen HVC-Produkten bestehen Unsicherheiten. Abschätzungen dazu basieren daher auf Modellrechnungen (Geres et al. 2019; Scholz et al. 2023). Wie im Kapitel 7.3.2 anhand einer solchen Modellierung gezeigt wird, kann angenommen werden, dass ein Großteil (rund 75 %) der HVC-Produktion in Deutschland aus dem Steamcracker mit Naphtha als Rohstoff entstammt. Für die Entwicklungspfade in Kapitel 4 wird daher eine vollständige Produktion der HVC aus Naphtha und in Crackern angenommen. Diese Vereinfachung scheint gerechtfertigt, da auch Geres et al. (2019) in diesem Zusammenhang darauf hinweisen, dass andere Herstellungsverfahren einen ähnlichen Energiebedarf⁸⁴ aufweisen, sodass es zu keinen großen Abweichungen in den Energie- und CO₂-Bilanzen kommt.

⁸² Meist Erdgas, zusätzlich wird auch Spaltgas (Methanfraktion aus dem Steamcracker) verwendet.

⁸³ Dies lässt sich auch aus Geres et al. (2019) und Tillmann (2015) erschließen.

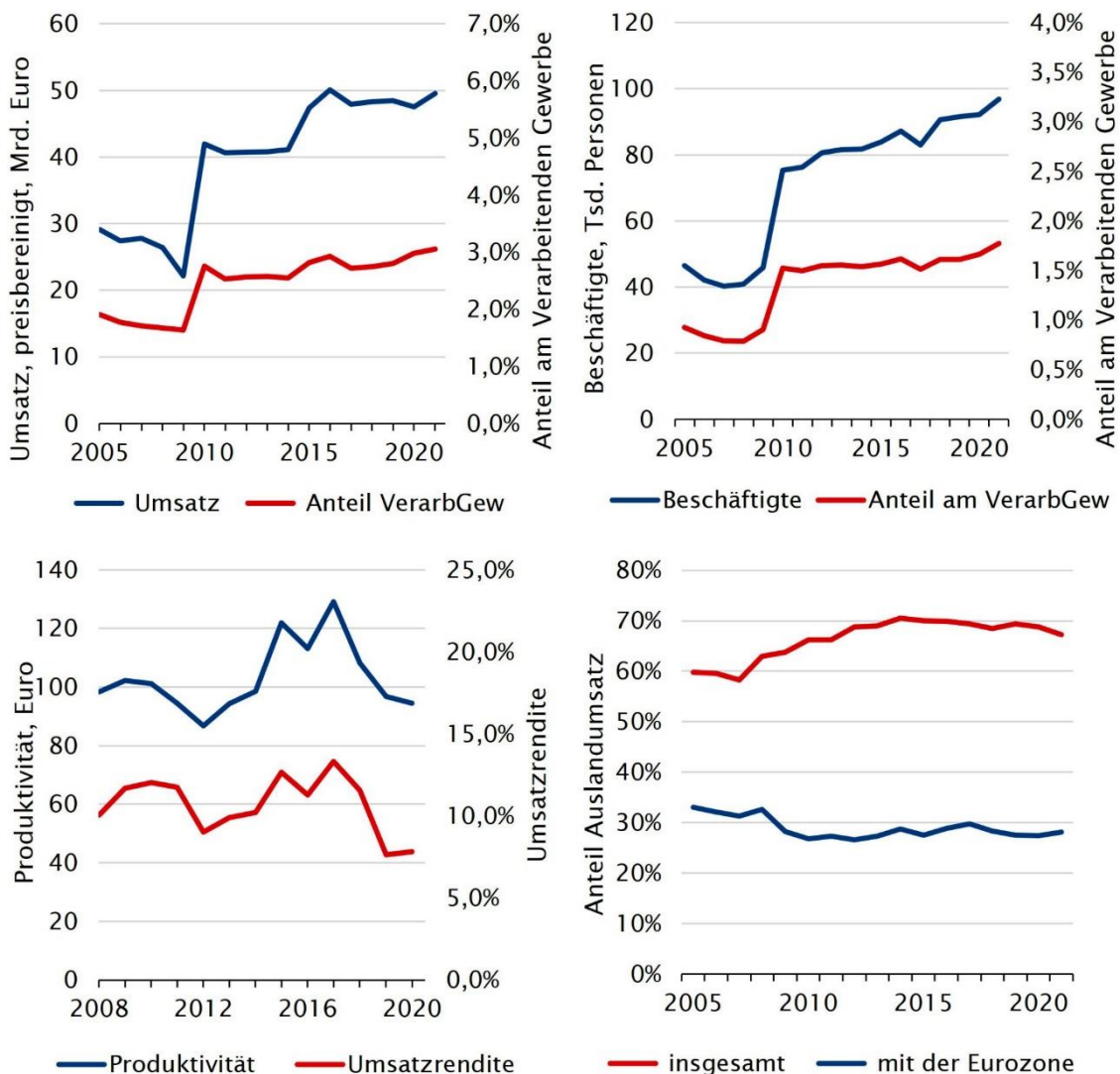
⁸⁴ Allerdings weisen LCA-Daten aus Portha et al. (2010) darauf hin, dass der Energiebedarf für das katalytische Reforming von Naphtha gegenüber dem Steamcracken niedriger liegt.

3.3.2 Ökonomische Kenngrößen

Die Produktion von HVC macht einen wesentlichen, allerdings nicht genau quantifizierbaren Anteil⁸⁵ des Wirtschaftsbereiches WZ08-20.14 »Herstellung von sonstigen organischen Grundstoffen« aus (dazu und zum Folgenden Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 51 ff.). Die Zahl der Beschäftigten in diesem Wirtschaftsbereich konnte in den letzten Jahren ausgeweitet werden und lag 2021 bei knapp 100.000 Personen, was einem Anteil von etwas unter 2% am Verarbeitenden Gewerbe entspricht (Abb. 3.17). Der um Preisveränderungen bereinigte Umsatz hat im Betrachtungszeitraum leicht zugenommen und liegt aktuell bei knapp 50 Mrd. Euro. Die Branche ist stark exportorientiert. Die Exportquote liegt mit 70% deutlich über der des verarbeitenden Gewerbes (51%), wobei der Fokus auf dem nicht europäischen Ausland (40%) liegt. Der weit überwiegende Rest der Produktion wird als Vorleistungen für die chemische Industrie selbst sowie andere Branchen verwendet, von denen Gummi- und Kunststoffwaren sowie pharmazeutische Erzeugnisse die bedeutendsten sind.

⁸⁵ Die Höhe des Anteils lässt sich nicht genau quantifizieren, da feingranulare statistische Daten zur HVC-Produktion innerhalb des Wirtschaftsbereiches WZ08-20.14 nicht vorliegen.

Abb. 3.17 Ökonomische Kenngrößen WZ08-20.14 »Herstellung von sonstigen organischen Grundstoffen«



Quelle: nach Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 52 auf Basis von Statistisches Bundesamt 2022b, 2022c, 2022d

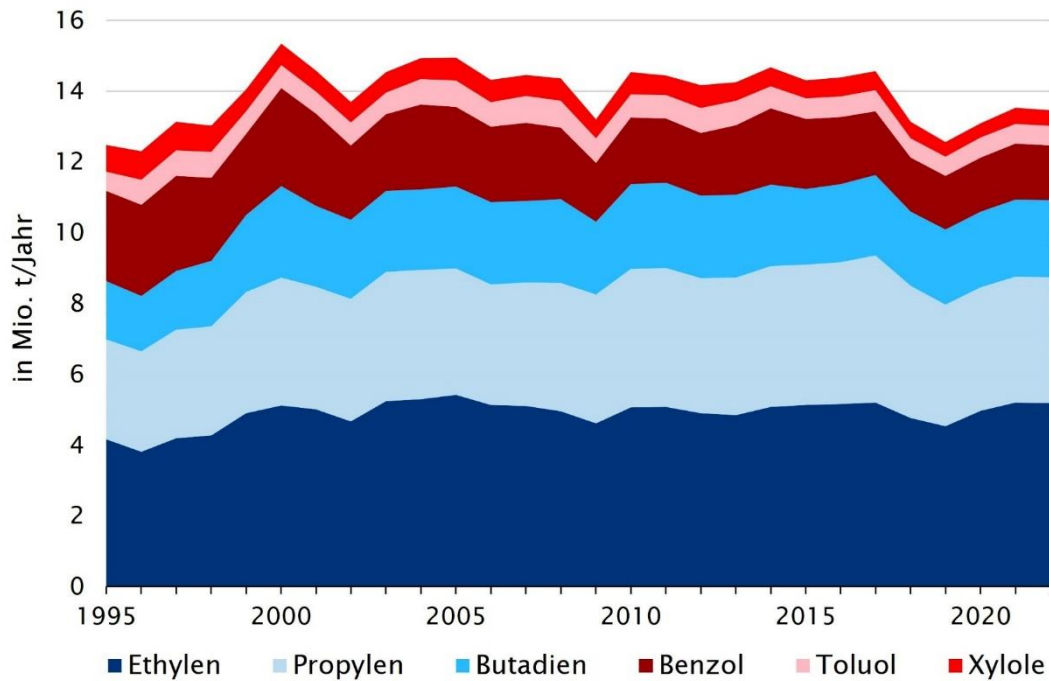
In Deutschland werden derzeit über 13 Mio. t HVC/Jahr produziert (Abb. 3.18), davon rund 80% Olefine und 20% Aromaten. Nach der Produktionsstatistik des VCI (2022, S. 16) stellen den größten Teil der produzierten HVC die Olefine Ethylen mit über 5 Mio. t/Jahr, gefolgt von Propylen mit rund 3,5 Mio. t/Jahr und Butylen/Butadien mit über 2 Mio. t/Jahr. Unter den Aromaten wird Benzol mit rund 1,5 Mio. t/Jahr aufgeführt, Toluol und Xylol⁸⁶ mit jeweils rund 0,5 Mio. t/Jahr. Inwieweit diese Angaben auch die intermediär gebildeten HVC-Produkte berücksichtigen, kann an dieser Stelle nicht beantwortet werden. In diesem Kontext sei auf Scholz et al. (2023) verwiesen, die in ihrem Modell ein weit über die Angaben in der Produktionsstatistik des VCI hinausgehendes Aufkommen an BTX-Aromaten, insbesondere für Toluol postulieren (Kap. 7.3.2).

Der Großteil des Produktionsvolumens (rund 85%) wird inländisch verkauft bzw. verwendet. Daneben wurden in den letzten Jahren im Mittel etwas über 2 Mio. t HVC/Jahr exportiert, ungefähr dieselbe Menge wird nach Deutschland importiert (Statistisches Bundesamt 2022a).

⁸⁶ In der Produktionsstatistik in den letzten Jahren als gesperrt deklariert; die aufgeführten Mengen für Xylol entsprechen nicht immer der Gesamtproduktion.

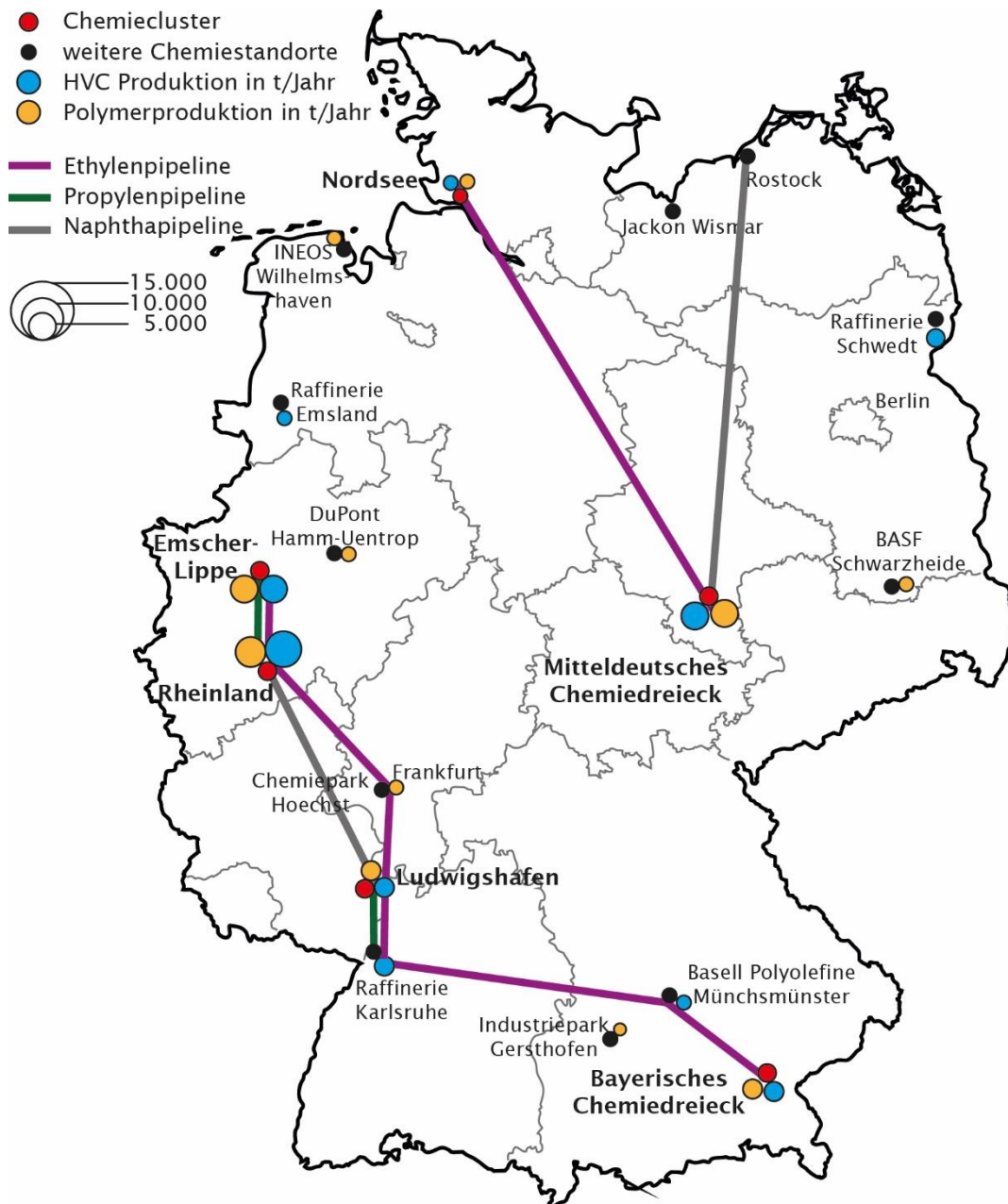
In Bezug auf die historische Entwicklung in Abbildung 3.18 fällt auf, dass die Olefinproduktion über die letzten 20 Jahre relativ konstant bei über 11 Mio. t/Jahr blieb, während die Produktionsmenge der Aromaten (speziell für Benzol und die Xylole) seit 10 Jahren mit durchschnittlich rund 1,6%/Jahr rückläufig ist – trotz steigender Benzolnachfrage am Weltmarkt (statista 2022). Es ist anzunehmen, dass ein Zusammenspiel mehrerer Faktoren, u. a. die rückläufige Benzolproduktion aus Kohle, diesen Trend bedingt.

Abb. 3.18 HVC-Produktion der Grundchemikalien von 1995–2022



Quelle: nach Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 53

Abb. 3.19 Wichtige Chemiecluster in Deutschland



Eigene Abbildung nach Scholz et al. 2023, S. 7

Die beschriebenen Mengen an HVC werden in Deutschland aktuell vor allem in insgesamt 13 Steamcrackern an 6 Clusterstandorten produziert, die von acht Unternehmen betrieben werden (dazu und zum Folgenden Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 54; Scholz et al. 2023). Die größten Anlagen mit Kapazitäten von ungefähr 800.000 t Ethylen/Jahr liegen in Nordrhein-Westfalen, im Mittel liegt die jährliche Kapazität der Steamcracker in Deutschland bei rund 450.000 t Ethylen. In Abbildung 3.19 sind alle relevanten Petrochemie-, Raffinerie- und Chemieparksstandorte in Deutschland dargestellt:

- > Bayerisches Chemiedreieck: Das Cluster besteht aus einer Ansammlung von Chemieunternehmen im südöstlichen Teil von Bayern, wovon insbesondere die Werke in den beiden Chemieparks Burghausen und Burgkirchen/Gendorf für die Petrochemie von Bedeutung sind.

- › Ludwigshafen: Mit einer Werksfläche von rund 10 km² gilt der Verbundstandort von BASF SE in Ludwigshafen, Rheinland-Pfalz, als größter zusammenhängender Chemiestandort weltweit.
- › Rheinland: Das Cluster Rheinland zeichnet sich durch eine sehr hohe Dichte von Chemieunternehmen aus, die südlich und nördlich von Köln am Rhein entlang gelegen sind.
- › Emscher-Lippe: Die Emscher-Lippe Region liegt im nördlichen Teil des Ruhrgebiets. Als eine wirtschaftliche Kernzone des Ruhrgebiets zählt sie auch zu den wichtigsten Chemieregionen Deutschlands und Europas.
- › Mitteldeutsches Chemiedreieck: Das Mitteldeutsche Chemiedreieck (Central European Chemical Network) ist ein regionales Netzwerk der chemischen Industrie in Sachsen-Anhalt, Sachsen und Brandenburg.
- › Nordsee: Das Cluster Nordsee kann man sich aus der Raffinerie Heide und den petrochemischen Standorten in Brunsbüttel und Stade zusammengesetzt denken, welche in den norddeutschen Bundesländern Niedersachsen und Schleswig-Holstein liegen.

Die Steamcracker sind fast immer Teil von großen Chemieparcs bzw. Verbundstandorten oder zumindest über Pipelines und entsprechende Infrastrukturen fest in die restlichen Wertschöpfungsketten integriert. Außerdem sind sie aktuell stark von Rohöl- bzw. Naphthaimporten sowie den entsprechenden Aufbereitungsanlagen abhängig, weshalb einige Standorte sich nahe bzw. auf Raffineriegeländen befinden. Es wird ersichtlich, dass die Produktion von HVC in einem hochverdichteten Netzwerk stattfindet und die Transformation der HVC-Produktion auch immer die vor- und nachgelagerten Wertschöpfungsketten betrifft (Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 56 f.).

Die derzeit betriebenen deutschen Steamcracker wurden mit wenigen Ausnahmen in den 1970er bis frühen 1980er Jahren gebaut. Dabei wurden und werden sie immer wieder modernisiert, vor allem hinsichtlich Produktionskapazitäten, Energieeffizienz, Sicherheit und Umweltschutz (INDUSTR.com 2018; Shell Chemicals 2015). Zusätzlich werden Cracker zur Flexibilisierung des Rohstoffeinsatzes umgerüstet, was zukünftig die Nutzung von alternativen Kohlenstoffquellen (wie Biomasse oder Altplastik) ermöglicht (RP-online 2020; VDI 2021). Die Lebensdauer der Steamcracker wird auf etwa 40 bis 70 Jahre geschätzt (Agora Energiewende/Wuppertal Institut 2019; Fleiter 2013; Geres et al. 2019). Neubau und Umstrukturierungen der Produktion werden derzeit vorangetrieben.

Für die HVC-Produktion in Deutschland wird heute vorwiegend fossiles Naphtha eingesetzt, das in etwa ähnlichen Mengen in deutschen Raffinerien aus importiertem Erdöl erzeugt sowie direkt importiert wird (im Mittel 2014 bis 2020 jeweils rund 7,3 Mio. t/Jahr; 2020 insgesamt 14,2 Mio. t; en2x 2021, S. 97 ff.). Für die Produktion der in Deutschland jährlich hergestellten organischen Grundstoffe werden über 16 Mio. t/Jahr an Feedstock benötigt (Geres et al. 2019; Tillmann 2015), sodass neben fossilem Naphtha teils auch andere Raffinierprodukte (wie schwere Erdölfraktionen) oder gasförmige Kohlenwasserstoffe hierfür Verwendung finden. Zur Problematik der Bestimmung des Mengenaufkommens wird auf die Diskussion im Kapitel 7.3.2 verwiesen.

3.3.3 Energiebedarf und THG-Emissionen

Der spezifische Energiebedarf für die Produktion von HVC aus Naphtha liegt bei konventioneller Technik zwischen 14 und 17 GJ/t HVC (Achtelik et al. 2019). Für eine Anlage mit bester verfügbarer Technik liegt der produktionsbedingte Energieverbrauch bei rund 12 GJ/t HVC (DECHEMA 2017, S. 34), wovon laut Prognos und Wuppertal Institut (2022) rund 11,5 GJ/t HVC thermisch bedingt sind. Der elektrische Energiebedarf wird auf rund 280 kWh_{el}/t HVC (1 GJ Strom/t HVC) geschätzt. Durch die leicht rückläufige Gesamtproduktionsmenge ging der Gesamtenergiebedarf in den letzten Jahren leicht zurück und liegt derzeit bei ungefähr 160 PJ/Jahr. Hinzu kommt der rohstoffbedingte Energiebedarf für die Bereitstellung von Rohöl (0,4 GJ/t HVC) bzw. des daraus hergestellten Naphthas (5 GJ/t HVC) (IEA 2013, S. 26).

Die zum Steamcracken notwendigen Temperaturen von rund 800 bis 850 °C werden derzeit vorwiegend über Methan (Erdgas sowie CH₄-Fraktion des Spaltgases) erzeugt. Daneben wurden bislang auch geringere Anteile Flüssiggas und gasförmige Öle (Stand 2010: 24 %) sowie weitere Nebenprodukte des Prozesses (Schweröl und Wasserstoff) eingesetzt (Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 56).

Die durchschnittlichen produktionsbedingten THG-Emissionen der Steamcracker waren in den letzten Jahren relativ konstant und liegen laut Prognos und Wuppertal Institut (2022, S. 56) derzeit bei etwa 0,6 t CO_{2-eq}/t

HVC.⁸⁷ Damit sind die deutschen Steamcracker aktuell für insgesamt rund 8 Mio. t CO_{2-eq}/Jahr an direkten THG-Emissionen verantwortlich. Für die Bestimmung der THG-Emissionen für die Rohstoffbereitstellung wurden Angaben der Datenbank Probas des Umweltbundesamts (UBA) verwendet (UBA 2020c): Dort werden für die Produktion von einer Tonne Naphtha etwa 1,8 t Rohöl und 5,5 GJ Prozesswärme (derzeit vor allem durch fossile Brennstoffe gedeckt) angegeben, woraus sich THG-Emissionen in der Höhe von rund 0,83 t CO_{2-eq}/t HVC ableiten lassen.⁸⁸ Für die gesamte Prozesskette fallen somit produktions- und rohstoffbedingte THG-Emissionen in der Höhe von insgesamt rund 19 Mio. t CO_{2-eq}/Jahr an.

Die wichtigsten Kenngrößen der derzeitigen HVC-Produktion über konventionelle Steamcracker in Deutschland sind in Tabelle 7.16 in Kapitel 7.3.3 aufgeführt.

Minderungsziele

Für die HVC-Produktion bzw. auch für die gesamte chemische Industrie Deutschlands existieren keine verbindlichen spezifischen Ziele und Zwischenziele (Prognos und Wuppertal Institut 2022, S. 57). Damit ordnet sich die Branche in die Sektorziele der Industrie für 2030 ein, nach denen die Emissionen gemäß Bundes-Klimaschutzgesetz gegenüber dem mittlerem Wert 2010 bis 2020 um 35 % sinken sollen (UBA 2023, S. 7).

3.3.4 Vermeidungstechnologien

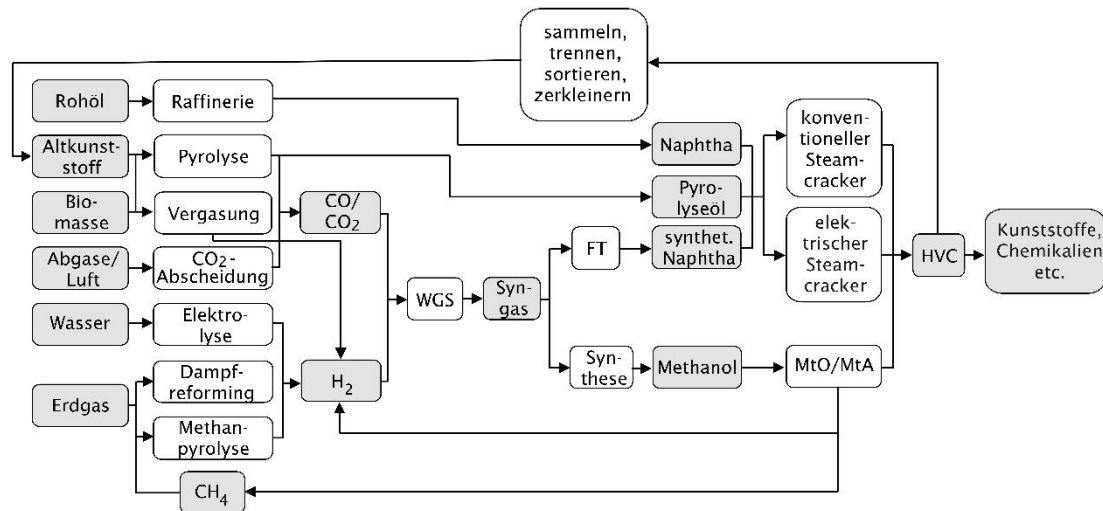
Neben der in Deutschland derzeitigen rohölbasierten HVC-Produktion existiert eine Vielzahl an alternativen Produktionsrouten, die Überschneidungen aufweisen können (Abb. 3.20). Alle diese Routen haben unterschiedliche Potenziale bezüglich Emissionsvermeidung, Energiebedarf, Rohstoffnutzung, Umsetzbarkeit, Abhängigkeiten und Wirtschaftlichkeit. In diesem Kapitel werden drei aus der Perspektive des Klimaschutzes vielversprechende alternative Herstellungsrouten diskutiert (dazu und zum Folgenden Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 58 ff.).

Der Hauptschritt der eigentlichen HVC-Herstellung erfolgt vorwiegend entweder über (mit Erdgas bzw. elektrisch beheizte) Steamcracker oder eine Methanol-to-HVC(MtHVC)-Anlage. Derzeit existieren in Deutschland weder elektrisch beheizte Steamcracker noch großtechnische MtHVC-Anlagen. Die industrielle Umsetzung elektrisch beheizter Steamcracker wird derzeit nachdrücklich verfolgt und damit in den kommenden Jahren erwartet (Kap. 3.3.4.1). Für den Steamcracker kommen verschiedene Ausgangsstoffe in Betracht: Neben fossilem Naphtha können u. a. auch Pyrolyseöl (z. B. aus Biomasse oder Altplastik; Kap. 3.3.4.3) oder synthetisches Naphtha eingesetzt werden. Letzteres kann über Synthesegas (Syngas), einem Gemisch aus Kohlenmonoxid(/-dioxid) und Wasserstoff, gewonnen werden (Kasten 3.4). Es kann als klimaneutral gelten, wenn sowohl das CO/CO₂ (z. B. durch Vergasung von Biomasse) als auch der Wasserstoff (z. B. durch Elektrolyse mit erneuerbarem Strom) aus erneuerbaren Quellen stammen. MtHVC-Technologien sind im Ausland bereits großtechnisch realisiert (vor allem in China), allerdings mit Methanol aus fossilen Quellen als Ausgangsstoff (Kap. 3.3.4.2). Methanol kann jedoch ebenfalls aus Syngas und damit potenziell klimaneutral produziert werden (Kasten 3.4).

⁸⁷ Für die Berechnung wurden die Emissionen auf Anlagenebene gemäß EU-ETS (EEA o. J.) mit der Produktionsmenge nach VCI (2022) ins Verhältnis gesetzt.

⁸⁸ Andere Werte für die THG-Emissionen gab IEA (2013, S. 28) an. Diese Werte dienten in der Roadmap Chemie 2050 (2019) noch als Basisgrundlage. Demnach emittiert die Gewinnung von Rohöl 0,2 t CO_{2-eq}/t HVC und die Herstellung von Naphtha rund 0,3 t CO_{2-eq}/t HVC ausgewiesen.

Abb. 3.20 Routen der HVC-Produktion



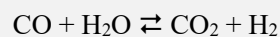
WGS: Wassergasshift; FT: Fischer-Tropsch-Synthese (Zwischen-)Produkte grau unterlegt; Prozessschritte umrandet

Quelle: nach Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 58

Kasten 3.4 Synthesegas und seine Produkte

Synthesegas ist ein Gasgemisch von grundlegender Bedeutung für die Herstellung einer Vielzahl an Grundchemikalien. Die wichtigsten Rohstoffquellen für das Synthesegas sind bisher Kohle, Erdgas und erdölbasierte Rohstoffe, die mittels Vergasung und Reforming umgesetzt werden.

Synthesegas besteht aus den Hauptkomponenten Kohlenstoffmonoxid (CO) und Wasserstoff (H₂). Die genaue Zusammensetzung hängt vom Herstellungsverfahren und von den eingesetzten Rohstoffen ab. Rohstoffe wie Erdgas liefern z. B. ein Synthesegas mit einem hohen Anteil an H₂. Der H₂-Anteil im Synthesegas kann durch nachgeschaltete Reaktionsschritte erhöht werden. Hierfür wird üblicherweise ein Wassergasshift (WGS) genutzt. CO wird katalytisch mit Wasserdampf umgesetzt, gemäß:



Welche Seite dieses Gleichgewichts überwiegt (und damit die stofflichen Verhältnisse im Synthesegas), ist über die Temperatur einstellbar. Das bei der Reaktion gebildete Kohlenstoffdioxid (CO₂) lässt sich leicht aus dem Synthesegas entfernen, sodass insgesamt ein Gasgemisch mit höherem H₂-Anteil entsteht.

Wichtige Verfahren, die Synthesegas nutzen, sind die Methanol- und die Fischer-Tropsch-Synthese.⁸⁹ Für die Methanolsynthese wird ein wasserstoffreiches Synthesegas verwendet, das auch größere Mengen an CO₂ enthält. Die Synthese erfolgt mit Kupferkatalysatoren. Wichtige Folgeprodukte des Methanols sind neben HVC über das MtHVC-Verfahren u. a. Formaldehyd, Essigsäure, Dimethylether (DME), Methyl-tert-butylether (MTBE) oder Methylamin.

Mittels Fischer-Tropsch-Synthese können aus dem Synthesegas langkettige Kohlenwasserstoffe aufgebaut werden. Auch diese Reaktion wird katalytisch durchgeführt. Wird für Synthesegas H₂ verwendet, der über Wasserelektrolyse gewonnen wird, kann das Verfahren durch Umsetzung mit CO₂ synthetische Kohlenwasserstoffe, allen voran synthetisches Naphtha erzeugen.

In Zukunft kommen damit für die Produktion von HVC anstelle von Rohöl bzw. fossilem Naphtha verschiedenste Quellen von Kohlenstoff und Wasserstoff infrage. Die für Deutschland relevantesten Ausgangsstoffe sind dabei Biomasse, Altkunststoff, Abgase, Erdgas sowie Wasser. Die wichtigen Zwischenprodukte Syngas und Pyrolyseöl

⁸⁹ Daneben wäre auch noch die Ammoniaksynthese aufzuführen, die jedoch in diesem TA-Projekt kein Untersuchungsgegenstand darstellt.

lassen sich dabei relativ emissionsarm vor allem über Vergasungs- und Pyrolyseverfahren, CO₂-Abscheidung und Elektrolyse herstellen. Anhand der angeführten Rohstoffe sowie Prozessschritte zeigt sich auch die mögliche Diversifizierung der HVC-Produktion.

Im Folgenden werden drei vielversprechende Vermeidungstechnologien für die HVC-Produktion vorgestellt: Der elektrisch beheizte Steamcracker als Ersatz für die bisher mit fossilen Energieträgern betriebenen konventionellen Cracker, die Methanol-to-Olefin(MtO)-Route auf Basis von (grünem) Methanol sowie das chemische Recycling zur Gewinnung von Pyrolyseölen aus Altkunststoff als Ersatz für fossiles Naphtha. Aus Platzgründen können einige der vorgelagerten Prozesse, wie die Elektrolyse, die Methanpyrolyse, die Biomassevergasung oder die Fischer-Tropsch-Synthese, nicht im Detail behandelt werden. Die dafür verwendeten relevanten Parameter (Kosten, In-/Output) basieren weitgehend auf den Publikationen von DECHEMA (2017) und Geres et al. (2019). Die nachfolgenden Ausführungen basieren zum überwiegenden Teil auf dem Gutachten von Prognos/Wuppertal Institut (2022, S. 60 ff.).

3.3.4.1 Elektrischer Steamcracker (E-Cracker)

Im elektrischen bzw. elektrisch beheizten Steamcracker (E-Cracker) wird die (gesamte) zum Cracken nötige Energie als Elektrizität eingebracht, anstatt (wie derzeit üblich) durch Verbrennen von fossilen Energieträgern wie Erdgas. Technisch besteht der größte Unterschied zum konventionellen Steamcracker also in der Beheizung des langen Rohrreaktors. Zur Umrüstung der bestehenden Anlagen müssen vor allem die jeweiligen Gasöfen durch elektrisch beheizte Öfen ersetzt werden.

Die elektrische Beheizung kann auf verschiedene Arten erfolgen: durch das direkte Einbringen elektrischer Energie an die Rohre des Steamcrackers (Joule heating) oder anhand des Wärmeeintrags durch Strahlung mithilfe von um die Rohre angebrachten (elektrischen) Heizelementen. Die Energieeffizienz dürfte bei ersterer Methode höher sein, für zweitere sind Anforderungen sowie die technische Komplexität bezüglich einer Umrüstung bestehender Anlagen voraussichtlich niedriger. Die restlichen Prozesse wie die Trennung und Aufbereitung der Spaltprodukte kann bei beiden Ansätzen weitgehend unverändert bleiben. Die Gesamteffizienz des Prozesses hängt auch davon ab, in wie weit es gelingt, die integrierte Dampferzeugung zu optimieren. Eine elektrische Beheizung ermöglicht gegenüber der Wärmeübertragung aus der Verbrennung von Erdgas eine genauere Temperaturregulierung, was sich positiv auf die Energieeffizienz und Produktausbeute auswirkt.

Energiebedarf

Durch die Effizienzsteigerung verringert sich der spezifische Energieverbrauch der HVC-Produktion von derzeit etwa 12 GJ/t HVC in konventionellen Crackern (davon 11,5 GJ/t HVC thermisch bedingt) um rund 20 % auf rund 10 GJ/t HVC in E-Crackern (Agora Energiewende/Wuppertal Institut 2019). Diese Energie muss nun komplett elektrisch aufgebracht werden.

Wird als Rohstoff weiterhin fossiles Naphtha verwendet, so bleibt der rohstoffbedingte Energiebedarf für die Naphthaherstellung aus Rohöl in der Höhe von 5,4 GJ/t HVC weiter bestehen (Kap. 3.3.3). Wenn der Rohstoff auf synthetisches Naphtha via Fischer-Tropsch-Synthese umgestellt wird, hängt der Energiebedarf für die Rohstoffbereitstellung von den alternativen Eingangsstoffen ab:

- › Das im Fischer-Tropsch-Verfahren eingesetzte CO₂ kann aus der CO₂-Abscheidung gewonnen werden (z. B. aus der Stahlproduktion; Kap. 3.1.3.3, oder der Zementherstellung; Kap. 3.2.3.3). Der Strombedarf für die Elektrolyse des für das Synthesegas benötigten Wasserstoffs beträgt 123 GJ/t Naphtha (DECHEMA/FutureCamp 2019, S. 48). Betriebsbedingt werden in der Fischer-Tropsch-Synthese zusätzlich elektrisch 3 GJ/t Naphtha benötigt.
- › Das Synthesegas kann auch durch Vergasung von Biomasse gewonnen werden. Allerdings ist der Biomassebedarf sehr hoch. Nach DECHEMA/FutureCamp (2019) sind 5,7 t Holz/t Naphtha notwendig, was in

erster Näherung rund 80 GJ nutzbarer Energie entspricht.⁹⁰ Die Biomassevergasung erfolgt unter Teilverbrennung der Biomasse unter gedrosselter Sauerstoffzufuhr, die die notwendige Wärme autotherm bereitstellt.

Der Einsatz von Pyrolyseöl anstelle von fossilem Naphtha wird in Kapitel 3.3.4.3 erörtert.

THG-Reduktionspotenzial

Bilanziell fallen beim E-Cracker die gesamten brennstoffbedingten Emissionen des konventionellen Steamcrackers weg – also die derzeitigen 0,6 t CO_{2-eq}/t HVC. Bezogen auf ein unverändertes Produktionsvolumen könnten durch eine Umstellung der gesamten Steamcracker auf elektrische Beheizung damit Emissionen von rund 8 Mio. t CO_{2-eq}/Jahr eingespart werden, sofern erneuerbarer Strom eingesetzt wird.

Bei Nichtumstellung des Rohstoffs auf synthetisches Naphtha bleiben die rohstoffbedingten Emissionen der Naphthaherstellung aus Rohöl bestehen (0,83 t CO_{2-eq}/t HVC; Kap. 3.3.3). Durch die Umstellung auf synthetisches Naphtha aus grünen Ausgangsstoffen können die Emissionen im Fischer-Tropsch-Verfahren praktisch auf null reduziert werden. Zwar fallen etwa bei der Biomassenvergasung für die Bereitstellung der notwendigen Energie bei der unvollständigen Verbrennung THG-Emissionen an, die jedoch als Nullemissionen zählen. Der Einsatz von Pyrolyseöl ist, sofern die Energie für das Pyrolyseverfahren über erneuerbaren Strom und nicht durch die thermische Verwertung eines Teils des Altkunststoffes bereitgestellt wird (Kap. 3.3.4.3), praktisch emissionsfrei.

Entwicklungsstand

Fast alle der derzeit wichtigsten Unternehmen in der HVC-Produktion arbeiten intensiv an der großtechnischen Umsetzung elektrisch beheizter Steamcracker. Pilotanlagen sollen 2024 in Betrieb gehen, Anlagen im Industriemaßstab wenige Jahre später (process-worldwide 2021). Bezüglich der Beheizungsart (Joule-heating versus Strahlung) sind die jeweiligen Vor- und Nachteile noch nicht abschließend geklärt. Herausforderungen bestehen in der hohen Wärmeübertragung auf kleinem Raum (Jetter et al. 2022), der Wahl geeigneter Materialien (Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 60) sowie die großindustrielle Umsetzung (Agora Energiewende/Wuppertal Institut 2019, S. 192). Gleichwohl wird mit einem Beginn der Umstellung auf E-Cracker vor 2030 gerechnet.

Wirtschaftlichkeit

Die Kapitalkosten eines E-Crackers unterscheiden sich vermutlich nicht wesentlich von denen eines konventionellen Crackers, da der Unterschied lediglich in der Art der Wärmebereitstellung liegt. In der Anfangsphase der Transformation dürften die Investitionskosten zwar noch etwas höher liegen, langfristig sind elektrifizierte Anlagen jedoch häufig weniger kapitalintensiv als verbrennungsbasierte (Schneider et al. 2020, S. 56). Verglichen mit den Energieträgerkosten sind die Investitionskosten aber sehr gering – für E-Cracker gemäß Berechnungen von Prognos und Wuppertal Institut (2022, S. 61) etwa im Verhältnis 1:100. Die Energieträgerkosten liegen derzeit (und voraussichtlich auf künftig; Kap. 4) für E-Cracker noch deutlich (mindestens Faktor 2) über denen von konventionellen Anlagen. Werden die steigenden Kosten für Emissionszertifikate berücksichtigt und geht man davon aus, dass Nebenprodukte (Methan, Wasserstoff) im Fall von E-Cracking verkauft werden,⁹¹ so ergeben die Berechnungen der Gutachter/innen für E-Cracker bereits ab 2030 nur noch leicht (ungefähr 5%) höhere Produktionskosten (Summe von Kapital- und Betriebskosten) verglichen mit konventionellen Systemen, sofern weiterhin zum Marktpreis bezogenes fossiles Naphtha eingesetzt wird.⁹² Der Strompreisanteil (für den Zeitraum von 2030

⁹⁰ Geht man von einer Restfeuchte des Holzes von 15 % bei der Vergasung von Holz aus, können etwa 14 GJ/t Holz als Brennwert angesetzt werden.

⁹¹ In konventionellen Steamcrackern werden diese meist direkt als Energieträger eingesetzt.

⁹² Für andere Arten der Rohstoffbereitstellung siehe Kapitel 4.4.

bis 2040) würde bei etwa einem Viertel bis einem Drittel der Gesamtproduktionskosten liegen, was mit Einschätzungen in Material Economics (2019) übereinstimmt.

Hemmnisse

Die Preise der relevanten Energieträger (Erdgas, Strom) und deren Entwicklungen sind für die Wirtschaftlichkeit von E-Crackern gegenüber konventionellen Anlagen zentral. Diesbezügliche Unsicherheiten können u. a. dazu führen, dass Investitionsprojekte verschoben oder gar ausgesetzt werden. Technisch bzw. systemisch ist durch die für das Cracken von Naphtha notwendigen Temperaturen und für den Wärmeeintrag auf geringem Raum vor allem die Bereitstellung der entsprechenden hohen elektrischen Leistung im Bereich von einigen hundert MW eine Herausforderung. Dadurch ergeben sich hohe Anforderungen an das Stromnetz und die Versorgung (processworldwide 2021). Zusätzliche technische Herausforderungen stellen die elektrischen, chemischen und thermischen Anforderungen an die eingesetzten Materialien und Bauteile sowie die Wärmeintegration und Dampferzeugung in E-Crackern dar.

Förderinstrumente

Spezifische Förderinstrumente für E-Cracker sind keine bekannt. Über das Förderprogramm »Dekarbonisierung in der Industrie« unterstützt das BMWK den Aufbau einer Demonstrationsanlage für einen E-Cracker durch die BASF (in Zusammenarbeit mit SABIC und Linde) in Ludwigshafen mit über 14,8 Mio. Euro (Harmsen 2022).

3.3.4.2 Methanol-to-Olefins (MtO)

Mit dem MtO-Verfahren können Olefine wie Ethylen und Propylen aus Methanol katalytisch hergestellt werden. Das MtO-Verfahren beruht auf einem komplexen chemischen Reaktionsschema. Abhängig von der Temperatur (im Bereich zwischen 350 und 600 °C) und Druck (einige Bar) kann das Produktverhältnis variiert werden. Die notwendige Energie hierfür wird elektrisch zugeführt. Als Rohstoff für das MtO-Verfahren werden große Mengen an Methanol (2,8 t/t Olefine) benötigt (DECHEMA 2017). Technisch bestehen MtO-Anlagen im Wesentlichen aus einer Reaktorsequenz und einer Sektion zur Produktaufbereitung. Es sind verschiedene Verfahren entwickelt und zum Teil bereits großtechnisch umgesetzt worden. Diese Verfahren unterscheiden sich hinsichtlich der Prozesskette, den Reaktionsbedingungen sowie der Katalysatorwahl und damit auch im Produktspektrum.⁹³

Neben Olefinen sollen künftig auch Aromaten über diese Methanolroute synthetisiert werden. Methanol-to-Aromatics(MtA)-Verfahren werden bereits seit einigen Jahrzehnten erforscht und entwickelt, deren Marktreife ist jedoch geringer als bei den MtO-Verfahren. Vor allem der hohe spezifische Rohstoffbedarf von 4,3 t Methanol/t HVC und die infolgedessen geringe Ausbeute an Aromaten führen gegenüber der Route über das Steamcracking zu höheren Produktionskosten.

Energiebedarf

Der Stromverbrauch zur Bereitstellung der erforderlichen Prozessbedingungen (vor allem der erforderlichen Temperaturen von 350 bis 600 °C) beträgt rund 5,0 GJ/t HVC (DECHEMA 2017). Im Vergleich zum E-Cracker liegt damit der produktionsbedingte Energiebedarf des MtO-Verfahrens deutlich niedriger.

Allerdings liegt der rohstoffbedingte Energiebedarf höher, da der spezifische Rohstoffbedarf beim MtO-Verfahren mit 2,8 t Methanol/t Olefine etwa doppelt so hoch ist wie beim Steamcracking (rund 1,5 t fossiles Naphtha/t Olefine). Die konventionelle Methanolproduktion aus Methan (Erdgas) hat im Mittel einen Energiebedarf von 12,5 GJ/t Methanol, für die beste verfügbare Technik werden 9,8 GJ/t angeführt (DECHEMA 2017), woraus sich im besten Fall ein rohstoffbedingter Energiebedarf von 27,4 GJ/t Olefine ergeben würde. Wird dagegen Methanol aus grünem Wasserstoff und abgeschiedenem CO₂ verwendet, würde ein elektrischer Energiebedarf von 95,5 GJ/t Olefine entstehen – also mehr als das 5-Fache des Energiebedarfs des naphthabasierten Prozesses (DE-

⁹³ Einen Überblick über die verschiedenen Prozesstechnologien des MtO-Verfahrens gibt z. B. Gogate (2019).

CHEMA 2017). Würde Biomasse für die Methanolproduktion eingesetzt, so hätten die relevanten Biomasserouten 3,5- bis 5-mal so hohe Energiebedarfe wie die fossilen Routen. Der Energiebedarf für die Olefinherstellung via Vergasung von Biomasse, Methanolsynthese und MtO-Verfahren wäre mit 64,5 GJ/t Olefine ebenfalls sehr hoch (IEA 2013).

THG-Reduktionspotenzial

Das Emissionsreduktionspotenzial gegenüber der konventionellen Olefinproduktion mit fossilem Naphtha ergibt sich aus der Kombination des MtO-Verfahrens und der Methanolproduktion. Die produktionsbedingten THG-Emissionen konventioneller Cracker (bezogen nur auf die Olefine derzeit anteilmäßig rund 6,4 Mio. t CO₂-eq/Jahr) könnten – die Verwendung von erneuerbarem Strom für das MtO-Verfahren vorausgesetzt – vollständig vermieden werden.

Die konventionelle Methanolproduktion aus Methan (Erdgas) emittiert 0,66 t CO₂/t (bafa 2023). Im Falle einer Methanolproduktion aus grünem Wasserstoff und abgeschiedenem CO₂ würden dagegen keine THG-Emissionen anfallen, sodass theoretisch die gesamten derzeitigen Emissionen der fossilen Naphthaproduktion für die Olefinherstellung eingespart werden könnten.

Entwicklungsstand

Vor allem in China bestehen bereits großtechnische MtO-Anlagen, die mit bis zu 830.000 t/Jahr (Jenkins 2018) über ähnlich hohe Kapazitäten wie die größten deutschen Steamcracker verfügen. Als Rohstoffquelle für die Methanolproduktion wird in China vorwiegend Kohle (Coal to Olefins) oder Erdgas verwendet (beides über den Zwischenschritt Syngas). In Europa gab es auch bereits Demonstrations- und Pilotanlagen, z. B. in Belgien (Ondrey 2008). Es gibt mehrere unternehmerische Technologieentwickler und -hersteller, die unterschiedliche Verfahren und Anlagentypen vermarkten. Die wichtigsten sind (bzw. waren) UOP (USA), Norsk Hydro (Norwegen), Sinopec (China) und Air Liquide (Frankreich). Insgesamt sind unterschiedliche MtO-Verfahren bereits kommerzialisiert, was genauso für verschiedene Verfahren zur Synthese von (grünem) Methanol gilt. Eine Studie von Fraunhofer UMSICHT gelangte zum Ergebnis, dass prinzipiell der gesamte deutsche Ethylen- und Propylenbedarf über eine grüne Methanolproduktion plus MtO-Verfahren gedeckt werden könnte. Allerdings bestünden noch große Herausforderungen in Hinblick auf die Wettbewerbsfähigkeit und die Bereitstellung von erneuerbaren Energien und nachhaltigen CO₂-Quellen (Thonemann et al. 2019).

Wirtschaftlichkeit

Die Kapitalkosten für den Neubau einer MtO-Anlage (rd. 191 Euro/t Olefine) liegen deutlich über jenen der Umstellung eines konventionellen Steamcrackers auf elektrische Beheizung (rund 74 Euro/t HVC) (Kap. 7.3.4). Gleichwohl betragen beim MtO-Verfahren die Kapitalkosten gemäß den Berechnungen von Prognos und Wuppertal Institut (2022, S. 64) nur rund ein Fünftel der Energieträgerkosten. Die Energieträgerkosten würden (bezogen auf die Menge an produzierten HVC) mit den getroffenen Annahmen (Kap. 4.1.4.2) bis 2030 leicht über jenen des konventionellen Crackers liegen. Die Produktionskosten ohne Rohstoffkosten lägen ab 2030 für das MtO-Verfahren unter jenen eines konventionellen Steamcrackers. Inklusive der Rohstoffkosten (ausschließlich grünes Methanol) allerdings liegen die Produktionskosten des MtO-Verfahrens voraussichtlich dauerhaft über jenen der konventionellen HVC-Produktion im Naphthacracker (dazu Kap. 4.4).

Hemmnisse

Niedrige Methanolpreise stellen eine zentrale Bedingung für eine wirtschaftliche Olefinproduktion über die MtO-Route dar. Für eine großflächige Umstellung der HVC-Produktion wären große Mengen an (grünem) Methanol notwendig. Die Produktion von grünem Methanol aus grünem Wasserstoff und CO₂ ist selbst strom- und kapitalintensiv (Thonemann et al. 2019), kann jedoch auch eine Möglichkeit darstellen, Kohlenstoff aus anderen Prozessen in einem Produktkreislauf zu halten (z. B. CO₂ aus der Abscheidung bei der Stahl- oder Zementherstellung). Im Gegensatz zur Vermeidungstechnologie der E-Cracker, wo eine Umstellung bestehender Produktions-

kapazitäten möglich ist, ist man in der MtO-Route auf den Bau von Neuanlagen angewiesen, wodurch die entsprechenden Investitionskosten höher ausfallen. Außerdem würde dies eine Neustrukturierung bestehender Wertschöpfungsketten bedingen, da sowohl andere Rohstoffe als auch andere Technologien eingesetzt würden als bislang.

Förderinstrumente

Es liegen keine Informationen zu aktuellen oder geplanten spezifischen Förderinstrumente für MtO-Anlagen vor. Über das Förderprogramm »Dekarbonisierung in der Industrie« unterstützt das BMWK prinzipiell den Bau von MtO-Anlagen, sofern diese perspektivisch zur Emissionsreduktion beitragen.

3.3.4.3 Chemisches Recycling

Weltweit und auch in Deutschland nimmt die Nutzung von Kunststoffen und damit auch der entsprechende Abfall zu (dazu und zum Folgenden Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 65 ff.). Bislang landet weltweit der Großteil des Altplastiks in Deponien oder der natürlichen Umgebung (Geyer et al. 2017). In Deutschland lag der Kunststoffverbrauch 2021 bei rund 12,4 Mio. t, wobei rund 5,7 Mio. t an Kunststoffabfällen gesammelt wurden (conversio 2022, S. 12 u. 20). Über 99% des Altkunststoffs werden hierzulande stofflich oder energetisch verwertet, weniger als 1% wird deponiert. Der Anteil der (werk)stofflichen Verwertung lag 2021 zwischen 33 und 50%⁹⁴ (Conversio 2022, S. 13).

Die wesentlichen Verfahren der stofflichen Verwertung von Kunststoffabfällen sind das mechanische und chemische Recycling. Während beim mechanischen Recycling der Altkunststoff getrennt, gereinigt und (mehr oder weniger) direkt wiederverwendet wird, besteht das chemische Recycling aus chemischen Verfahren, durch die Abfälle aufbereitet und auf molekularer Ebene in ihre Ausgangsstoffe zerlegt werden, um sie für die Herstellung von HVC oder für andere Anwendungen wiederzuverwerten. Zwar sind die Verfahren des chemischen Recyclings deutlich aufwendiger als jene des mechanischen, es können dadurch aber Produkte in der Qualität von Neuware hergestellt werden. Derzeit wird nur ein kleiner Teil des Altkunststoffs einer chemischen Verwendung zugeführt, 2021 waren es in Deutschland 26.000 t, davon 23.000 t als Reduktionsmittel in der Stahlproduktion und nur rund 3.000 t zur Gewinnung von Kunststoffrohstoffen (conversio 2022, S. 13 f.). Nichtsdestotrotz wird das chemische (in Kombination mit dem mechanischen) Recycling als zentral für die Klimaneutralität der chemischen Industrie und vor allem der HVC-Produktion diskutiert. Chemisches Recycling gilt insbesondere dort als wichtige und komplementäre Technologie zum mechanischen Recycling (VCI et al. 2021), wo mechanische Verfahren nicht zielführend sind. Diese haben beispielsweise Probleme bei stark vermischten und verschmutzten Kunststoffabfällen sowie hinsichtlich der Qualität der Recyclingprodukte (Maisels et al. 2021).

Das chemische Recycling steht aus Gründen der Ressourceneffizienz bereits seit rund 30 Jahren in der Entwicklung, es bestehen technologisch aber noch große Herausforderungen. Gleichwohl wird für die nächsten Jahre ein massiver Markthochlauf erwartet. So haben europäische Plastikhersteller 2021 erhebliche Investitionen geplant, mit einem Hochlauf von 2,6 (2025) auf 7,2 Mrd. Euro bis 2030 (plasticseurope 2021). Als Verfahren kommen Prozesse wie Pyrolyse, Solvolyse, Cracking oder Vergasung zur Anwendung. Vor allem Pyrolyseöle weisen ähnliche Eigenschaften wie Naphtha aus, weswegen sie sich gut für die Weiterverarbeitung zu HVC in Crackern eignen. Im Folgenden liegt der Fokus daher auf dem Pyrolyseverfahren, das mit einem nachgeschalteten elektrisch beheizten Steamcracker die Prozesskette in dieser Vermeidungsrouten bilden soll.

Pyrolyseverfahren

Bei der Pyrolyse wird Altkunststoff durch Zufuhr thermischer Energie unter Sauerstoffausschluss in ein Produktgemisch aufgespalten, das feste, flüssige (Pyrolyseöl) und gasförmige Anteile enthält. Die Zusammensetzung der Pyrolyseprodukte variiert mit dem eingesetzten Altkunststoff und den Spaltbedingungen. Typischerweise werden Temperaturen von 300 bis 700 °C und Verweilzeiten von Sekunden bis Stunden eingesetzt. Entsprechend der niedrigen Wärmeleitfähigkeit von Kunststoff und der zähflüssigen Schmelze ist es prozesstechnisch erforderlich, die Oberfläche des Materials groß und den Stofftransport hoch zu halten. Es werden beispielsweise Drehrohöfen,

⁹⁴ Je nach Berechnungsmethode (Menge gemessen am Eingang oder an der letzten Stufe der Recyclinganlage).

Wirbelschichtreaktoren und Rührkessel eingesetzt (Lechleitner et al. 2020). Die Prozessführung kann auf eine Ausbeute von 90% Pyrolyseöl optimiert werden (Maisels et al. 2021), das ähnliche⁹⁵ Eigenschaften wie Naphtha aufweist und im Cracker zu HVC weiterverarbeitet werden kann.⁹⁶ Nachfolgend werden wichtige Kenngrößen des Pyrolyseverfahrens angeführt (hierzu Tab. 7.19 in Kap. 7.3.4). Die Ausführungen basieren auf dem Gutachten von Prognos und Wuppertal Institut (2022, S. 66 ff.).

Energiebedarf

Der Energiebedarf zur Bereitstellung der erforderlichen Prozessbedingungen für die Pyrolyse beträgt 15,8 GJ/t Pyrolyseöl (bzw. 20,5 GJ/t HVC). Mit Blick auf die Emissionsbilanz ist es wichtig, diese Energie von außen über (grünen) Strom bereitzustellen und nicht durch die thermische Verwertung eines Teils des Altkunststoffes. Das Pyrolyseöl wird im elektrischen Steamcracker zu HVC verarbeitet, wo ein weiterer Energiebedarf von 10 GJ/t HVC anfällt (Kap. 3.3.4.1).

Das Pyrolyseöl ersetzt das (synthetische) Naphtha im elektrischen Steamcracker. Dadurch entfällt der Energiebedarf für die Bereitstellung von fossilem Naphtha (5,5 GJ/t Naphtha; Kap. 3.3.3) bzw. von synthetischem Naphtha (je nach Verfahren bis zu 126 GJ/t Naphtha; Kap. 3.3.4.1). Gleichwohl resultiert aus dem Ersatz von fossilem Naphtha durch Pyrolyseöl aus dem chemischen Recycling fast eine Verdreifachung des Energiebedarfs für die Rohstoffbereitstellung.

THG-Reduktionspotenzial

Das Emissionsreduktionspotenzial bezieht sich vor allem auf den Ersatz von fossilem Naphtha, dessen Bereitstellung aktuell mit THG-Emissionen in der Höhe von 0,83 t CO₂-eq/t HVC bzw. insgesamt 11 Mio. t CO₂-eq/Jahr zu Buche schlägt (Kap. 3.3.3). Darüber hinaus würden die Emissionen der energetischen Verwertung der entsprechenden Altkunststoffmengen vermieden (zumindest solange, wie der Kohlenstoff in den aus HVC hergestellten Produkten gebunden bleibt).

Entwicklungsstand

Bereits in den 1980er und 1990er Jahren forschte die Industrie intensiv nach Möglichkeiten einer rohstofflichen Verwertung von Altkunststoff. Die Pyrolyse galt damals als das Verfahren der Wahl, um mit dem Problem steigender Kunststoffabfallmengen umzugehen. Aufgrund technischer und wirtschaftlicher Schwierigkeiten kam es jedoch in dieser Zeit nicht zu großtechnischen Anwendungen und viele Anlagen mussten unter hohen Verlusten wieder schließen (Worzewski 2020). Derzeit erfährt das Thema wegen des Klimawandels eine Renaissance und die nötigen Technologien für das chemische Recycling werden in einer Vielzahl von Projekten weiter erforscht, entwickelt und erprobt. Großtechnische Altplastikpyrolyseanlagen sind bereits am Markt, dies umfasst Anlagen im Pilot- und Demonstrationsmaßstab bis hin zu Infrastrukturen mit Kapazitäten von über 60.000 t/Jahr. Seit 2019 gibt es eine deutliche Zunahme größerer Projekte (Maisels et al. 2021).⁹⁷ Im deutschsprachigen Raum betreiben beispielsweise OMV und BASF Anlagen im Prototypen- bzw. Pilotmaßstab (OMV 2022) und weitere große Anlagen sind in Planung (IN4climate.NRW 2020, S. 17). In den USA gibt es auch bereits Projekte mit Kapazitäten von mehreren hundert kt/Jahr. Weltweit betrug die Gesamtkapazität der Pyrolyseanlagen 2021 rund 1 Mio. t, wobei Ankündigungen von einer Verdreifachung bis 2030 sprechen (Maisels et al. 2021).

Nichtsdestotrotz ist die tatsächliche Eignung der einzelnen Verfahren für das chemische Kunststoffrecycling für die großtechnischen Umsetzung nach wie vor ungeklärt. Das Umweltbundesamt beispielsweise bewertet die technische Machbarkeit und vor allem die Frage nach der ökologischen Vorteilhaftigkeit des chemischen Recyclings kritisch (UBA 2020b). Für eine gute Emissionsbilanz darf der Energiebedarf für den Prozess nicht durch

⁹⁵ Die genaue chemische Zusammensetzung von Pyrolyseöl hängt allerdings vom Ausgangsmaterial, dem Verfahren und den gewählten Prozessbedingungen ab. Inwieweit großtechnisch hergestelltes Pyrolyseöl von seiner Zusammensetzung her direkt mit fossilem Naphtha vergleichbar ist, kann daher an dieser Stelle nicht beantwortet werden.

⁹⁶ Kohlenstoffhaltige gasförmige Pyrolyseprodukte können ggf. über andere Verfahren, wie Methanolproduktion plus MtO-Verfahren, zu HVC weiterverarbeitet werden.

⁹⁷ Eine Übersicht zu Anlagen, Projekten und deren Spezifika findet sich z. B. in Maisels et al. 2021.

interne thermische Verwertung von Altkunststoff bereitgestellt werden, sondern ist durch grünen Strom zu decken. Untersuchungen hierzu mit belastbaren Daten fehlen aber weitestgehend (Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 67).

Wirtschaftlichkeit

Die Herstellung von HVC über chemisches Recycling (via Pyrolyse) und die Verwertung des hergestellten Pyrolyseöls in (elektrisch beheizten) Crackern bietet nach Berechnungen von Prognos und Wuppertal Institut (2022, S. 66 f.) bereits in wenigen Jahren sowie auch langfristig die kostengünstigste vorwiegend inländische Alternative zur konventionellen HVC-Produktion in Deutschland. Die Wirtschaftlichkeit des chemischen Recyclings war bisher vor allem wegen der niedrigen Öl- bzw. Naphthapreise nicht gegeben. Langfristig wird jedoch von deutlich steigenden Preisen für fossile Energieträger (verglichen mit dem Niveau vor Beginn des Ukrainekriegs; Kap. 4.1.4.2) ausgegangen, was die Wirtschaftlichkeit des chemischen Recyclings entsprechend begünstigt. Zudem beeinflussen Abfallverfügbarkeit, Infrastruktur-, Betriebs- und Stromkosten sowie die Produktnachfrage die Rentabilität, was Abschätzungen schwierig macht.

Hemmnisse

Elektrisch betriebene Pyrolyseanlagen haben einem erheblichen Bedarf an (grünem) Strom. Außerdem ist die Verfügbarkeit von Altkunststoffen beschränkt, was ein stark limitierender Faktor für das Potenzial des chemischen Recyclings für die HVC-Produktion darstellt. Es ist daher zu erwarten, dass nicht die gesamte (derzeitige) HVC-Produktion in Deutschland auf Pyrolyseöle aus dem chemischen Recycling umgestellt werden kann. Zwar sind viele der eingesetzten Verfahren relativ tolerant gegenüber gemischten Abfällen (z. B. gemischte Kunststoffe und Biomasse), allerdings dürften in Zukunft z. B. auch synthetische Kraftstoffe auf Abfallpotenziale von Kunststoff und Biomasse zugreifen, sodass eine konkurrierende Abschöpfung denkbar ist, auch bezüglich der Anlagenkapazität in der Aufbereitung und Weiterverarbeitung.

Förderinstrumente

Die Weiterentwicklung marktfähiger Verfahren zum chemischen Recycling können durch die Fördermaßnahme »Ressourceneffiziente Kreislaufwirtschaft – Kunststoffrecyclingtechnologien« (KuRT) des BMBF gefördert werden, wobei aktuell allerdings kein Projekt speziell zum Pyrolyseverfahren läuft.⁹⁸ Ob über das Förderprogramm »Dekarbonisierung in der Industrie« der Bau entsprechender Anlagen möglich wäre, ist ungewiss, da die Einsparpotenziale bei dieser Route im Wesentlichen bei der Rohstoffbereitstellung und nicht im Herstellungsprozess liegen.

3.3.5 Fazit

High-Value Chemicals (HVC) sind organisch-chemische Grundchemikalien, die für die Produktion vieler chemischer Folgeprodukte und Wertschöpfungsketten der chemischen Industrie essenziell sind. Die Herstellung der HVC erfolgt in Deutschland bisher fast ausschließlich auf der Basis von Erdölfraktionen durch Steamcracken oder Reforming in petrochemischen Raffinerien oder Chemieparcs. Aufgrund der großen Vielfalt an HVC und möglichen Folgeprodukten bilden die Herstellungs- und Verarbeitungsprozesse ein hochkomplexes Gefüge, das von außen in seinen Massen- und Energieströmen sowie den wirtschaftlichen Verflechtungen nur schwer überschaut und bilanziert werden kann. Im Rahmen dieses TA-Projekts wurde vereinfachend angenommen, dass der überwiegende Teil der HVC-Produktion in Deutschland aus dem Steamcracker mit fossilem Naphtha als Rohstoff stammt. Derzeit werden hierzulande über 13 Mio. t HVC/Jahr produziert. Der spezifische Energiebedarf der

⁹⁸ <https://bmbf-kurt.de/Projekte/%C3%9Cbbersicht.html> (19.12.2023)

Steamcracker wird bisher vorwiegend aus Erdgas gedeckt. Für die gesamte Prozesskette fallen produktions- und rohstoffbedingt THG-Emissionen in Höhe von insgesamt 19 Mio. t CO₂-eq/Jahr an.

Vermeidungstechnologien für die HVC-Produktion zielen entweder auf eine Reduktion der prozesstechnischen oder der rohstoffbedingten THG-Emissionen. In diesem TA-Projekt lag der Fokus auf den beiden prozesstechnischen Maßnahmen Elektrifizierung des Steamcrackers und Umstellung auf das MtO-Verfahren. Als Option zur Reduktion der rohstoffbedingten Emissionen wurde die Herstellung von Pyrolyseöl aus Kunststoffabfällen als Ersatz für fossiles Naphtha untersucht.

Bilanziell fallen bei der Umstellung des erdgasbasierten konventionellen Steamcrackers auf einen Betrieb mit erneuerbarem Strom die gesamten brennstoffbedingten Emissionen weg. Technisch bereitet die Umstellung wenig Schwierigkeiten, da nur die Öfen ausgetauscht, die übrige Anlagentechnik aber beibehalten werden kann. Bei Nichtumstellung des Rohstoffs bleiben die rohstoffbedingten THG-Emissionen der Naphthaherstellung aus Rohöl in Raffinerien bestehen. Durch einen Wechsel auf synthetisches Naphtha aus CO₂ und grünem Wasserstoff können aber auch diese Emissionen praktisch auf null reduziert werden. Hierfür sind allerdings große Mengen an grünem Wasserstoff und somit an erneuerbaren Energien nötig. Alternative kann fossiles Naphtha auch durch Pyrolyseöl aus dem chemischen Recycling ersetzt werden. Auch diese Route ist weitgehend emissionsfrei.

Mit dem MtO-Verfahren können Olefine aus Methanol katalytisch hergestellt werden. Es wird elektrisch betrieben und kann, die Verwendung erneuerbarer Energiequellen vorausgesetzt, nahezu emissionsfrei ablaufen. Das MtO-Verfahren beruht allerdings auf einem komplexen chemischen Reaktionsschema, außerdem liegt der rohstoffbedingte Energiebedarf deutlich höher. Die Umstellung auf diese Route würde einen kompletten Neubau der Anlagentechnik erforderlich machen und hätte außerdem deutliche Veränderungen in den gewohnten Stoff- und Energieströmen der Raffinerien oder Chemieparcs zur Folge. Um auch die rohstoffbedingten Emissionen zu vermeiden, kann synthetisches Methanol aus grünem Wasserstoff und CO₂ eingesetzt werden. Der Strombedarf für die Wasserstoffbereitstellung ist allerdings hoch.

Das chemische Recycling von Kunststoffabfällen wird als zentral für die Klimaneutralität der chemischen Industrie und vor allem der HVC-Produktion diskutiert. Chemisches Recycling gilt im Vergleich zum werkstofflichen Recycling insbesondere dort als wichtige und komplementäre Technologie, wo mechanische Verfahren nicht zielführend sind (z. B. bei stark vermischten und verschmutzten Kunststoffabfällen). Das chemische Recycling steht aus Gründen der Ressourceneffizienz bereits seit rund 30 Jahren in der Entwicklung, es bestehen technologisch aber noch Fragen hinsichtlich der Eignung der einzelnen Verfahren für die großtechnischen Umsetzung sowie in Bezug auf die Umweltauswirkungen und die Verfügbarkeiten von Altplastik für die Verfahren. Gleichwohl wird für die nächsten Jahre ein massiver Markthochlauf erwartet.

4 Technische Entwicklungspfade für eine klimaneutrale Produktion in ausgewählten Grundstoffindustrien

Die in Kapitel 3 erörterten ausgewählten Vermeidungstechnologien für die Grundstoffindustrien Eisen/Stahl, Zement und HVC ermöglichen je nach Technologieeinsatz und Transformationsgeschwindigkeit verschiedene Entwicklungspfade hin zu einer weitgehend klimaneutralen Produktion bis 2045. Jeder dieser Entwicklungspfade ist mit unterschiedlichen Kosten, Ressourcenbedarfen und Auswirkungen z. B. auf die Bruttowertschöpfung, die Beschäftigung oder die Umwelt verbunden. Um mögliche Wege für die Dekarbonisierung der Grundstoffindustrien und damit einhergehende (sozio)ökonomische und ökologische Effekte eingehender untersuchen zu können, erstellten Prognos und Wuppertal Institut (2022) zwei mögliche Entwicklungspfade zur Erreichung weitgehender Klimaneutralität in den Bereichen Eisen/Stahl, Zement und HVC bis 2045.

Die Entwicklungspfade wurden unter der Maßgabe erstellt, dass die inländischen Produktionsmengen der drei Grundstoffindustrien bis 2045 auf einem ähnlichen Niveau wie heute verbleiben. Die tatsächliche Entwicklung ist aber ungewiss und wesentlich von der zukünftigen Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen in Deutschland abhängig. Unter welchen Umständen ein Verlust der Wettbewerbsfähigkeit des Standorts Deutschland und damit verbunden ein deutlicher Rückgang der heimischen Grundstoffproduktion drohen könnten, wird in Kapitel 5.5 diskutiert.

Für die folgenden Analysen wurde der Fokus auf die Perspektive der deutschen Grundstoffproduzenten gelegt. Dies bedeutet etwa, dass bei den Energieaufwendungen nur der direkte Energiebedarf, der bei den deutschen Unternehmen selbst entsteht, ermittelt wurde. Werden z. B. benötigte Rohstoffe extern bezogen, also auf den entsprechenden Rohstoffmärkten eingekauft, so wurde der Energiebedarf für die vorgelagerte Rohstoffherstellung nicht explizit berücksichtigt. Der externe Rohstoffbezug wird über einen entsprechenden Rohstoffpreis in den Entwicklungspfaden abgebildet, wodurch es keine Rolle spielt, ob die Rohstoffe durch inländische Zulieferer oder über Importe aus dem Ausland bereitgestellt werden. Dieses Vorgehen ist den großen Unsicherheiten bezüglich der künftigen Entwicklung der regionalen und internationalen Produktion wichtiger Rohstoffe für die Grundstoffindustrie geschuldet. In Bezug auf Stoffströme und Kosten sind die Rohstoffe (durch Ausweisung als externer Bezug mit einem entsprechenden Preis) in den Entwicklungsfaden jedoch vollständig abgebildet worden.

Im Folgenden werden die Rahmenbedingung für die Erstellung der Entwicklungspfade erörtert, deren jeweilige konkrete technische Ausgestaltung detailliert dargestellt sowie wichtige Kennzahlen (z. B. Ressourcenbedarfe, Produktionskosten) abgeleitet und vergleichend bewertet. Außerdem werden ausgewählte branchenspezifische und gesamtwirtschaftliche Effekte der Transformation – sofern auf Basis des für die Entwicklungspfade erstellten Datengerüsts möglich – quantitativ abgeschätzt (weitere ökonomische und ökologische Effekte der beiden Entwicklungspfade werden qualitativ in Kapitel 5 behandelt).

Die Inhalte dieses Kapitels sind (zum Teil in leicht gekürzter Form) vollständig dem Gutachten von Prognos und Wuppertal Institut (2022, S. 69 ff.) entnommen.

Kasten 4.1 Beginn des Ukrainekriegs und Auswirkungen auf das TA-Projekt

Während der gutachterlichen Arbeit an den Entwicklungspfaden begann der russische Angriffskrieg gegen die Ukraine. Es stellte sich akut die Frage, wie mit den Ereignissen umgegangen werden soll bzw. wie sich diese auf mögliche Entwicklungspfade auswirken könnten. In der ersten Jahreshälfte 2022 war bereits absehbar, dass die Preise von Erdgas und Strom aufgrund des Kriegs deutlich steigen und zumindest für Erdgas auf lange Zeit das alte Niveau nicht mehr erreichen würden. Seriöse Prognosen zu den mittel- und längerfristigen Auswirkungen des Kriegs auf die ökonomische Entwicklung, die Produktnachfrage, die Rohstoffverfügbarkeiten oder die Preise für Energieträger waren während des Bearbeitungszeitraums des Gutachtens (bis September 2022) jedoch nicht möglich. Um die Auswirkungen des Kriegs trotzdem in angemessener Weise berücksichtigen zu können, wurde die ursprünglich vorgesehene (und vor Kriegsbeginn favorisierte) Rolle von Erdgas als Brückentechnologie hin zu einer Wasserstoffwirtschaft überdacht und angepasst. Unter der Annahme anhaltend hoher Erdgaspreise und perspektivisch wahrscheinlich wieder sinkender Strompreise wurde das Ausphasen von Erdgas ähnlich zu den anderen fossilen Brennstoffen angesetzt. Konkret wurde als Bedingung für die Ent-

wicklungspfade angenommen, dass bis 2030 keine Zunahme des Erdgasbedarfs in den drei behandelten Grundstoffindustrien stattfindet, so wie es in einem Szenario mit Erdgas als Brückentechnologie der Fall gewesen wäre.⁹⁹ Dafür muss Wasserstoff jedoch bereits früher in großen Mengen verfügbar gemacht werden, um die notwendige Transformation nicht zu verlangsamen und Investitionen zu verzögern.

4.1 Auswahl und Begründung der Entwicklungspfade

Bevor die beiden Entwicklungspfade vorgestellt werden, werden in diesem Kapitel zunächst die Randbedingungen für die Pfade sowie deren Charakteristika in Bezug auf wichtige Kenngrößen und Strategien skizziert. Außerdem wird die Wahl des Unterscheidungsmerkmals zwischen den beiden Entwicklungspfaden begründet.

4.1.1 Randbedingungen für die Entwicklungspfade

An die beiden Entwicklungspfade wurden die folgenden Randbedingungen gestellt.

THG-Ziele erreichen

Die Grundstoffindustrie in Deutschland soll bis 2045 weitgehend klimaneutral produzieren. Das Gebot der weitgehenden Treibhausgasneutralität gilt praktisch auch für jede Grundstoffindustrie einzeln, sofern nicht auf eine relevante Senkenleistung durch negative THG-Emissionen einzelner Prozesse abgestellt werden kann bzw. soll.

Restriktionen einhalten

Innerhalb des Energiesystems ergeben sich praktische Einschränkungen bei der Verfügbarkeit von Biomasse sowie von grünem Strom und daraus resultierend von grünem Wasserstoff, der im Inland produziert wird. Dies gilt auch für benötigte Rohstoffe, wie z. B. Altplastik als Ausgangsmaterial für synthetisches Naphtha der HVC-Produktion. Ebenfalls eingeschränkt sind aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit von Netzkapazitäten die Mengen der im Inland transportierten leitungsgebundenen Güter Strom, Wasserstoff und CO₂.

Plausible und realistische Pfade

Beide Entwicklungspfade sollen die Bandbreite der plausiblen Entwicklungen hinsichtlich der wirtschaftlichen, infrastrukturellen, regulatorischen und gesellschaftlichen Rahmenbedingungen möglichst gut abdecken und eine realistische Entwicklung darstellen. Extreme Entwicklungen, wie z. B. eine flächendeckende Elektrifizierung der Grundstoffindustrien, sollen vermieden werden. Ein zeitgleicher Einsatz verschiedener Vermeidungstechnologien je Grundstoffindustrie wird daher als wahrscheinlich betrachtet. Der Anspruch, realistische Pfade zu entwickeln, erforderte es auch, grobe Abschätzungen zum künftigen Grad der Ressourcen- und Materialeffizienz (etwa in Bezug auf materialeffiziente Stahl- bzw. Betonbauten oder die Substitution von Zement und Stahl durch den Holzbau) zu treffen, obwohl dies eigentlich außerhalb des Betrachtungshorizonts dieses TA-Projekts lag.

Konsistenz mit dem Gesamtsystem

Konsistenz bedeutet, dass die vielen möglichen Vermeidungsstrategien, die sich in den einzelnen Sektoren (Industrie, Energie, Verkehr, Gebäude etc.) eröffnen, in einem Gesamtsystem zusammen funktionieren müssen und

⁹⁹ Eine Ausnahme davon wird in den Entwicklungspfaden für Zement gemacht: Hier schreitet die Substitution der günstigen Braunkohle, die ebenfalls bald nicht mehr abgebaut und damit zur Verfügung stehen soll, durch Erdgas schneller voran als die Substitution der fossilen durch erneuerbare Energieträger. Dies führt zwischenzeitlich zu einem steigenden Erdgasbedarf, der in absoluten Mengen im Vergleich zu den Erdgasbedarfen der Grundstoffindustrien Eisen/Stahl und HVC allerdings gering ist.

sich nicht gegenseitig hemmen dürfen. Um Konsistenz zu gewährleisten, ist es erforderlich, (Energiesystem-)Szenarien für das Gesamtsystem zu berechnen. Dies war jedoch im Rahmen dieses TA-Projekts nicht möglich. Daher wurde auf der Grundlage von bestehenden Szenariostudien eine zu den Entwicklungspfaden passende Fortentwicklung des übrigen Energiesystems, d. h. alle Emittenten außer den Grundstoffindustrien Eisen/Stahl, Zement und HVC, abgeleitet, um etwaige Restriktionen einhalten, Widersprüche auflösen und damit die Konsistenz mit dem Gesamtsystem zumindest näherungsweise erfüllen zu können. Die dafür verwendeten externen Szenariostudien sowie daraus abgeleitete Kenndaten für alle restlichen Industrien und Sektoren sind in Kapitel 7.4.1 aufgeführt.

Berücksichtigung bestehender Förderinstrumente

Die zum Zeitpunkt der Erstellung der Entwicklungspfade bestehenden sowie konkret geplanten politischen Instrumente zur Beförderung der Dekarbonisierung der Grundstoffindustrie wurden berücksichtigt. Dabei handelt es sich, gruppiert nach Wirkungsbereich, u. a. um die folgenden Instrumente:

- › Fördermechanismen für Energieeffizienz (u. a. die »Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft«¹⁰⁰ oder das »Energieeffizienzprogramm für Produktionsanlagen und Prozesse« der KfW¹⁰¹);
- › Fördermechanismen für emissionsarme bzw. -freie Prozesstechnologien (u. a. das Förderprogramm »Dekarbonisierung in der Industrie«¹⁰², die Fördermaßnahme »KlimPro-Industrie – Vermeidung von klimaschädlichen Prozessemissionen in der Industrie«¹⁰³, die Forschungsförderung »CO₂-Abscheidung und -Nutzung in der Grundstoffindustrie«¹⁰⁴) oder die vielfältigen Förderprojekte zum Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft (u. a. die »Technologieoffensive Wasserstoff« des BMWK¹⁰⁵);
- › Fördermechanismen für Ressourceneffizienz (u. a. die Maßnahmen der Nachhaltigkeitsforschung zu Rohstoffeffizienz und Kreislaufwirtschaft des BMBF¹⁰⁶) sowie
- › Marktmechanismen, die noch ohne konkrete Vorgaben oder Förderprogramme, aber zum Zeitpunkt der Pfanderstellung in der Diskussion und Begutachtung waren (u. a. der CO₂-Grenzausgleichsmechanismus, das Pilotprogramm für Klimaschutzverträge [Carbon Contracts for Difference – CCfD]¹⁰⁷, die Etablierung grüner Leitmärkte oder die Weiterentwicklung des EU-Emissionshandelssystems [European Union Emission Trading System – EU-ETS] im Rahmen des »Fit für 55« der EU-Kommission¹⁰⁸).

In Bezug auf die Energieeffizienzförderprogramme wird für beide Entwicklungspfade angenommen, dass die Anstrengungen, das Energiesystem klimaneutral zu gestalten, auch implizieren, dass die Energieeffizienz weitgehend ausgereizt wird (Efficiency first). Auch die Einführung der genannten Marktmechanismen ist notwendig, um die international unterschiedlichen Zeitskalen für eine Klimaneutralität miteinander zu vereinbaren (Kap. 4.1.4). Die Prozesstechnologieprogramme fördern in der Breite die wesentlichen Technologien, mit deren

¹⁰⁰ www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Energieeffizienz_und_Prozesswaerme/energieeffizienz_und_prozesswaerme_node.html (19.4.2023)

¹⁰¹ www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-Umwelt/F%C3%B6rderprodukte/EE-Produktion-292 (19.4.2023)

¹⁰² www.klimaschutz-industrie.de/foerderung/dekarbonisierung-in-der-industrie (19.4.2023)

¹⁰³ www.fona.de/de/massnahmen/foerdermassnahmen/klimpro-industrie.php (19.4.2023)

¹⁰⁴ www.energieforschung.de/antragsteller/foerderangebote/co2-abscheidung-und-nutzung (19.4.2023)

¹⁰⁵ www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2020/12/20201215-startschuss-fuer-die-technologieoffensive-wasserstoff.html (17.11.2023)

¹⁰⁶ www.fona.de/de/themen/rohstoffeffizienz.php (19.4.2023)

¹⁰⁷ www.bmuv.de/download/eckpunkte-pilotprogramm-fuer-klimaschutzvertraege (19.4.2023)

¹⁰⁸ www.consilium.europa.eu/de/infographics/fit-for-55-eu-emissions-trading-system/ (19.4.2023)

Hilfe die energieintensiven Industriebranchen klimaneutral produzieren können. Da die Förderlandschaft technologieoffen gestaltet ist, ergeben sich hieraus keine zwingenden Schwerpunkte beim Einsatz einzelner Vermeidungstechnologien.

4.1.2 Charakteristika der beiden Entwicklungspfade

Für die szenarische Ausgestaltung der beiden Entwicklungspfade wurden für eine Reihe von Kenngrößen und Strategien Annahmen getroffen, die sich zwischen den Pfaden ggf. auch unterscheiden konnten. Dieses Kapitel gibt eine Übersicht über die wesentlichen Annahmen, während detailliertere Betrachtungen für jede Grundstoffindustrie und jeden Entwicklungspfad in den Kapiteln 4.2 bis 4.4 erfolgen.

Effizienz

Die Energieeffizienz soll in beiden Entwicklungspfaden weitgehend ausgereizt werden. Die Materialeffizienz kann sich zwischen beiden Pfaden unterscheiden. Dies betrifft bei Eisen/Stahl eine effizientere Stahlnutzung oder eine bessere Schrottsortierung, die zu qualitativ hochwertigem Stahlschrott für die Sekundärstahlproduktion führt. Eine effizientere Betonnutzung z. B. durch Hohlkammerkonstruktionen sowie die Nutzung von Substituten wie Holz senkt (geringfügig) den Beton- und damit den Zementbedarf. Schließlich kann die Optimierung echter (stofflicher) Materialkreisläufe ohne Downcycling den Bedarf an HVC reduzieren.

Elektrifizierung

Die Erhöhung des Elektrifizierungsgrades bei energieintensiven und elektrifizierbaren Prozessen der Grundstoffindustrie ist aus Sicht des Primärenergiebedarfs vielfach von Vorteil. Als Restriktion gilt die maximale Menge des in Deutschland erzeugbaren grünen Stroms, die von der Gesamtnachfrage nicht überschritten werden soll, um nicht auf Importe angewiesen zu sein (auch wenn im bestehenden europäischen Stromsystem auch einseitige Stromex- und -importe Usus sind).

Biomasse

Biomassen können in thermischen Prozessen eingesetzt werden, sofern das energetisch¹⁰⁹ und logistisch funktioniert. Als Restriktion gilt die inländische Potenzialgrenze für nachhaltig angebaute Energiepflanzen, die bei rund 900 PJ/Jahr liegt (Fehrenbach et al. 2019). Eine Importnotwendigkeit soll in den Entwicklungspfaden weitgehend vermieden werden, damit Biomassen vor Ort genutzt werden und keine Konzentration der Biomassen in wirtschaftlich starken Regionen stattfindet.

Wasserstoff

Wasserstoff kann fossile Energieträger in einer Reihe von Prozessen der Grundstoffindustrie ersetzen, wofür aber meist neu konzipierte Produktionsanlagen erforderlich sind, die die bisherigen ablösen. Generell ist die Bedeutung der einzelnen Wasserstoffarten (entsprechend des Ursprungs der stofflichen Wasserstoffquelle bzw. des eingesetzten Energieträgers zur Erzeugung; Kasten 4.2) insbesondere während des Hochlaufpfades noch nicht entschieden.

Für die Entwicklungspfade wird unterstellt, dass nur grüner Wasserstoff zum Einsatz kommt. Die inländische Produktion von grünem Wasserstoff wird durch die Verfügbarkeit von erneuerbarem Strom limitiert. Bei hoher Nachfrage muss ein signifikanter Anteil des Wasserstoffs vom Ausland bezogen werden. Die Berechnung von Importquoten für Wasserstoff war im Rahmen dieses TA-Projekts allerdings nicht möglich, da keine Gesamtsystemberechnungen vorgenommen wurden.

¹⁰⁹ Eine reine Holzfeuerung ist z. B. auf eine maximale Temperatur von rund 900 °C begrenzt.

Kasten 4.2 Die Farben des Wasserstoffs

Grüner Wasserstoff entsteht neben Sauerstoff bei der Elektrolyse von Wasser, erneuerbare Energiequellen liefern den dafür notwendigen Strom. Die Herstellung von grünem Wasserstoff wird als klimaneutral eingestuft.

Türkiser Wasserstoff fällt bei der Pyrolyse von Methan an. Methan im Erdgas wird dabei in Wasserstoff und festen Kohlenstoff gespalten. Fester Kohlenstoff fällt als ein Granulat an, das zwischengelagert und später weiterverwendet werden kann.

Grauer Wasserstoff wird durch Dampfreforming fossiler Brennstoffe, wie z.B. Erdgas, Kohle und Öl, erzeugt. Dabei entsteht als Nebenprodukt CO₂, das in der Regel in die Atmosphäre emittiert wird. Grauer Wasserstoff ist daher nicht klimaneutral.

Wie grauer Wasserstoff wird blauer Wasserstoff ebenfalls durch Dampfreforming erzeugt, das gebildete CO₂ wird danach jedoch durch CCS-Technologien abgeschieden und dauerhaft eingelagert. Blauer Wasserstoff gilt damit ebenfalls als klimaneutral.

Beim pinken oder gelben Wasserstoff erzeugt man Wasserstoff ebenfalls elektrolytisch. Hierbei stammt der Strom aus der Kernenergie. Es entsteht zwar kein klimaschädliches CO₂ wohl aber radioaktiver Abfall, dessen langfristig sichere Endlagerung in Deutschland als ungeklärt gilt.

Neue Produktionsverfahren

Die aktuellen (und absehbaren) Förderprogramme für Prozesstechnologien schränken die Wahl möglicher Vermeidungstechnologien nicht ein. In den Entwicklungspfaden können daher alle in Kapitel 3 betrachteten Vermeidungstechnologien einschließlich der konventionellen Technologien parallel existieren. Die Ausgestaltung des jeweiligen Technologiemies je Grundstoffindustrie und Entwicklungspfad ist Gegenstand und Ergebnis der Pfadentwicklung.

CO₂-Abscheidung, -Speicherung und/oder -Nutzung (CCS/CCU)

Die CO₂-Abscheidung wird für die Zementproduktion mangels emissionsarmer Technologiealternativen absehbar eine wichtige Rolle spielen müssen. In den Entwicklungspfaden wird der Einsatz von CCS/CCU aber auch für Stahl/Eisen und HVC ermöglicht, um bestehende Anlagen weiterbetreiben zu können, sofern sich dies aufgrund der gewählten Randbedingungen und Restriktionen als sinnvoll bzw. notwendig erweist. Die Abscheidung selbst ist mit relativ geringen Eingriffen in die bestehenden Werksstrukturen möglich. Wie mit dem abgeschiedenen CO₂ weiterverfahren wird, ist zum jetzigen Zeitpunkt noch offen und nicht Gegenstand dieser Untersuchung.

Produktionsverlagerungen

Produktionsverlagerungen gilt es aus Sicht des Landes, in dem bisher produziert wird, zu vermeiden. Für internationale Konzerne (aber nicht nur) ist eine Verlagerung der Produktion Teil des Wirtschaftens. Allerdings sind die Werke der energieintensiven Unternehmen oft Jahrzehnte an einen Standort gebunden, was an ihrer Größe, langen Investitionszyklen und der tiefen Verflechtung mit nachgelagerten Branchen liegt. Gleichwohl könnten niedrigere Produktionskosten im (außereuropäischen) Ausland (z. B. infolge einer geringeren CO₂-Preisbelastung oder günstigeren Erzeugungsbedingungen für erneuerbare Energien; Kap. 5.5) eine Verlagerung von Teilen der deutschen Grundstoffproduktion begünstigen.

Für die Entwicklungspfade wird jedoch unterstellt, dass politische Instrumente (z. B. der CO₂-Grenzausgleichsmechanismus) Produktionsverlagerungen auf Ebene der Grundstoffe erfolgreich verhindern. Hingegen könnten Vorprodukte, wie z. B. synthetisches Naphtha für die HVC-Produktion, verstärkt importiert werden, was eine Verlagerung von einzelnen Produktionsschritten bedeuten würde.

4.1.3 Diskriminante der beiden Entwicklungspfade

Die Diskriminante ist ein Maß für die Verschiedenartigkeit der beiden Entwicklungspfade und soll möglichst unterschiedliche Entwicklungen erlauben. Da die beiden Pfade plausible Entwicklungen abbilden sollen, sollte die Diskriminante nicht zwischen zwei komplementären Extrempfaden unterscheiden.

Die Wahl einer geeigneten Diskriminante fiel auf den »Internationalen Kooperationsgrad«. Eine Diskussion der Vor- und Nachteile von internationaler Kooperation (bzw. Autarkiebestrebungen) in der Grundstoffindustrie erschien zum Zeitpunkt der Pfaderstellung (März/April 2022) gerade auch angesichts der geopolitischen Umwälzungen infolge des Ukrainekriegs, durch welche die extremen Abhängigkeiten Deutschlands von ausländischen (Energie-)Ressourcen deutlich offenbart wurden und immer noch werden, angezeigt. Außerdem lassen sich anhand dieser Diskriminante bestimmte Handlungsschwerpunkte im Kontext übergeordneter Fragen der Versorgungssicherheit und Rohstoffverfügbarkeit besser zuspitzen, was zu deutlichen Unterschieden in der Unternehmensstrategie zwischen den beiden Entwicklungspfaden führen kann.

Die inhaltliche Bedeutung einer Welt mit wenig bzw. viel internationaler Kooperation wird im Folgenden hinsichtlich der grundsätzlichen Treiber erläutert und für die einzelnen Grundstoffindustrien angeschnitten. Detailbetrachtungen für jede Grundstoffindustrie erfolgen in den Kapiteln 4.2 bis 4.4.

Entwicklungspfad A: wenig Kooperation

In diesem Szenario mit gegenüber heute deutlich geringerer internationaler Kooperation bleibt die bestehende Produktion eher in Deutschland. Es wird versucht, Abhängigkeiten, insbesondere von Importen, zu minimieren. Entsprechend reizt dies energetische und materielle Effizienzverbesserungen an, sodass der materialeffiziente Stahl- und Betonbau und die Holzbauweise vorangetrieben sowie die Recyclingquoten von Metallen und Kunststoffen erhöht werden. Der Einsatz von CO₂-Abscheidung wird mangels inländischer Speicherstätten und aufgrund der ungünstigen Möglichkeiten für den CO₂-Export insgesamt geringgehalten, findet jedoch dann statt, wenn dadurch die Importabhängigkeit bei grünem Wasserstoff entschärft werden kann. Gleichwohl notwendige Wasserstoffimporte kommen überwiegend bis komplett aus der EU. Inländische Biomasse wird (wie heute schon) ausgeschöpft, möglicherweise kann das inländische Biomassepotenzial durch Umwidmung von Anbauflächen leicht erhöht werden. Diese Strategien beeinflussen die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Grundstoffindustrien negativ, da Preisvorteile durch fehlende bzw. limitierte Importe minimiert sind. Ein großes Hindernis für dieses Szenario ist die Akzeptanz: Ein nationales und damit isoliertes Handeln steht im Widerspruch zur internationalen Herausforderung des Klimawandels. Für die einzelnen Grundstoffindustrien bedeutet dieser Entwicklungspfad:

- › Eisen/Stahl: Bestehende Hochöfen werden eher mit CO₂-Abscheidung nachgerüstet, da die Umstellung auf Direktreduktion durch die inländischen Erzeugungskapazitäten für grünen Wasserstoff limitiert ist und Importe geringgehalten werden sollen. Eine erhöhte Schrottverwertung findet wegen der für die Stahlherstellung ungeeigneten Schrottqualitäten nicht statt.
- › Zement: Es wird in der Breite Oxyfuel-CCS eingesetzt, jedoch eine weitestgehende Reduktion der Emissionen durch klinkerarme Zemente, neue Bindemittelsysteme und Beton-/Zementmaterialeffizienz angestrebt.
- › HVC: Der Schwerpunkt liegt beim elektrischen Steamcracker, um CCS möglichst zu vermeiden. Die MtO-/MtA-Route wird nur so weit wie nötig verfolgt. Das Kunststoffrecycling wird forciert, um Importe von Rohstoffen sowie den CCS-Bedarf bei der Müllverbrennung zu reduzieren.

Entwicklungspfad B: viel Kooperation

In diesem Szenario mit viel internationaler Kooperation (d.h. mindestens dem heutigen Niveau in einer eng vernetzten Weltwirtschaft entsprechend) sind betriebswirtschaftlich motivierte Verlagerungen von Produktionsstandorten der Grundstoffindustrie insbesondere innerhalb der EU a priori nicht ausgeschlossen, sie kommen jedoch in der konkreten Ausgestaltung des Entwicklungspfades nicht vor. Importe von grünen Energieträgern wie Wasserstoff, von Rohstoffen und bedingt auch von Biomasse sind allerdings über gut ausgebaute europaweite Netze möglich, werden gesteigert und führen umgekehrt dazu, dass Effizienzanstrengungen nicht über das heutige Maß

hinaus angestoßen werden. Ein ebenfalls zumindest regional in Nähe der energieintensiven Industrie vorhandenes CO₂-Netz und gute Bedingungen für den CO₂-Export senken die Hürden für den Einsatz der CO₂-Abscheidung. Diese Ausgangssituation ist hinsichtlich der Wettbewerbsfähigkeit ideal, da maximale Kostenvorteile aus einer ver- und geteilten Infrastruktur gezogen werden können. Auch die Akzeptanz wird in dieser Ausgestaltung gegenüber Entwicklungspfad A wahrscheinlich höher sein, trotz der höheren Abhängigkeit von ausländischen Ressourcen. Für die einzelnen Grundstoffindustrien bedeutet dies:

- › Eisen/Stahl: Der Schwerpunkt liegt bei der Direktreduktion. Einzelne mit Anlagen zur CO₂-Abscheidung nachgerüstete Hochöfen verbleiben aufgrund eines guten Zugangs zum CO₂-Netz im Bestand.
- › Zement: Wie bei Entwicklungspfad A liegt der Schwerpunkt auf dem Oxyfuel-CCS-Verfahren. Der Einsatz von klinkerarmen Zementen und neuen Bindemitteln verläuft jedoch weniger forciert, da die Hürden für den Einsatz der CO₂-Abscheidung geringer sind.
- › HVC: Der elektrische Steamcracker wird forciert, allerdings verbleiben konventionelle, mit CO₂-Abscheidung nachgerüstete Steamcracker im Bestand, um die Beiprodukte optimal verwerten zu können. MtO/MtA spielt eine untergeordnete Rolle. Stattdessen werden eher grünes Methanol und synthetisches Naphtha direkt als Rohstoffe importiert, um die inländische Altkunststoffpyrolyse zu ergänzen.

4.1.4 Rahmendaten für die Entwicklungspfade

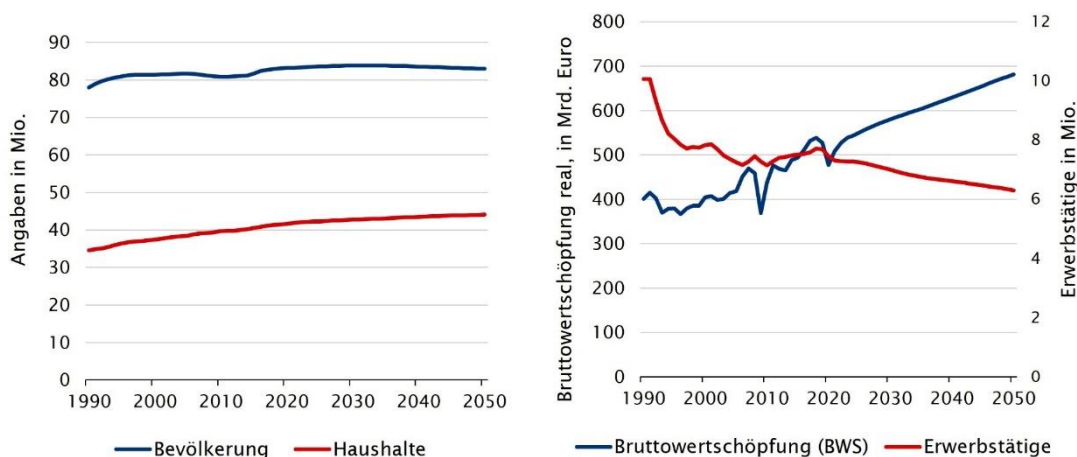
Die nachfolgend aufgeführten Rahmendaten gelten in der Regel identisch für beide Entwicklungspfade. Zwar gibt es etwa bei der Wertschöpfung oder den Energieträgerpreisen gewisse Rückkopplungen zwischen den sich in den Pfaden unterschiedlich entwickelnden Produktionskosten und Energiebedarfen, die eine dynamische Anpassung nötig machen würden. Dieser Ansatz erwies sich im Rahmen dieses TA-Projekts allerdings als zu umfangreich, außerdem wurden die konkreten Auswirkungen durch Prognos und Wuppertal Institut (2022, S. 73) als gering eingeschätzt. Aus diesen Gründen wurde vereinfachend angenommen, dass sich die hier dargestellten Rahmendaten im Prognosezeitraum näherungsweise unabhängig voneinander entwickeln.

4.1.4.1 Sozioökonomische Rahmendaten

Die den beiden Entwicklungspfaden zugrunde gelegten Rahmendaten für die Energiesystemmodellierung sind alle exogen und damit nicht beeinflussbar. Wesentliche sozioökonomische Kenngrößen, welche die Energienach-

frage bestimmen, sind das inländische Bevölkerung- und Haushaltewachstum sowie die wirtschaftliche Entwicklung. Die Entwicklungen der Bevölkerung und der Haushalte wurden den Berechnungen des Statistischen Bundesamtes entnommen und sind in Abbildung 4.1 links dargestellt.

Abb. 4.1 Sozioökonomische Rahmendaten: Bevölkerung und Haushalte (links); Bruttowertschöpfung und Erwerbstätige (rechts)



Quelle: nach Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 74, auf Basis von Daten des Statistischen Bundesamts sowie der Prognos AG

Für die Berechnung der wirtschaftlichen Entwicklung, speziell der Bruttowertschöpfung und der Erwerbstätigen, verwendeten Prognos und Wuppertal Institut (2022, S. 73) das Weltwirtschaftsmodell VIEW der Prognos AG.¹¹⁰ Demnach wächst die deutsche Bruttowertschöpfung auch weiterhin (1,3%/Jahr zwischen 2020 und 2045 gegenüber 0,9%/Jahr zwischen 1995 und 2020), während die Zahl der Erwerbstätigen sinkt (-0,6%/Jahr zwischen 2020 und 2045 gegenüber -0,3%/Jahr zwischen 1995 und 2020). Dieser gegenläufige Trend war bereits in der Vergangenheit zu beobachten (Abb. 4.1 rechts).

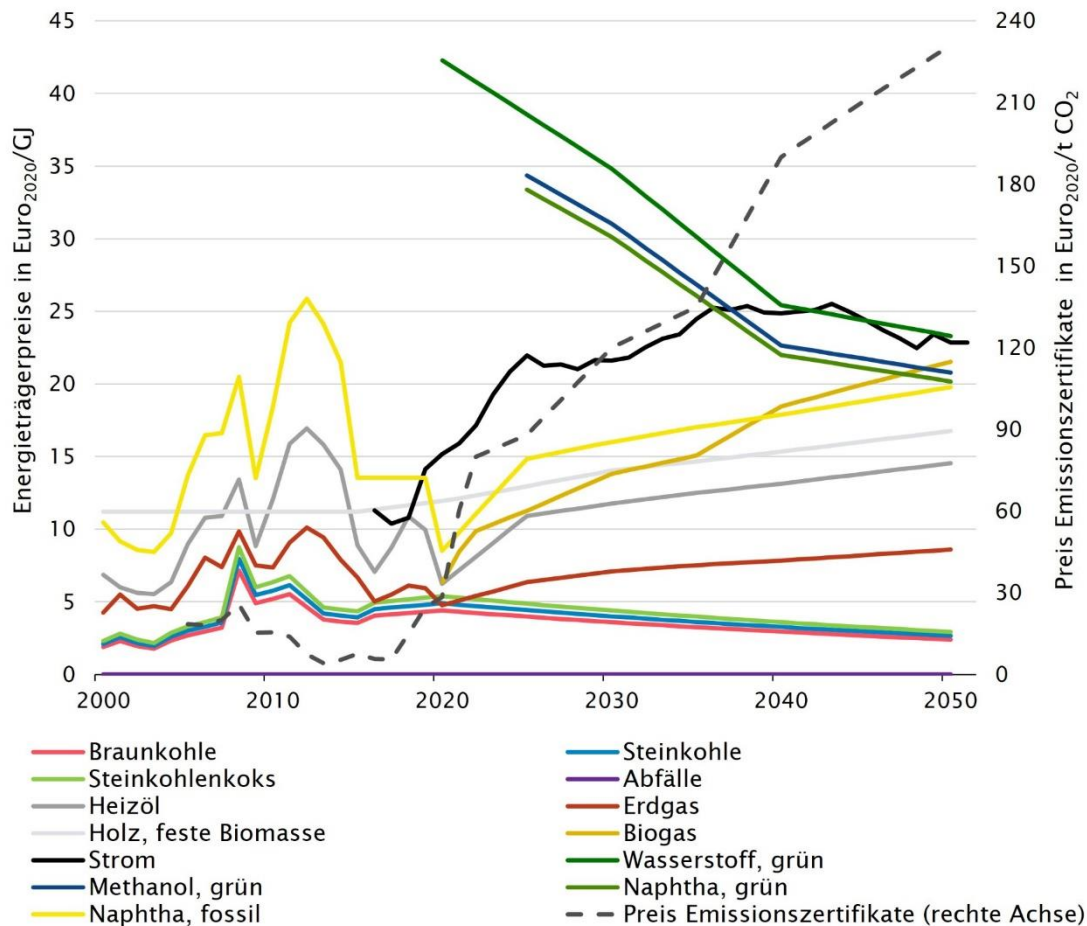
4.1.4.2 Preise für Energieträger und Emissionszertifikate

Zentrale Größen für die Berechnung der Transformationskosten sind die Energieträgerpreise. Da Energieträger und -verbrauch zwischen den verschiedenen Vermeidungstechnologien variieren und somit die Produktionskosten und relative Bedeutung der Technologien wesentlich beeinflussen können, hat die Bestimmung der Energieträgerpreise großen Einfluss. Für die Erstellung der Entwicklungspfade nutzten die Gutachter/innen von Prognos und Wuppertal Institut (2022, S. 74 f.) aus eigenen Arbeiten abgeleitete Energieträgerpreise von Stand Ende 2021, die sich wiederum stark an den Preisprognosen des World Energy Outlooks der Internationalen Energieagentur (IEA 2021) anlehnten. Die Preise der fossilen Energieträger sind nur auf internationaler Ebene nachzuvollziehen, wobei sich die inländischen Energieträgerpreise für große energieintensive Unternehmen stark an diesen internationalen Preisen (bzw. den Grenzübergangspreisen) orientieren. Die Auswirkungen des russischen Angriffskriegs gegen die Ukraine und die damit einhergehenden Verwerfungen auf den Energiemärkten konnten nicht mehr in den Energieträgerpreisen berücksichtigt werden, jedoch wurden entsprechende strategische Schwerpunkte in den Entwicklungspfaden neu bewertet (Kasten 4.1). Die Projektion des Preises für Emissionszertifikate (EU-Allocations – EUA) des europäischen Emissionshandelssystems (EU-ETS) folgt ebenfalls aktuellen Anpassungen bei der Ausgestaltung der vierten Handelsperiode (Verknappung der nicht gehandelten Zertifikate, Einführung einer

¹¹⁰ Das Prognose- und Simulationsmodell VIEW berechnet die zukünftige Entwicklung der Weltwirtschaft inkl. der wirtschaftlichen Verflechtungen über die Länder, allerdings ohne Schocks, wie z. B. dem Ukrainekrieg.

Emissionsobergrenze, Drosseln der kostenlosen Zuteilungen). Die den Entwicklungspfaden zugrunde gelegten Preisentwicklungen sind in Abbildung 4.2 dargestellt.

Abb. 4.2 Energieträgerpreise für Großkunden und Preis für Emissionszertifikate des EU-ETS



Preise bezogen auf den Energiegehalt der Energieträger (nicht auf die Masse)

Quelle: nach Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 75

4.1.4.3 Klimaziele

Zum Zeitpunkt der Erstellung der Entwicklungspfade (Frühjahr 2022) hatten bereits viele Länder der Erde eigene Klimaziele definiert oder sogar gesetzlich verankert. So hat Deutschland mit dem Bundes-Klimaschutzgesetz beschlossen, bis 2045 bilanziell klimaneutral zu sein. Bis 2030 sollen die Emissionen um 65% gegenüber 1990 sinken. Einzelne große Unternehmen wie BASF, Bosch, Thyssenkrupp und weitere gaben eigene Zielpfade bekannt, wobei sich der Zeitpunkt einer Klimaneutralität auf Unternehmensebene (inklusive Energiebezug, aber ohne sonstige Vorketten) im Bereich zwischen 2030 und 2050 bewegt. Die Europäische Union verfolgt das Ziel, bis 2030 die Emissionen um mindestens 55% gegenüber 1990 zu senken und bis 2050 klimaneutral zu sein (Rat der EU 2021). Auch außerhalb der EU wurden von vielen Staaten Klimaziele kommuniziert, z. B. (Climate Action Tracker o.J.; Fischer 2021):

- USA: Klimaneutralität bis 2050, klimaneutraler Energiesektor bis 2035, Halbierung der Emissionen bis 2030 gegenüber 2005, Klimagesetz verabschiedet;

- › China: CO₂-neutral bis 2060 (anderen Treibhausgasen nicht adressiert), Kohleausstieg ab 2050, Klimagesetz in Vorbereitung;
- › Japan: Klimaneutralität bis 2050, Atomkraft und Wasserstoff als wesentliche Energiequellen, Klimagesetz verabschiedet;
- › Brasilien: Klimaneutralität bis 2050, Klimagesetz angekündigt.

Da es global keinen gemeinsamen Emissionsreduktionspfad bzw. Zeitpunkt für das Erreichen von Klimaneutralität gibt, wird es zwischen Staaten mit unterschiedlichem Ambitionsniveau zu Marktverzerrungen kommen, die über entsprechende Marktmechanismen (z. B. CO₂-Grenzausgleichsmechanismus) kompensiert werden müssen. Für die Entwicklungspfade wird unterstellt, dass derartige Marktmechanismen erfolgreich in der Lage sein werden, die durch Klimaschutz bzw. Klimaneutralität entstehende internationale Kostendisparität auszugleichen. Aufgrund der unterschiedlichen Geschwindigkeiten beim Klimaschutz werden außerdem bis 2045 (und darüber hinaus) vermutlich alle, d. h. sowohl konventionelle, synthetische als auch grüne, Energieträger bzw. Produkte auf dem Weltmarkt verfügbar sein. Ebenso dürften neben grünem Wasserstoff weitere Wasserstofffarben auf dem Markt angeboten werden.

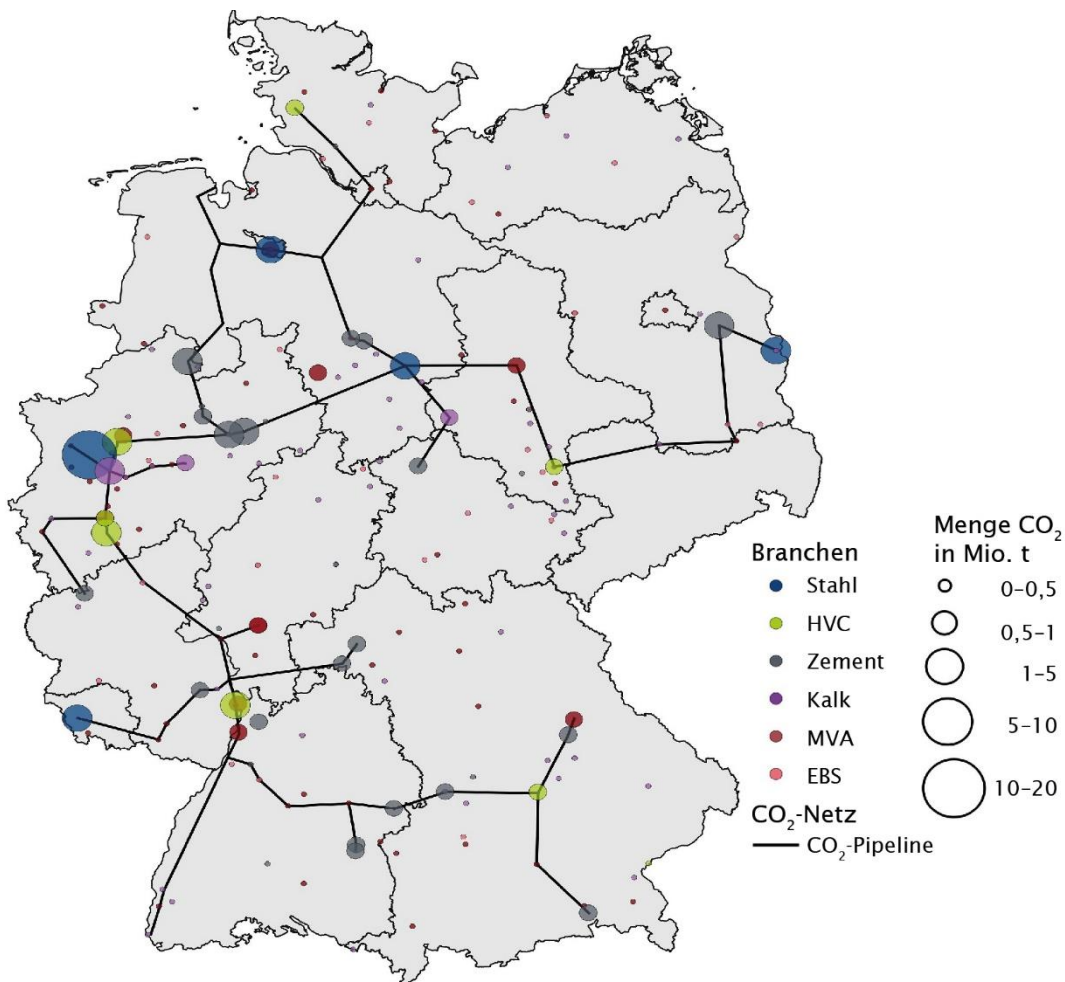
4.1.5 Infrastrukturelle Bedingungen

Für eine klimaneutrale Transformation der Grundstoffindustrie sind geeignete infrastrukturelle Rahmenbedingungen erforderlich, so insbesondere leistungsfähige Transportinfrastrukturen für CO₂ und Wasserstoff. Für die Erstellung der Entwicklungspfade wurden folgende Annahmen zum Aufbau eines CO₂- bzw. eines H₂-Pipeline-netzes getroffen.

CO₂-Netz

Im Rahmen von CCS/CCU wird CO₂ an Punktquellen abgeschieden und zur geologischen Speicherung (CCS) bzw. zu Nutzungsstandorten (CCU) transportiert. Für den CO₂-Transport kommt neben Lkw, Zug oder Schiff vor allem der Transport via Pipeline infrage, der bei großen Mengen die kostengünstigste Option darstellt (Global CCS Institute o. J.). Dabei ist ein CO₂-Netz in erster Linie dort sinnvoll und notwendig, wo langfristig unvermeidbare CO₂-Mengen abgeschieden werden sollen bzw. wo durch Abscheidung von biogenem (Bioenergy with Carbon Capture and Storage – BECCS) oder atmosphärischem CO₂ (Direct Air Carbon Capture and Storage – DACCS) eine Senke erzeugt werden soll.

Abb. 4.3 Emissionsintensive Standorte (Stand 2020) und hypothetisches CO₂-Netz in Deutschland



MVA: Müllverbrennungsanlage; EBS: Ersatzbrennstoffe (Sondermüllverbrennung)

Quelle: nach Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 77

Die Abbildung 4.3 zeigt ein durch Prognos und Wuppertal Institut (2022, S. 76 ff.) konzipiertes hypothetisches CO₂-Netz für Deutschland. Grundlage dafür bildeten die größten CO₂-Emittenten Deutschlands (exklusive der Raffinerien und Kraftwerke, die in allen Szenarien zur Erreichung von Klimaneutralität perspektivisch auslaufen). Das sind zum einen die Produktionsstandorte der energieintensivsten Industriebranchen Eisen/Stahl, Zement (inklusive Kalk) und HVC sowie zum anderen die Standorte der Müllverbrennungs(MVA)- und Ersatzbrennstoff(EBS)-Anlagen. Datengrundlage war das Jahr 2020 der EU-ETS-Datenbank (an Standorten, an denen mehrere Werke und damit CO₂-Punktquellen vorhanden sind, wurden diese zusammengefasst). Bei der Erstellung des CO₂-Netzes wurde das bestehende Fernleitungsnetz Gas als Orientierung herangezogen (FNB Gas o. J.a), da ein Großteil des zukünftigen CO₂-Netzes durch Umstellung alter Erdgasleitungen erfolgen kann.¹¹¹ Weiterhin wurden Vorarbeiten (u. a. die modellierten CO₂-Korridore aus Prognos 2021) genutzt. Punktuell müssten zusätzliche CO₂-Pipelines errichtet werden, die Standorte anschließen, die nicht am Hauptnetz liegen.

Das hypothetische CO₂-Netz weist eine Gesamtlänge von knapp 3.000 km auf und würde rund 10% der aktuellen CO₂-Emissionen in Deutschland abdecken. Im Zuge der Transformation werden sich die Standorte der

¹¹¹ Grundsätzlich besteht bei der Umstellung alter Erdgasleitungen die Herausforderung der Nutzungskonkurrenz mit dem Aufbau eines Wasserstoffnetzes. Ein vollständiger Neubau eines CO₂-Netzes wird kostenintensiver als eine Umnutzung der bestehenden Erdgasleitungen sein.

CO₂-Punktquellen und -Mengen verändern. In den hier erstellten Entwicklungspfaden (insbesondere in Entwicklungspfad B) beispielsweise weist die Rohstahlproduktion künftig nur noch an den wenigen Standorten, an denen bestehende Hochöfen mit CO₂-Abscheidung nachgerüstet werden, signifikante Mengen an CO₂ auf, während Standorte mit Wasserstoffdirektreduktionsverfahren nicht mehr an ein CO₂-Netz angeschlossen werden müssen. In der Zementindustrie wird die CO₂-Abscheidung wegen des Mangels an emissionsarmen Technologiealternativen hingegen notwendig sein. Eine mögliche Verlagerung der Produktionsstandorte für Zementklinker aus dem Süden (Bayern u. Baden-Württemberg) hin zu der Kreideregion im Westen (Nordrhein-Westfalen) kann jedoch zu einer Reduktion der Standorte führen, die an ein CO₂-Netz angebunden werden müssen. Der gut zu transportierende Zementklinker erlaubt es, diesen hauptsächlich an Standorten mit guter Anbindung an ein CO₂-Netz zu produzieren, um ihn dann zu den (strombetriebenen) Zementmühlen im Süden zu transportieren, wo kaum mehr CO₂-Emissionen anfallen. Ausgenommen von diesem Szenario sind im Süden Standorte, die CO₂-Abscheidung betreiben, um ihr CO₂ einer rohstofflichen Verwertung (CCU) in der Region zuzuführen.¹¹²

Die Standorte der MVA und EBS-Anlagen können in Abhängigkeit davon, wo und wieviel Abfall langfristig anfällt, variieren. Durch höhere Recyclingquoten und durch den Einsatz von chemischem Recycling können die Abfallmenge und damit auch die Anzahl der MVA- bzw. EBS-Anlagen reduziert werden. Abfall kann auch als Rohstoff z. B. für die Zementproduktion genutzt werden.

In Bezug auf die Speicherung könnte das abgeschiedene CO₂ z. B. nach Wilhelmshaven und von dort per Schiff oder Offshore-Pipeline zu geologischen CO₂-Speicherstätten in der norwegischen Nordsee transportiert werden (Tree Energy Solutions GmbH o. J.; Wintershall Dea AG 2022).¹¹³ Norwegen bietet mit einer theoretischen Menge von rund 70 Mrd. t eine der größten CO₂-Speicherkapazitäten in Europa (Anthonsen et al. 2013). Im Rahmen des Longship-Projekts der norwegischen Regierung zum Aufbau einer CCS-Wertschöpfungskette will Norwegen als erstes Land in Europa ab Mitte der 2020er Jahre die Möglichkeit anbieten, auch im Ausland produziertes CO₂ zu speichern (Northern Lights o. J.).

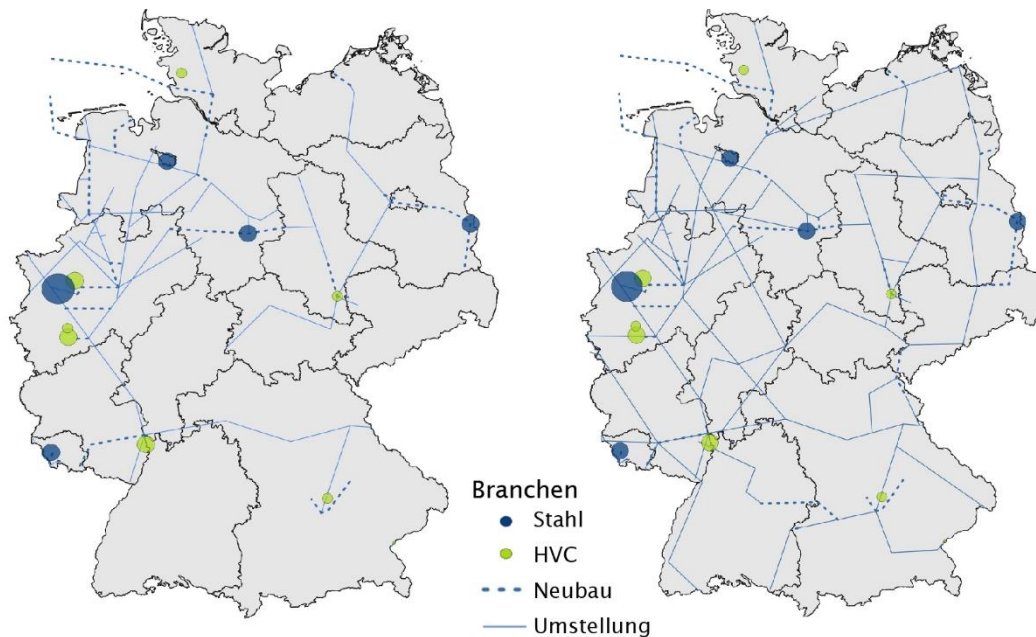
H₂-Netz

Das von den Fernleitungsnetzbetreibern Gas in Deutschland geplante H₂-Netz 2050 hat eine Gesamtlänge von rund 13.300 km (FNB Gas o. J. b). Es soll aus 11.000 km umgestellten bestehenden Erdgasleitungen sowie aus 2.300 km neugebauten Leitungen bestehen (Abb. 4.4). Das derzeit bestehende Fernleitungsnetz Gas ist mit einer Gesamtlänge von rund 40.000 km 4-mal größer als das geplante H₂-Netz bzw. 13-mal größer als das hypothetische CO₂-Netz.

Der Ausbau der H₂-Infrastruktur hängt davon ab, in welcher Menge (grüner) Wasserstoff in einem klimaneutralen Deutschland eingesetzt werden soll. Laut den fünf in Kapitel 7.4.1 aufgeführten externen Szenariostudien beträgt die Bandbreite für die Wasserstoffnachfrage für 2045 zwischen 215 und 459 TWh/Jahr (Stiftung Klimaneutralität et al. 2022, S. 39). In den im Rahmen dieses TA-Projekts erstellten Entwicklungspfaden liegt der Wasserstoffbedarf 2045 im Bereich von 110±33 TWh/Jahr für Stahl und HVC (Kap. 4.5), hinzu kommen rund 140±90 TWh/Jahr im restlichen Energiesystem (Gebäude, Verkehr, übrige Industrie) (Kap. 7.4.1). Dabei sehen alle Szenarien den Wasserstoffbedarf überwiegend im Umwandlungs- (Strom- und Wärmeerzeugung, Raffinerien) und Industriesektor, wobei mittelfristig insbesondere der Bedarf in der Stahl- und HVC-Produktion ansteigen wird. Wie die Planungen der Fernleitungsnetzbetreiber Gas zeigen, kann der Großteil der Stahl- und HVC-Standorte bereits bis 2030 an ein H₂-Netz durch Umstellung alter Erdgaspipelines angeschlossen werden (Abb. 4.4 links). Das Stahlwerk in Dillingen im Saarland kann über die französische Pipelineinfrastruktur mit Wasserstoff versorgt werden. Das Stahlwerk in Eisenhüttenstadt (Brandenburg) benötigt einen Neubau von Wasserstoffleitungen.

¹¹² Beispielsweise die Forschungsgesellschaft CI4C GmbH & Co. KG (www.schwenk.de/forschungsprojekt-catch4climate-bau-der-co2-abscheide-anlage-in-mergelstetten-gestartet; 11.7.2023)

¹¹³ Alternativen wären z. B. ein CO₂-Hub in Rostock (VNG AG 2022) oder der Transport zu den geplanten Terminals Zeebrugge und Ghent in Belgien (Fluxys 2022), von wo das CO₂ per Schiff oder Pipeline weiter Richtung Norwegen transportiert würde.

Abb. 4.4 Geplantes H₂-Netz der Fernleitungsnetzbetreiber Gas

links: H₂-Netz 2030, rechts: H₂-Netz 2050

Punktgröße der Standorte proportional zu heutigen THG-Emissionen als grobe Orientierung für den H₂-Bedarf (Abb. 4.3)

Quelle: nach Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 79, auf Basis von FNB Gas o. J.b

4.2 Entwicklungspfade für Eisen/Stahl

Als die drei relevantesten Vermeidungstechnologien zur Dekarbonisierung der Grundstoffindustrie Eisen/Stahl wurden in Kapitel 3.1.3 die Wasserstoffdirektreduktion plus Elektrolichtbogenofen (H₂-DR+EAF), die Wasserstoffdirektreduktion plus Schmelzofen und Konverter (H₂-DR+SAF+BOF) sowie die konventionelle Hochofenroute plus CO₂-Abscheidung (BF+BOF+CCS) identifiziert. Da der Technologiewechsel auf das DR-Verfahren den Neubau der Produktionsanlage erfordert, können die Entwicklungspfade für Eisen/Stahl auf Ebene der einzelnen Standorte bzw. Anlagen beschrieben werden. Die Umstellungszeitpunkte orientieren sich am jeweiligen Investitionszyklus, welcher hauptsächlich von der Notwendigkeit bestimmt wird, den Hochofen nach Ende seiner Ofenreise neu aufbauen zu müssen (oder eben durch eine DR-Anlage zu ersetzen). Ausgangspunkt für die durch die Gutachter/innen von Prognos und Wuppertal Institut (2022, S. 86 ff.) erstellten Entwicklungspfade waren die zum Zeitpunkt der Pfaderstellung kommunizierten Transformationsstrategien der Anlagenbetreiber (Kap. 7.4.3). Hiervon wurde dann bewusst abgewichen, wenn dies nötig war, um die in Kapitel 4.1 beschriebenen Randbedingungen und Charakteristika der beiden Entwicklungspfade A und B erfüllen zu können. Für die Modellierung wurde zusätzlich vereinfachend angenommen, dass der Stahlschrott in EAF-Anlagen ohne Technologietransformation zu Stahl umgesetzt wird und somit als eigene Route bilanziert werden kann.

4.2.1 Eisen/Stahl: Entwicklungspfad A – wenig Kooperation

Die überwiegend national ausgerichtete Strategie von Entwicklungspfad A wird stark von nationalen Restriktionen bestimmt, in der Stahlproduktion insbesondere durch die limitierte Verfügbarkeit an inländisch erzeugtem grünem Wasserstoff. Um die Restriktionen zu entschärfen, wird in Entwicklungspfad A eine Reihe von Maßnahmen ergriffen:

- › Die bestehenden und auch zukünftig betriebenen Hochöfen werden nach BAT-Standard¹¹⁴ modernisiert, um die höchste technisch und ökonomisch umsetzbare Energieeffizienz der Produktionsanlagen zu erreichen.
- › Einige Hochöfen werden mit Anlagen für die CO₂-Abscheidung ausgerüstet und weiterbetrieben.
- › Eine verstärkte Substitution von Stahl durch andere Materialien, soweit dies baukonstruktiv möglich ist, wird angestrebt.

Aus letzterem Grund werden in Entwicklungspfad A für die Fortschreibung der deutschen Stahlproduktion (gesamte Rohstahlproduktion) über den historischen Trend hinaus (1995 bis 2019 im Mittel -0,12%/Jahr; Kap. 3.1.1) eine ambitionierte Verbesserung der Materialeffizienz sowie verstärkte Materialsubstitution unterstellt, welche bis 2050 gemeinsam zu einer Einsparung des Stahlverbrauchs und damit der Stahlnachfrage von 10% führen (gegenüber der Fortführung des historischen Trends). Damit nimmt die gesamte Stahlproduktion im Mittel um -0,45%/Jahr ab, was bis 2050 gegenüber der mittleren Produktion 2015 bis 2019 einem Rückgang von 13% bzw. 5,5 Mio. t Rohstahl entspricht (Abb. 4.5).

Der für Entwicklungspfad A angenommene Technologiewechsel auf Ebene der einzelnen Standorte ist in Tabelle 4.1 aufgeführt. Gegenüber den von den Anlagenbetreibern kommunizierten Strategien (Kap. 7.4.3) mussten aufgrund der anderen Ausgangslage in Entwicklungspfad A einige Aspekte für die Modellierung angepasst werden. So findet die CO₂-Abscheidung an Hochöfen (BF+BOF+CCS) vermehrt statt. Dafür wurden die beiden Hochöfen von Rogesa/Dillinger/Saarstahl bestimmt, da diese Unternehmen zum Zeitpunkt der Pfaderstellung noch keine Roadmap zur Transformation ihrer Stahlproduktion veröffentlicht hatten. Außerdem finden die Umstellungen auf die emissionsarme Technologie tendenziell später statt, sodass auch zukünftig noch einige Hochöfen neu errichtet werden. Wegen des unterstellten Rückgangs der gesamten Stahlproduktion bis 2050 wird die heutige Produktionskapazität nicht mehr in vollem Umfang benötigt. Außerdem wird angenommen, dass die Kapazitätsauslastung der Stahlwerke von heute rund 86% (wieder) auf rund 90% gesteigert wird.¹¹⁵ Diese Gründe führen dazu, dass im Rahmen der Modellierung einzelne Werke schließen werden. Die in Entwicklungspfad A unterstellten Stilllegungen betreffen (Tab. 4.1):

- › 2030: Hüttenwerke Krupp Mannesmann, Duisburg (2,2 Mio. t/Jahr)
- › 2041: ArcelorMittal, Duisburg (1,5 Mio. t/Jahr)
- › 2043: Salzgitter Stahl, Salzgitter (1,5 Mio. t/Jahr)
- › 2043: Thyssenkrupp Steel, Duisburg (1,9 Mio. t/Jahr)
- › 2044: ArcelorMittal, Bremen (1,3 Mio. t/Jahr)

Die Wahl der Standorte für eine Stilllegung ist im Modell in gewissem Grad beliebig, da die Kostenstrukturen nicht auf Werksebene vorliegen. Die Entscheidungsfindung hierbei orientierte sich in erster Linie an der Kapazitätsauslastung, die in keinem Jahr wesentlich höher als etwa liegen 90% sollte. Auch sollte nicht nur ein einziges Unternehmen von Schließungen betroffen sein, sondern sich diese auf möglichst viele Unternehmen verteilen.

¹¹⁴ BAT = Best Available Technology (beste verfügbare Technologie)

¹¹⁵ Zum Vergleich: Die Kapazitätsauslastung der deutschen Stahlwerke lag vor der Finanzkrise 2008 im Mittel bei 93% und pendelte sich danach auf das heutige Niveau ein.

Tab. 4.1 Kenngrößen von Standorten der Stahlherstellung mit in der Modellierung angenommenen Technologiewechsel

| Unternehmen | Standort | Kapazität | Umstellungsjahr | | Umstellungstechnologie | | Quellen |
|------------------------------|------------------|-------------|-----------------|--------|------------------------|---------------------|---|
| | | Mio. t/Jahr | Pfad A | Pfad B | Pfad A | Pfad B | |
| ArcelorMittal | Hamburg | 1,1 | 2030 | 2030 | H2-DR+ EAF | H2-DR+ EAF | ArcelorMittal 2020; Hartbrich 2022b; Neiser 2021 |
| | Bremen | 1,3/2,0* | 2044 | 2027 | Stilllegen*** | H2-DR+ EAF | |
| | Bremen | 2,5 | 2035 | 2035 | BF+BOF+ CCS | BF+BOF+C CS | |
| | Eisenhüttenstadt | 1,8 | 2033 | 2033 | H2-DR+ EAF | H2-DR+ EAF | |
| | Duisburg | 1,5 | 2041 | 2041 | Stilllegen*** | H2-DR+ EAF | |
| DK Recycling | Duisburg | 0,4** | | | keine Umstellung | keine Umstellung | |
| Hüttenwerke Krupp Mannesmann | Duisburg | 2,2 | 2030 | 2030 | Stilllegen*** | H2-DR+ EAF | Hüttenwerke Krupp Mannesmann GmbH o. J. |
| | Duisburg | 2,7 | 2044 | 2032 | H2-DR+ EAF | H2-DR+ EAF | |
| Rogesa/Dillinger/Saarstahl | Dillingen/Saar | 2,2 | 2036 | 2036 | BF+BOF+ CCS | Stille- gen*** | Saarstahl AG o. J.; SHS 2022; VDI 2022 |
| | Dillingen/Saar | 2,6 | 2044 | 2030 | BF+BOF+ CCS | H2-DR+ EAF | |
| Salzgitter Stahl | Salzgitter | 2,1 | 2035 | 2035 | H2-DR+ EAF | H2-DR+ EAF | Salzgitter AG o. J.; Stahleisen.de 2021 |
| | Salzgitter | 2,3 | 2036 | 2036 | H2-DR+ EAF | H2-DR+ EAF | |
| | Salzgitter | 1,5 | 2043 | 2028 | Stilllegen*** | Stille- gen*** | |
| Thyssenkrupp Steel | Duisburg | 1,9 | 2038 | 2038 | H2-DR+ SAF+BOF | H2-DR+ SAF+BOF | Hartbrich 2022a; Quitter 2021; Thyssenkrupp Steel Europe AG 2021, 2022 |
| | Duisburg | 1,9 | 2043 | 2027 | Stilllegen*** | H2-DR+ SAF+BOF | |
| | Duisburg | 3,5 | 2036 | 2036 | H2-DR+ SAF+BOF | H2-DR+ SAF+BOF | |

| | | | | | |
|----------|-----|------|------|-------------------|-------------------|
| Duisburg | 4,4 | 2044 | 2030 | H2-DR+ SAF+BOF | H2-DR+ SAF+BOF |
|----------|-----|------|------|-------------------|-------------------|

* Aufrüsten in Pfad B von 1,3 auf 2,0 Mio. t/Jahr

** nur Eisen-, keine Stahlproduktion

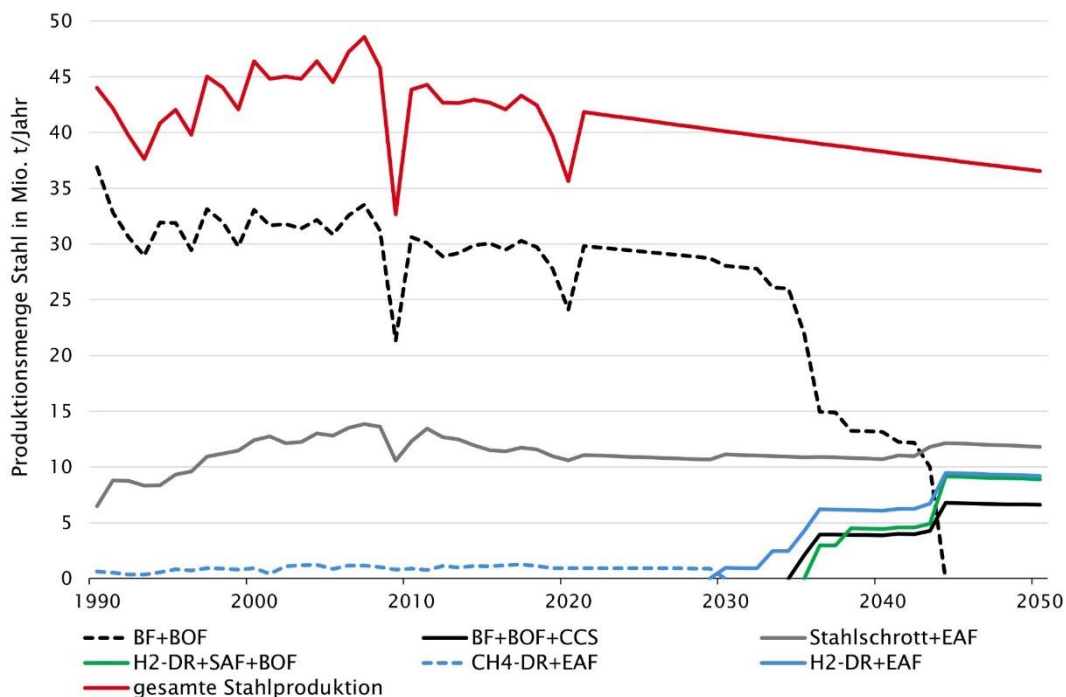
*** Die im Modell ausgewählten Standorte für die Stilllegung sind beliebig.

Aufgeführt sind nur Standorte mit konventioneller Hochofenroute sowie der Standort Hamburg mit Direktreduktion (ohne bestehende Elektro Stahlstandorte, die in den Entwicklungspfaden unverändert bleiben). Weitere Erläuterungen in Kapitel 7.4.3.

Quelle: Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 89

Die sich aus der Kombination von Technologietransformation und Umstellungszeitpunkten für Pfad A ergebende Entwicklung der Stahlproduktion aus unterschiedlichen (konventionellen und alternativen) Produktionsrouten ist in Abbildung 4.5 gezeigt. Die Zusammensetzung der Technologien wandelt sich erst ab etwa 2030, dann jedoch deutlich: Während die konventionelle Hochofenroute mit rund 70%, die Stahlschrott+EAF-Route (rd. 27%) sowie mit untergeordneter Bedeutung die CH4-DR+EAF-Route (rd. 3%) mit sehr stabilen Anteilen an der mittleren Stahlproduktion 2015 bis 2019 existieren, ersetzen bis 2050 die alternativen Routen H2-DR+SAF+BOF (24%) und H2-DR+EAF (25%) die Hochofenroute, welche dann nur noch in Kombination mit CO₂-Abscheidung (BF+BOF+CCS) produziert (18%). Im gesamten Zeitraum bleibt die Produktionsmenge der Stahlschrott+EAF-Route nahezu konstant, aufgrund der insgesamt sinkenden Produktionsmenge erhöht sich deren Anteil an der gesamten Stahlproduktion jedoch leicht auf 32% im Jahr 2050.

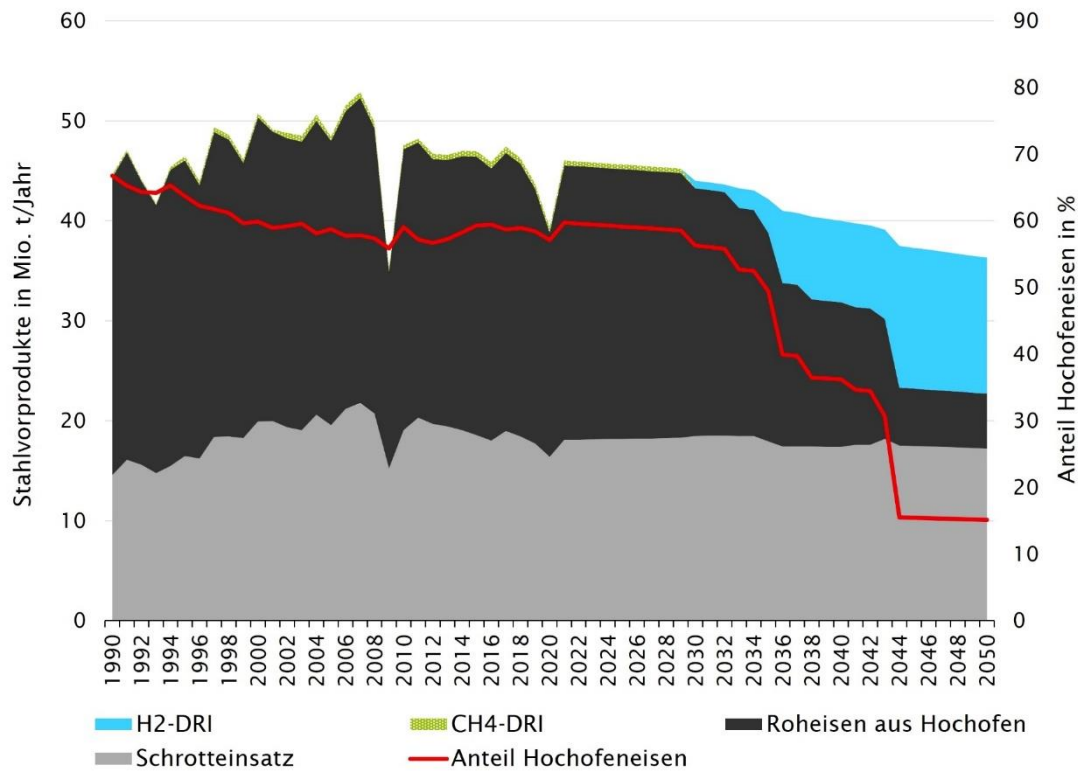
Abb. 4.5 Entwicklungspfad A: Produktionsmenge Stahl nach Route



Quelle: nach Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 88

Abbildung 4.6 zeigt die Entwicklung der Stahlvorprodukte (Schrott, Roheisen, DRI) in Entwicklungspfad A. Demnach sinkt der Roheiseneinsatz aus Hochöfen in der Stahlherstellung von rund 57% im Jahr 2020 auf 15% im Jahr 2045.

Abb. 4.6 Entwicklungspfad A: Stahlvorprodukte und Roheisenanteil



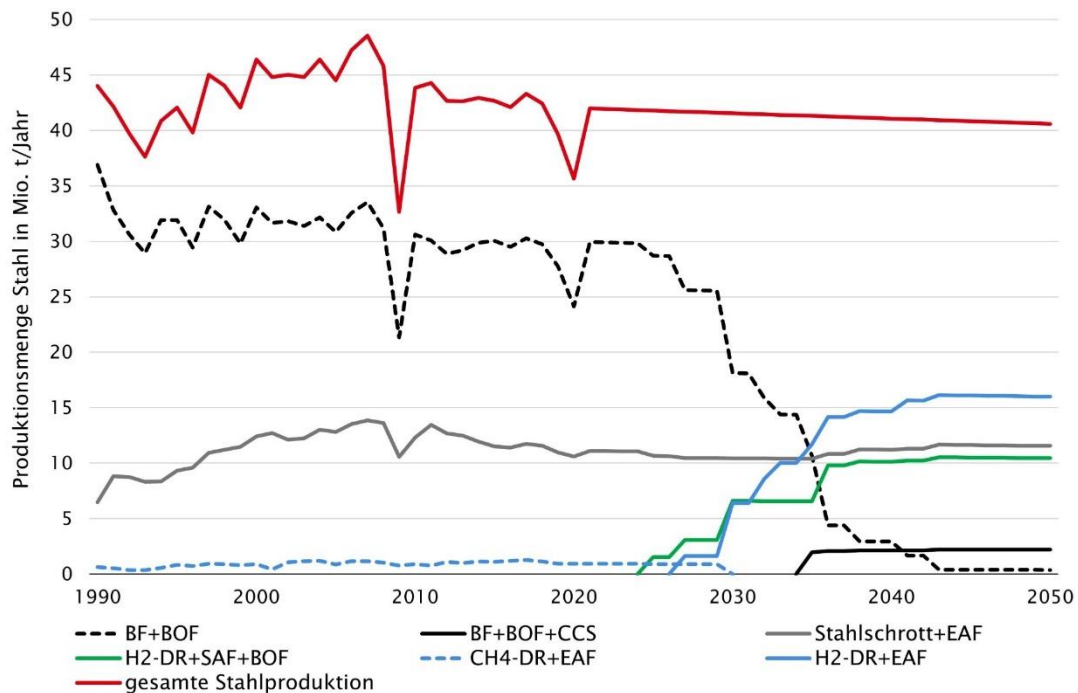
Quelle: nach Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 88

4.2.2 Eisen/Stahl: Entwicklungspfad B – viel Kooperation

Die Ausgangssituation in Entwicklungspfad B (viel internationale Kooperation) entspricht eher der bisherigen und erwartbaren Entwicklung verglichen mit Entwicklungspfad A (wenig Kooperation). Aus diesem Grund wird für die Fortschreibung der deutschen Stahlproduktion (gesamte Rohstahlproduktion) der historische Trend von -0,12%/Jahr herangezogen, ohne eine zusätzliche Materialeffizienz bzw. Materialsubstitution beim Stahleinsatz und damit bei der Stahlnachfrage anzunehmen. Gegenüber der mittleren Stahlproduktion 2015 bis 2019 führt dies bis 2050 zu einem Rückgang von rund 3% bzw. 1,4 Mio. t (Abb. 4.7).

Der in Entwicklungspfad B angenommene Technologiewechsel auf Ebene der einzelnen Standorte ist in Tabelle 4.1 aufgeführt. Die Umstellungen fußen weitgehend auf den (vor dem Ukrainekrieg) kommunizierten Strategien der Betreiber (Kap. 7.4.3), da diese kompatibel mit der Vorgabe hoher internationaler Kooperation sind. Gleichwohl wurde an gewissen Stellen bewusst davon abgewichen. Dies betrifft insbesondere die Nutzung von Erdgas als Brückentechnologie, worauf infolge der aus dem Ukrainekrieg resultierenden Energie- bzw. Erdgas-krise verzichtet und unmittelbar auf den weitergehenden Technologiepfad geschwenkt wurde. Die Transformationszeitpunkte orientieren sich am jeweiligen Investitionszyklus, also an den Zeitpunkten der angenommenen Neuerrichtungen der Hochöfen (Kap. 7.4.2).

Abb. 4.7 Entwicklungspfad B: Produktionsmenge Stahl nach Route



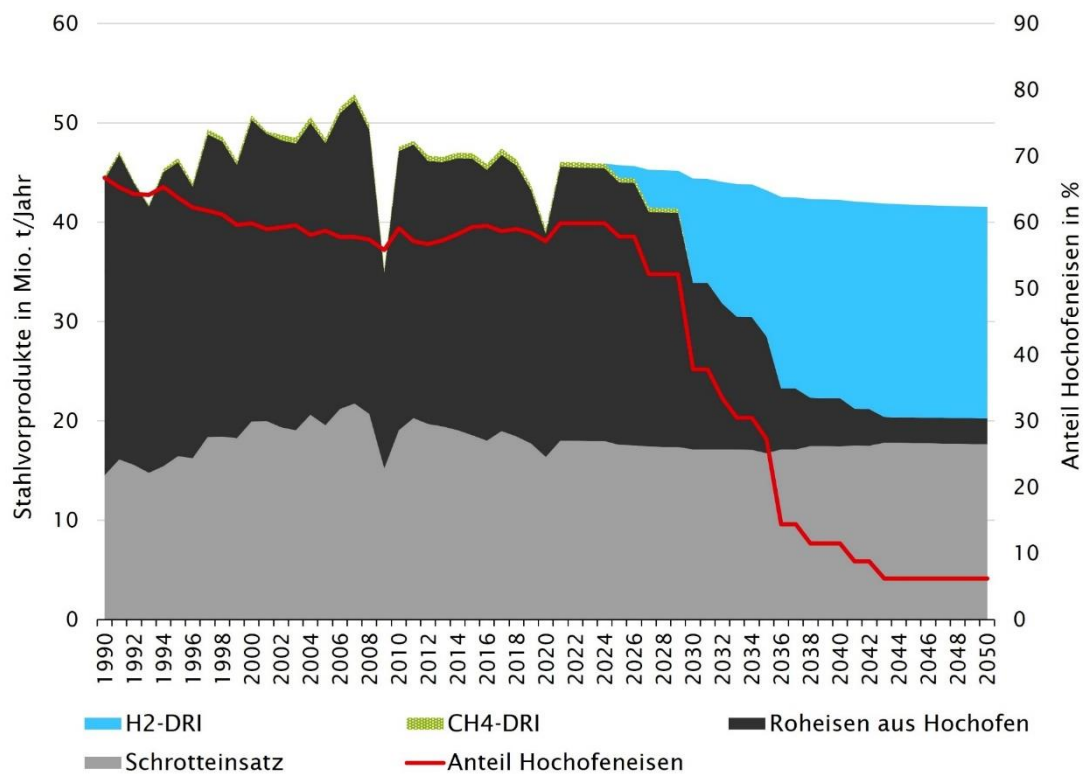
Quelle: nach Prognos/Wuppertal Institut 2022, S.93

Da bis 2050 rund 1,4 Mio. t Rohstahl weniger produziert werden und analog zu Entwicklungspfad A eine Steigerung der Kapazitätsauslastung auf rund 90% unterstellt wird, wird die heutige Produktionskapazität nicht mehr in vollem Umfang benötigt, sodass einzelne Werke schließen. Die in Entwicklungspfad B unterstellten Stilllegungen betreffen im Modell jeweils eine Anlage an den Standorten Dillingen (Rogesa/Dillingen/Saarstahl, 2,2 Mio. t/Jahr) sowie Salzgitter (Salzgitter Stahl, 1,5 Mio. t/Jahr). Wie in Entwicklungspfad A ist die Wahl der Stilllegungen relativ beliebig. Allerdings kommen in Entwicklungspfad B eher Standorte für eine Schließung infrage, die abseits des Wasserstoffhubs in Nordrhein-Westfalen liegen und die tendenziell zu kleineren Herstellern gehören.

Die sich aus dieser Entwicklung ergebende Zusammensetzung der verschiedenen (konventionellen und alternativen) Produktionsrouten für Stahl wandelt sich in Entwicklungspfad B schon ab etwa 2025 deutlich (Abb. 4.7). Bis 2030 tragen die alternativen Routen H2-DR+SAF+BOF und H2-DR+EAF mit Anteilen von 16 bzw. 15% bereits substantziell zur gesamten Stahlproduktion bei, während die Hochofenroute noch 44% beisteuert. Bis 2050 ist die konventionelle Hochofenroute beinahe vollständig ersetzt worden, wobei noch rund 5% der Gesamtkapazität durch den mit CO₂-Abscheidung ausgestatteten Hochofen (BF+BOF+CCS) am Standort Bremen bereitgestellt wird. 2050 dominieren die Routen H2-DR+EAF (39%) und H2-DR+SAF+BOF (26%) die Stahlproduktionskapazität. Der Anteil der Stahlschrott+EAF-Route bleibt während des gesamten Zeitraumes nahezu konstant.

Abbildung 4.8 zeigt die Entwicklung der Stahlvorprodukte (Schrott, Roheisen, DRI) in Entwicklungspfad B. Der Roheiseneinsatz aus Hochöfen in der Stahlherstellung sinkt von rund 57% im Jahr 2020 auf nur noch 6% im Jahr 2045.

Abb. 4.8 Entwicklungspfad B: Stahlvorprodukte und Roheisenanteil



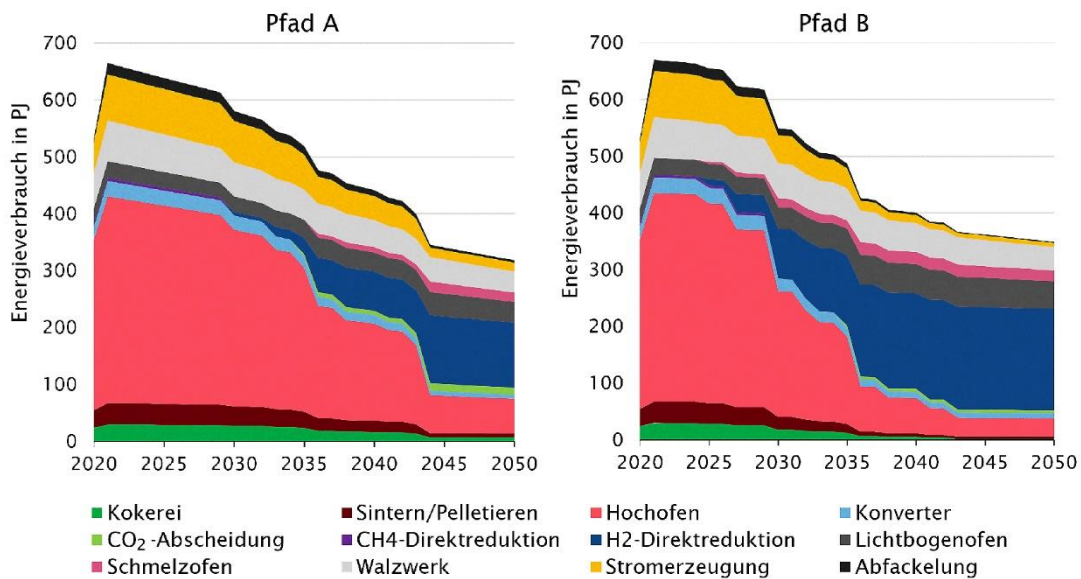
Quelle: nach Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 88

4.2.3 Eisen/Stahl: Einordnung und Vergleich der Entwicklungspfade

Ein wesentlicher Unterschied zwischen den Entwicklungspfaden betrifft die Energieeffizienz (dazu und zum Folgenden Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 93 ff.). Effizienzbemühungen äußern sich erst einmal nur im Bestand, also in den weiterbetrieblenen Anlagen der Hochofenroute. Hier besteht in Entwicklungspfad A zusätzlicher Handlungsdruck, da ein Restbestand der Hochofen perspektivisch auch nach 2050 noch läuft, weshalb diese Anlagen umfassend modernisiert werden. In Entwicklungspfad B werden die Umstellungen zu alternativen Produktionsverfahren vorangetrieben mit dem Ziel, alle Hochofen zu ersetzen (auch wenn im betrachteten Zeitraum noch einige Hochofen produzieren), weshalb diese Altanlagen nicht mehr umfassend (und teuer) modernisiert werden. Die konsequente Umstellung in Entwicklungspfad B setzt voraus, dass kein absehbarer Mangel an den benötigten Energieträgern und Rohstoffen herrscht, insbesondere bei der Bereitstellung von grünem Wasserstoff). Umgekehrt muss in Entwicklungspfad A auf eine mögliche Restriktion beim Wasserstoffbezug reagiert werden, indem der Bestand diversifizierter aufgestellt ist, was ein Beibehalten gewisser Teile der Hochofenroute impliziert.

Dadurch steigt in Entwicklungspfad A der Bedarf an CO₂-Abscheidung um mehr als das Doppelte gegenüber Entwicklungspfad B.

Abb. 4.9 Endenergieverbrauch Eisen/Stahl nach Anlagen



Quelle: nach Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 95

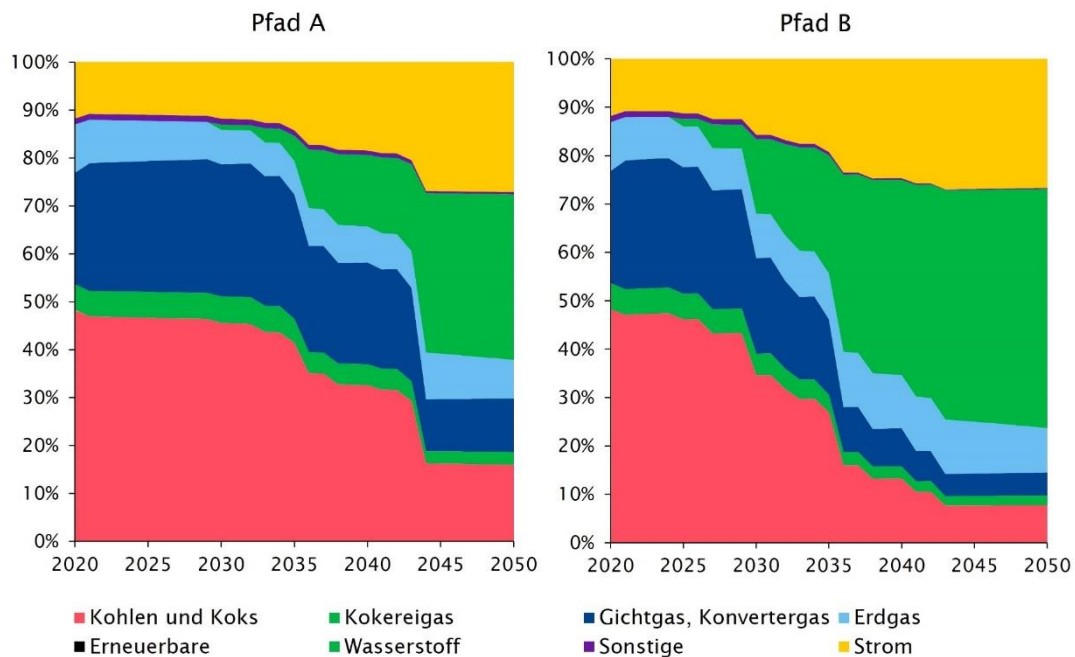
In Abbildung 4.9 werden die Entwicklungen des Endenergiebedarfs der Pfade verglichen. Der Endenergiebedarf¹¹⁶ sinkt zwischen 2022 und 2050 in beiden Pfaden deutlich um rund 52% (Pfad A) bzw. 48% (Pfad B). Verantwortlich dafür ist der geringere Energiebedarf der alternativen Routen. Insbesondere der energetische Bedarf für die reine Eisenerzreduktion ist bei Wasserstoff geringer als via Kohle und Koks (Tab. 7.4 in Kap. 7.1.1 u. Tab. 7.8 in Kap. 7.1.2).¹¹⁷ Hinzu kommt die sinkende absolute Stahlproduktion – in Pfad A mehr noch als in Pfad B (Abb. 4.5 u. 4.7). Die Struktur der eingesetzten Energieträger spiegelt die Überlagerung der einzelnen Routen wider, die mit unterschiedlicher Gewichtung in beiden Entwicklungspfaden präsent sind (Abb. 4.10). So macht Wasserstoff etwa ein Drittel des Bedarfs in Pfad A, jedoch rund die Hälfte des Bedarfs in Pfad B aus. Die Bedarfe an Strom und Erdgas sind in beiden Pfaden ähnlich. Hingegen weist Entwicklungspfad A im Jahr 2045

¹¹⁶ Beim Endenergiebedarf wird die Verwendung der Endenergieträger aufgeführt, die der Erzeugung der letztendlich notwendigen Nutzenergie dient; Verluste und Wirkungsgrade der Vorketten werden nicht berücksichtigt. Im Falle der H₂-Direktreduktion bezieht sich der Endenergiebedarf somit nur auf den Energieinhalt des Wasserstoffs. Wurde der Wasserstoff per Elektrolyse hergestellt, so ist der Bedarf an Strom (bei einem angenommenen Wirkungsgrad der Elektrolyse von 0,75; Tab. 7.9 in Kap. 7.1.2) um mindestens 33% höher.

¹¹⁷ Bezieht man den Vergleich jedoch auf den (flüssigen) Rohstahl und berücksichtigt zudem auch den Bedarf an erneuerbarem Strom für die Elektrolyse von Wasserstoff, relativiert sich der dargestellte energetische Vorteil.

noch einen doppelt so hohen Kohle- und Koksbedarf auf wie Entwicklungspfad B, weil noch mehr Hochöfen produzieren.

Abb. 4.10 Endenergieverbrauch Eisen/Stahl nach Energieträger

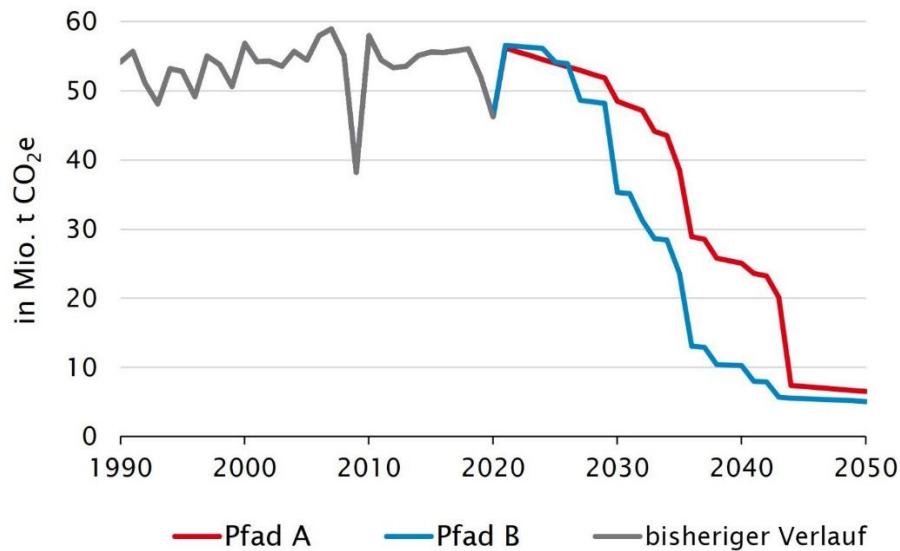


Quelle: nach Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 95

Bezüglich der THG-Emissionen weist Entwicklungspfad B einen (kumulierten) Vorteil auf, da die Umstellung hier rund 5 Jahre früher als in Entwicklungspfad A beginnt (Abb. 4.11). Die THG-Emissionen nähern sich ab 2045 an, liegen aber in Entwicklungspfad A leicht höher, obwohl weniger Stahl produziert wird. Die gesamte THG-Reduktion zwischen 2022 und 2045 beträgt in Pfad A 87% und in Pfad B 90%. Diese weitgehende Reduktion wird nur erreicht, weil konsequent bei jeder Investitionsentscheidung zur Neuerrichtung eines Hochofens auf die alternative Technologie oder die Nachrüstung mit CO₂-Abscheidung gesetzt wird. Noch stärkere bzw. schnellere Reduktionen sind denkbar und auch technisch machbar, jedoch für die Betreiber mit hohem Aufwand und

Risiko verbunden, da dann mehrere oder auch alle Anlagen in einem engen Zeitfenster umgestellt werden müssten. Dieses Vorgehen wäre aus Unternehmenssicht riskant, da so keine (eigene) Expertise zum Bau und Betrieb der neuen Technologie gesammelt und für künftige Umstellungen angewendet werden könnten.

Abb. 4.11 Treibhausgasemissionen Eisen/Stahl

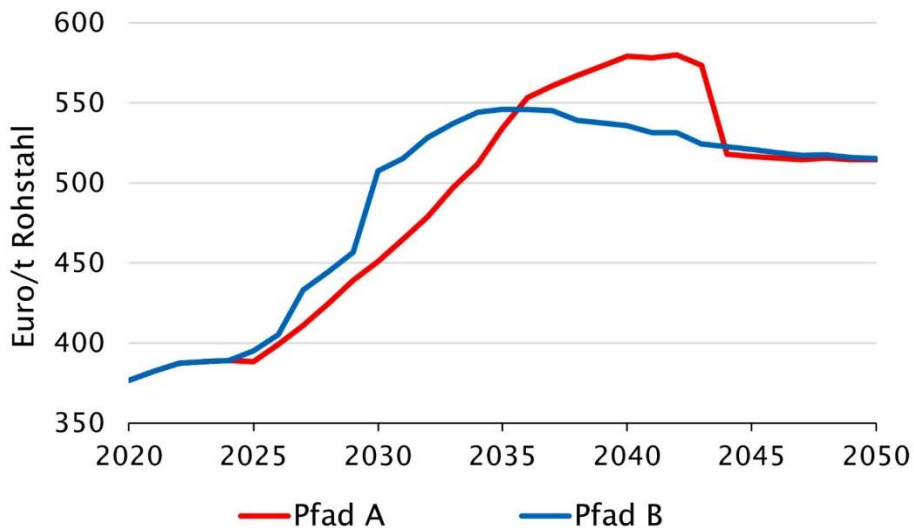


Quelle: nach Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 94

Mit Blick auf die Wirtschaftlichkeit der Stahlherstellung ergibt sich ein interessantes Bild in beiden Entwicklungspfaden: Einerseits produzieren im Modell beide Pfade am Ende des Betrachtungszeitraumes Rohstahl zu nahezu gleichen spezifischen Kosten von 510 bis 520 Euro/t Rohstahl (Abb. 4.12) und damit über 34 % teurer als das Vorkrisenkostenniveau (mittlere Produktionskosten 2015 bis 2019: rund 380 Euro/t Rohstahl).

Andererseits ist der zeitliche Verlauf der Mehrkosten klar verschieden. Die hohen Kostensteigerungen bei den Emissionszertifikaten werden in Entwicklungspfad A erst spät durch Technologieumstellungen und CO₂-Abscheidung stabilisiert bzw. gesenkt (Abb. 4.13). Durch die deutlich höheren Investitionen in Entwicklungspfad B können die Kosten für Emissionszertifikate hingegen früher eingefangen werden. Allerdings muss in Entwicklungspfad B auch deutlich mehr für die Bereitstellung der Energieträger ausgegeben werden (Preistreiber ist hier der bezogene Wasserstoff).

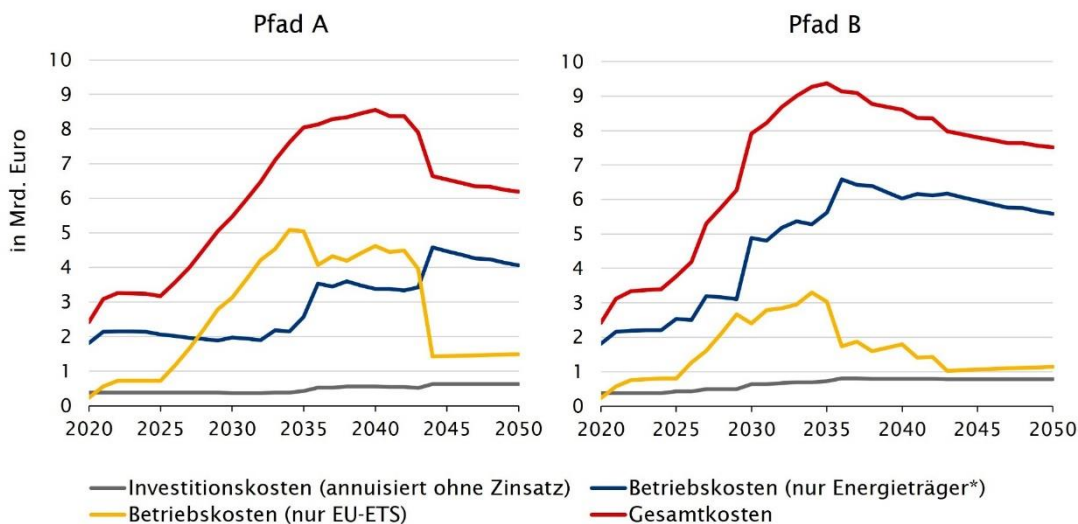
Abb. 4.12 Produktionskosten Eisen/Stahl



Hinweis: Berechnungen auf Grundlage von Kostenprognosen vor Beginn des Ukrainekriegs (Kap. 4.1.4.2)

Quelle: nach Prognos/Wuppertal Institut 2022, S.96

Abb. 4.13 Absolute Kostenstruktur Eisen/Stahl

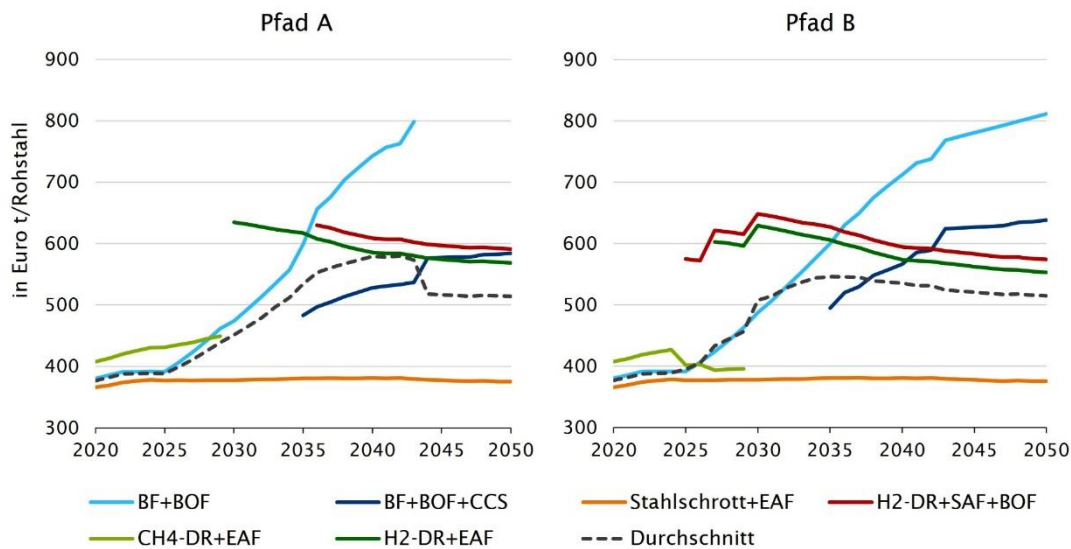


* Bei Fremdbezug von Wasserstoff; bei Eigenerzeugung von Wasserstoff erhöhen sich die Energieträgerkosten bis 2050 um rund 10%.

Hinweis: Zu berücksichtigen ist die in Pfad B um rund 4 Mio. t (ca. 10%) höhere Stahlproduktion, weswegen die absoluten Kosten höher liegen.

Quelle: nach Prognos/Wuppertal Institut 2022, S.97

Abb. 4.14 Spezifische Kosten nach Route Eisen/Stahl



Quelle: nach Prognos/Wuppertal Institut 2022, S.97

4.3 Entwicklungspfade für Zement

In Kapitel 3.2.3 wurden drei Vermeidungstechnologien zur Dekarbonisierung der Zementindustrie identifiziert, die in Zukunft eine große Rolle spielen werden bzw. können. Maßgeblich sind dies neue klinkerarme Normzemente, flankiert von neuartigen Bindemittelsystemen, sowie die CO₂-Abscheidung (CCS/CCU). Das Hauptgewicht des Technologiewechsels liegt gemäß Annahmen auf den klinkerarmen Normzementen und der CO₂-Abscheidung, die auf den etablierten Produktionstechnologien der Zementindustrie aufbauen. Bestehende Zementwerke können so prinzipiell zu jeder Zeit und nicht erst nach Ablauf ihrer Lebenszeit auf die Vermeidungstechnologien umgestellt werden. Anders als beim Stahl (Kap. 4.2) werden die Transformationszeitpunkte daher nicht auf Ebene der einzelnen Standorte bestimmt, sondern auf die ganze Branche bezogen behandelt.

Der Umstellungsfahrplan für neue Zemente und Bindemittel muss sich zum einen an den Genehmigungs- und Zulassungsverfahren ausrichten und zum anderen an einer realistischen Markteinführung und -akzeptanz der neuen Zemente und Bindemittel in den jeweiligen Anwendungsgebieten. Ausgangspunkt für die durch die Gutachter/innen von Prognos und Wuppertal Institut (2022, S.98 ff.) erstellten Entwicklungspfade waren die zum Zeitpunkt der Pfaderstellung kommunizierten Transformationsstrategien des VDZ (2020). Hiervon wurde nur dann abgewichen, wenn dies nötig war, um die in Kapitel 4.1 beschriebenen Randbedingungen und Charakteristika der beiden Entwicklungspfade A und B erfüllen zu können. In beiden Pfaden liegt der Fokus auf dem Einsatz der Oxyfuel-CCS-Technologie, wobei in Pfad A die Reduktion der Emissionen durch klinkerarme Zemente, neue Bindemittelsysteme und Materialeffizienz stärker vorangetrieben wird als in Pfad B.

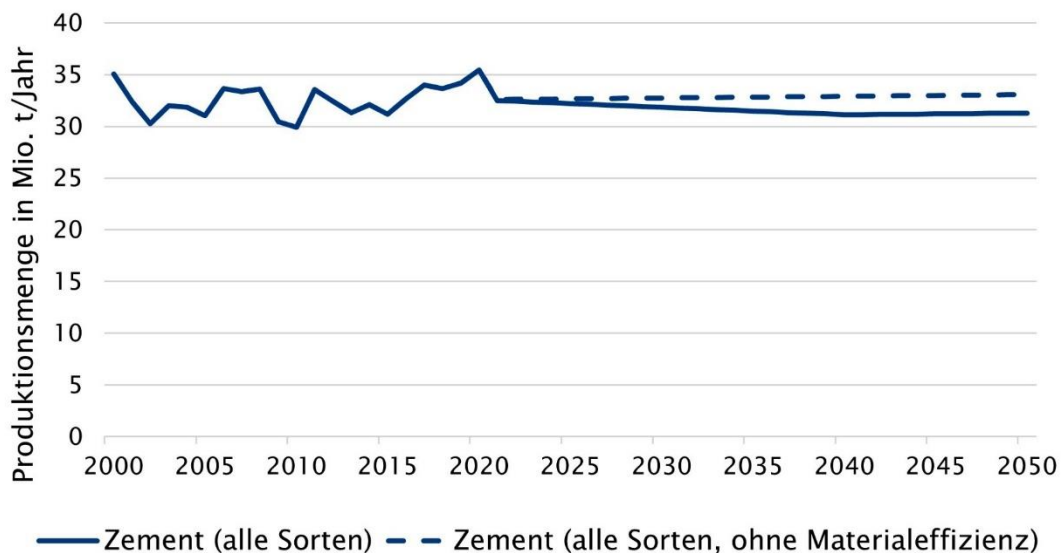
Eine Prognose zur Entwicklung neuer Bindemittelsysteme bis 2045 gestaltet sich schwierig. Es erscheint plausibel, dass sie bis Mitte dieses Jahrhunderts nur eine geringe Bedeutung spielen werden. Werden aber in den kommenden 10 bis 15 Jahren die bestehenden Hemmnisse abgebaut und auch technologische Herausforderungen gemeistert, könnten sie für 2045 und darüber hinaus ein größeres Potenzial haben als derzeit abgeschätzt. In den Entwicklungspfaden wird ihnen für 2050 in der Summe ein Marktanteil von 10% (Pfad B) bis 13% (Pfad A) eingeräumt.

4.3.1 Zement: Entwicklungspfad A – wenig Kooperation

Die zukünftigen Produktionsmengen an Zement in Deutschland leiten sich aus der bisherigen Entwicklung ab und wurden bis 2050 fortgeschrieben. Diese Entwicklung wurde grundsätzlich für beide Entwicklungspfade unterstellt (Abb. 4.15). Da Entwicklungspfad A eine geringere internationale Zusammenarbeit als in Pfad B zugrunde liegt, wurde hier der Materialeffizienz bei Baukonstruktionen eine wichtigere Rolle zugeschrieben, um den Zementverbrauch zu mindern. Die Materialeffizienz wird insbesondere durch den Holzbau als Substitution für Beton sowie durch die Modulbauweise (z. B. Hohlkammermodule) vorangetrieben. Durch verstärkten Holzbau reduziert sich die Menge des herzustellenden Zements, wobei bis 2040 Einsparungen von bis zu 0,8 Mio. t Zement als realisierbar angenommen wurden (Prognos et al. 2021a). In Pfad A wurde eine Ersatz- bzw. Reduktionsrate von 5%/Jahr (von 0,8 Mio. t) unterstellt, die 2021 beginnt und bis 2040 100% (also 0,8 Mio. t Zement) erreicht. Eine weitere Einsparung von 1 Mio. t Zement bis 2040 wurde durch eine verstärkte Modulbauweise z. B. mittels Hohlkammern unterstellt, auch hier mit einer Ersatz- bzw. Reduktionsrate von 5%/Jahr. Daraus ergibt sich insgesamt ein Rückgang der Zementproduktion zwischen dem langjährigen Mittel 2000 bis 2020 und 2050 um rund 4%.

Der Hochlauf der alternativen Routen für die Zementproduktion wird in Entwicklungspfad A ab 2025 erwartet (Abb. 4.16). Die klinkerarmen Zemente mit Hüttensand (Modell-CEM II/C-S-LL und Modell-CEM VI-S-LL) überwiegen im Zeitraum von 2030 bis 2035. Aufgrund der sinkenden Verfügbarkeit von Hüttensand werden diese Zemente in den Folgejahren jedoch zunehmend durch klinkerarme Zementsorten mit calciniertem Puzzolan (Modell-CEM II/C-Q-LL und Modell-CEM VI-Q-LL) ersetzt. Die neuen Bindemittelsysteme auf der Basis von Calciumhydrosilikaten und Calciumsilikat(hydraten) kommen in Entwicklungspfad A erst ab 2030 ins Spiel. Die in Kapitel 3.2.3.2 beschriebenen Hemmnisse bei den Innovationsbedingungen führen aber zu einem langsamen Markthochlauf.

Abb. 4.15 Entwicklungspfad A: Produktionsmenge Zement bis 2050

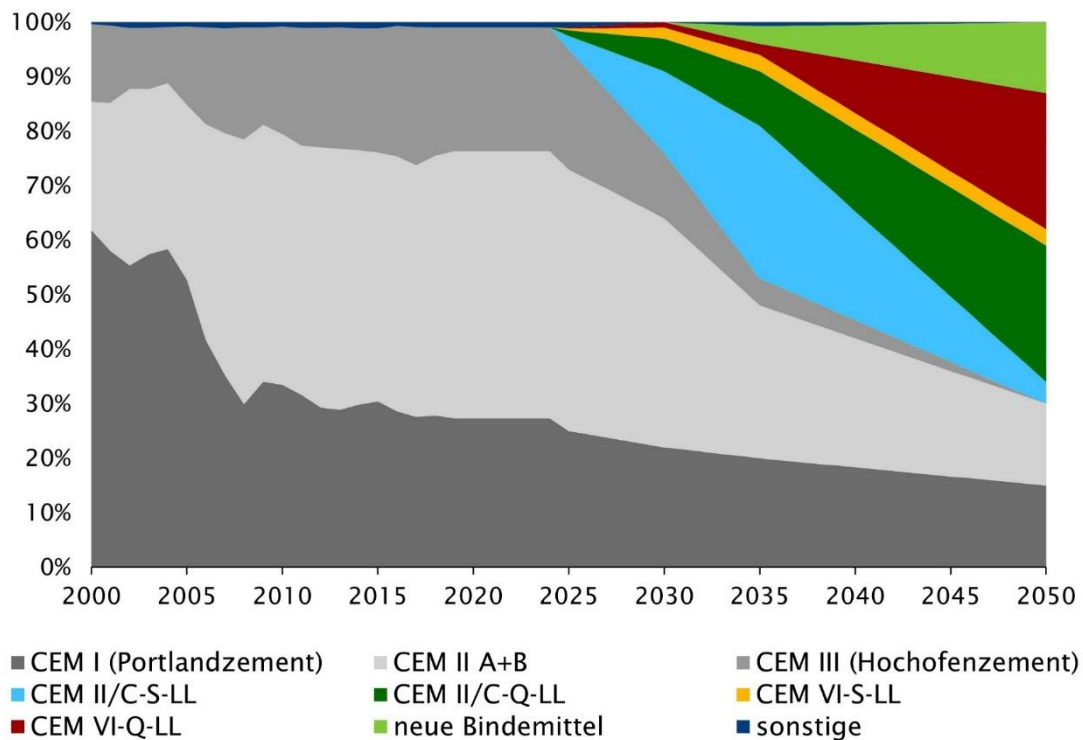


Quelle: nach Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 98

Die Zementsorten teilen sich dabei wie folgt auf: Die konventionellen Zementarten, welche 2025 noch einen Anteil von 95% an der gesamten Zementproduktion aufweisen, verringern sich bis 2030 auf etwa 75%. Diese Zemente werden für bestimmte anspruchsvolle Anwendungsgebiete im Tief- und Hochbau, wie z. B. qualitativ hochwertiger Fertigteile- und Brückenbau, voraussichtlich auch nach 2030 alternativlos bleiben. Es scheint daher plausibel, dass sie auch 2050 noch hergestellt werden und einen Anteil von 30% der Gesamtproduktion aufweisen könnten. Der Anteil an hüttensandhaltigen CEM II/C-Zementen erreicht 2035 einem Maximum von rund 30% und sinkt danach infolge der geringeren Verfügbarkeit von Hüttensand wieder. 2050 machen diese Zemente nur rund 7% der Gesamtproduktion aus. Die puzzolanhaltigen CEM VI-Zemente dominieren ab 2035 den Markt und

haben 2050 mit einem Anteil von rund 50% eine herausragende Bedeutung. Die neuen Bindemittelsysteme weisen 2050 einen Anteil von maximal 13% auf.

Abb. 4.16 Entwicklungspfad A: Produktionsanteile nach Zement- und Bindemittelarten

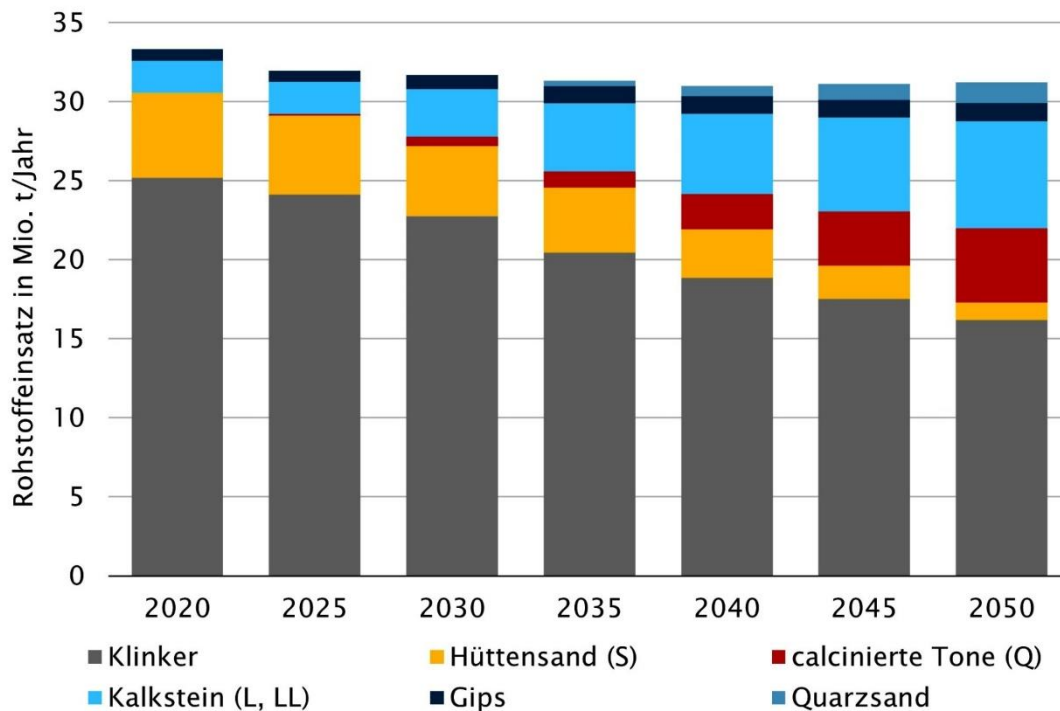


Quelle: nach Daten von Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 99

Simultan wird ab 2025 die CO₂-Abscheidung mittels Oxyfuel-CCS-Technologie implementiert. Vor 2030 wird ein langsamer Hochlauf angenommen, wobei bis zu diesem Zeitpunkt etwa 10% der gesamten Zementproduktion über eine Oxyfuel-CCS-Anlage verfügen. Anschließend wird unterstellt, dass sich der Hochlauf, auch infolge steigender Kosten für Emissionszertifikate, beschleunigt. Um die Minderungsziele zu erreichen, müssen in Entwicklungspfad A bis 2045 75% der Zementproduktion mit CO₂-Abscheidung ausgerüstet werden.

Aus den Produktionsanteilen der Zement- und Bindemittelarten ergibt sich die in Abbildung 4.17 dargestellte Entwicklung des Rohstoffeinsatzes (weitere Komponenten, wie Flugasche und natürliche Puzzolane, wurden aufgrund der kleinen Anteile nicht in der Grafik aufgeführt). Ab 2030 nimmt der Klinkereinsatz sowie die Verwendung von Hüttensand stetig ab, weil mehr klinkerarme Zemente mit calcinierten Tonen zum Einsatz kommen. Die verminderte Klinkermenge wird zum Teil auch durch Kalkstein kompensiert.

Abb. 4.17 Entwicklungspfad A: Rohstoffeinsatz für die Zementherstellung

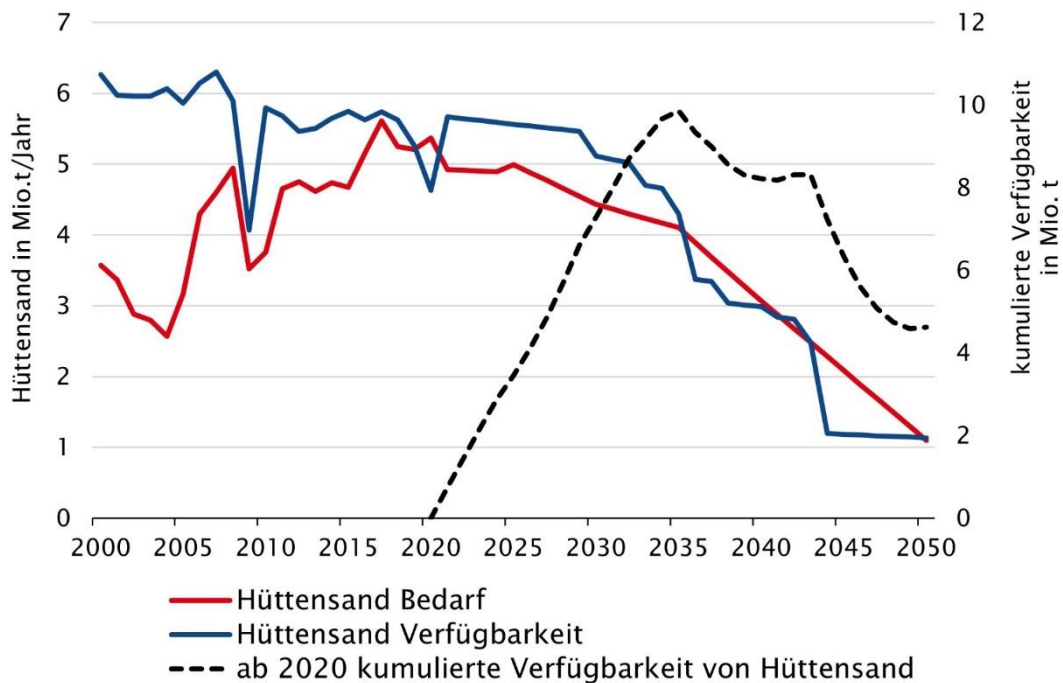


Quelle: nach Daten von Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 100

Die Verfügbarkeit von Hüttensand stellt eine wesentliche Restriktion für die Entwicklungspfade beim Zement dar. Aufgrund der künftigen Dekarbonisierung der Stahlindustrie wird konventioneller Hüttensand aus Hochofenschlacke in immer geringerer Menge hergestellt. Inwieweit sich die Schlacken der alternativen Stahlherstellungsverfahren (Konverter-, Elektroofen- oder Schmelzofenschlacke) als Klinkerersatzstoff eignen, ist derzeit noch nicht abschließend geklärt (Kap. 7.2.4). Die nutzbare Menge an konventionellem Hüttensand wird aus dem jeweiligen Entwicklungspfad für Eisen/Stahl übernommen (Kap. 4.2). Die Abbildung 4.18 stellt für Entwicklungspfad A die Verfügbarkeit von Hüttensand aus der deutschen Stahlproduktion dessen angenommenen Einsatz für

die Zementherstellung einander gegenüber. Kumuliert über den Zeitraum ab 2020 wird konventioneller Hüttensand auch am Ende des Betrachtungszeitraumes noch in ausreichender Menge für die Zementherstellung verfügbar sein. Es besteht daher kein Bedarf für Importe.

Abb. 4.18 Entwicklungspfad A: Hüttensandbedarf und -verfügbarkeit



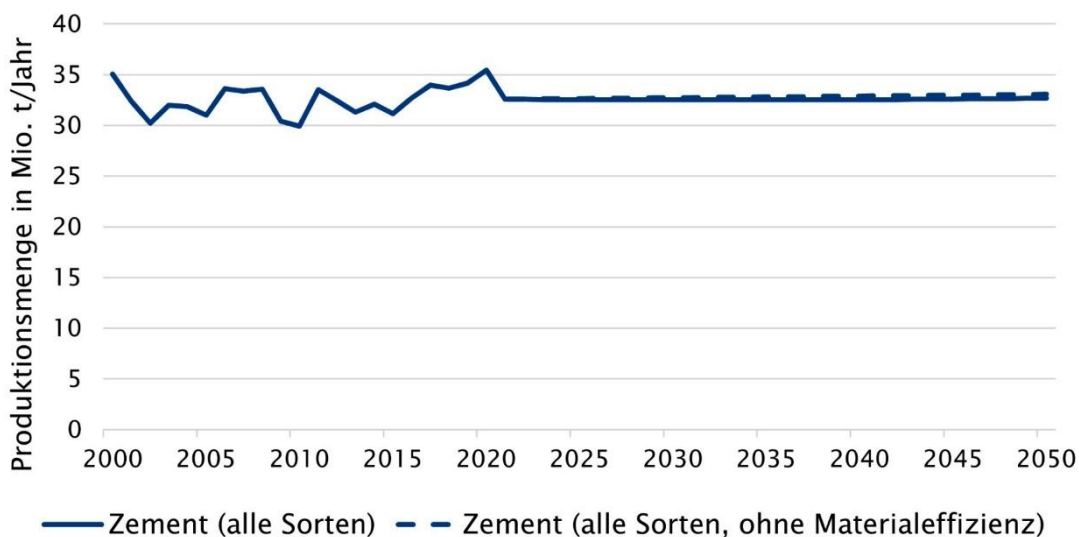
Quelle: nach Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 101

4.3.2 Zement: Entwicklungspfad B – viel Kooperation

In Entwicklungspfad B wird dieselbe Basisentwicklung der Zementproduktion unterstellt, jedoch spielt im Modell die Materialeffizienz bei der Betonverwendung eine geringere Rolle als in Entwicklungspfad A. In Bezug auf den Holzbau wurde dieselbe Entwicklung wie in Entwicklungspfad A angenommen (Reduktion von 0,8 Mio. t Zement bis 2040), eine weitere Steigerung der Materialeffizienz z. B. durch den verstärkten Einsatz von Hohlkammermodulen wurde für diesen Entwicklungspfad allerdings nicht unterstellt. Daraus ergibt sich eine nahezu gleichbleibende Zementproduktion zwischen dem langjährigen Mittel 2000 bis 2020 und 2050 (Abb. 4.19).

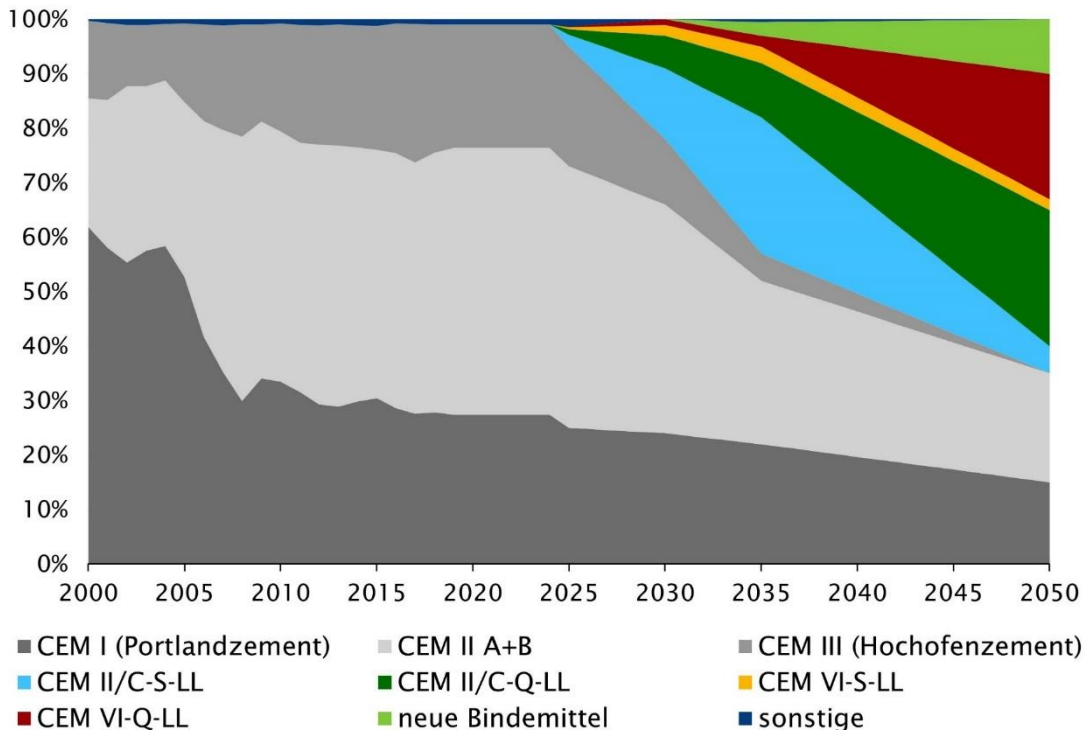
Der Hochlauf der alternativen Routen für die Produktion von Zement beginnt 2025 (Abb. 4.20). Auch in Entwicklungspfad B machen die klinkerarmen Zemente mit Hüttensand (Modell-CEM II/C-S-LL und Modell-CEM VI-S-LL) einen überwiegenden Anteil am Gesamtportfolio im Zeitraum von 2030 bis 2035 aus. Aufgrund der sinkenden Verfügbarkeit von Hüttensand werden diese jedoch mit klinkerarmen Zementsorten mit calcinierten Puzzolanen (Modell-CEM II/C-Q-LL und Modell-CEM VI-Q-LL) ersetzt. Für die neuen Bindemittelsysteme auf der Basis von Calciumhydrosilikaten und Calciumsilikat(hydraten) wird aus denselben Gründen wie für Pfad A nur eine langsame Entwicklung unterstellt.

Abb. 4.19 Entwicklungspfad B: Produktionsmenge Zement bis 2050



Quelle: nach Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 102

Abb. 4.20 Entwicklungspfad B: Produktionsanteile nach Zement- und Bindemittelarten



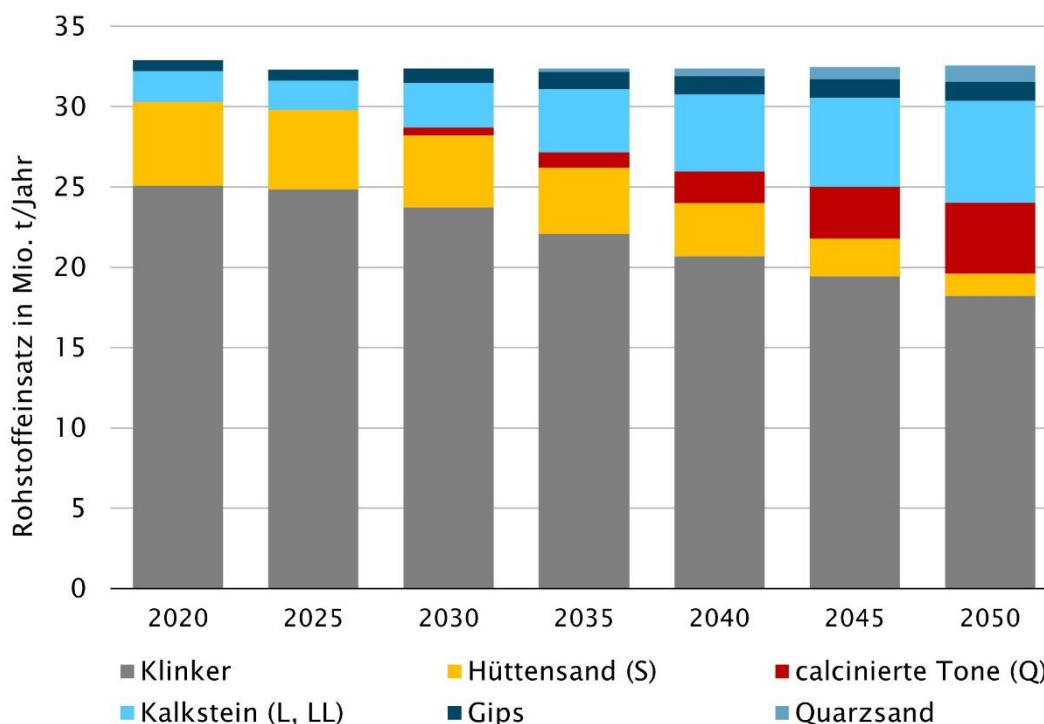
Quelle: nach Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 103

Der Anteil der konventionellen Zementarten sinkt bis 2030 auf etwa 78% und bis 2050 auf rund 35%. Die hüt- tensandhaltigen Modell CEM II/C-Zemente haben 2035 ihren höchsten Anteil (ca. 28%) und weisen später auf- grund der fehlenden Menge an Hüttensand eine rückläufige Tendenz auf. 2050 wird angenommen, dass diese

Zemente nur rund 7 % der Gesamtproduktion ausmachen. An puzzolanhaltigen CEM VI-Zementen führt im Folgenden kaum ein Weg vorbei, ab 2035 sind sie die wichtigste Zementart und erreichen bis 2050 einen Marktanteil von 48 %. Für die neuen Bindemittelsysteme wurde bis 2050 ein maximaler Anteil an der Zementproduktion von 10 % unterstellt.

Wie in Entwicklungspfad A entwickelt sich parallel zu den Zementarten die Oxyfuel-CCS-Technologie ab 2025 mit einem langsamen Hochlauf bis 2030. Zu diesem Zeitpunkt verfügen rund 18 % der gesamten Zementproduktion über eine CO₂-Abscheidung. Anschließend beschleunigt sich der Hochlauf. Bis 2045 wird in Entwicklungspfad B unterstellt, dass 90 % der Zementproduktion mit CO₂-Abscheidung ausgerüstet sind, da anderenfalls die Minderungsziele nicht erreichbar wären. Die daraus resultierende Entwicklung des Rohstoffeinsatzes für die Zementproduktion in Entwicklungspfad B ist in Abbildung 4.21 dargestellt.

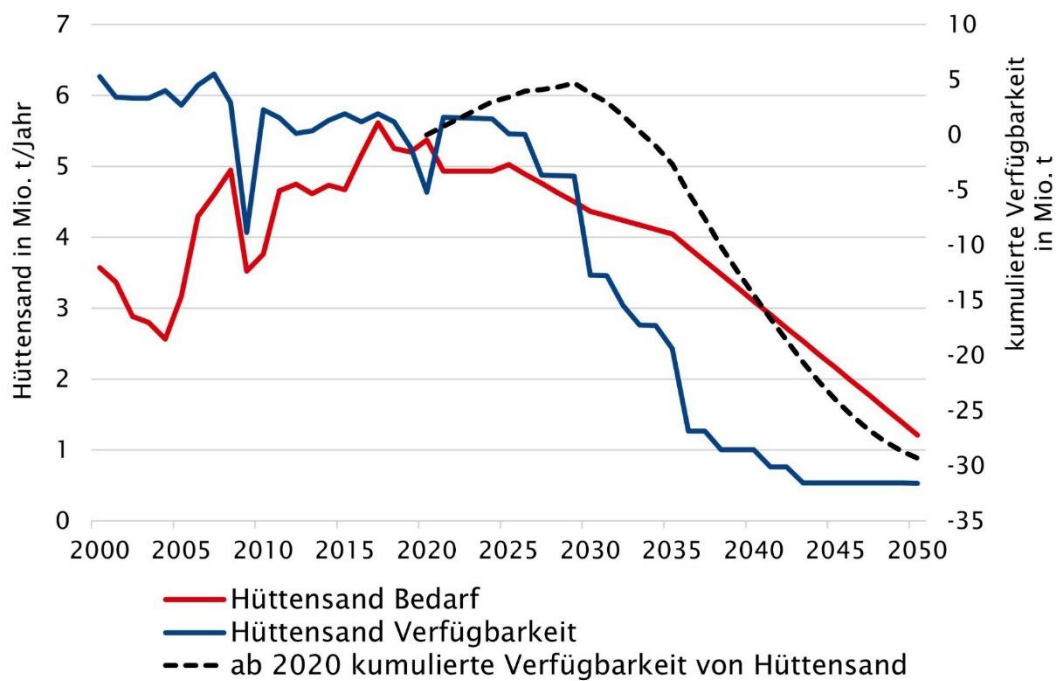
Abb. 4.21 Entwicklungspfad B: Rohstoffeinsatz für die Zementherstellung



Quelle: nach Daten von Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 103

Auch für Entwicklungspfad B stellt die Abbildung 4.22 die Verfügbarkeit von konventionellem Hüttensand aus der deutschen Stahlproduktion und dessen angenommener Einsatz für die Zementherstellung einander gegenüber. Infolge des in Entwicklungspfad B gegenüber Pfad A geringeren Anteils an mit CO₂-Abscheidung ausgerüsteten Hochöfen (Kap. 4.2.2) entsteht beim konventionellen Hüttensand ab 2030 eine Lücke, die bis 2040 immer größer wird. Zwischen 2030 und 2045 fehlen durchschnittlich rund 1,8 Mio. t Hüttensand/Jahr für die Zementherstellung. Kumuliert über den Zeitraum von 2020 bis 2050 entsteht eine Fehlmenge von rund 30 Mio. t Hüttensand, die durch Importe gedeckt werden müsste. Obschon in Entwicklungspfad B mit viel internationaler Kooperation diese Möglichkeit prinzipiell offensteht, ist aber fraglich, welche Mengen an konventionellem Hüttensand künftig angesichts der globalen Bemühungen zur Dekarbonisierung der Stahlproduktion auf dem Weltmarkt noch verfügbar sein werden.

Abb. 4.22 Entwicklungspfad B: Hüttensandbedarf und -verfügbarkeit



Quelle: nach Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 104

4.3.3 Zement: Einordnung und Vergleich der Entwicklungspfade

Die Entwicklung der Zementproduktion unterscheiden sich aufgrund der unterschiedlichen Annahmen bezüglich Materialeffizienz durch alternative Bauweisen in den beiden Pfaden leicht. In beiden Entwicklungspfaden wird angenommen, dass der Hochlauf der alternativen Produktionsrouten für klinkerarme Zemente 2025 mit 4 % Ersatz der konventionellen Herstellung beginnt. Da die Herstellung der klinkerarmen Zemente technologisch nur überschaubarer Umstellungen der Produktionsanlagen (u. a. für die Calcinierung der natürlichen Puzzolane in den Öfen) bedarf, ist es möglich, mit Beginn des Hochlaufs die konventionellen Zemente zu ersetzen. Für den weiteren Verlauf waren zwei Einschränkungen zu beachten:

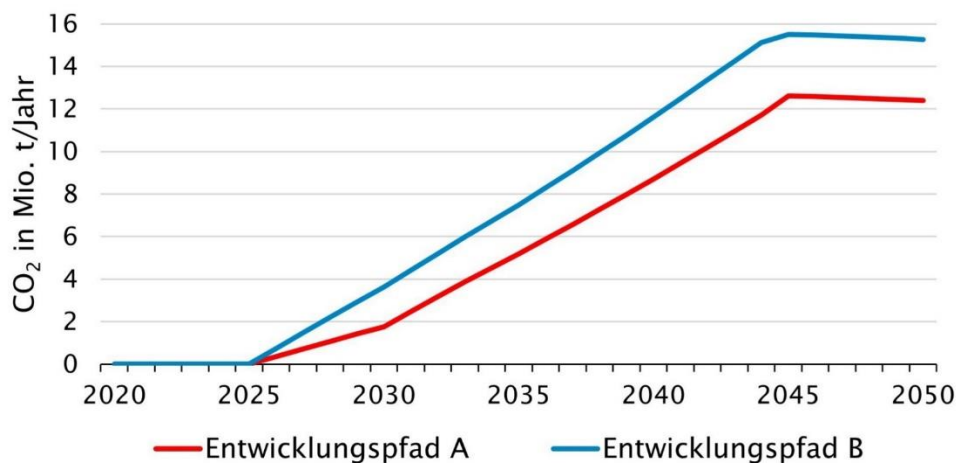
- > die Verfügbarkeit von Hüttensand sowie
- > der Mindestanteil an konventionellen Zementen, der aus derzeitiger Sicht im anspruchsvollen konstruktiven Betonbau verbleiben muss.

Auf diese Restriktionen wurde in beiden Entwicklungspfaden ähnlich, aber nicht gleich reagiert. In Pfad A wurde ein leicht größerer Anteil von klinkerarmen Zementen (43 %) im Vergleich zu Pfad B (40 %) unterstellt. Der Markteintritt von neuen Bindemittelsystemen wurde ab 2030 angenommen, sie erreichen bis 2050 einen Marktanteil von 13 % (Pfad A) bzw. 10 % (Pfad B). 2050 beläuft sich der Klinkerfaktor unter diesen Annahmen auf 52 % in Pfad A (im Vergleich zu 71 % im Jahr 2020) und auf 55 % in Pfad B.

Ein markanter Unterschied der beiden Pfade betrifft die Entwicklung der CO₂-Abscheidung. Aufgrund der in Pfad B angenommenen höheren internationalen Kooperation im Vergleich zu Pfad A wird für Deutschland ein besserer Zugang zu Speicherkapazitäten in Nordeuropa unterstellt. Die dadurch ermöglichte stärkere Implementierung der Oxyfuel-CCS-Technologie in Pfad B (2045: 90 % der Zementproduktion mit CO₂-Abscheidung gegenüber 75 % in Pfad A) kann in Bezug auf die Emissionsminderungen die langsamere Entwicklung von klinkerarmen Zementen und die geringere Materialeffizienz kompensieren. Bis 2045 werden so in Pfad B jährlich rund 15,5 Mio. t/Jahr CO₂ (im Vergleich zu rund 12,5 Mio. t/Jahr in Pfad A) abgeschieden (Abb. 4.23). Dieses CO₂ könnte ggf. auch für die HVC-Herstellung eingesetzt werden (dazu Kap. 4.4).

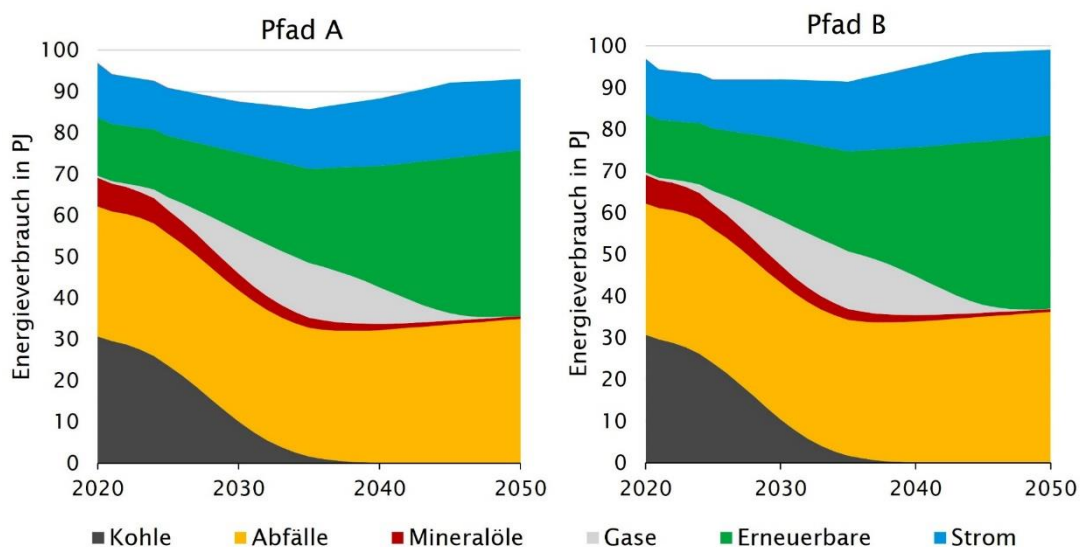
Der errechnete Energiebedarf der Zementproduktion divergiert für die beiden Entwicklungspfade nur geringfügig, sowohl in Bezug auf den Gesamtenergiebedarf als auch auf die Struktur der eingesetzten Energieträger (Abb. 4.24). In Entwicklungspfad A ergibt sich durch den sinkenden Anteil an Zementklinker ein reduzierter Bedarf an Brennstoffen. Der Energiebedarf geht daher bis 2035 auf 85 PJ/Jahr zurück. Ab 2035 kommen die klinkerarmen Zemente mit calcinierten Tonen in größeren Mengen zur Anwendung, wodurch sich (vor allem durch die Calcinierung) ein erhöhter Energiebedarf ergibt. Der Einsatz der CO₂-Abscheidung bedingt ebenfalls einen höheren Stromverbrauch. Nach der Modellierung stabilisiert sich ab 2045 der Energieverbrauch in Entwicklungspfad A bei etwas über 90 PJ/Jahr.

Abb. 4.23 Abgeschiedenes CO₂ über Oxyfuel-CCS



Eigene Darstellung nach Daten von Prognos/Wuppertal Institut 2022

Abb. 4.24 Energieverbrauch der Zementproduktion nach Energieträgern



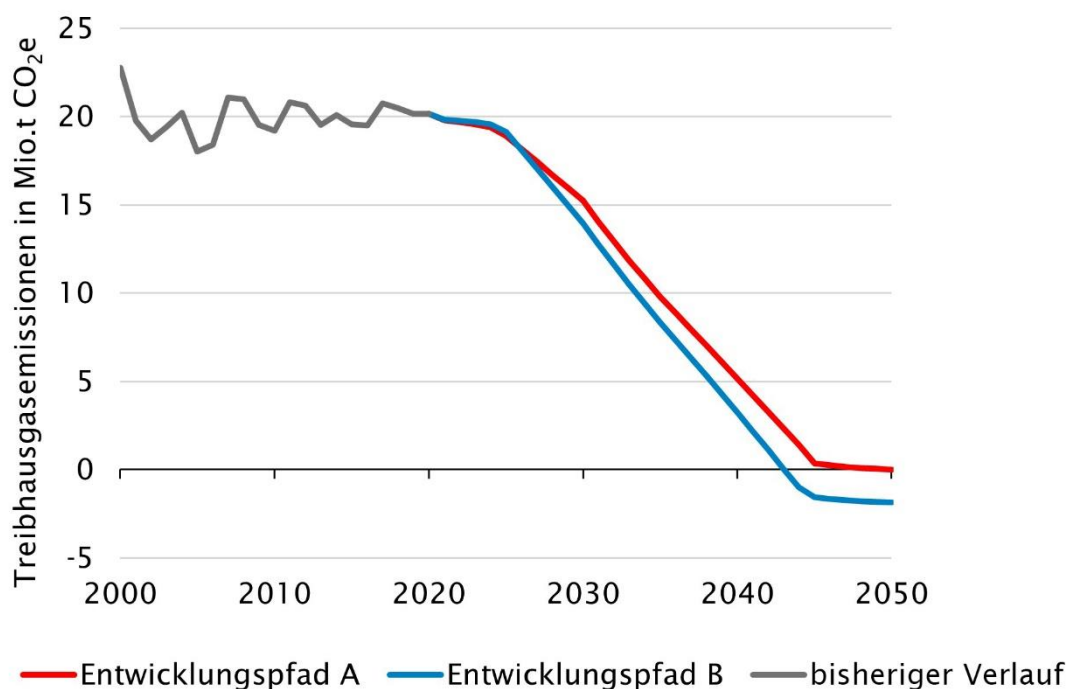
Quelle: nach Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 106

In Entwicklungspfad B bleibt der Energiebedarf zwischen 2025 und 2035 relativ stabil zwischen 90 und 100 PJ/Jahr. Der steigende Stromverbrauch der Oxyfuel-CCS-Technologie kompensiert den sinkenden Brennstoffverbrauch durch die klinkerarmen Zemente. Ähnlich wie bei Pfad A steigt der Energiebedarf ab 2035 an und erreicht 2045 das Niveau von 100 PJ/Jahr. Die Energieträgerstruktur entwickelt sich in beiden Pfaden ähnlich:

Während sich der Einsatz von Abfällen nur moderat steigert, wird die wegfallende Kohle überwiegend durch einen verstärkten Einsatz von erneuerbaren Energien – vor allem durch Biomasse – ersetzt.

Die THG-Emissionen der Zementproduktion entwickeln sich in beiden Entwicklungspfaden vergleichbar (Abb. 4.25): Um 2030 erreichen die THG-Emissionen rund 15 Mio. t CO₂-eq/Jahr. Ab 2035 spielt die Implementierung der Oxyfuel-CCS-Technologie eine wesentliche Rolle für die weitere Entwicklung. Aufgrund des schnelleren Hochlaufs in Entwicklungspfad B werden hier bereits 2043 Netto-Null-Emissionen erreicht, im weiteren Verlauf dient die Zementproduktion sogar als CO₂-Senke mit einer Bindung von über 2 Mio. t CO₂/Jahr. In Entwicklungspfad A werden Netto-Null-Emissionen erst 2050 erreicht. Neben der CO₂-Abscheidung sind zwei weitere Entwicklungen für die Reduktion der Emissionen verantwortlich: die Verminderung des Klinkeranteils durch klinkerarme Zemente und neue Bindemittel, wodurch die prozessbedingten Emissionen reduziert werden können, sowie der Einsatz von alternativen Brennstoffen. Die Verwendung biogener Brennstoffe ermöglicht darüber hinaus rechnerisch CO₂-Neutralität bzw. – im Verbund mit der CO₂-Abscheidung und -speicherung – eine CO₂-Senkenwirkung wie in Entwicklungspfad B ab 2043.

Abb. 4.25 THG-Emissionen Zement

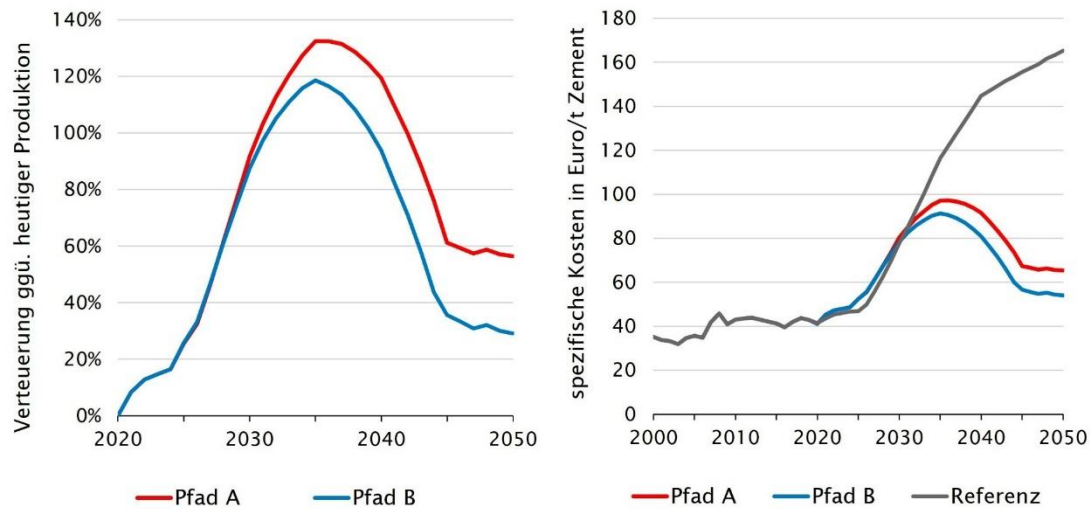


Quelle: nach Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 106

Mit Blick auf die Wirtschaftlichkeit der Zementherstellung ergibt sich für die Annahmen der Entwicklungspfade folgendes Bild (Abb. 4.26): In Entwicklungspfad A wird Zement 2045 zu spezifischen Kosten von 67 Euro/t Zement hergestellt und damit rund 60% teurer im Vergleich zum Vorkrisenniveau (mittlere Produktionskosten 2015 bis 2019: rund 42 Euro/t Zement). In Entwicklungspfad B liegen die spezifischen Produktionskosten 2045 bei 57 Euro/t Zement, also um 35% teurer als das Vorkrisenniveau. Der wichtigste Treiber für den Kostenanstieg sind die mit der CO₂-Bepreisung verbundenen Kosten, die aufgrund der unvermeidbaren Prozessemissionen stetig ansteigen und erst ab 2035 durch den verstärkten Oxyfuel-CCS-Einsatz zunehmend kompensiert werden können. Der Preisunterschied zwischen den beiden Entwicklungspfaden ab 2035 begründet sich durch die unterschiedliche Geschwindigkeit bei der Einführung der Oxyfuel-CCS-Technologie. Die Parität mit dem Referenzpfad (Produktion konventioneller Zemente ohne CCS) existiert bis 2030, danach sind beide Entwicklungspfade günstiger als der Referenzpfad (Abb. 4.26 rechts). Zu betonen ist, dass die Kostenstrukturen von der Entwicklung der Energie- und insbesondere der CO₂-Bepreisung beeinflusst werden. Aufgrund der Unsicherheiten bei der Abschätzung

der Preisentwicklungen (siehe dazu die Anmerkungen in Kasten 4.1 und Kapitel 4.1.4.2) lässt sich keine klare Präferenz für einen Technologiepfad ableiten.

Abb. 4.26 Kostenstrukturen Zementherstellung



Hinweis: Berechnungen auf Grundlage von Kostenprognosen vor Beginn des Ukrainekriegs (Kap. 4.1.4.2)

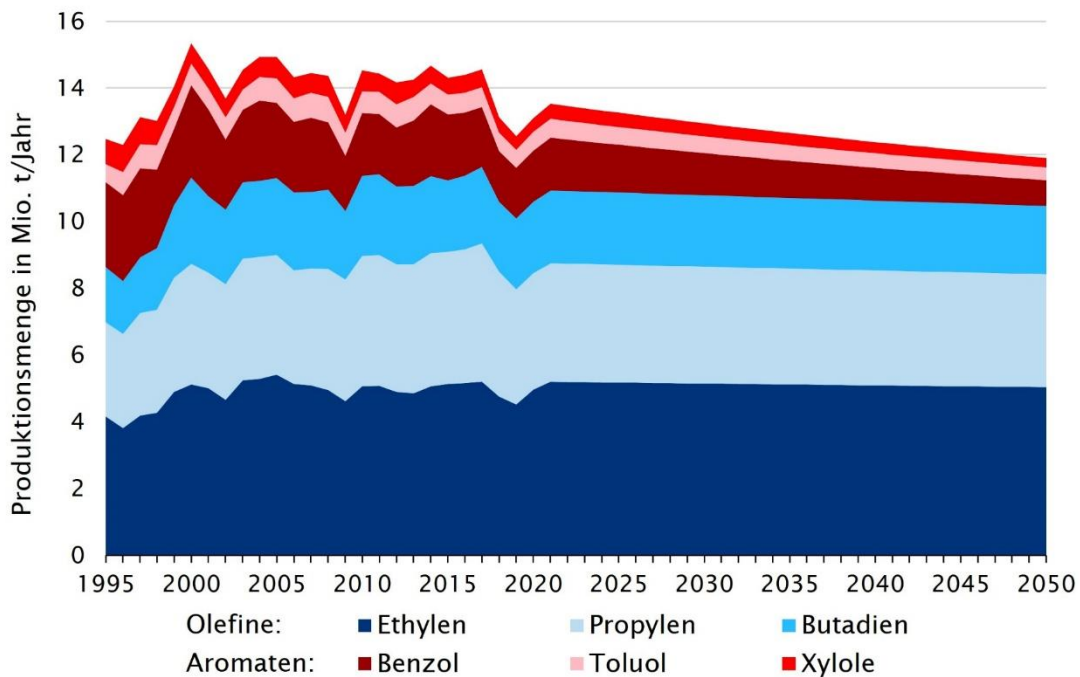
Quelle: nach Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 107

4.4 Entwicklungspfade für HVC

Für die Transformation der HVC-Erzeugung in Deutschland wurden in Kapitel 3.3.4 der elektrisch beheizte Steamcracker als Ersatz für die bisher mit fossilen Energieträgern betriebenen konventionellen Cracker sowie das MtO- und perspektivisch das MtA-Verfahren auf Basis von (grünem) Methanol als vielversprechende alternative Produktionsrouten identifiziert. Außerdem kann Pyrolyseöl aus dem chemischen Recycling von Kunststoffabfällen einen Teil des (fossilen) Naphtha im Steamcracker ersetzen. In den beiden durch die Gutachter/innen von Prognos und Wuppertal Institut (2022, S. 107 ff.) erstellten Entwicklungspfaden für die HVC-Produktion wurde außerdem die Nachrüstung von konventionellen Steamcrackern mit CO₂-Abscheidung als Option berücksichtigt.

Für beide Entwicklungspfade wurden die zukünftigen Produktionsmengen an HVC in Deutschland aus den bisherigen Entwicklungen abgeleitet und gemäß dem Trend der letzten 10 Jahren (2012 bis 2022) für jede Chemikalie bis 2050 fortgeschrieben (Abb. 4.27). Die Gesamtproduktion an HVC ist vor allem aufgrund des Rückgangs in der Aromatenproduktion (Kap. 3.3.2) leicht rückläufig (2020 bis 2045 um -7%).

Abb. 4.27 Produktionsmenge HVC nach Chemikalien bis 2050



Quelle: nach Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 59

In beiden Entwicklungspfaden wurde unterstellt, dass die HVC-Produktion in Deutschland auch weiterhin vorwiegend in (elektrisch beheizten) Steamcrackern erfolgt. So liegen die spezifischen Produktionskosten für HVC bei den MtO/MtA-Verfahren voraussichtlich auch langfristig über jenen der E-Crackerroute, was vor allem auf die höheren Rohstoffkosten zurückzuführen ist (die MtO/MtA-Verfahren weisen einen mindestens doppelt so hohen spezifischen Rohstoffbedarf wie das Steamcracking auf; Kap. 3.3.4.2). Außerdem müssen für die Umstellung auf den E-Cracker lediglich Heizelemente/Öfen ersetzt werden und nicht wie im Fall von MtO/MtA ganze Anlagen und dazugehörige Infrastrukturen. Schließlich ist das Steamcracking vor allem in Deutschland eine sehr etablierte Technologie, die eng in weitere Wertschöpfungsketten eingebunden ist. Der Start des Markthochlaufs für elektrische Steamcracker wurde auf Basis der derzeitigen Entwicklungen (Kap. 3.3.4.1) für 2028 angenommen. Der Hochlaufpfad folgt – mit leicht unterschiedlichen Geschwindigkeiten in beiden Entwicklungspfaden – einer schrittweisen Umstellung fast aller deutscher Steamcracker bis 2040 (entspricht in etwa der Umstellung eines Crackers/Jahr)¹¹⁸ bis 2040, wobei auch nach 2040 noch ein gewisser Restbestand an konventionellen Cracking-Kapazitäten angenommen wird. Es ist davon auszugehen, dass Standorte von Unternehmen wie BASF, Dow und Shell, die heute bereits mit Demonstrationsanlagen arbeiten, tendenziell zuerst E-Cracking umsetzen werden. Für die MtO/MtA-Verfahren wurde – auf Basis der technologischen Reife und des derzeitigen Umsetzungsstands von MtO vor allem in China (Kap. 3.3.4.2) – ein langsamer Hochlaufpfad mit wenigen Anlagen bis 2030 angenommen. Anschließend beschleunigt sich der Ausbau der Kapazitäten etwas. Die entsprechenden Umstellungsszenarien für beide Entwicklungspfade werden in den folgenden Kapiteln detailliert erläutert.

In Bezug auf die Bereitstellung der Rohstoffe für die HVC-Produktion wurde unterstellt, dass noch bis 2050 (und darüber hinaus) fossiles Naphtha am Weltmarkt zur Verfügung stehen wird (Kap. 4.1.4.3), wodurch sich die entsprechende Bezugsmenge bis dahin in beiden Entwicklungspfaden nicht auf null reduzieren muss. Durch die antizipierte und notwendige Transformation der Raffinerien (getrieben vor allem durch die Verkehrswende) wird das Angebot und der entsprechende Bezug jedoch eingeschränkt. In beiden Entwicklungspfaden wird fossiles Naphtha daher schrittweise durch grünes synthetisches Naphtha ersetzt.

¹¹⁸ Da gemäß Annahme die HVC-Produktion bis 2050 leicht rückläufig ist und ein Teil künftig durch MtO/MtA-Verfahren hergestellt wird, gehen in den Entwicklungspfaden die HVC-Kapazitäten durch Steamcracking insgesamt (unterschiedlich stark) zurück.

Daten für die in Deutschland verfügbaren Mengen an Altkunststoff für die Herstellung von Pyrolyseöl durch chemisches Recycling wurden DECHEMA und FutureCamp (2019, S. 46) entnommen. Demnach wären derzeit bereits über 3,5 Mio. t/Jahr Kunststoffabfälle für chemisches Recycling verfügbar (gesammelte Kunststoffabfälle, die nicht für ein mechanisches Recycling eingesetzt werden können und heute weitgehend energetisch verwertet werden), wobei diese Menge bis 2040 weiter auf über 4 Mio. t/Jahr ansteigen könnte. In beiden Entwicklungspfaden wurde von den Gutachter/innen von Prognos und Wuppertal Institut optimistisch angenommen, dass langfristig rund drei Viertel dieser verfügbaren Menge für die HVC-Produktion eingesetzt wird (in Pfad A aufgrund reduzierter Importmöglichkeiten noch etwas mehr als in Pfad B), da chemisches Recycling mitsamt Verwertung des gewonnenen Pyrolyseöls kurz- und langfristig die preiswerteste vorrangig inländische Alternative zur konventionellen HVC-Produktion darstellt (Kap. 4.4.3). Diese Annahme erfolgte trotz bestehender Unsicherheiten in Bezug auf eine großtechnische Umsetzung von Pyrolysekapazitäten (Kap. 3.3.4.3) und trotz möglicher Nutzungskonkurrenzen der Altkunststoffverwertung zu anderen Wertschöpfungsketten. So ist aus der Perspektive des Klimaschutzes zu konstatieren, dass eine Nutzung des Kohlenstoffs aus Altkunststoffen in (möglichst langlebigen) Produkten, d. h. in den Folgeprodukten aus HVC, gegenüber der Verwendung in (kurzlebigen) synthetischen Kraftstoffen zu bevorzugen ist (Prognos 2021). Die Kosten für sortierten Altkunststoff werden dabei mit (konstant) 400 Euro/t angesetzt (DECHEMA/FutureCamp 2019, S. 24).¹¹⁹

Auch die Nutzung von Biomasse wurde in die Entwicklungspfade einbezogen. Die deutschen Gesamtpotenziale werden von Prognos und Wuppertal Institut (konstant) mit 900 PJ/Jahr angenommen (Fehrenbach et al. 2019), was in etwa 61 Mio. t/Jahr entspricht. Es wurde unterstellt, dass langfristig etwa 5 bis 10% dieser Potenziale für die HVC-Produktion verfügbar sind, in Entwicklungspfad A aufgrund reduzierter Importmöglichkeiten für andere Rohstoffe etwas mehr (2045 rund 6,8 Mio. t/Jahr) als in Entwicklungspfad B (2045 rund 3,1 Mio. t/Jahr). Der Großteil davon wird für die alternative Rohstoffproduktion (vor allem für die Syngasproduktion über Vergasung) aufgewendet, wenige Prozent zur Beheizung der verbleibenden konventionellen Cracker. Die angenommenen Kosten der Biomasse sind in Abbildung 4.2 in Kapitel 4.1.4.2 hinterlegt.

Aufgrund der großen Unsicherheiten in Bezug auf die Entwicklung der regionalen und internationalen Produktion von Rohstoffen für die HVC-Produktion (vor allem Naphtha, Wasserstoff, CO₂ und Methanol) und der entsprechenden Transportinfrastrukturen wurde durch die Gutachter/innen von Prognos und Wuppertal Institut (2022, S. 109) neben den genannten explizit berücksichtigten Prozessen an einigen Stellen ein pauschaler externer Bezug (mit einem jeweiligen Preis) unterstellt, der die exakte Quelle dieses Bezugs nicht näher spezifiziert. Damit sind regionale, inländische oder auch internationale Bezugsquellen gemeint, deren Prozesse nicht explizit in den Entwicklungspfaden abgebildet sind und die deshalb nicht (direkt) der HVC-Produktion zugeordnet werden.¹²⁰ Dies erlaubte eine gewisse Flexibilität hinsichtlich der exakten Ausgestaltung der Entwicklungspfade, ermöglicht aber zudem das Abbilden einer Grundstruktur der zukünftigen HVC-Produktion trotz Unsicherheiten. Folgendes Beispiel soll dieses Vorgehen skizzieren: CO₂ und H₂ als Rohstoffe für die HVC-Produktion könnten zukünftig über (nationale und internationale) Transportnetze verfügbar sein (Kap. 4.1.5), trotzdem ist auch eine lokale Produktion sowie ein regionaler Bezug denkbar (z. B. über die CO₂-Abscheidung an einem nahegelegenen Zementwerk bzw. über Elektrolysekapazitäten in der Umgebung). Indem den Stoffen Preise zugeschrieben werden (im vorliegenden Fall gemäß Abbildung 4.2), ist beides abgebildet bzw. bleibt die tatsächliche Ausgestaltung offen. Nichtsdestotrotz können erst dadurch relevante Spezifika des Gesamtprozesses der HVC-Produktion z. B. hinsichtlich Stoffströmen, Rohstoffverfügbarkeiten und Kosten adressiert werden.

4.4.1 HVC: Entwicklungspfad A – wenig Kooperation

Im überwiegend national ausgerichteten Entwicklungspfad A wird die Umstellung auf den elektrisch beheizten Steamcracker forciert, um den Bedarf an CO₂-Abscheidung und damit einen möglichen Export von CO₂ gering zu halten. Nach 2040 belaufen sich die konventionellen Cracking-Kapazitäten im Modell noch auf rund 8% (gemessen an der Gesamtkapazität an Steamcrackern), was ungefähr der Kapazität eines kleinen Crackers entspricht. Das Potenzial für die MtO/MtA-Route wird in Entwicklungspfad A wegen der schwach ausgeprägten Importmöglichkeiten für grünes Methanol als gering (im Vergleich zu Entwicklungspfad B) eingeschätzt: Bis 2030 werden 3% (gegenüber 5% in Pfad B) und bis 2050 15% (gegenüber 33% in Pfad B) der HVC-Produktion über die

¹¹⁹ Es wurde unterstellt, dass sortierter Altkunststoff doppelt so teuer ist wie unsortierter.

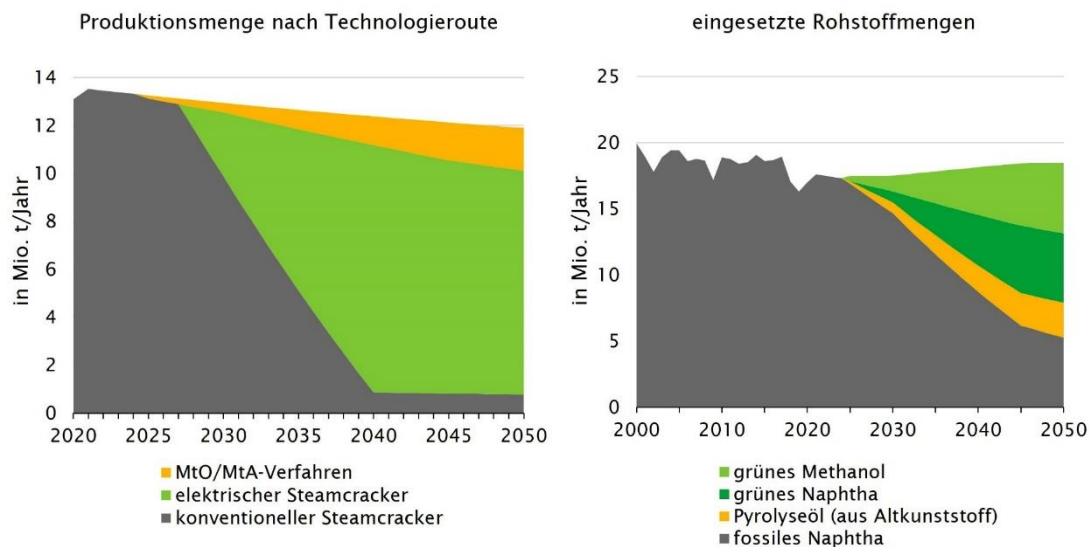
¹²⁰ Heute ist dies beispielsweise für die gesamte Rohstoffbereitstellung zur HVC-Produktion der Fall, da die Naphthaproduktion in Raffinerien (Umwandlungssektor) stattfindet, und dies teils inländisch und teils nicht in Deutschland.

MtO/MtA-Route gedeckt. Die über die verschiedenen Technologierouten produzierten HVC-Mengen in Entwicklungspfad A sind in Abbildung 4.28 (rechts) dargestellt.

Beim Rohstoffeinsatz wird für grünes synthetisches Naphtha ein ambitionierter Hochlaufpfad unterstellt (2030: 5 %, 2045: 37 %, 2050: 40 % gemessen am Rohstoffeinsatz in den Crackern). Dabei sollen die Anteile der Rohstoffe, die durch externen Bezug bzw. durch Importe bereitgestellt werden, in Entwicklungspfad A möglichst geringgehalten werden. Es wird unterstellt, dass langfristig nur jeweils 15 % des benötigten grünen Methanols bzw. grünen Naphthas extern bezogen werden, der Rest wird durch die HVC-Hersteller selber hergestellt.

Das wichtigste Zwischenprodukt für die Produktion von synthetischem Naphtha bzw. Methanol stellt Synthesegas dar, für das in Entwicklungspfad A bis 2045 ein Bedarf von über 20 Mio. t/Jahr (ca. 3 Mio. t Wasserstoff, restliche Masse auf der Kohlenstoffseite¹²¹) entsteht. Der für das Synthesegas nötige Wasserstoff wird bis 2050 zu 35 % unternehmensintern durch den Ausbau entsprechender Elektrolysekapazitäten bereitgestellt, weitere 17 % können durch die Pyrolyse von knapp 2 Mio. t Methan, die als Nebenprodukt aus dem E-Cracking entstehen, gewonnen werden. Knapp die Hälfte des benötigten Wasserstoffs (bis 2045 rund 1,3 Mio. t) muss schließlich extern, also auf dem (internationalen) Wasserstoffmarkt bezogen werden (Abb. 4.31 links). Der für das Synthesegas nötige Kohlenstoff wird zu einem Viertel aus der Biomassevergasung bereitgestellt, wofür die vorhandenen inländischen Biomassepotenziale so weit wie möglich ausgereizt werden müssen (bis 2050 rund 7 Mio. t/Jahr Biomasse). Drei Viertel des Kohlenstoffs müssen extern, also auf einem Markt für Kohlenstoff, bezogen werden. Beispielsweise fallen in Entwicklungspfad A bis 2045 in den mit CO₂-Abscheidung ausgerüsteten Stahl- und Zementwerken jährlich rund 17,7 Mio. t CO₂ an, sodass Kohlenstoff auch inländisch bereitgestellt werden kann. Schließlich werden auch die deutschen Potenziale für chemisches Recycling von Altkunststoffen zur Herstellung von Pyrolyseöl als Naphthaersatz ausgereizt (bis 2045 rund 2,9 Mio. t Altplastik/Jahr).

Abb. 4.28 Entwicklungspfad A: Produktionsmenge nach Technologieroute und Rohstoffmengen



Eigene Darstellung nach Daten von Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 110

Die unter diesen Annahmen resultierende Entwicklung der Rohstoffmengen für die HVC-Produktion in Entwicklungspfad A sind in Abbildung 4.28 (links) dargestellt. Der Verbrauch an fossilem Naphtha reduziert sich von derzeit (2022) etwa 17,5 Mio. t/Jahr auf rund 5,3 Mio. t/Jahr im Jahr 2050. Als Ersatz dafür werden bis 2050 5,3 Mio. t/Jahr grünes synthetisches Naphtha sowie 2,6 Mio. t/Jahr Pyrolyseöl aus dem chemischen Recycling im

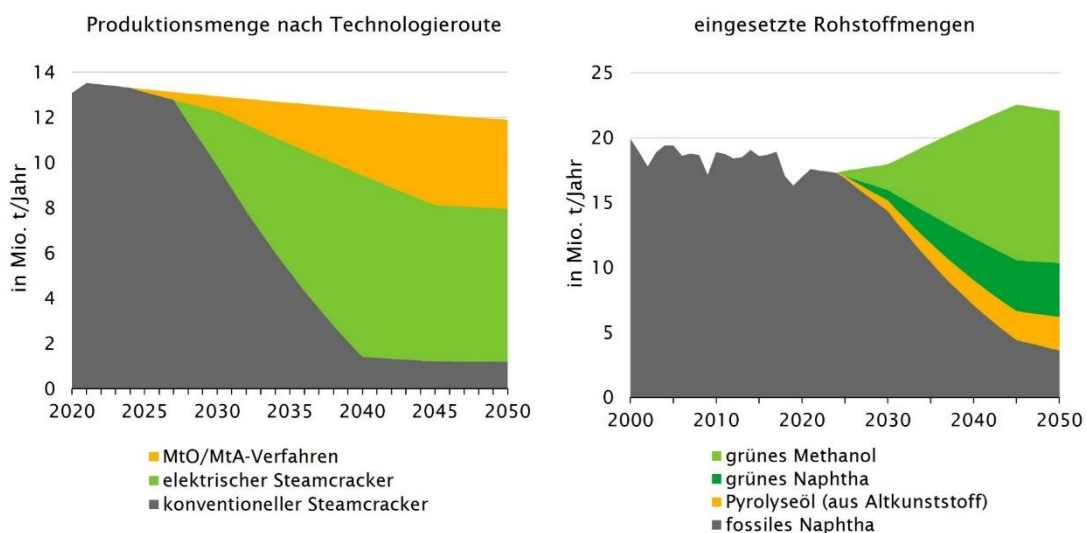
¹²¹ Beim Synthesegas können die entsprechenden Mengenangaben bzw. Stoffbilanzen nicht exakt benannt werden, da es sich um ein Gemisch handelt, in dem sich die Mengenverhältnisse zwischen CO, CO₂, H₂ und H₂O über den Wassergasshift ändern lassen.

Steamcracker eingesetzt. Hinzu kommt 2050 ein Bedarf an grünem Methanol von 5,3 Mio. t/Jahr für die MtO/MtA-Route.

4.4.2 HVC: Entwicklungspfad B – viel Kooperation

Auch für Entwicklungspfad B unterstellten die Gutachter/innen von Prognos und Wuppertal Institut (2022, S. 110 ff.), dass die HVC-Produktion in Steamcrackern weiterhin langfristig überwiegt, jedoch nicht ganz so ausgeprägt wie in Pfad A (bis 2050: zwei Drittel der HVC-Produktion aus dem Steamcracker, ein Drittel aus dem MtO/MtA-Verfahren). Ebenso wird die Umstellung auf elektrisch beheizte Steamcracker forciert, allerdings verbleiben ab 2040 gegenüber Pfad A etwas höhere konventionelle Steamcrackerkapazitäten im Bestand, die mit CO₂-Abscheidung nachgerüstet werden (rd. 15% gemessen an der Gesamtkapazität an Steamcrackern, was ungefähr der Kapazität eines großen Crackers entspricht). Die Abbildung 4.29 (rechts) zeigt den für Entwicklungspfad B angenommenen Verlauf der HVC-Produktion nach Technologieroute.

Abb. 4.29 Entwicklungspfad B: Produktionsmenge nach Technologieroute und Rohstoffmengen



Eigene Darstellung nach Daten von Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 111

Ein wichtiger Grund für den höheren Anteil der MtO/MtA-Route in Entwicklungspfad B sind die unterstellten besseren Importmöglichkeiten für grünes Methanol, wodurch diese Route deutlich günstiger als in Pfad A betrieben werden kann (Kap. 4.4.3). Demnach wird das nötige Methanol zu mehr als zwei Dritteln extern bezogen bzw. importiert. Beim grünen synthetischen Naphtha für die Cracker wird der gleiche Hochlaufpfad wie in Pfad A angenommen (bis 2050 Anteil von 40% gemessen am Rohstoffeinsatz in den Crackern), wobei auch hier unterstellt wird, dass über zwei Drittel des grünen Naphthas extern bezogen bzw. importiert werden. Ähnliches wird für die Synthesegasproduktion angenommen, wovon bis 2045 rund 10 Mio. t/Jahr erforderlich werden (ca. 1,3 Mio. t Wasserstoff, restliche Masse auf der Kohlenstoffseite): Zwei Drittel des nötigen Wasserstoffs werden extern bezogen bzw. importiert (bis 2045 rund 0,8 Mio. t/Jahr), weitere 25% werden durch Methanpyrolyse unter Verwendung der Methanfraktionen aus dem E-Cracking bereitgestellt. So müssen bis 2045 nur 8% des benötigten Wasserstoffs unternehmensintern durch Elektrolyse gedeckt werden (Abb. 4.31 rechts). Der für das Synthesegas nötige Kohlenstoff wird (wie in Entwicklungspfad A) zu einem Viertel aus Biomassevergasung bereitgestellt, für den Rest wird externer Bezug unterstellt, etwa über in Zement- und Stahlwerken abgeschiedenes CO₂ (bis 2045 in Pfad B: 17,7 Mio. t CO₂/Jahr). Schließlich werden wie in Entwicklungspfad A die Altkunststoffpotenziale zur Herstellung von Pyrolyseöl durch chemisches Recycling weitgehend ausgereizt (bis 2045 rund 2,6 Mio. t Altkunststoff/Jahr).

Die Entwicklung der Hauptrohstoffmengen für die HVC-Produktion in Entwicklungspfad B sind in Abbildung 4.29 (links) dargestellt. Der Verbrauch von fossilem Naphtha wird reduziert, von derzeit etwa 17,5 Mio.

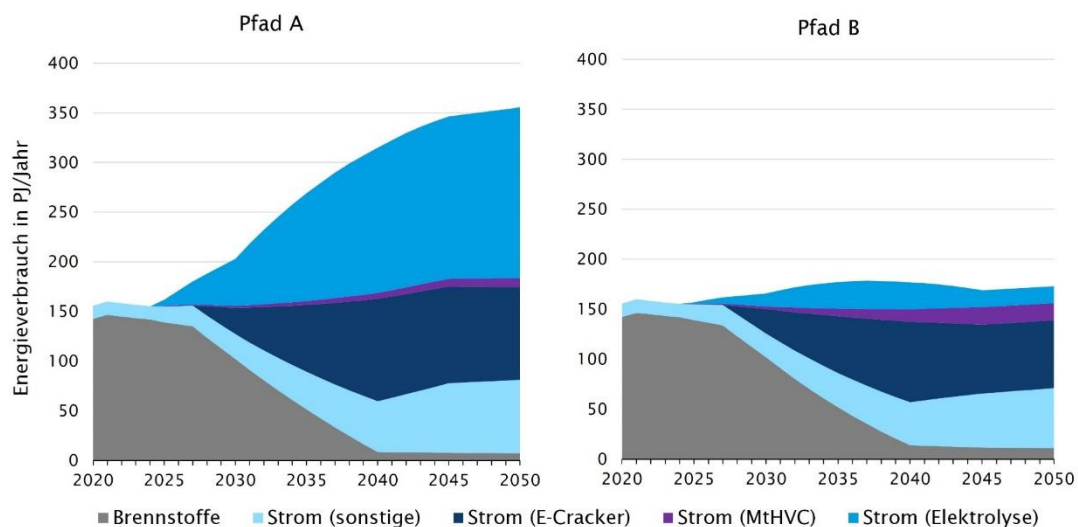
t/Jahr auf rund 3,6 Mio. t/Jahr im Jahr 2050. Als Ersatz kommen bis 2050 die Hauptrohstoffe grünes synthetisches Methanol (mit rund 11,7 Mio. t/Jahr), grünes synthetisches Naphtha (mit rund 4,1 Mio. t/Jahr) und Pyrolyseöl aus dem chemischen Recycling (mit über 2,6 Mio. t/Jahr) ins Spiel.

4.4.3 HVC: Einordnung und Vergleich der Entwicklungspfade

Der Energiebedarf der HVC-Produktion divergiert in beiden Entwicklungspfade stark: In Pfad A ergibt sich durch den Fokus auf Eigenproduktion bis 2050 mehr als eine Verdopplung des Energiebedarfs gegenüber Pfad B (und gegenüber der Situation heute) auf 355 PJ/Jahr (Abb. 4.30, links). In Pfad B bleibt der Energiebedarf etwa auf dem Niveau der letzten 10 Jahre und erreicht nach einem leichten Anstieg um 2035 bis 2050 etwa 173 PJ/Jahr (Abb. 4.30 rechts). Für den starken Zuwachs des Energiebedarfs in Entwicklungspfad A ist vor allem die Eigenproduktion von Wasserstoff durch Elektrolyse verantwortlich. Auf diese Art wird in Pfad A langfristig eine rund 10-mal höhere Menge an Wasserstoff für die Synthesegasproduktion bereitgestellt als in Pfad B (Abb. 4.31), was mit einem grünen Strombedarf von 170 PJ/Jahr in Pfad A (gegenüber 17 PJ/Jahr in Pfad B) einhergeht. Beide Entwicklungspfade zeichnen sich durch einen Wechsel von Brennstoffen (vor allem Erdgas) als Hauptenergieträger in der Vergangenheit hin zu Strom in der Zukunft aus, der insbesondere der Umstellung auf elektrisch beheizte Cracker geschuldet ist. Langfristig liegt der Strombedarf der E-Cracker (ohne Rohstoffproduktion) bei über 90 PJ/Jahr in Pfad A bzw. bei knapp 70 PJ/Jahr in Pfad B (Abb. 4.30). Ab 2040 reduziert sich der Brennstoffeinsatz (vor allem für die verbleibenden konventionellen Cracker-Kapazitäten) auf 7 bis 8 PJ/Jahr in Pfad A bzw. 11 bis 14 PJ/Jahr in Pfad B. Daneben errechnet sich für die MtO/MtA-Anlagen (ohne Methanolproduktion) langfristig (ab 2045) ein Strombedarf von rund 9 PJ/Jahr (Pfad A) bzw. 17 PJ/Jahr (Pfad B).

Bei den hier dargestellten Energiebedarfen ist zu beachten, dass der Energieeinsatz für die (vorgelagerte) Rohstoffproduktion der bisherigen HVC-Produktion (Herstellung von fossilem Naphtha) in den statistischen Daten nicht enthalten ist, da er in anderen Sektoren bzw. Branchen (Umwandlung/Raffinerien bzw. Mineralölverarbeitung) anfällt, und daher auch in Abbildung 4.30 nicht ausgewiesen ist.

Abb. 4.30 Energieverbrauch HVC-Produktion nach Brennstoffen und Strom

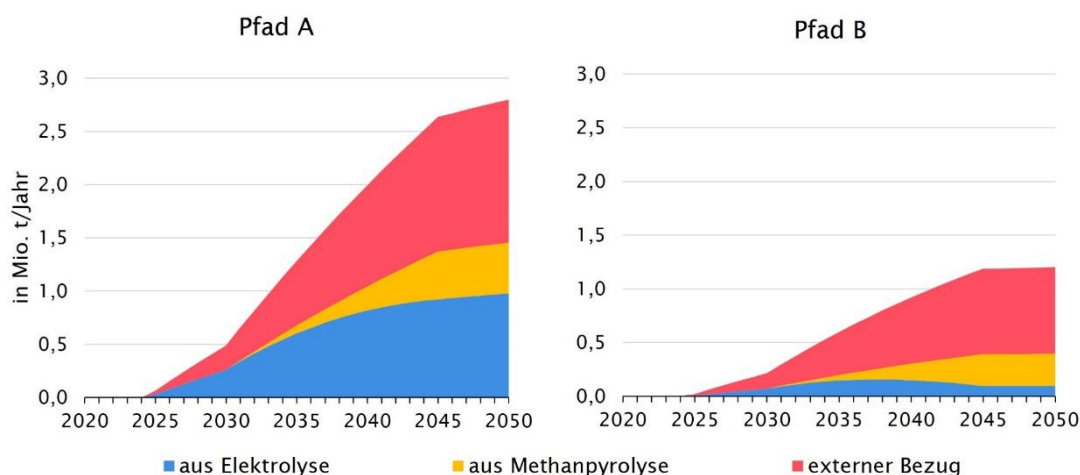


Eigene Darstellung nach Daten von Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 114

Gegenwärtig wären dies in Summe etwa 100 PJ/Jahr zusätzlich, wovon gemäß Importanteilen etwa die Hälfte in Deutschland (vorwiegend über fossile Energieträger) gedeckt wird (Kap. 3.3.2). Für die zukünftige HVC-Produktion ist zumindest der Teil des Energiebedarfs der Rohstoffherstellung inkludiert, der aus der Eigenproduktion von synthetischem Naphtha bzw. Methanol aus Synthesegas sowie aus der Herstellung von Pyrolyseöl durch chemisches Recycling resultiert. In Bezug auf den Energiebedarf weiterhin unberücksichtigt bleibt die Produktion

der Rohstoffe, für die ein externer Bezug unterstellt wurde.¹²² Für die explizit berücksichtigten Prozesse zur Rohstoffproduktion zeigt sich folgendes Bild: Neben dem bereits erwähnten signifikanten Strombedarf für die Wasserstoffproduktion durch Elektrolyse in Pfad A errechnen sich langfristige Strombedarfe für das chemische Recycling von Altkunststoffen in der Höhe von 30 bis 40 PJ/Jahr (beide Pfade) sowie für Fischer-Tropsch-Prozesse zur Herstellung von synthetischem Naphtha in der Höhe von 13 PJ/Jahr (Pfad A) bzw. knapp 5 PJ/Jahr (Pfad B).

Abb. 4.31 Bereitstellung von Wasserstoff für die Synthesegasproduktion



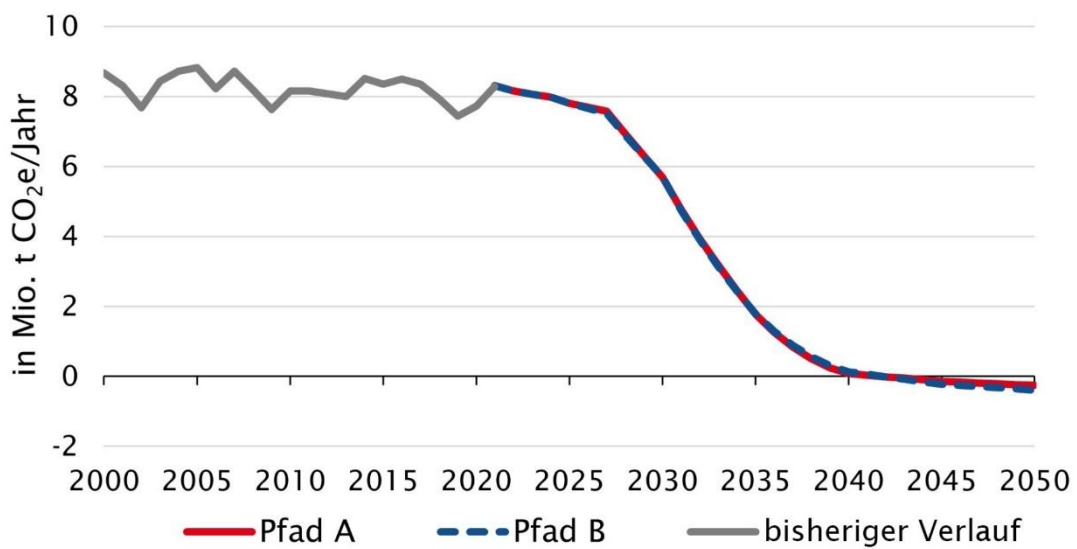
Eigene Darstellung nach Daten von Prognos/Wuppertal Institut 2022

Die THG-Emissionen der HVC-Produktion (ohne Rohstoffproduktion) entwickeln sich in beiden Entwicklungspfaden sehr ähnlich und gehen bis 2042 auf Netto-Null und danach leicht darunter (2050: -0,26 Mio. t CO_{2-eq}/Jahr in Pfad A bzw. -0,4 Mio. t CO_{2-eq}/Jahr in Pfad B; Abb. 4.32). Dafür verantwortlich ist vor allem die Umstellung der Cracker auf elektrische Beheizung, wodurch zwischen 2028 und 2040 der Großteil der derzeitigen Emissionen vermieden werden kann. Zudem wird unterstellt, dass der Brennstoffeinsatz in den verbleibenden konventionellen Crackern ab 2030 bis 2050 von Erdgas als Hauptenergieträger auf 80% Biomasse umgestellt wird. Zugleich werden ab 2031 die verbleibenden konventionellen Cracker schrittweise mit CO₂-Abscheidung ausgestattet, um die restlichen Emissionen auszugleichen. Weil die CO₂-Abscheidung (und Speicherung) zunehmend mit der Nutzung von Biomasse als Brennstoff zusammenfällt, ergeben sich ab 2042 schließlich negative Gesamtemissionen.

Die THG-Emissionen aus der konventionellen Rohstoffproduktion (fossiles Naphtha, derzeit knapp 11 Mio. t CO_{2-eq}/Jahr; Kap. 3.3.3) sind nicht in den Daten enthalten, da sie anderen Sektoren bzw. Branchen zugeordnet werden (siehe Diskussion zum Energiebedarf der Rohstoffproduktion). Die in beiden Pfaden unterstellte Diversifizierung und Umstellung auf alternative Rohstoffe bieten das Potenzial, die rohstoffbedingten Emissionen zu reduzieren. In den Entwicklungspfaden werden gemäß Annahmen neben einem Restbezug an fossilem Naphtha ausschließlich grüne Rohstoffe bzw. Produkte aus der Abfallverwertung verwendet, für die unterstellt wird, dass sie auf Basis von erneuerbaren Energien und folglich ohne THG-Emissionen hergestellt werden können. In Pfad A werden bis 2050 noch knapp ein Drittel, in Pfad B weniger als ein Viertel der derzeit verwendeten Mengen an fossilem Naphtha eingesetzt. Unter den zuvor genannten Annahmen ergeben sich daraus bis 2050 THG-Einsparungen bei der Rohstoffbereitstellung von 7,6 bis 8,7 Mio. t CO_{2-eq}/Jahr. Durch die angenommene forcierte Verwertung von Altkunststoff bleibt zudem zumindest ein Teil des entsprechenden Kohlenstoffs in einem geschlossenen Kreislauf.

¹²² In Bezug auf Stoffströme und Kosten sind die Rohstoffe (durch Ausweisung als externer Bezug) jedoch vollständig abgebildet.

Abb. 4.32 THG-Emissionen der HVC-Produktion (ohne Rohstoffproduktion)

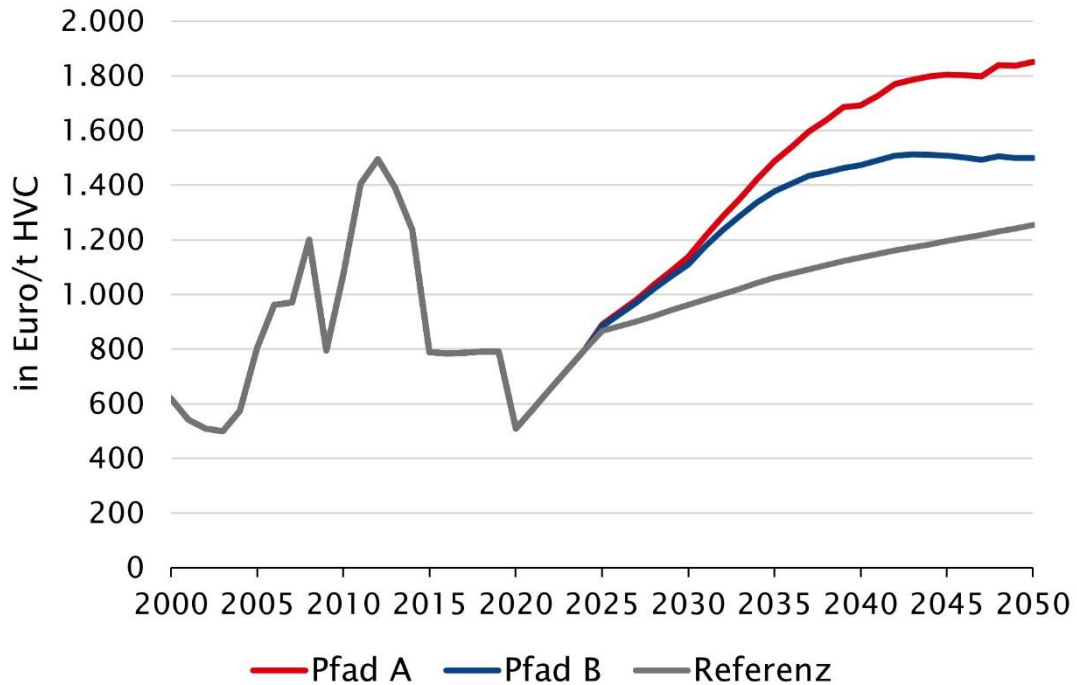


Eigene Darstellung nach Daten von Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 114

Die spezifischen Kosten der HVC-Produktion in Deutschland (historisch und in den Entwicklungspfaden) sind in Abbildung 4.33 abgebildet. Gegenüber dem Vorkrisenniveau (mittlere Produktionskosten von 2015 bis 2019: rund 790 Euro/t HVC) verteuert sich die HVC-Produktion in den Entwicklungspfaden bis 2045 um rund 130 % (Pfad A) bzw. 90 % (Pfad B) markant. Im Vergleich zum Referenzpfad (Produktion der entsprechenden HVC-Mengen über fossiles Naphtha in konventionellen Steamcrackern, mit CO₂-Kosten gemäß EU-ETS-Preispfad) verteuern sich die Produktionskosten bis 2045 um etwa 50 % (Pfad A) bzw. 26 % (Pfad B). In Abbildung 4.33 ist

zu erkennen, dass die spezifischen Kosten der HVC-Produktion auch in der Vergangenheit bereits stark schwankten (vor allem wegen des volatilen Preises für fossiles Naphtha; Abb. 4.2). Auch in den Entwicklungspfaden sind die Kosten für die (alternativen) Rohstoffe der wesentliche Preistreiber (Abb. 4.34).

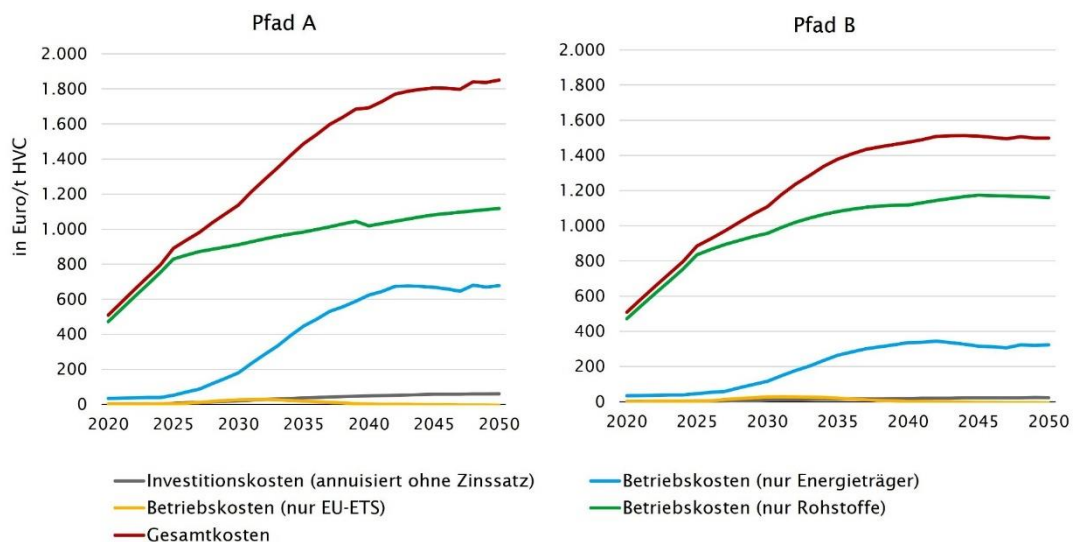
Abb. 4.33 Spezifische Kosten HVC-Produktion



Hinweis: Berechnungen auf Grundlage von Kostenprognosen vor Beginn des Ukrainekriegs (Kap. 4.1.4.2)

Quelle: Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 116

Abb. 4.34 Kostenstruktur HVC-Produktion



Eigene Darstellung nach Daten von Prognos/Wuppertal Institut 2022

Mit Blick auf die Kosten für die einzelnen Prozessschritte ergibt sich gemäß den Berechnungen von Prognos und Wuppertal Institut (2022, S. 116 f.) folgendes Bild: Das chemische Recycling über Pyrolyse von Altkunststoffen plus Verwertung des Pyrolyseöls in Steamcrackern ist die kostengünstigste (vollständig) inländische Alternative zur konventionellen HVC-Produktion über fossiles Naphtha in Steamcrackern. Bis 2050 liegen die Produktionskosten für Pyrolyseöl nur unwesentlich über dem prognostizierten Preis für fossiles Naphtha. Auch die Umstellung auf elektrische Steamcracker führt gemäß den getätigten Annahmen bereits ab 2035 lediglich zu einer Produktionskostensteigerung von wenigen Prozent gegenüber konventionellen Anlagen.

Langfristig nähern sich die Kosten quasi vollständig an, wobei durch Prozessoptimierungen (genauere Prozesssteuerung, Automatisierung, intelligente Nutzung der Nebenprodukte), die in den Berechnungen nicht berücksichtigt wurden, die Produktionskosten der Route über chemisches Recycling sogar unter jene der konventionellen Anlagen fallen könnten. Produktionsrouten, die Wasserstoffbezug bzw. -eigenerzeugung (über Elektrolyse) beinhalten, werden im Durchschnitt in etwa als doppelt so teuer prognostiziert wie die übrigen; damit sind sie auch für fast die gesamte Kostensteigerung der HVC-Produktion in den Entwicklungspfaden gegenüber dem Referenzpfad verantwortlich. Der Preis für Wasserstoff ist demnach ein zentraler Hebel für die Produktionskosten von HVC, denn für eine nachhaltige Transformation der HVC-Produktion, vor allem wenn diese vorwiegend inländisch gestemmt werden soll (Entwicklungspfad A), werden große Mengen an Wasserstoff benötigt (Abb. 4.31). Ein Teil des Wasserstoffbedarfs kann zukünftig durch Methanpyrolyse voraussichtlich wesentlich kostengünstiger als über Wasserelektrolyse gedeckt werden. In den Entwicklungspfaden wurde diese Möglichkeit allerdings nur auf die entsprechenden Mengen der Methanfraktionen aus den E-Crackern beschränkt, da andere Quellen für grünes Methan unwahrscheinlich bzw. wesentlich teurer wären. Die errechneten Produktionskosten bezüglich der Wasserstoffnutzung aus Methanpyrolyse der Methanfraktion zur Produktion von synthetischem Naphtha mitsamt Verarbeitung in Steamcrackern liegen dabei auf einem ähnlichen Niveau und teils sogar leicht über jenen der Produktion von synthetischem Methanol mitsamt MtO/MtA-Verfahren aus demselben Wasserstoff. Da die entsprechenden Unternehmen jedoch bereits über Steamcracker verfügen, wird davon ausgegangen, dass die MtO/MtA-Route dadurch nicht zusätzlich forciert wird. Die Kosten für die Kohlenstoffnutzung aus Biomasse werden langfristig als ähnlich bzw. leicht unter jenen eines CO₂-Bezugs errechnet. Ein mögliches CO₂-Netz wird einen derartigen Bezug noch zusätzlich erleichtern, wodurch auch ein Wechsel der in den Pfaden unterstellten Biomassenutzung zu anderen Zwecken möglicher scheint. Daneben ist der Bezug der alternativen Hauptrohstoffe (synthetisches Methanol und synthetisches Naphtha) langfristig kompetitiv; die entsprechenden Produktionskosten (MtO/MtA mit Methanol bzw. Steamcracker mit Naphtha) liegen nur wenige Prozentpunkte über jenen im Referenzpfad. Dies spricht für vorwiegenden Bezug dieser Ausgangsstoffe, was in Entwicklungspfad B zu niedrigeren Gesamtkosten führt. Insgesamt sind dadurch auch die Produktionskosten über die MtO/MtA-Route in Pfad B deutlich unter jenen in Pfad A. Durch einen vorwiegenden Bezug bzw. Import ergeben sich jedoch andere Problematiken, wie Abhängigkeiten, ggf. weniger (inländische) Arbeitsplätze sowie mögliche Produktionsverlagerungen.

Die beschriebene Art der Analyse von Routenoptionen ist nur in einer Logik der systematischen Einzelbetrachtung von Prozessschritten (Einkauf der nötigen Edukte und Verkauf der produzierten Produkte für den jeweiligen Marktpreis in jedem Prozessschritt) möglich. Bei intelligenter Kombination von Prozessschritten (wie dies in den Entwicklungspfaden zum Teil angenommen wurde, z. B. in Bezug auf die Nutzung der Methanfraktion aus Cracker für die Wasserstoffproduktion) können sich jedoch zusätzliche ökonomische Vorteile ergeben, die in den Berechnungen der Produktionskosten größtenteils nicht abgedeckt werden konnten. Insgesamt ist schließlich zu bedenken, dass die Preis- und Kostenentwicklungen stets und gegenwärtig insbesondere mit Blick auf den Krieg in der Ukraine) mit erheblichen Unsicherheiten behaftet sind, was zu Verschiebungen von Kapazitäten zwischen verschiedenen Prozessen führen kann.

4.5 Einordnung der Entwicklungspfade

Zur Einordnung und vergleichenden Bewertung der beiden Entwicklungspfade werden diese nachfolgend einander gegenübergestellt (Kap. 4.5.1) sowie mit entsprechenden Szenarien aus externen Studien verglichen (Kap. 4.5.2). In Kapitel 4.5.3 werden die Ergebnisse der Entwicklungspfade in den Kontext des Gesamtsystems, d. h. hier betrachtete Grundstoffindustrien Eisen/Stahl, Zement und HVC zuzüglich aller restlichen Industrien und Sektoren, gestellt.

4.5.1 Vergleich der Entwicklungspfade untereinander

Die Tabelle 4.2 stellt wesentliche Charakteristika der beiden Entwicklungspfade für alle drei betrachteten Grundstoffindustrien einander gegenüber (dazu und zum folgenden Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 117 ff.):

- › Effizienz: Effizienzmaßnahmen, die zu einem geringeren Energieeinsatz in der Produktion sowie zu reduzierten Materialbedarfen führen, wurden vor allem in Entwicklungspfad A forciert, um zumindest teilweise weniger tiefgreifende Maßnahmen in anderen Bereichen (z. B. CO₂-Abscheidung, Importe) auszugleichen. Der errechnete Gesamtenergiebedarf liegt 2045 in Entwicklungspfad A bei rund 780 PJ/Jahr und damit rund 15 % niedriger als im Mittel von 2015 bis 2019 (Vorkrisenniveau: 913 PJ/Jahr). In Entwicklungspfad B liegt der Gesamtenergiebedarf 2045 rund 31 % tiefer als das Vorkrisenniveau bei rund 630 PJ/Jahr. Die Energieeinsparungen sind vor allem auf den starken Rückgang des Energiebedarfs der Primärstahlproduktion zurückzuführen. Für die Berechnung des Endenergiebedarfs ist zu beachten, dass der Wasserstoff beim Stahl als Energieträger geführt und gemäß Annahmen vollständig am Markt eingekauft wird (H₂ 2045: Pfad A: 114 PJ/Jahr; Pfad B: 173 PJ/Jahr)¹²³. Bei HVC wird Wasserstoff hingegen stofflich verwendet und teilweise von den HVC-Produzenten in Elektrolyseuren selber hergestellt; zum Endenergiebedarf trägt hier also auch der Strombedarf für die Eigenerzeugung von Wasserstoff bei (Strombedarf 2045: Pfad A: 163 PJ/Jahr; Pfad B: 17 PJ/Jahr).¹²⁴
- › Energieträger: Der direkte Strombedarf der deutschen Eisen/Stahl-, Zement- und HVC-Produzenten beläuft sich bis 2045 auf 449 PJ/Jahr (Pfad A) bzw. 276 PJ/Jahr (Pfad B), was gegenüber dem Vorkrisenniveau 2015 bis 2019 eine Steigerung um das 4,5- (Pfad A) bzw. 2,8-Fache (Pfad B) bedeutet. In beiden Entwicklungspfaden stellt Wasserstoff – für Stahl als Energieträger geführt, für HVC zur stofflichen Verwendung – einen sehr wichtigen Bestandteil der Produktionsprozesse dar. Für die Stahlproduktion wird in Pfad B mehr Wasserstoff verwendet (Direktreduktion), für HVC in Pfad A (da weniger grüne Rohstoffe über Importe zur Verfügung stehen). Insgesamt werden bis 2045 in Entwicklungspfad A 3,6 Mio. t/Jahr Wasserstoff und damit über ein Drittel mehr als in Pfad B (insgesamt 2,6 Mio. t/Jahr) eingesetzt. Dies ist mit einem stark erhöhten Aufwand bezüglich Produktion und Infrastruktur verbunden, dient aber einer stärkeren Reduktion von Abhängigkeiten vom Ausland im Vergleich zum Status quo (z. B. Importe fossiler Rohstoffe).
- › Verfahren/Umstellungen: In beiden Entwicklungspfaden wurde eine tiefgreifende Transformation zu emissionsarmen Produktionsverfahren unterstellt. In Pfad B ist diese verstärkt von transnationaler Kooperation geprägt, sodass vor allem in der HVC-Produktion Teile der Rohstoffe bzw. Zwischenprodukte extern bezogen bzw. importiert werden. Die CO₂-Abscheidung wird in beiden Entwicklungspfaden forciert, in Pfad B in Zementwerken noch etwas stärker als in Pfad A.
- › Übergeordnete Aspekte: Hinsichtlich der Produktionskosten ist Pfad A von stärkeren Preisanstiegen geprägt als Pfad B. Bei Zement sinken in Pfad B die Kosten für Emissionszertifikate durch den schnelleren Hochlauf der CO₂-Abscheidung früher als in Pfad A. Bei HVC hängt dies u. a. mit dem höheren Strombedarf für die Elektrolyse zusammen, um die Importnotwendigkeiten für Wasserstoff zu reduzieren. Auch mit Blick auf

¹²³ Für die Herstellung dieser Menge Wasserstoff mittels Elektrolyse sind rund 135 PJ/Jahr (Pfad A) bzw. 205 PJ/Jahr (Pfad B) an erneuerbarem Strom nötig (Wirkungsgrad Elektrolyse bis 2045: 84,5%; Tab. 7.9 in Kap. 7.1.2).

¹²⁴ Der für die HVC-Produktion extern bezogene Wasserstoff benötigt 2045 rund 176 PJ/Jahr (Pfad A) bzw. 111 PJ/Jahr (Pfad B) an erneuerbarem Strom, falls dieser mittels Elektrolyse hergestellt wird.

die Produktionsmengen unterscheiden sich die beiden Entwicklungspfade: In Pfad A sind die produzierten Mengen an Stahl, Zement und HVC tendenziell niedriger, während sie in Pfad B teils sogar leicht ansteigen.

Aus dem Vergleich sowie den Schwerpunkten der Entwicklungspfade ergeben sich einige zentrale Folgerungen:

- > An den Ausbau der erneuerbaren Energien und das (zukünftige) Stromnetz werden hohe Anforderungen gestellt. Die in den Entwicklungspfaden unterstellte Elektrifizierung führt in den drei betrachteten Grundstoffindustrien bis 2045 zu einem 4,5-fach (Pfad A) bzw. 2,8-fach (Pfad B) höheren Strombedarf gegenüber dem Vorkrisenniveau. Hauptverantwortlich hierfür ist die Rohstoffbereitstellung für die HVC-Produktion. Zudem sind zur Bereitstellung der hohen Temperaturen im Prozessbereich (z. B. E-Cracking) auch hohe Leistungen notwendig, was zusätzliche Anforderungen an die Versorgung bzw. den Netzausbau stellt.
- > Wasserstoff wird in den Bereichen Stahl und HVC in großen Mengen benötigt, was eine entsprechende Infrastruktur (beispielsweise ein leistungsfähiges H₂-Netz) erfordert. In Pfad A greift der hohe Wasserstoffbedarf deutlich später und für andere Zwecke (2030: 0,5 Mio. t/Jahr; 2045: 3,6 Mio. t/Jahr; 74 % für HVC) als in Pfad B (2030: 0,9 Mio. t/Jahr; 2045: 2,6 Mio. t/Jahr; 55 % für Stahl).
- > Die CO₂-Abscheidung und -Speicherung bzw. -Nutzung ist in beiden Entwicklungspfaden eine zentrale Maßnahme zur Dekarbonisierung der Grundstoffindustrien. Ein CO₂-Netz ist dabei eine Option, um Standorte der Abscheidung (vor allem Zementwerke) mit jenen der Nutzung (vor allem Chemie) bzw. der (geologischen) Speicherung zu verbinden. In Entwicklungspfad B führt der stärkere Einsatz von CO₂-Abscheidung in der Zementproduktion durch die Vermeidung der Kosten für Emissionszertifikate zu geringeren spezifischen Produktionskosten.
- > Chemisches Recycling stellt gemäß den Entwicklungspfaden künftig eine wichtige Grundlage für die HVC-Produktion dar. Dafür ist die Integration der Abfallaufbereitung in die restlichen (zukünftigen) Wertschöpfungsketten zentral.

Tab. 4.2 Vergleich der Entwicklungspfade

| Charakteristikum | Entwicklungspfad A | Entwicklungspfad B |
|---|---|--|
| Effizienz | | |
| Energieeffizienz | Stahl stark forciert, sonst nicht* Energiebedarf 2045 gegenüber Vorkrisenniveau**: Stahl: -47%, insgesamt: -15% | Stahl forciert, sonst nicht* Energiebedarf 2045 gegenüber Vorkrisenniveau**: Stahl: -44%, insgesamt: -31% |
| Materialeffizienz | forciert* Stahl bis 2050: -10%; Zement bis 2050: -5,4% | gering* Zement bis 2050: -1,2% |
| Energieträger (auch stofflich) | | |
| Elektrifizierung (Vorkrisenniveau rund 11%) | forciert (ca. 58%; ohne HVC: rund 25%) Stahl: 92 PJ/a; Zement: 18 PJ/a; HVC: 339 PJ/a | forciert (ca. 44%; ohne HVC: 26%) Stahl: 97 PJ/a; Zement: 21 PJ/a; HVC: 157 PJ/a |
| Biomasse (fest, gasförmig) | verstärkt (vor allem auch stofflich für HVC) Zement: 37 PJ/a; HVC: 5 PJ/a (zzgl. 99 PJ/a stofflich) | verstärkt Zement: 39 PJ/a; HVC: 7 PJ/a (zzgl. 44 PJ/a stofflich) |
| Wasserstoff | forciert (bei Stahl und HVC): Stahl: 1 Mio. t/a; HVC: 2,6 Mio. t/a; insgesamt: 3,6 Mio. t/a (430 PJ/a) | forciert (bei Stahl stark, vor allem externer Bezug): Stahl: 1,4 Mio. t/a; HVC: 1,2 Mio. t/a; insgesamt: 2,6 Mio. t/a (316 PJ/a) |
| Verfahren/Umstellungen | | |
| emissionsarme Produktionsverfahren | im Inland stark forciert | teils auch ausgelagert (vor allem bei HVC) |
| CCS/CCU | forciert (vor allem bei Zement und Stahl) insgesamt rund 18 Mio. t/a (ca. 70% bei Zement) | forciert (vor allem bei Zement) insgesamt rund 18 Mio. t/a (ca. 85% bei Zement) |
| Produktionsverlagerung | keine unterstellt | teils durch Importe von Vorprodukten/Rohstoffen möglich (vor allem bei HVC) |
| übergeordnete Aspekte | | |

| | | |
|------------|--|--|
| Ökonomie | markant höhere Kosten Stahl: 517 Euro/t (36% gegenüber Vorkrisenniveau**); Zement: 67 Euro/t (60%); HVC: 1.805 Euro/t (129%) | kompetitiv (vor allem durch CCS und Vorprodukt-/Rohstoffimporten) Stahl: 521 Euro/t (37% gegenüber Vorkrisenniveau**) Zement: 57 Euro/t (35%); HVC: 1.509 Euro/t (91%) |
| Produktion | tendenziell niedrig | tendenziell hoch (außer HVC) |
| Ökologie | Transformation später (bis rund 2045) | Transformation tendenziell früher (bis rund 2040) und intensiver |

* Durch die Technologiepfade ergibt sich teils auch (indirekt) eine Effizienzsteigerung in bestimmten Bereichen (z. B. mittels E-Crackern), die sich jedoch am Gesamtsystem (durch andere Prozessschritte) nur bedingt/nicht ablesen lässt.

** Das Vorkrisenniveau entspricht dem Durchschnittswert von 2015 bis 2019

Daten, wenn nicht anders angemerkt, für 2045

Quelle: angepasst nach Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 118

Hinsichtlich einer Aufwand-Nutzen-Logik der Transformationen in den Entwicklungspfaden kann Folgendes festgehalten werden: Der deutsche Energiebedarf für die Grundstoffindustrien wird in einem Szenario, in dem vermehrt auf internationale Kooperation zurückgegriffen wird (Entwicklungspfad B, vor allem durch Importe von Vorprodukten zur HVC- und Stahlproduktion), deutlich niedriger ausfallen als in einem vorwiegend auf inländische Produktionskapazitäten bauenden Szenario. Dementsprechend sind auch die spezifischen Kosten bei höherer Eigenproduktionsquote höher. Abhängigkeiten von Rohstoffen und Vorprodukten können durch eine vorwiegend inländische Produktion jedoch vermindert werden. Folglich stellen Kosten und Selbstversorgungsgrad zwei gegenläufige Kenngrößen dar, die je nach Strategie abgewogen werden müssen.

4.5.2 Vergleich zwischen Entwicklungspfaden und Szenarien aus externen Studien

Um die durch die Gutachter/innen von Prognos und Wuppertal Institut erstellten Entwicklungspfade mit den Szenarien anderer Studien zu vergleichen, bietet die Tabelle 4.3 eine Übersicht über die jeweils präferierten Technologieoptionen. Dazu wurden für die drei betrachteten Grundstoffindustrien die Entwicklungen der Produktionsmenge sowie die Produktionsrouten (bei Eisen/Stahl und HVC) bzw. andere relevante Kenngrößen (Klinkerfaktor und Einsatz von CO₂-Abscheidung beim Zement) der beiden Entwicklungspfade und der in Kapitel 7.4.1 aufgeführten Szenarien aus externen Studien aufgeführt.

Die Ähnlichkeit zwischen den Entwicklungspfaden und den Szenarien aus externen Studien ist je nach Grundstoffindustrie unterschiedlich einzuordnen. Während beim Zement in Bezug auf die (limitierten) Technologieoptionen eine gewisse Ähnlichkeit zwischen den Entwicklungspfaden und den Vergleichsstudien vorliegt (nicht jedoch in Bezug auf die Entwicklung der Produktionsmenge), ist die Ähnlichkeit bei Eisen/Stahl und HVC eher gering bis mittel einzuschätzen. Insbesondere der hohe Anteil von 18% an verbleibenden Hochöfen (inklusive CO₂-Abscheidung) in Entwicklungspfad A findet sich nicht in den Szenarien der externen Studien, in welchen sämtliche Hochöfen bis 2045/2050 stillgelegt werden.

Entwicklungspfad B weist am Ende des Betrachtungszeitraums nur noch eine geringe Hochofenkapazität auf, dafür – vergleichbar mit dem Szenario der dena-Studie – einen hohen Anteil an direktreduziertem Eisen. Das Bild bei der HVC-Produktion ist ähnlich vielschichtig, weil gerade hier die künftigen Herstellungsrouten derzeit noch weitgehend offen sind. Dementsprechend setzen die Szenarien der BMWK-, dena- und Ariadne-Studie in hohem Maße auf die MtO-Route, während beide Entwicklungspfade sowie die Szenarien der Agora- und BDI-Studie überhaupt mehr als zwei Technologieoptionen behandeln und damit zumindest eine mittlere Ähnlichkeit untereinander aufweisen.

Tab. 4.3 Übersicht über die Technologieoptionen der Vergleichsstudien (Zieljahre 2045/2050)

| Studie (Szenario) | Eisen/Stahl | Zement | HVC |
|--|--|---|--|
| Entwicklungspfad A | -13 % Stahlproduktion 32 % Schrott+EAF 18 % BF+BOF+CCS 24 % H2-DR+SAF+BOF 25 % H2-DR+EAF | -4 % Zementproduktion Klinkerfaktor: 56 % CCS/CCU: 13,5 Mio. t | -7 % HVC-Produktion 13 % MtO/MtA 32 % grünes Naphtha 39 % fossiles Naphtha 16 % Pyrolyseöl (Recycling) |
| Entwicklungspfad B | -3 % Stahlproduktion 28 % Schrott+EAF 1 % BF+BOF 5 % BF+BOF+CCS 26 % H2-DR+SAF+BOF 39 % H2-DR+EAF | +0 % Zementproduktion Klinkerfaktor: 59 % CCS/CCU: 16,5 Mio. t | -7 % HVC-Produktion 33 % MtO/MtA 27 % grünes Naphtha 23 % fossiles Naphtha 17 % Pyrolyseöl (Recycling) |
| Agora: Klima- neutrales Deutschland 2045 (KNDE2045) | -7 % Stahlproduktion 46 % Schrott+EAF 54 % H2-DRI(+EAF) | -13 % Zementproduktion Klinkerfaktor: 66 % CCS/CCU: 13 Mio. t | -42 % HVC-Produktion 38 % MtO/MtA 28 % grünes Naphtha 35 % Pyrolyseöl (Recycling) |
| BMWK: Lang- fristszenarien (TN-Strom) | 11 % Stahlproduktion 60 % Schrott+EAF 40 % H2-DRI(+EAF) | -6 % Zementproduktion Klinkerfaktor: 55 % CCS/CCU: 7-9 Mio. t | -21 % HVC-Produktion 100 % MtO (2045 noch 60 %) |
| dena: Aufbruch Klimaneutralität (KN 100) | -1 % Stahlproduktion 35 % Schrott+EAF 65 % H2-DRI(+EAF) | -13 % Zementproduktion Klinkerfaktor: 53 % CCS/CCU: 10 Mio. t | -5 % HVC-Produktion 100 % MtO/MtA 40 % grünes Naphtha |
| BDI: Klimapfade 2.0 (Zielpfad) | 10 % Stahlproduktion 45 % Schrott+EAF 55 % H2-DRI(+EAF) | -4 % Zementproduktion Klinkerfaktor: unbekannt CCS/CCU: 11 Mio. t | -38 % HVC-Produktion 50 % MtO/MtA 40 % grünes Naphtha 10 % Pyrolyseöl (Recycling) |
| Ariadne: Kli- maneutralität 2045 (Technolo- giemix) | -7 % Stahlproduktion 50 % Schrott+EAF 50 % H2-DRI(+EAF) | -8 % Zementproduktion Klinkerfaktor: sinkt CCS/CCS: > 0 Mio. t | -5 % HVC-Produktion 85 % MtO 15 % EtO* |

* EtO: Ethylen to Olefins (hauptsächlich via Ethylenimport)

Produktionsänderungen immer 2045/2050 gegenüber 2015

Quelle: Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 121

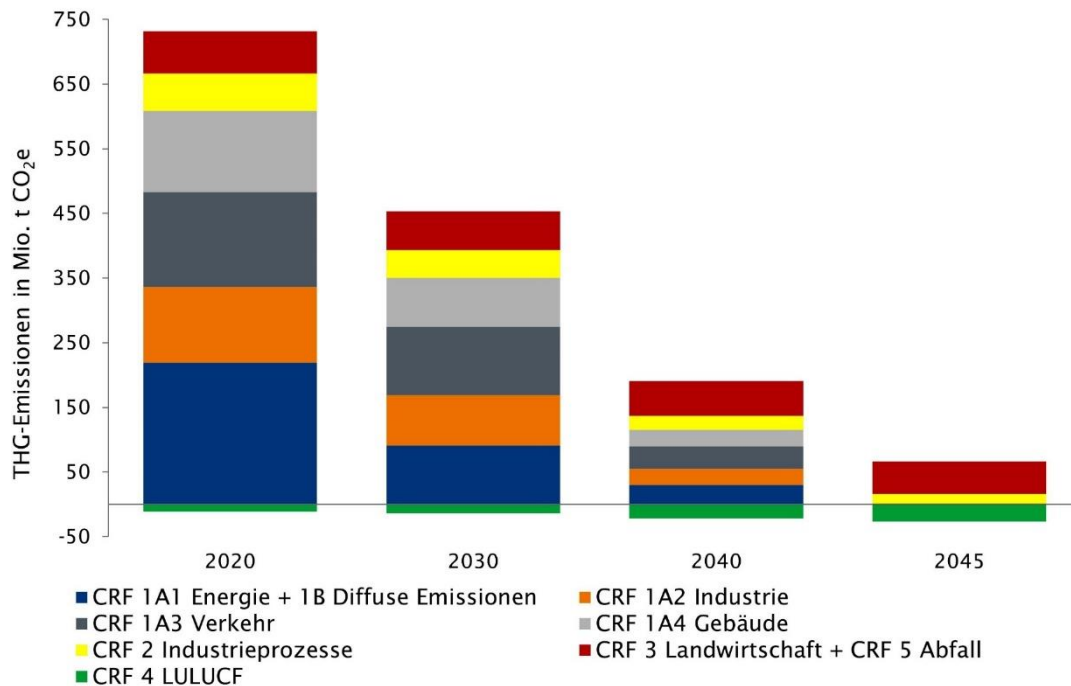
4.5.3 Einordnung in das Gesamtsystem

Mit Blick auf das Gesamtsystem – also die hier betrachteten Grundstoffindustrien Eisen/Stahl, Zement und HVC zuzüglich aller restlichen Industrien und Sektoren gemäß externen Szenariostudien (Kap. 7.4.1) – zeigen die Berechnungen der Gutachter/innen von Prognos und Wuppertal Institut (2022, S. 122 ff.), dass bis 2045 im Mittel¹²⁵ eine weitgehende THG-Neutralität Deutschlands erreicht werden kann (Abb. 4.35). Die Restemissionen 2045

¹²⁵ Zur Bestimmung der THG-Emissionen wurde für die Grundstoffindustrien Eisen/Stahl, Zement und HVC der Mittelwert aus den Werten von Entwicklungspfad A und B gebildet, für die übrigen Industrien und Sektoren wurden die jeweiligen Werte aus den fünf betrachteten Szenarien der externen Studien gemittelt (Kap. 7.4.1).

stammen aus der Landwirtschaft und dem Abfallsektor (50 Mio. t CO₂-eq) sowie den Industrieprozessen (15 Mio. t CO₂-eq), welche durch die LULUCF-Senke (-26 Mio. t CO₂-eq) abgemildert werden. Insgesamt sinken die Emissionen bis 2045 gegenüber 1990 um 95 bis 99%.

Abb. 4.35 THG-Emissionen des Gesamtsystems

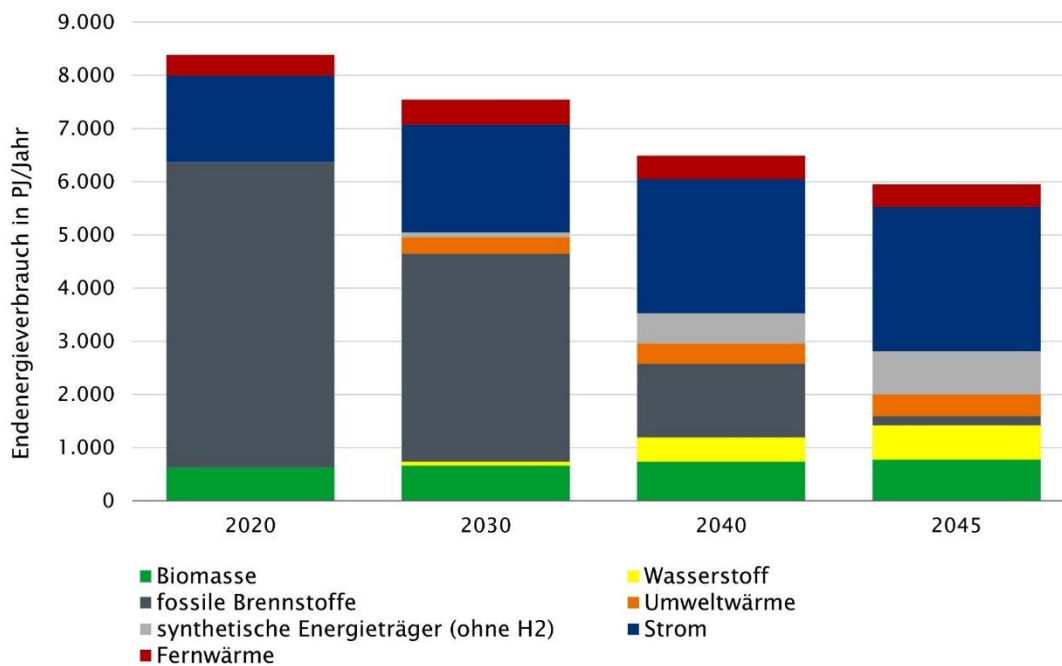


CRF (Common Reporting Format): international vereinheitlichte Inventarkategorien bei der THG-Bilanzierung

Quelle: nach Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 123

Gemäß der Analyse des Gesamtsystems sinkt auch der Endenergiebedarf (Energiebedarf der Nachfragesektoren Gebäude, Verkehr und Industrie) signifikant von rund 8.400 PJ im Jahr 2020 auf rund 6.000 PJ im Jahr 2045, also um rund 30% (Abb. 4.36). Im Sektor Industrie steigt der Energiebedarf in dieser Periode von rund 2.050 PJ auf rund 2.500 PJ, wovon 28% Stahl, Zement und HVC einnehmen. In diesem Zeitraum wird der Wechsel von fossilen Brennstoffen zu biogenen Brennstoffen, synthetischen Brennstoffen (Wasserstoff und weitere PtX-Erzeugnisse), Umweltwärme und Strom vollzogen. 2045 werden demnach nur noch geringe Menge fossiler Brennstoffe (überwiegend aus industriellen und Siedlungsabfällen stammend) verfeuert. Synthetische Brennstoffe (inklusive Wasserstoff) kommen in der hier vorgenommenen Mittelung der Restsysteme aus den fünf externen Szenarien in allen genannten Sektoren vor, überwiegend jedoch im Verkehr (Flugverkehr und Straßenschwerverkehr).

Abb. 4.36 Endenergiebedarf des Gesamtsystems



HVC: inklusive Strombedarf für Eigenproduktion von Wasserstoff, Stahl: keine Eigenproduktion von Wasserstoff (Import)

Quelle: Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 123

Der Gesamtbedarf an Biomassen steigt in der Industrie von 2020 bis 2045 im Mittel um 24% von 623 auf 771 PJ/Jahr, weist 2045 durch die Mittelung über die verschiedenen Szenarien jedoch eine große relative Unsicherheit von 380 PJ/Jahr (ca. 50%) auf.¹²⁶

Der Strombedarf im Energiesystem Deutschland steigt zwischen 2020 bis 2045 ebenfalls erheblich an, im Mittel um 67% von rund 1.600 auf etwa 2.700 PJ/Jahr, bleibt aber auch unter Berücksichtigung von Unsicherheiten immer noch klar unterhalb der möglichen Stromerzeugung aus erneuerbaren bzw. THG-neutralen Energieträgern von knapp 1.000 TWh/Jahr bzw. 3.600 PJ/Jahr (Prognos et al. 2021b). An dieser Stelle sei nochmals explizit darauf hingewiesen, dass es sich innerhalb der Betrachtung des Gesamtsystems beim restlichen System lediglich um eine Mittelung verschiedener Ergebnisse handelt, eine szenarische Konsistenz also nicht gegeben ist.

¹²⁶ Angesichts der begrenzten inländischen Verfügbarkeit von nachhaltiger Biomasse (ca. 900 PJ/Jahr, Fehrenbach et al. 2019) ist der obere Wert des Verbrauchsbandes kritisch zu sehen. Dies würde eine bedeutende Importquote von Biomassen erfordern.

4.6 Ökonomische Effekte (quantitativ)

Das für die Modellierung der Entwicklungspfade erstellte Datengerüst erlaubte es, die Effekte der Transformation für eine Reihe von ökonomischen Kennzahlen quantitativ abzuschätzen. Dies betrifft zum einen mögliche branchenspezifische und gesamtwirtschaftliche Effekte durch den Investitionsimpuls, der mit dem notwendigen Aufbau der emissionsarmen Produktionsverfahren in jeder der drei betrachteten Grundstoffindustrien einhergeht (Kap. 4.6.1). Zum anderen kann auf der Basis der in den Entwicklungspfaden ermittelten transformationsbedingten Preissteigerungen für die Erzeugnisse der Grundstoffindustrie modelliert werden, inwieweit sich dadurch die Produkte der Abnehmerbranchen von Stahl, Zement und HVC verteuern (Kap. 4.6.2).

4.6.1 Ökonomische Effekte durch den Aufbau der emissionsarmen Produktionsverfahren

Der Umstieg auf emissionsarme Produktionsverfahren impliziert den Aufbau neuer bzw. den Umbau (z. B. Ausrüstung mit CO₂-Abscheidung) bestehender Produktionskapazitäten. In ökonomischer Hinsicht handelt es sich hierbei um Investitionen in den Kapitalstock der Unternehmen. Von diesen zusätzlichen Investitionen (im Folgenden Klimainvestitionen) können sowohl positive als auch negative Effekte auf das Bruttoinlandsprodukt (BIP) ausgehen (dazu und zum Folgenden Prognos und Wuppertal Institut 2022, S. 125 ff.). Positive Effekte auf das BIP sind durch folgende Zusammenhänge möglich:

- › Die Klimainvestitionen gehen in der Definition der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung in das BIP ein, welches sich um den entsprechenden Betrag erhöht.
- › Zusätzliche Investitionsausgaben bedeuten zusätzliche Bruttogewinne für den Unternehmenssektor insgesamt in gleicher Höhe. Ein Teil davon wird an die Anteilseigner unter den privaten Haushalten ausgeschüttet.
- › Durch die Mehrproduktion der Investitionsgüter erhöht sich auch das Lohneinkommen der privaten Haushalte. Ein Teil dieses Mehreinkommens wird für den privaten Konsum ausgegeben, was weitere positive Effekte auf das BIP auslöst (Multiplikatoreffekte).
- › Die emissionsarmen Produktionsverfahren reduzieren den Bedarf an fossilen Energieträgern bzw. Rohstoffen, welche größtenteils nach Deutschland importiert werden. Rechnerisch erhöht sich das BIP durch die entsprechende Verringerung der Importe.
- › Die Klimainvestitionsgüter werden in den entsprechenden Wirtschaftsbereichen produziert. Die zusätzliche Nachfrage bedeutet eine höhere Auslastung der Produktionskapazitäten, welche nach Möglichkeit durch Investitionen und eine entsprechende Beschäftigungsnachfrage angepasst werden.

Negative Effekte auf das BIP können wie folgt auftreten:

- › Die Klimainvestitionen sind von den Unternehmen aus Eigen- und Fremdkapital zu finanzieren. Ohne staatliche Unterstützungsleistungen können die teilweise sehr hohen Finanzierungserfordernisse zu Kreditrationierungen der Unternehmen durch die Geschäftsbanken führen. Darüber hinaus vergrößert eine höhere Fremdkapitalquote das Insolvenzrisiko für die Unternehmen und kann Risikoaufschläge auf den von den Geschäftsbanken verlangten Zinssatz mit sich bringen.
- › Importe werden bei der Bestimmung des BIP in Abzug gebracht. Je höher die jeweiligen Importquoten aufseiten der Investitions- und Konsumgüter ausfallen, umso niedriger sind die zuvor aufgeführten positiven Effekte auf das BIP.
- › Die zusätzlichen Klimainvestitionen bedeuten eine Mehrnachfrage, welche durch die zum jeweiligen Zeitpunkt vorhandenen Produktionskapazitäten akkommodiert werden muss. Ein zu großer und plötzlicher Nachfrageimpuls kann sonstige Nachfrage verdrängen, wodurch auch Investitionen in den Bestandskapitalstock verringert werden.

Methodik und Rahmenbedingungen

Zur Bestimmung der ökonomischen Effekte der zusätzlichen Klimainvestitionen gemäß den Entwicklungspfaden gegenüber einer Referenzentwicklung nutzten die Gutachter/innen von Prognos und Wuppertal Institut das ökonomische Simulationsmodell DINOS der Prognos AG (Kasten 4.3), welches mit Ausnahme der erhöhten Finanzierungserfordernisse der Unternehmen alle zuvor aufgeführten Effekte auf das BIP abbilden kann. Hinsichtlich der Finanzierungserfordernisse wurde unterstellt, dass staatliche Unterstützungsleistungen (z. B. durch die KfW bereitgestellte Kreditprogramme) die nachteiligen Effekte eines erhöhten Kreditbedarfs hinfällig machen. Außerdem wurde angenommen, dass eine Erhöhung der Produktionskosten durch emissionsarme Produktionsverfahren gegenüber konventionellen Herstellungsverfahren durch Unterstützungsmaßnahmen des Staates ausgeglichen werden (z. B. durch einen CO₂-Grenzausgleichsmechanismus; Kap. 5.5.1), sodass keine Verschlechterung der internationalen preislichen Wettbewerbsfähigkeit erfolgt.

Kasten 4.3 Simulationsmodell DINOS der Prognos AG

Die Basis für das Branchenmodell DINOS (Dynamic Input Output System) ist die Input-Output-Tabelle für 72 Produktionsbereiche, wie sie für das aktuelle Startjahr 2018 durch das Statistische Bundesamt (2022e) bereitgestellt wird (Stand August 2021). DINOS kann in zwei Modi betrieben werden: Im abhängigen Modus verteilt DINOS die vom Weltwirtschaftsmodell VIEW der Prognos AG (Kap. 4.1.4.1) gegebene gesamte Wertschöpfung und Beschäftigung für Deutschland auf die verschiedenen Branchen. Im autonomen Modus bildet DINOS den kompletten volkswirtschaftlichen Kreislauf aus Entstehung, Verteilung und Verwendung nach Branchen differenziert ab. Zentrale ökonomische Größen wie die Lohn- und Preisdynamik, der technologische Fortschritt sowie die Nachfrage nach Arbeit und Kapital werden auf der Ebene der einzelnen Branchen modelliert. Zudem verändern sich die Strukturen der Input-Output-Tabelle im Simulationszeitraum in Abhängigkeit von Preis- und Kostenrelationen, demografischen Faktoren und zeitlichen Trends.

Quelle: Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 127

Zu beachten ist allerdings, dass solche Modellierungen nicht frei von Unsicherheiten sind. Sie beruhen insbesondere auf der volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung mit ihren zum Teil stark aggregierten Input-Output-Tabellen mit 72 Produktionsbereichen. Diese statistische Analyse erlaubt ein gewisses Grobraster mit Problemen bezüglich der Kriterien der Zuordnungen und der Vorleistungsverflechtungen. Somit sind der Tiefe der Analyse Grenzen gesetzt. Eine besondere Schwierigkeit der Anwendung der Modellierungen in diesem TA-Projekt besteht außerdem darin, dass die hier betrachteten Grundstoffindustrien nur Teile der jeweiligen Produktionsbereiche sind (so ist z. B. die HVC-Produktion ein Teil des Produktionsbereichs WZ08-20: Chemische Erzeugnisse). Somit müssen zusätzliche Vereinfachungen und Einschränkungen in der Vorgehensweise und damit in den Bewertungen in Kauf genommen werden.

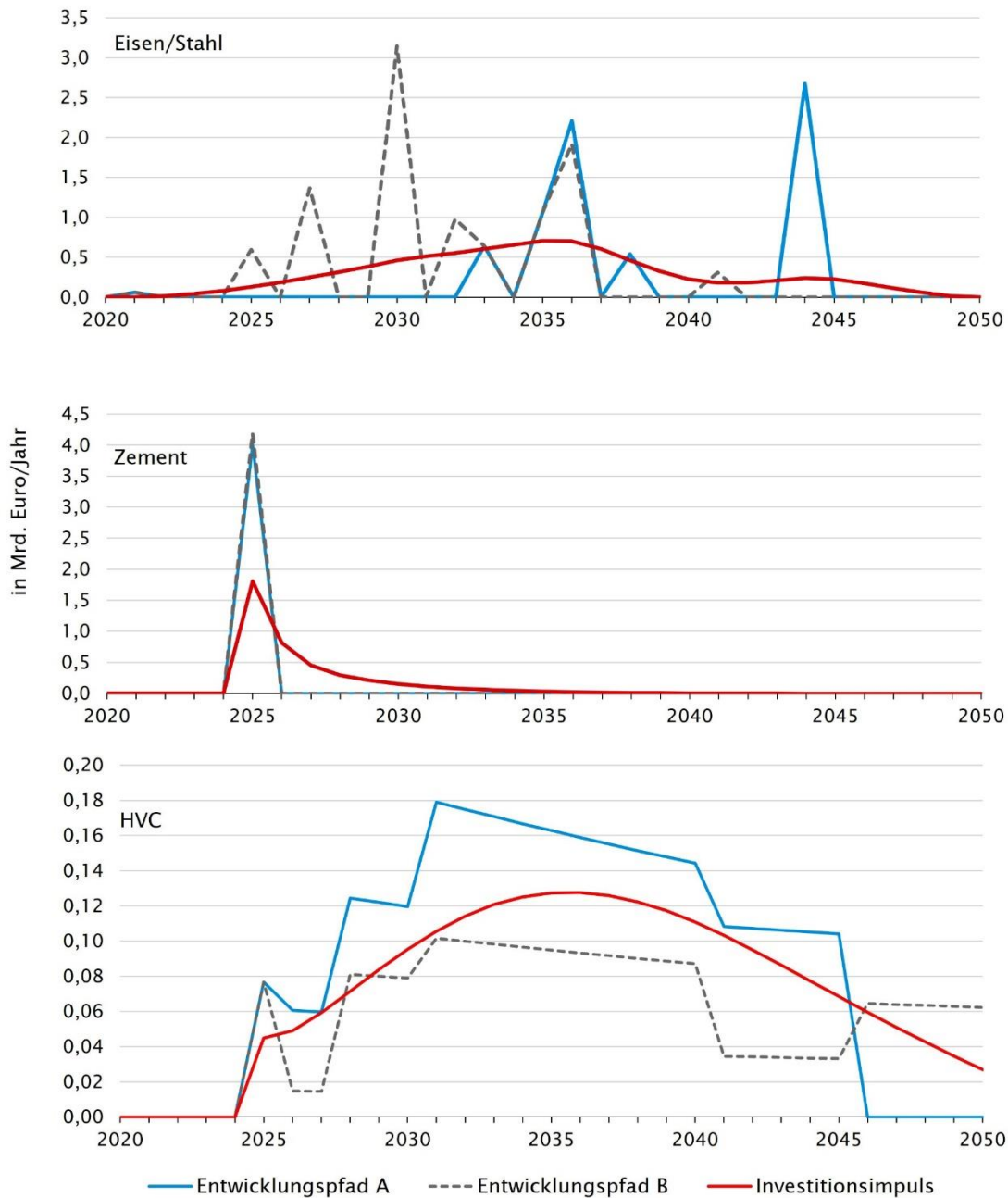
Die Referenzentwicklung, an welcher die branchenspezifischen und gesamtwirtschaftlichen Effekte der zusätzlichen Klimainvestitionen gemäß den Entwicklungspfaden gemessen werden, entspricht der Basisprognose der Prognos (Prognos Economic Outlook) vom Frühjahr 2022. Wichtige Kennzahlen des Referenzszenarios sind (Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 126 f.):

- › Den aktuellen Bevölkerungsvorausrechnungen des Statistischen Bundesamtes zufolge liegt die Bevölkerungszahl in Deutschland 2050 mit 79,5 Mio. Personen deutlich unter dem aktuellen Niveau (83,3 Mio. Personen).
- › Der Rückgang der Bevölkerung im erwerbsfähigen Alter ist wesentlich ausgeprägter (-8 Mio. Personen). Gegenbewegungen auf dem Arbeitsmarkt (z. B. die Erhöhung der durchschnittlichen Arbeitszeit bei Teilzeitbeschäftigten) sorgen dafür, dass die Verluste beim Arbeitsvolumen, also der Gesamtzahl der jährlichen Arbeitsstunden, geringer ausfallen (bis 2050 -3,3 % gegenüber dem aktuellen Niveau). Hierbei wurde unterstellt, dass die Politik die Rahmenbedingungen für diejenigen Personen verbessert, die ihr Arbeitsangebot gegenüber dem aktuellen Stand ausweiten wollen.

- > Das BIP steigt bis 2050 um 26,9% (1%/Jahr). Ursache ist der technische Fortschritt bzw. die Steigerung der Arbeitsproduktivität um 1,2%/Jahr. Getrieben wird der technische Fortschritt durch eine Zunahme der Kapitalintensität der Produktion sowie durch die Digitalisierung. Das durchschnittliche Pro-Kopf-Einkommen liegt 2050 mit gut 54.000 Euro (ca. 13.000 Euro über dem aktuellen Niveau).
- > Treiber der Industrieproduktion in Deutschland sind Leitbranchen mit einer hohen Wettbewerbsfähigkeit auf den Weltmärkten (Fahrzeug- und Maschinenbau, Elektrotechnik, chemische Industrie, Kunststoffverarbeitung). Die Entwicklung der preislichen Wettbewerbsfähigkeit, ausgedrückt in nominalen Lohnstückkosten, stellt sich für deutsche Unternehmen künftig nicht mehr so günstig dar wie in der Vergangenheit. Das knappere Arbeitsangebot und eine niedrige Erwerbslosigkeit sorgen für höhere Lohnzuwächse bis 2050. Umso entscheidender werden die nicht preislichen Aspekte der internationalen Wettbewerbsfähigkeit deutscher Unternehmen. Wie alle anderen Industrieländer auch wird die deutsche Wirtschaft einen Anteilsverlust an den Weltexporten erfahren.

Gegenüber dieser Referenzentwicklung wurden in Alternativszenarien jeweils die für die Transformation der drei betrachteten Grundstoffindustrien benötigten Klimainvestitionen (gemäß den Entwicklungspfaden A und B) als Impuls im Modell implementiert. Die drei Grundstoffindustrien sind jeweils Teil eines der 72 Produktionsbereiche der Input-Output-Tabelle des Statistischen Bundesamtes, denen das verwendete Simulationsmodell DINOS zugrunde liegt (siehe Kasten 4.3): die HVC-Produktion ist dem Bereich »Chemischen Erzeugnisse« zugeordnet, die Zementherstellung dem Bereich »Keramik, bearbeitete Steinen und Erden« und die Eisen/Stahlproduktion dem Bereich »Roheisen, Stahl, Erzeugnisse der ersten Bearbeitung von Eisen und Stahl«. Die Klimainvestitionen der drei Grundstoffindustrien wurden im Modell im jeweils übergeordneten Produktionsbereich implementiert und für die nachfolgende Interpretation der Ergebnisse wurde unterstellt, dass die Effekte für die Grundstoffindustrie und dem übergeordneten Produktionsbereich strukturell gleich sind.

Abb. 4.37 Investitionsimpulse je Grundstoffindustrie



Der kumulierte Durchschnittswert der beiden Entwicklungspfade und die kumulierten Investitionsausgaben sind je Grundstoffindustrie identisch.

Quelle: Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 129

Im Sinne der Übersichtlichkeit wurden für jede Grundstoffindustrie die jeweiligen Durchschnittswerte der Investitionsvolumina der beiden Entwicklungspfade A und B als Impuls unterstellt. Der Verzicht auf eine separate Modellierung der beiden Pfade schien vertretbar, da sich die jeweiligen Investitionsvolumina in der Summe kaum und bei Zement und HVC auch im zeitlichen Verlauf nicht wesentlich unterscheiden. Außerdem wurde der zeitliche Verlauf der Investitionen gegenüber der rein technisch orientierten Analyse von Kapitel 4.2 bis 4.4 verschmiert, da sich notwendige Investitionen in der Praxis über mehrere Jahre verteilen. In Abbildung 4.37 sind die Investitionsvolumina der beiden Entwicklungspfade sowie der im Modell unterstellte Investitionsimpuls je

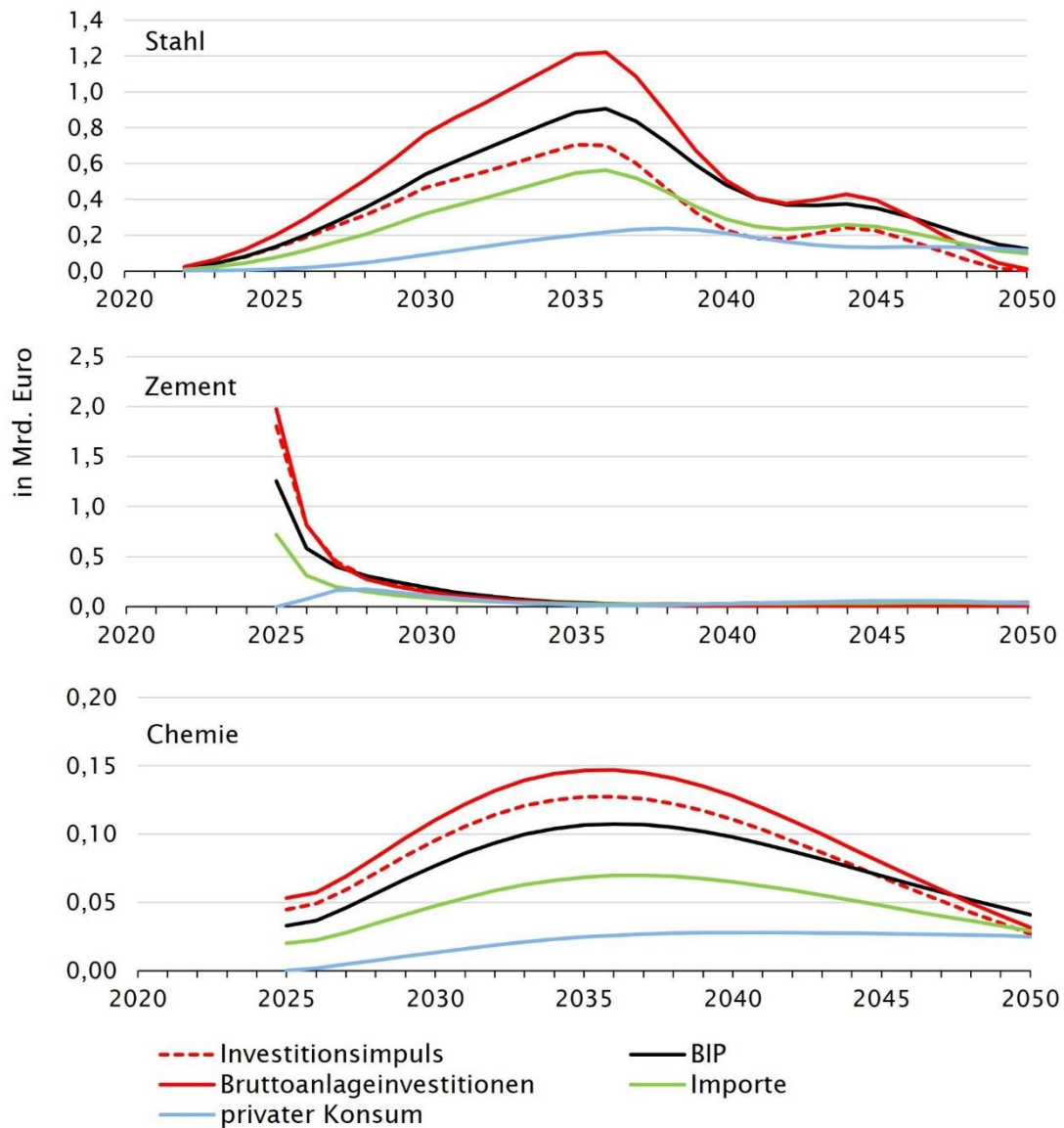
Grundstoffindustrie dargestellt. Die kumulierten Investitionsvolumina (Durchschnitt der Entwicklungspfade A und B) belaufen sich in der Stahlproduktion auf 8,6 Mrd. Euro, in der Zementproduktion auf 4,1 Mrd. Euro und in der HVC-Produktion auf rund 2,2 Mrd. Euro. Die Mehrinvestitionen aller drei Grundstoffindustrien zusammen machen maximal 0,3% der gesamtwirtschaftlichen Investitionen des Referenzszenarios in dem betreffenden Jahr aus (2025).

Ergebnisse

Die gesamtwirtschaftlichen Effekte der unterstellten Investitionsimpulse je Grundstoffindustrie auf das BIP, die Bruttoanlageninvestitionen, die Importe und den privaten Konsum sind in Abbildung 4.38 dargestellt: Die Abweichungen gegenüber der Referenzentwicklung bei den Bruttoanlageinvestitionen sind stets größer als die Investitionsimpulse, weil Unternehmen der Investitionsgüterindustrie auf die erhöhte Auslastung ihrer Produktionsfaktoren mit einer Ausweitung derselben reagieren. Der private Konsum reagiert verzögert, da im Modell die privaten Haushalte ihr Trendeinkommen als Referenz für ihre Konsumausgaben heranziehen und somit nur in einem geringen Maße auf kurzfristige Veränderungen ihres Einkommens reagieren. Auch die Wohnbauinvestitionen profitieren vom höheren verfügbaren Einkommen der privaten Haushalte. Ein Teil der Mehrnachfrage nach Investitions- und Konsumgütern wird importiert, was den positiven Effekt auf das BIP – wie bereits beschrieben – dämpft. Mit dem Auslaufen des Investitionsimpulses gehen auch die Abweichungen bei den genannten Größen sukzessive wieder zurück.

Die von 2020 bis 2050 kumulierten Werte (in Mrd. Euro) je Grundstoffindustrie und insgesamt sind in Tabelle 4.4 zusammengefasst. Durch die erforderlichen Anlagenumstellungen führt vor allem der Investitionsimpuls in der Stahlindustrie zu Mehrinvestitionen auch in anderen Wirtschaftsbereichen (u. a. Anlagenbau).

Abb. 4.38 Investitionsimpulse und gesamtwirtschaftliche Effekte (Abweichung gegenüber Referenzentwicklung)



Quelle: Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 130

Die mit dem Investitionsimpuls einhergehende Erhöhung der Wertschöpfung der Wirtschaftsbereiche bedeutet eine Ausweitung des Arbeitsvolumens, also der Menge der Arbeitsstunden in einer Periode¹²⁷, auf der Ebene der einzelnen Wirtschaftsbereiche in annähernd proportional gleicher Höhe. Unmittelbar steigt die Arbeitszeit je Erwerbstätige/r, auf welche die Unternehmen mit einer Ausweitung ihrer Stellenangebote reagieren. Die sich im Zeitverlauf verändernden Knappheitsverhältnisse auf dem Arbeitsmarkt sind entscheidend dafür, inwieweit die erhöhte Beschäftigungsnachfrage durch Neueinstellungen auch gedeckt werden kann. In der Zementindustrie erfolgt der Investitionsimpuls in den Entwicklungspfaden vergleichsweise früh Mitte der 2020er Jahre, wenn die Arbeitsmarktsituation in Deutschland noch vergleichsweise entspannt ist. In der Stahlindustrie hingegen baut sich der Investitionsimpuls bis Mitte der 2030er Jahre auf und sinkt anschließend sukzessive wieder. In diesem Zeit-

¹²⁷ Definiert ist das Arbeitsvolumen als Produkt aus durchschnittlicher Arbeitszeit und Zahl der Erwerbstätigen.

raum ist die demografisch bedingte Verknappung des Arbeitsangebotes wesentlich ausgeprägter, sodass der gegenüber der Zementindustrie doppelt so hohe Investitionsimpuls nur eine maximal halb so hohe Ausweitung der Zahl der Erwerbstätigen mit sich bringt (Tab. 4.4).

Tab. 4.4 Gesamtwirtschaftliche Effekte gegenüber Referenzentwicklung (2020–2050 kumuliert); Erwerbstätige: max. Abweichung*

| Industrie | Investitionsimpuls | privater Konsum | Investitionen insgesamt | Importe | BIP | Erwerbstätige* | Arbeitsvolumen |
|-------------|--------------------|-----------------|-------------------------|---------|------|----------------|----------------|
| | in Mrd. Euro | | | | | in Tsd. | in Mio. h |
| Eisen/Stahl | 8,6 | 3,6 | 15,2 | 7,6 | 12,3 | 1,2 | 201,8 |
| Zement | 4,1 | 1,5 | 4,2 | 2,3 | 4,0 | 2,6 | 82,8 |
| HVC | 2,2 | 0,5 | 2,6 | 1,3 | 2,0 | 0,1 | 28,2 |
| Summe | 14,9 | 5,6 | 22,0 | 11,2 | 16,3 | 3,9 | 357,6 |

* Bei der Zahl der Erwerbstätigen handelt es sich um eine Bestandsgröße (am Ende bzw. im Durchschnitt einer Periode), welche nicht kumuliert darstellbar ist.

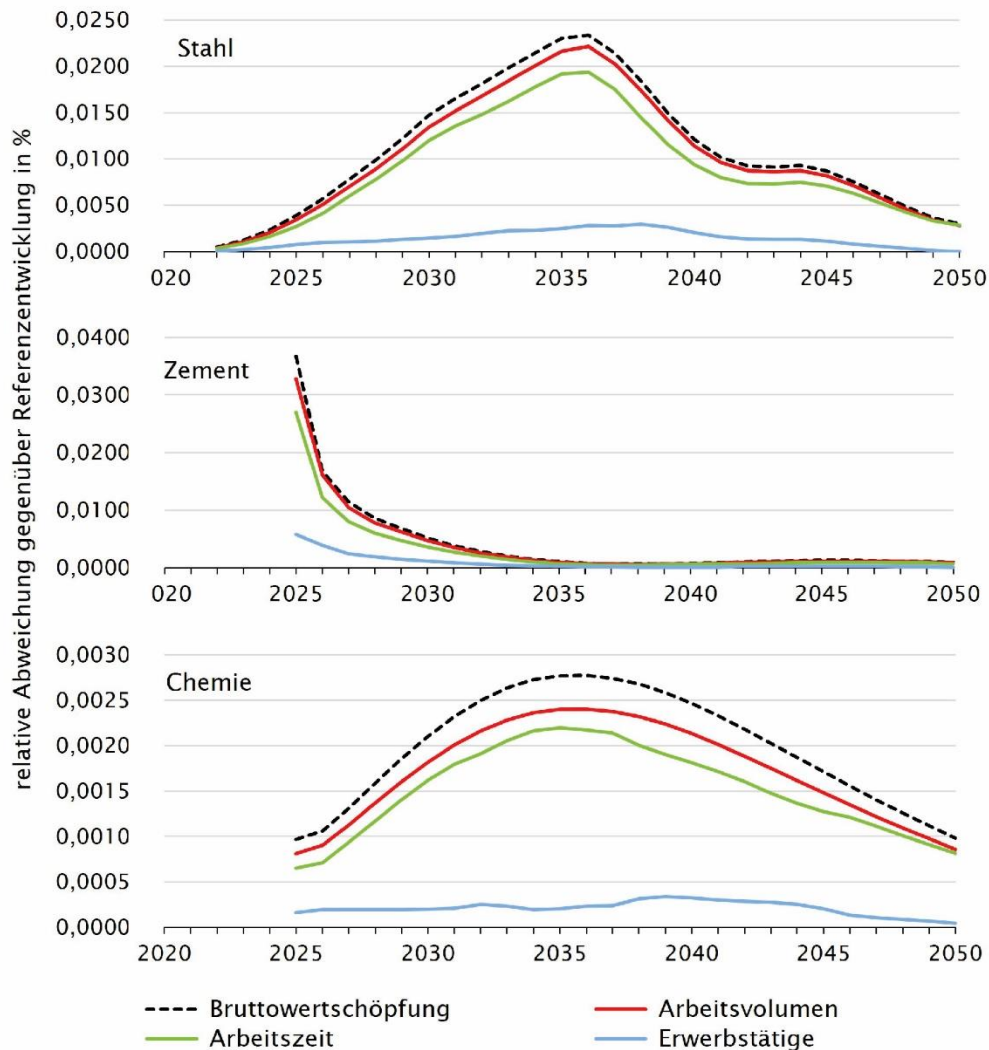
BIP: Bruttoinlandsprodukt

Quelle: Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 133

Die Zusammenhänge im Zeitverlauf werden in Abbildung 4.39 für jede Grundstoffindustrie veranschaulicht: Der Effekt auf die Bruttowertschöpfung setzt sich zusammen aus den Abweichungen der Stundenproduktivität und des Arbeitsvolumens.

Die in allen Wirtschaftsbereichen leicht höhere Investitionstätigkeit beschleunigt den Produktivitätsfortschritt, der Großteil der zusätzlichen Wertschöpfung wird jedoch durch eine Erhöhung des Arbeitsvolumens bereitgestellt. Demografisch bedingt kann hierauf nur mit einer sehr geringen Ausweitung der Erwerbstätigkeit reagiert werden, sodass in der Konsequenz der weit überwiegende Teil des zusätzlichen Arbeitsvolumens durch eine Erhöhung der Arbeitszeit bereitgestellt wird. Gleichwohl sind die Effekte verschwindend gering: Die deutlichsten Abweichungen gegenüber der Referenzentwicklung resultieren demnach aus dem Investitionsimpuls in der Zementindustrie. Hier liegt die gesamtwirtschaftliche jährliche Arbeitszeit 2025 um 0,027% über dem Referenzniveau des betreffenden Jahres.

Abb. 4.39 Gesamtwirtschaftliche Effekte auf Bruttowertschöpfung und Arbeitsmarkt



Quelle: Prognos/Wuppertal Institut 2022, S.132

Die maximale Abweichung aufseiten der Erwerbstätigen liegt ebenfalls für die Zementindustrie im Jahr 2025 vor. Rein rechnerisch sind dann aufgrund der zusätzlichen Klimainvestitionen knapp 2.600 Personen mehr in der Gesamtwirtschaft beschäftigt (Tab. 4.4). Ist den Unternehmen der zeitliche Verlauf des Investitionsimpulses vorab bekannt, würden sie im Fall der Zementindustrie in der Praxis aufgrund des transitorischen Charakters des Impulses weitgehend auf eine Ausweitung der Beschäftigung verzichten; die Ausweitung des Arbeitsvolumens würde dann vollständig durch eine temporäre Erhöhung der Arbeitszeit realisiert werden. Die in Tabelle 4.4 ausgewiesenen maximalen Abweichungen der Erwerbstätigen gegenüber der Referenzentwicklung stellen insofern eine mögliche Obergrenze dar. Unberücksichtigt blieb in der durch die Gutachter/innen von Prognos und Wuppertal Institut verwendeten Modellierung ebenfalls der Abgleich der geforderten und angebotenen Qualifikationsprofile der zusätzlichen Erwerbstätigen, sodass auch in dieser Hinsicht in der Praxis von einer weiteren Einschränkung der hier ausgewiesenen Ausweitung der Erwerbstätigen auszugehen ist (dazu auch Kap. 5.2).

In der Gesamtschau ist festzuhalten, dass von den zusätzlichen Klimainvestitionen in den Grundstoffindustrien Eisen/Stahl, Zement und HVC expansive Impulse auf die Gesamtwirtschaft ausgehen, welche aufgrund positiver Rückkopplungen sich weiter verstärken. Die resultierenden gesamtwirtschaftlichen Effekte sind damit größer als die eigentlichen Impulse (unter Berücksichtigung der Importe, welche für die übrige Welt eine Mehrnachfrage darstellen). Angesichts der jeweils relativ geringen Höhen der jeweiligen Investitionsimpulse kann aber

davon ausgegangen werden, dass die Mehrnachfrage mittels der vorhandenen Produktionskapazitäten akkommodiert werden kann.

4.6.2 Kosten- und Preiseffekte

Gemäß den Entwicklungspfaden führt der Umstieg auf emissionsarme Produktionsverfahren zu (temporär) höheren Produktionskosten im Vergleich zur konventionellen Produktion: Im Fall der HVC-Produktion ist die Kostendifferenz bis zum Ende des Betrachtungszeitraums positiv (Kap. 4.4.3), während in der Stahlproduktion und der Zementherstellung die emissionsarmen Verfahren spätestens ab Mitte der 2030er Jahre günstiger als die konventionellen sind (Kap. 4.2.3 u. 4.3.3). Im Folgenden geht es um die Frage, in welchem Maße sich die Produktpreise in anderen Produktionsbereichen erhöhen, wenn Grundstoffe infolge der Transformation teurer werden (dazu und zum Folgenden Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 133 ff.).

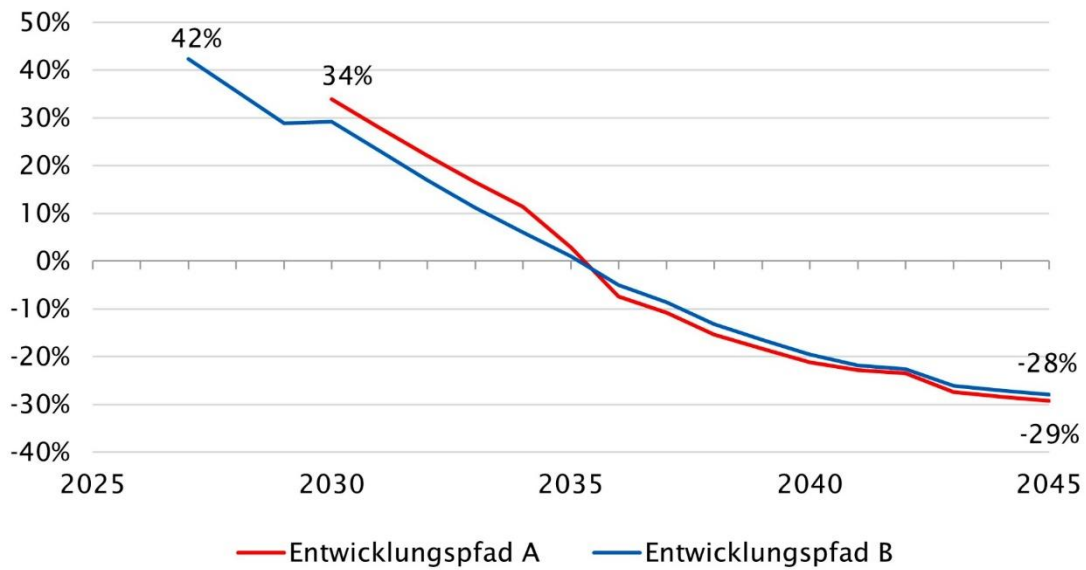
Methodik und Rahmenbedingungen

Die Produkte der Grundstoffindustrie gehen zu einem bedeutenden Teil als Vorleistungen in die Produktion anderer Produktionsbereiche ein. Die Produktionskosten in diesen Bereichen erhöhen sich in Abhängigkeit von der relativen Bedeutung der Vorleistungen der betreffenden Grundstoffindustrie für die eigene Produktion. Unter der Annahme, dass die Gewinnaufschläge auf die durchschnittlichen Produktionskosten in allen Produktionsbereichen konstant sind, können mit Hilfe einer Input-Output-Tabelle die Kosten- bzw. Preisveränderungen in allen Produktionsbereichen berechnet werden, die von den höheren Produktionskosten der Grundstoffindustrie betroffen sind. Es handelt sich hierbei um ein System interdependenter Preise, für welches unter der genannten Annahme eine eindeutige Lösung gefunden werden kann. Verhaltensänderungen der Akteure oder sonstige ökonomische Rückwirkungen werden hierbei nicht berücksichtigt. Für die Berechnung verwendeten die Gutachter/innen von Prognos und Wuppertal Institut (2022, S. 133) die Input-Output-Tabelle des Statistischen Bundesamts (2022e).

Ergebnisse

In der Grundstoffindustrie Eisen/Stahl werden die Kosten der Primärstahlproduktion über die emissionsarme Route Wasserstoffdirektreduktion plus Elektrolichtbogenofen (H₂-DR+EAF) und über die konventionelle Hochofenroute (BF+BOF) einander gegenübergestellt. Das emissionsarme Produktionsverfahren ist Ende der 2020er Jahre im Entwicklungspfad B maximal 42% teurer als die konventionelle Stahlerzeugung (Abb. 4.40). Mit der zunehmenden relativen Verbilligung des Wasserstoffs sowie dem Auslaufen der freien Zuteilung in Kombination mit steigenden Preisen für Emissionszertifikate wird Mitte der 2030er Jahre die Kostenparität erreicht. Gegen Ende des Betrachtungszeitraums sind die Produktionskosten beim emissionsarmen Verfahren knapp 30% günstiger als bei der konventionellen Hochofenroute.

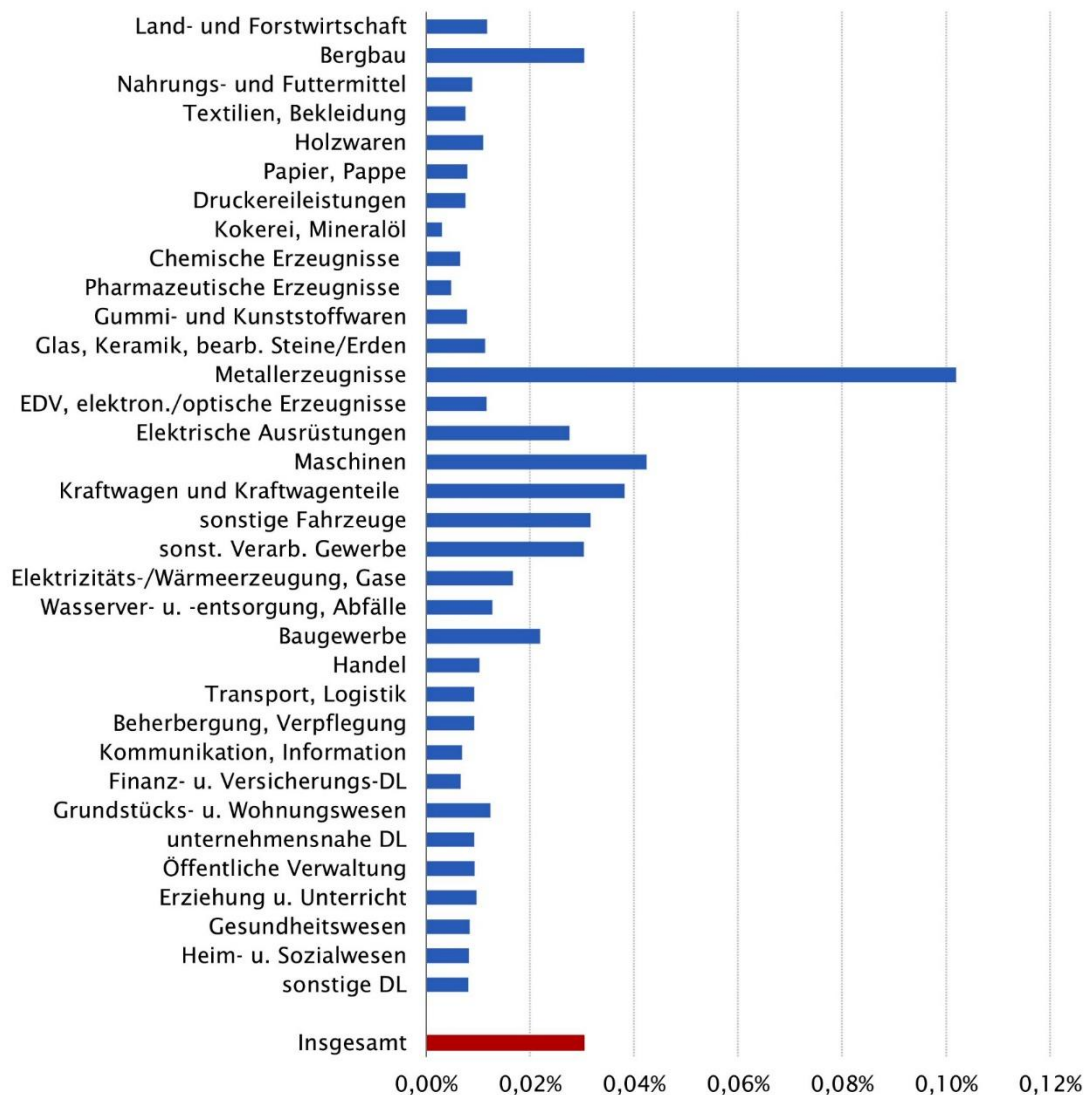
Abb. 4.40 Eisen/Stahl: relative Produktionskostendifferenz emissionsarm (H2-DR+EAF) gegenüber konventionell (BF+BOF)



Quelle: Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 134

Die Ableitung der Preiseffekte wurde für den zusammengefassten Produktionsbereich WZ08-24.1 bis 24.3 »Roh-eisen, Stahl, Erzeugnisse der ersten Bearbeitung von Eisen und Stahl« durchgeführt. Hier wurde unterstellt, dass die anderen Subbereiche dieses Produktionsbereichs ihre Vorleistungen im maßgeblichen Umfang aus der Stahlproduktion beziehen, sodass die Kosten- und Preiseffekte der Stahlproduktion in erster Näherung auf den zusammengefassten Produktionsbereich übertragen werden können.

Abb. 4.41 Relative Preisänderung in anderen Produktionsbereichen bei einem Preisschock in der Eisen/Stahlproduktion* in Höhe von 1 %



* Verwendet wurde der zusammengefasste Produktionsbereich WZ08-24.1 bis 24.3 »Roheisen, Stahl, Erzeugnisse der ersten Bearbeitung von Eisen und Stahl«.

DL: Dienstleistungen

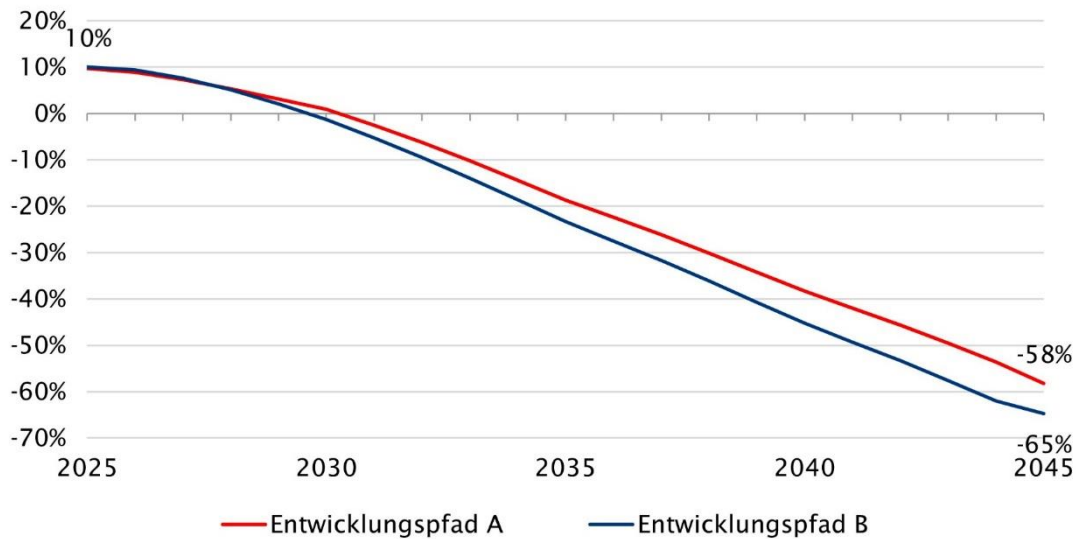
Quelle: Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 135

Die relativen Preisveränderungen in anderen Produktionsbereichen bei einer Preisanhebung beim Stahl in Höhe von 1 % sind in Abbildung 4.41 dargestellt.

Von einer Preiserhöhung beim Stahl am stärksten betroffen wären erwartungsgemäß die unmittelbaren Abnehmer der Stahlprodukte, also die Bereiche »Herstellung von Metallerzeugnissen« (Metallerzeugnisse würden sich um rund 0,1 % verteuern) sowie – in geringerem Umfang – der Maschinen- und der Fahrzeugbau (Verteuerung um rund 0,04 %). Ausgehend von einer maximalen Kostensteigerung von 42 % für grünen gegenüber konventionellem Stahl im Jahr 2027 in Entwicklungspfad B (Abb. 4.40) würde sich demnach ein Personenkraftwagen im Wert von 30.000 Euro um maximal 480 Euro verteuern. Bis 2045 wäre derselbe Wagen dann sogar um 330 Euro günstiger aufgrund der erfolgten Transformation.

In der Zementherstellung liegen die Produktionskosten emissionsarmer Verfahren (Einsatz von CO₂-Abscheidung) lediglich bis Ende der 2020er Jahre maximal 10% über denjenigen der konventionellen Verfahren (ohne CO₂-Abscheidung; Abb. 4.42). Im weiteren Zeitverlauf werden emissionsarme Verfahren zunehmend und deutlich günstiger – bis 2045 um 58% (Pfad A) bzw. 65% (Pfad B) gegenüber der konventionellen Produktion. Die Kostendifferenz unterscheidet sich zwischen den beiden Entwicklungspfaden nur unwesentlich.

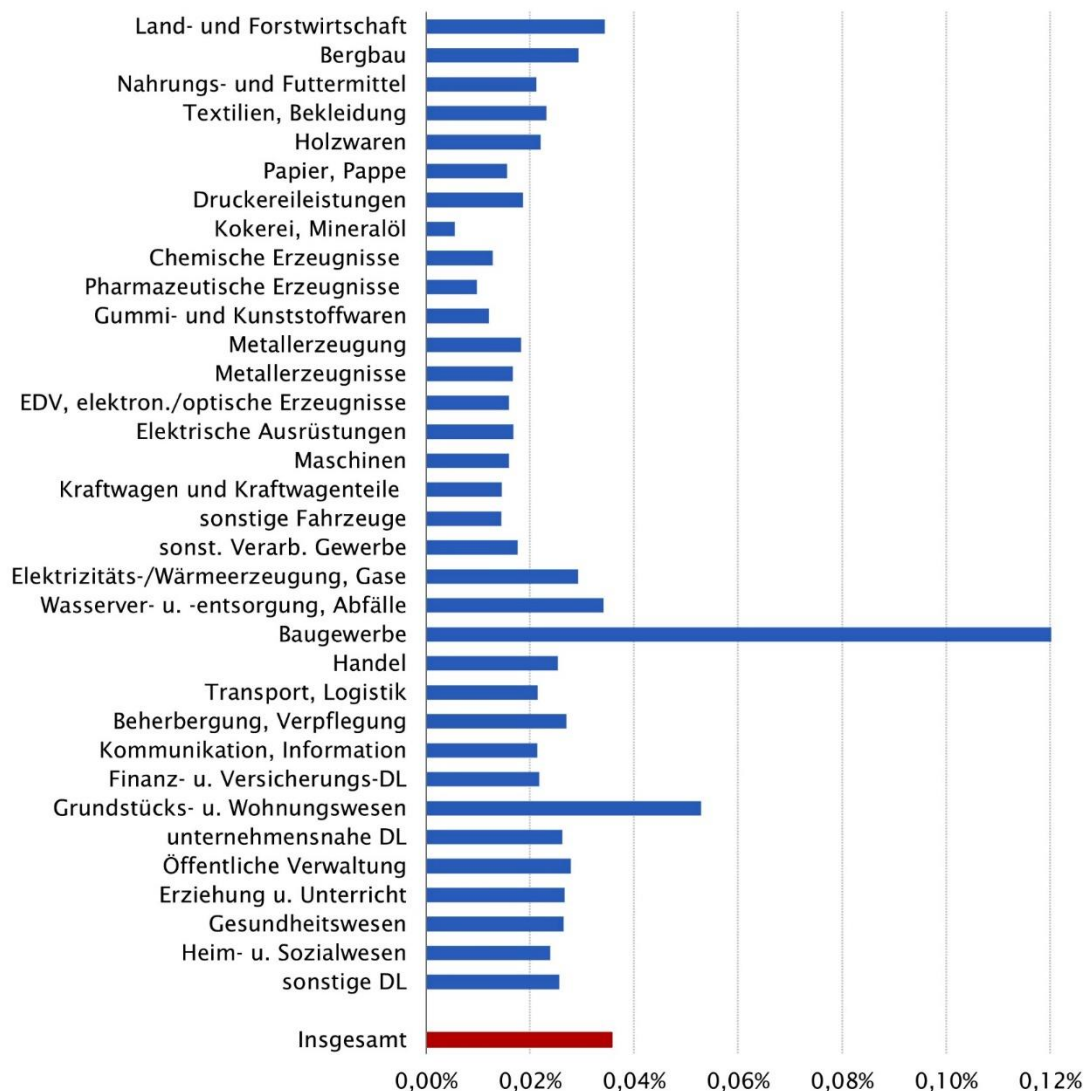
Abb. 4.42 Zement: relative Produktionskostendifferenz emissionsarm (mit CO₂-Abscheidung) gegenüber konventionell (ohne CO₂-Abscheidung)



Quelle: Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 136

Die Auswirkungen auf das System der relativen Preise können im Fall der Zementherstellung aufgrund datenseitiger Restriktionen nur für den zusammengefassten Produktionsbereich WZ08-23.2 bis 23.9 »Keramik, Bearbeitung von Steinen und Erden« kalkuliert werden. Der Beitrag der Zementherstellung zum Produktionswert dieses Bereiches betrug 2018 rund 8% und im Unterschied zur Grundstoffindustrie bezieht der Rest dieses Produktionsbereiches kaum Vorleistungen aus der Zementherstellung. Für die konkrete Ableitung der Effekte eines Kosten- und Preisschocks in der Zementherstellung sind die in Abbildung 4.43 gezeigten Größenordnungen entsprechend mit dem Faktor 8% kleiner zu skalieren.

Abb. 4.43 Relative Preisänderung in anderen Produktionsbereichen bei einem Preisschock in der Zementherstellung* in Höhe von 1 %



* verwendet wurde der zusammengefasste Produktionsbereich WZ08-23.2 bis 23.9 »Keramik, Bearbeitung von Steinen und Erden«

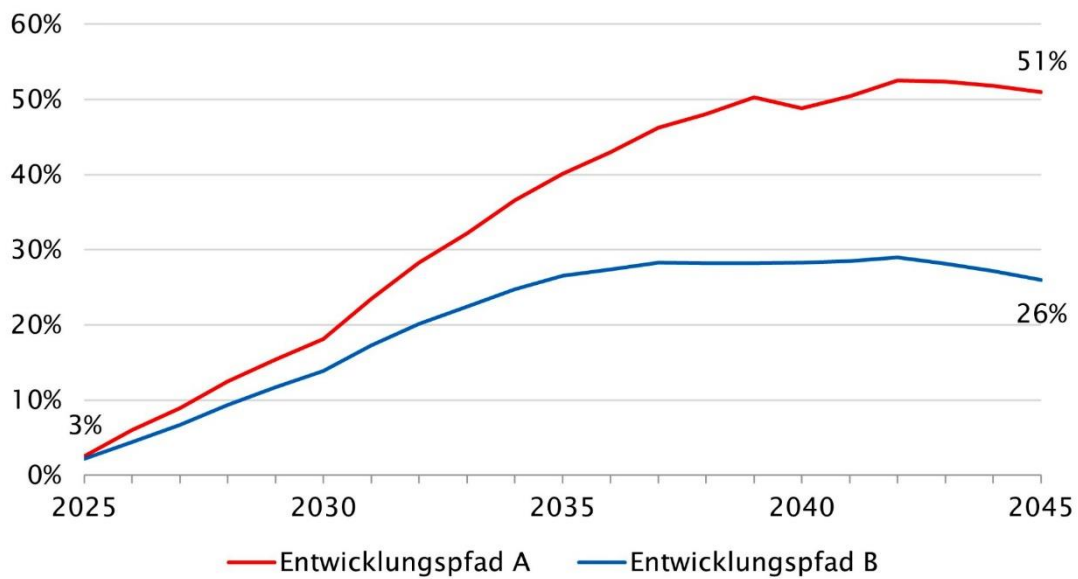
DL: Dienstleistungen

Quelle: Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 137

Eine Bauproduktion im Wert von 100.000 Euro würde sich demnach Mitte der 2020er Jahre um 100 Euro verteuern, wenn die Unternehmen der Zementherstellung auf emissionsarme Produktionsverfahren wechselten. Bereits wenige Jahre später ist der Technikwechsel in der Zementherstellung kostenneutral und im weiteren Zeitverlauf kostenseitig zunehmend vorteilhaft, sodass sich dieselbe Bauproduktion bis 2045 um rund 640 Euro (in Pfad B) verbilligen würde.

Für die HVC-Produktion ergibt sich folgendes Bild: Die durchschnittlichen Produktionskosten emissionsarmer Verfahren liegen in Entwicklungspfad A ab Ende der 2030er Jahre maximal rund 53 % höher als diejenigen der konventionellen Produktionstechniken. Im Anschluss verbleibt die relative Kostendifferenz grob auf diesem Niveau. In Entwicklungspfad B fällt die relative Kostendifferenz nur etwa halb so hoch aus (Abb. 4.44). Jedoch wies die HVC-Produktion bereits in der Vergangenheit Kostenschwankungen in ähnlicher Größenordnung auf (Kap. 4.4.3).

Abb. 4.44 HVC: relative Produktionskostendifferenz emissionsarm (E-Cracker, MtO/MtA) gegenüber konventionell (fossil beheizter Cracker)

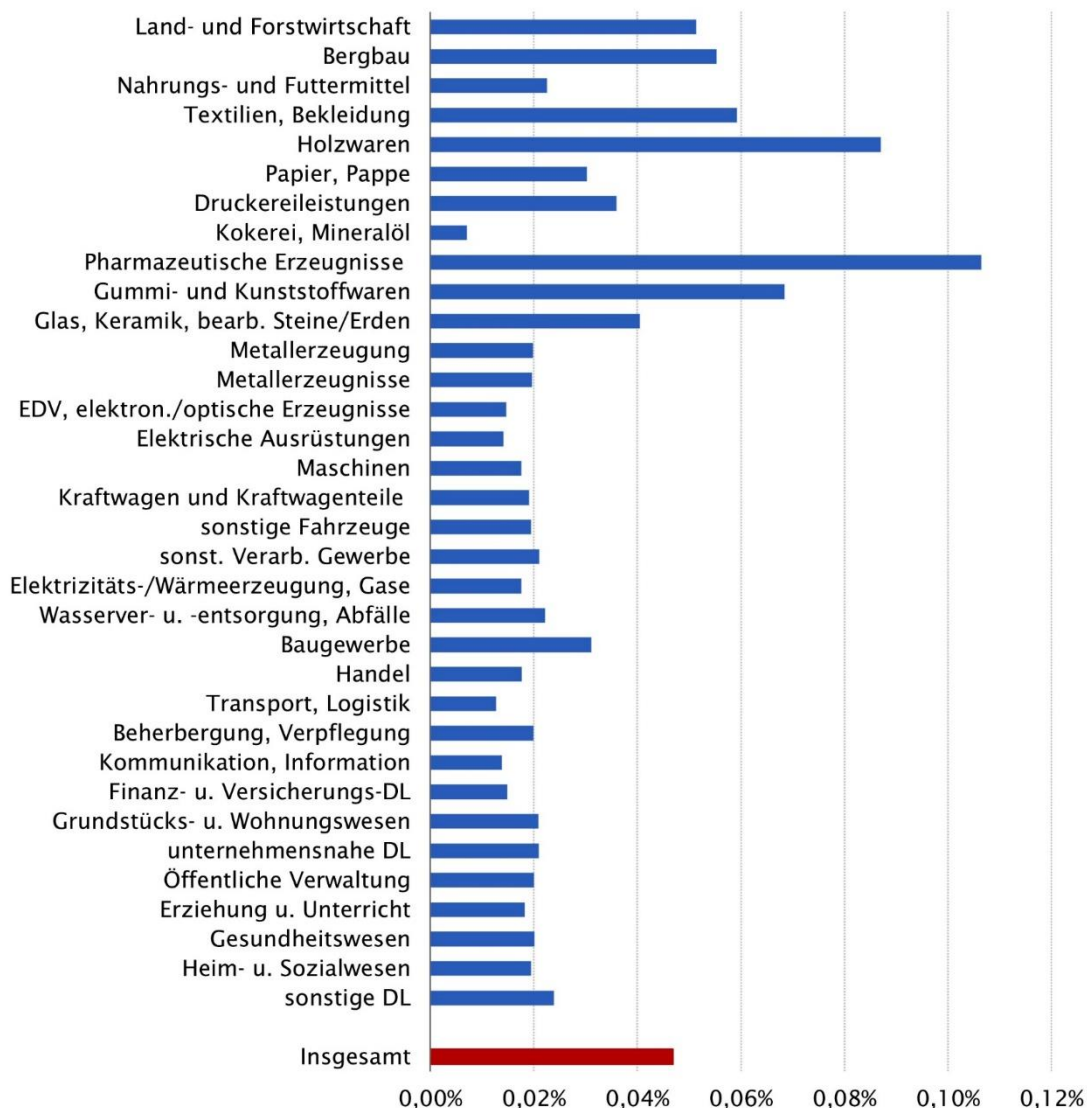


Quelle: Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 138

Die Grundstoffchemie und insbesondere die HVC-Produktion ist in der vorliegenden Input-Output-Tabelle nicht separat ausgewiesen, weswegen die Berechnungen für den Produktionsbereich WZ08-20 »Chemische Erzeugnisse« durchgeführt wurden. Da die sonstige chemische Industrie ihre Vorleistungen zu allergrößten Teilen aus der Grundstoffchemie beziehen dürfte, ist eine Übertragung des Kostenimpulses in der Grundstoffchemie auf die Chemie insgesamt näherungsweise zulässig. Den Berechnungen zufolge ergeben sich die stärksten Preisveränderungen im Falle einer Erhöhung der Produktionskosten in der chemischen Industrie bei Produkten der direkten

Abnehmerbranchen, also vor allem die Produktionsbereiche »Pharmazeutische Erzeugnisse« sowie »Gummi- und Kunststoffwaren«.

Abb. 4.45 Relative Preisänderung in anderen Produktionsbereichen bei einem Preisschock in der HVC-Produktion* in Höhe von 1 %



* verwendet wurde der Produktionsbereich WZ08-20 »Chemische Erzeugnisse«

DL: Dienstleistungen

Quelle: Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 139

Auch der Bereich »Herstellung von Holzwaren« erfährt einen vergleichsweise großen Effekt, er spielt aber gesamtwirtschaftlich nur eine untergeordnete Rolle (Abb. 4.45). Demnach würde sich beispielsweise ein Medikament, das vor dem Umstieg auf emissionsarme Produktionsverfahren 100 Euro kostet, durch die Transformation ab Ende der 2030er Jahre um maximal 5,64 Euro verteuern.

Insgesamt zeigen die durch Prognos und Wuppertal Institut (2022, S. 138) durchgeführten Kalkulationen zu Kosten- und Preiseffekten, dass nachgelagerte Produktionsbereiche hinsichtlich ihrer preislichen Wettbewerbsfähigkeit nur in einem geringen Umfang von einem Technikwechsel hin zu emissionsarmen Produktionsverfahren

in den drei untersuchten Grundstoffindustrien betroffen sind. In der Stahl- und Zementherstellung sind emissionsarme Produktionsverfahren sogar ab spätestens Mitte der 2030er Jahre günstiger als konventionelle. Diese Aussagen beziehen sich auf den Vergleich der konventionellen und emissionsarmen Produktionskosten im Zeitverlauf. Gegenüber dem Vorkrisenkostenniveau (mittlere Produktionskosten 2015 bis 2019) erhöhen sich die durchschnittlichen Produktionskosten zumindest in der Stahlproduktion (Kap. 4.2.3) und markant in der Grundstoffchemie (Kap. 4.4.3) – entweder durch eine Verteuerung der Emissionszertifikate, begleitet von einem Abschmelzen der freien Zuteilung, oder durch den Umstieg auf emissionsarme Produktionsverfahren.

4.7 Fazit

Für die in Kapitel 3 ausgewählten Vermeidungstechnologien der Grundstoffindustrien Eisen/Stahl-, Zement- und HVC-Produktion wurden zwei plausible Entwicklungspfade hin zu einer weitgehend klimaneutralen Produktion bis 2045 modelliert. Als Diskriminante wurde der »Internationale Kooperationsgrad« ausgewählt – ein Kriterium, das zum Zeitpunkt der Pfaderstellung gerade auch angesichts der geopolitischen Umwälzungen infolge des Ukrainekriegs, durch welche die extremen Abhängigkeiten Deutschlands von ausländischen (Energie-)Ressourcen sehr deutlich wurden, angezeigt erschien. Die Pfade unterscheiden sich hinsichtlich »wenig« (Pfad A) und »viel« (Pfad B) internationale Kooperation. Jeder dieser Entwicklungspfade ist mit unterschiedlichen Bedarfen an erneuerbaren Energien und Ressourcen, Kosten und Auswirkungen z. B. auf die Bruttowertschöpfung, die Beschäftigung oder die Umwelt verbunden.

Die Modellierung der Bedarfe an Endenergie, erneuerbare Energien und Ressourcen konnte im Rahmen der zur Verfügung stehenden Datenlage plausibel und relativ konsistent durchgeführt werden. Nach den Modellrechnungen verringert sich der Endenergiebedarf in den bis 2045 weitgehend klimaneutralen Grundstoffindustrien Eisen/Stahl, Zement und HVC aufgrund der effizienteren Prozesse um 15 % (Pfad A, gegenüber dem Vorkrisenniveau 2015 bis 2019) bis 30 % (Pfad B). Eine wichtige Rolle hierbei spielt die Elektrifizierung der Prozesse, die von aktuell 11 % auf 58 % (Pfad A) bzw. 44 % (Pfad B) hochschnellt. Entsprechend steigt der Strombedarf bis 2045 stark an, weshalb an den Ausbau der erneuerbaren Energien und das (zukünftige) Stromnetz hohe Anforderungen gestellt werden. In beiden Entwicklungspfaden stellt grüner Wasserstoff einen sehr wichtigen Bestandteil der Produktionsprozesse dar. Um die rohstoffbedingten THG-Emissionen der Naphthaherstellung in der HVC-Produktion zu reduzieren, wird grüner Wasserstoff von den HVC-Produzenten teilweise selber hergestellt, was hier zu einem hohen Strombedarf führt. Für Stahl wird grüner Wasserstoff hingegen als Energieträger geführt und damit gemäß Annahmen vollständig extern bezogen.

Beim Vergleich zentraler Kenngrößen der Entwicklungspfade A und B untereinander fallen die Unterschiede im Jahr 2045 geringer als erwartet aus (so z. B. in Hinblick auf den Endenergiebedarf, die Struktur der eingesetzten Energieträger, die Produktionskosten für Grundstoffe oder die Menge des abgeschiedenen CO₂). Nichtsdestotrotz brachte die vorliegende Analyse wichtige Effekte unterschiedlicher Transformationspfade ans Licht, die insbesondere den zeitlichen Verlauf der Kenngrößen betreffen (so z. B. in Bezug auf die THG-Minderungen, die klimabedingten Mehrkosten sowie die Bedarfe und Verfügbarkeiten wichtiger Energieträger und Rohstoffe). Für die Wahl geeigneter Umstellungspfade für die Grundstoffindustrie sollten somit nicht nur die Endpunkte der Transformation als Entscheidungskriterien herangezogen werden, sondern auch der Weg dorthin muss sorgfältig abgewogen werden.

Mit diesem TA-Projekt war zudem der Auftrag verbunden, datenbasierte ökonomische Modellierungen zu integrieren. Dies ist sehr ambitioniert und mit großen Herausforderungen verbunden. Solche gesamtwirtschaftlichen Modellierungen mit ihren zum Teil stark aggregierten Input-Output-Tabellen sind nicht frei von Unsicherheiten und erlauben nur ein gewisses Grobraster. Somit waren der Tiefe der Analyse Grenzen gesetzt. Außerdem wurden die Analysen durch Unsicherheiten infolge des Beginns der Ukrainekriegs während der Pfaderstellung erschwert.

5 Auswirkungen, Chancen und Risiken der Transformation

Wie in Kapitel 4 an den Beispielen der Eisen/Stahl-, Zement- und HVC-Erzeugung illustriert, bedingt die Transformation der Grundstoffindustrie hin zu einer emissionsarmen Produktion einen massiven Umbau bestehender Produktionsanlagen und dazugehöriger Infrastrukturen, die Einführung neuer Herstellungsverfahren, den Wechsel auf alternative (grüne) Energieträger und Rohstoffe sowie teilweise erhebliche Anpassungen in den etablierten Wertschöpfungsstrukturen. Damit verbunden sind vielfältige Auswirkungen auf die betroffenen Grundstoffindustrien (z. B. in Bezug auf Produktionskosten, Beschäftigung oder Mitarbeiterqualifizierung), aber auch darüber hinaus auf vor- (z. B. Maschinen- und Anlagenbau) und nachgelagerte Branchen (z. B. Automobil, Bauwirtschaft). Für ausgewählte ökonomische Kenngrößen war es auf Grundlage des für die Modellierung der Entwicklungspfade erstellten Datengerüsts möglich, die Effekte der Transformation quantitativ abzuschätzen. Dies betrifft gesamtwirtschaftliche Effekte durch den Investitionsimpuls für den Aufbau der emissionsarmen Produktionsverfahren sowie mögliche Kosten- und Preiseffekte auf nachgelagerte Branchen, wenn sich die Produkte der Grundstoffindustrie transformationsbedingt verteuern (Kap. 4.6).

Für eine Reihe von möglichen (positiven oder negativen) Effekten der Transformation war es aufgrund einer unzureichenden statistischen und stofflichen Erfassung jedoch nicht möglich, die Auswirkungen mithilfe der von den Gutachter/innen von Prognos und Wuppertal Institut eingesetzten Werkzeuge modelltechnisch abzubilden. Ziel dieses Kapitels ist es daher, diese Effekte anhand qualitativer Analysen und Plausibilitätsüberlegungen zu behandeln. Hierbei handelt es sich

- › um mögliche ökologische und weitere die Nachhaltigkeit betreffende Effekte der Transformation (Kap. 5.1),
- › um Auswirkungen der veränderten Produktionsprozesse auf Arbeitsplätze, Wertschöpfungsketten und die Importabhängigkeit (Kap. 5.2 bis 5.4) sowie
- › um transformationsbedingte Risiken für die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Grundstoffproduktion (Kap. 5.5).

Die Grundlagen für dieses Kapitel bildeten das Fachwissen der Gutachter/innen von Prognos und Wuppertal Institut, das Expertenwissen der durch die Gutachter/innen interviewten Vertreter/innen aus den drei betrachteten Grundstoffindustrien, Fachliteratur und nicht zuletzt auch im TAB vorhandenes Fachwissen. Die folgenden Ausführungen basieren – außer Kapitel 5.1 und abgesehen von Aktualisierungen durch das TAB – auf Kapitel 6 des Gutachtens von Prognos und Wuppertal Institut (2022, S. 125 ff.).

5.1 Ökologische und weitere Nachhaltigkeitsaspekte

In diesem Kapitel werden ausgewählte ökologische und weitere die Nachhaltigkeit betreffende Effekte der Transformation der Eisen/Stahl-, Zement- und HVC-Produktion diskutiert. Die Analyse kann sich nur auf als besonders relevant eingeschätzte Aspekte beschränken und erfolgt rein qualitativ. Der Fokus liegt auf möglichen ökologischen Auswirkungen durch die notwendigen Umstellungen in den Produktionsverfahren und ggf. durch die Bereitstellung alternativer Rohstoffe. Ökologische Effekte der Energiebereitstellung, die künftig vor allem durch erneuerbare Energien erfolgen soll und somit Aspekte wie Flächenbeanspruchung, indirekte THG-Emissionen

oder die Freisetzung giftiger Luftschadstoffe umfasst, können hier aus Platzgründen nicht weiter vertieft werden.¹²⁸

5.1.1 Eisen/Stahl

Gemäß den Entwicklungspfaden sinken die THG-Emissionen der Stahlindustrie ausgehend von 55,6 Mio. t CO₂-eq im Jahr 2022 bis zum Jahr 2045 um 88 (Pfad A) bzw. 91 % (Pfad B; Kap. 4.2.3). Es ist darauf hinzuweisen, dass die betrachteten Direktreduktionsrouten H₂-DR+EAF und H₂-DR+SAF-BOF – trotz der Substitution von Kohle/Koks durch Wasserstoff als Reduktionsmittel – aus heutiger Sicht nicht vollständig CO₂-frei gefahren werden können. Dies ist zum einen dem Kohlenstoffgehalt des Stahls geschuldet, der bei der Verwendung von wasserstoffreduziertem und damit kohlenstofffreiem DRI durch Zugabe von Kohlenstoffträgern im Lichtbogen- bzw. Schmelzofen eingestellt werden muss (Aufkohlung). Zum anderen hat dies verfahrenstechnische Gründe. Wie in Kapitel 3.1.3 ausgeführt, benötigt der Lichtbogenofen der H₂-DR+EAF-Route die Schaum Schlacke für einen produktiven Betrieb. Schaum Schlacke wird durch Kohlenmonoxid (CO) gebildet und erfordert daher ebenfalls die Zugabe von Kohlenstoffträgern. Derzeit wird in Forschungsprojekten untersucht, ob der bisher hierfür verwendete fossile Kohlenstoff durch biogene Rohstoffe substituiert werden kann.

Die in der H₂-DR+SAF-BOF-Route meist zum Einsatz kommenden Söderberg-Elektroden aus Anthrazitpulver, Petrolkoks und Steinkohlenpech können beim Betrieb des Schmelzofens toxische polycyclische aromatische Kohlenwasserstoffe (PAK) freisetzen. Hier sind besondere Emissionsrückhaltemaßnahmen beim Anlagenbetrieb zu implementieren.

Mit Blick auf den Ressourcenbedarf stellt für einen produktiven Anlagenbetrieb die H₂-DR+EAF-Route gegenüber den auf Konvertern basierenden Routen (H₂-DR+SAF+BOF und BF+BOF+CCS) höhere Ansprüche an die Qualität des Eisenerzes. Erzpellets mit hohem Eisengehalt werden bisher jedoch weltweit nur in wenigen Minen bereitgestellt. Um künftige Erzbedarfe für die H₂-DR+EAF-Route decken zu können, muss Eisenerz ggf. entsprechend angereichert werden, was einen höheren spezifischen Ressourcenverbrauch und einen Mehraufwand an Energie und Anlagentechnik nach sich zieht.

5.1.2 Zement

Gemäß den Entwicklungspfaden sinken die brennstoff- und prozessbedingten THG-Emissionen der Zementherstellung ausgehend von einem Niveau von 20 Mio. t CO₂ im Jahr 2020 bis zum Jahr 2045 auf 13 Mio. t CO₂ (Pfad A) bzw. 14 Mio. t CO₂ (Pfad B). Diese Restemissionen müssen zur Erreichung der Klimaneutralität schließlich durch den Einsatz der Oxyfuel-CCS-Technologie abgeschieden werden (Kap. 4.3.3). Den Emissionsrückgang (vor CO₂-Abscheidung) leisten größtenteils die neuen klinkerarmen Normzemente und – mit einem kleinen Beitrag – die neuen Bindemittelsysteme. Zu beachten ist, dass die klinkerarmen Zemente und neuen Bindemittel nicht für alle Anwendungsgebiete eingesetzt werden können, sodass klinkerreiche (und damit emissionsintensive) Zemente auch langfristig ihren Platz im Portfolio haben werden (Kap. 3.2.3). Außerdem benötigen viele künftige High-Tech-Anwendungsfelder wie 3-D-Beton oder Carbonbeton Hochleistungszemente, die in Bezug auf die Nachhaltigkeit aus heutiger Sicht noch viele offene Fragen aufwerfen (TAB 2022, S. 205 ff.).

Die Implementierung klinkerarmer Zemente und Bindemittel reduziert den Bedarf an Kalkstein, Kreide bzw. Kalksteinmergel für das Rohmehl der Klinkerherstellung. Dies entlastet die vorhandenen Steinbrüche und verringert damit verbundene Umweltauswirkungen wie Flächeninanspruchnahme, Lärm- oder Staubbelastung. Demgegenüber steht aber ein Mehrbedarf an höherwertigem Kalkstein als inerter Zuschlagstoff für die neuen kalksteinhaltigen Kompositzemente. Eine ausreichende Versorgung mit hochwertigem Kalkstein bedingt voraussichtlich die Installation neuer Kalksteinbrüche, da vorhandene Abbaugebiete die erforderliche Kalksteinqualität häufig nicht erreichen. Zwar dürfen seit der Norm EN DIN 197-5 zukünftig auch hochwertige magnesiumcarbonathaltige Kalksteine (Dolomit) als Zuschlagstoff eingesetzt werden, was den Druck für Neuinstallationen von Kalksteinbrüchen reduziert. Ein höherer Magnesiumgehalt im Beton könnte allerdings dann zu einem Problem werden, wenn Betonbruch recycelt und als Rohmehlersatz für die Klinkerherstellung zugemischt werden soll, weil ein hoher

¹²⁸ Zu möglichen ökologischen Effekten durch die Energienutzung siehe z. B. Prognos et al. 2021a.

Magnesiumgehalt im Klinker zu ungünstigen betontechnischen Eigenschaften führen kann. Hohe Magnesiumgehalte in der Gesteinskörnung (Sand und Kies als Zuschlag) und im Zementstein könnten somit die Verwertbarkeit des daraus resultierenden Brechsands einschränken, was nicht im Sinne der Nachhaltigkeit wäre.

Die Ressourcenknappheit bei konventionellen Zuschlagstoffen wie Kalkstein oder Hüttsand könnte durch calcinierte Tone entschärft werden (Kap. 7.2.4). Allerdings werden die dafür angedachten Tone in Deutschland bisher nicht im großen Stil abgebaut, sodass geeignete Lagerstätten identifiziert und erschlossen werden müssten, was mit den entsprechenden Umweltauswirkungen einherginge. Außerdem ist die thermische Aktivierung dieser Tone mit einem deutlichen Mehrbedarf an (erneuerbarer) Energie verbunden.

Die Reduktion des Klinkeranteils führt generell dazu, dass die Anforderungen an die Hauptkomponenten im Zement steigen und die Zusammenstellung der Komponenten (Mixdesign) immer komplexer wird. Das Mixdesign benötigt einen feiner aufgemahlten Klinker, was den Strombedarf der Zementmahlung erhöht. Außerdem verringert sich der Wasserbedarf beim Anmachen, was durch chemische Zusatzmittel wie Verflüssiger ausgeglichen werden muss. Inwieweit ein steigender Anteil an chemischen Zusatzmitteln die Recyclingfähigkeit von Altbeton beeinflusst, ist eine noch offene Forschungsfrage.

Aufgrund der schwierigen Rohstofflage geht die Branche davon aus, dass die in einer Region spezifisch vorhandenen und nutzbaren Roh- und Sekundärstoffe zukünftig die Rohstoffbasis für die Zementherstellung stellen werden. So ist z. B. angedacht, mehr regional verfügbare Industrieschlacken und mineralische Abfallstoffe einzusetzen. Dies ist in Bezug auf die Kreislaufwirtschaft ein günstiger Aspekt. Es bedeutet allerdings auch eine Abkehr von einem universalen Zement und eine weitere Aufweitung des Portfolios an zugelassenen Zuschlagstoffen. Der Trend würde somit in Richtung Zemente und Bindemittel gehen, die spezifisch in immer kleinteiligeren Anwendungsfeldern ihre optimale Leistungsfähigkeit haben werden. Welche Konsequenzen dieser Paradigmenwechsel aus der Umwelt- und Nachhaltigkeitsperspektive hat, muss weiter erforscht werden.

5.1.3 HVC

Gemäß den Entwicklungspfaden können die direkten THG-Emissionen der HVC-Produktion gegenüber dem Niveau von 8 Mio. t CO₂-eq im Jahr 2020 bis zum Jahr 2045 auf nahezu null reduziert werden. Ein Großteil der direkten THG-Emissionen kann durch die Umstellung der derzeit mit Erdgas betriebenen Steamcracker auf eine elektrische Beheizung vermieden werden (den Einsatz von erneuerbarem Strom vorausgesetzt), während die noch verbliebenen konventionellen Cracker künftig weitgehend durch Biomasse beheizt werden sollen (Kap. 4.4.3). Da im Wesentlichen nur die Öfen ersetzt werden müssen, die übrigen Verfahrensschritte aber gleich bleiben, sind die ökologischen Wirkungen der Technologieumstellung (abgesehen vom Brennstoffwechsel) gering.

Die Substitution von fossilem Naphtha durch grüne Rohstoffe bietet das Potenzial, bis 2045 weitere rund 7 (Pfad A) bis 8 Mio. t CO₂-eq (Pfad B) einzusparen (Kap. 4.4.3). Die Dekarbonisierung der Rohstoffbereitstellung setzt neben einem ausreichenden Angebot an grünem Wasserstoff auch die Produktion und Bereitstellung großer Mengen an alternativen Kohlenstoffträgern auf der Basis von Biomasse, Kunststoffabfällen (via chemisches Recycling) oder abgeschiedenem CO₂ voraus. Nachfolgend wird auf ökologische und Nachhaltigkeitsaspekte des Biomasseeinsatzes und des chemischen Recyclings eingegangen.¹²⁹

Biomasse wird als Nahrungsmittel, als Futtermittel, zur Strom- und Wärme Gewinnung, für Treibstoffe, als Werkstoff und als Rohstoff im industriellen Bereich, insbesondere in der Holz-, Papier-, aber auch in der chemischen Industrie eingesetzt. Viele Nutzungspfade stehen prinzipiell im Wettbewerb miteinander, außerdem steht der (zusätzliche) Anbau von Biomasse in Konkurrenz zum Erhalt bestehender Ökosysteme (z. B. tropischer Regenwälder), aber auch zu anderen Nachhaltigkeitszielen wie Naturschutz (z. B. Ausweitung von Biotopverbunden oder Erhalt der Artenvielfalt) oder Ökolandbau (VCI 2007). Schon 2015 wurden rund 60 % der in Deutschland stofflich eingesetzten nachwachsenden Rohstoffe importiert. Schätzungen zeigen, dass Potenziale für zusätzliche Anbauflächen für Biomasse in Deutschland nur begrenzt vorhanden sind, im weltweiten Vergleich aber vor allem außerhalb Deutschlands bestehen (VCI 2015b). Prinzipiell jedoch sind Abschätzungen zu künftigen Biomassepotenzialen mit hohen Unsicherheiten verbunden (VCI 2007). Langfristig führen Bevölkerungszunahme, steigender

¹²⁹ Fragen der Nachhaltigkeit der Wasserstoffbereitstellung werden zurzeit im TAB-Projekt »Chancen und Risiken von Wasserstoffpartnerschaften und -technologien in Entwicklungsländern« bearbeitet (TAB o. J.); siehe auch z. B. SRU 2021; Prognos et al. 2023.

Fleischkonsum in Schwellenländern, der Klimawandel und die zunehmende Bioenergienutzung sehr wahrscheinlich zu Preissteigerungen bei Agrarrohstoffen und damit neben ökologischen auch zu ökonomischen Konsequenzen (UBA 2013). Aufgrund der großen Unsicherheiten hinsichtlich der Langfristpotenziale und damit der tatsächlichen Verfügbarkeit von Biomasse sollten Nutzungsziele bis 2045 und darüber hinaus nur mit großer Zurückhaltung festgelegt werden.

Verlässliche Daten und Bewertungen zu den Umweltauswirkungen des chemischen Recyclings von Kunststoffabfällen fehlen und müssen nach Angaben von Tabrizi et al. (2020) erst noch beschafft werden, da das Konzept im industriellen Maßstab noch nicht ausgereift ist. Bei den diskutierten Technologien sind noch viele Fragen offen, so etwa in Bezug auf ihre Umweltauswirkungen, die Beseitigung von problematischen Rückständen, ihren Beitrag zur Kreislaufwirtschaft oder die Rückverfolgbarkeit der Produkte, die aus den damit gewonnen Rohstoffen hervorgehen (Bolo/Préville 2023). Zwar existieren erste ökobilanzielle Bewertungen, die jedoch in Bezug auf Methodik, Datenlage und Rahmenbedingungen nur eingeschränkte Interpretationen der Ergebnisse zulassen (Bolo/Préville 2023; Volk et al. 2021). Auch das Umweltbundesamt weist darauf hin, dass die neuen Verfahren des chemischen Recyclings sich mit den etablierten Verfahrenswegen (werkstoffliches Recycling, energetische Verwertung) messen lassen und Nachweise für ihre ökologische und wirtschaftlich Vorteilhaftigkeit erbringen müssen. Auf Grundlage der derzeitigen Datenlage sei davon auszugehen, dass die werkstoffliche Verwertung grundsätzlich ökologisch und ökonomisch vorteilhafter als ein chemisches Recycling ist, da weniger aufwendige Verwertungsverfahren zur Anwendung kommen (z. B. weniger Einsatz von Zusatzstoffen und Energie) (UBA 2020b, S. 13). Für die ökologische Bewertung des chemischen Recyclings ist somit zusätzliche Forschung notwendig.

Branchenübergreifende Effekte

Der Anteil der deutschen Industrie an den globalen (direkten) industriellen CO₂-Emissionen beträgt zwar nur knapp 2 % (Stand 2020; berechnet mit Daten von UBA 2022 und IEA o. J.) (dazu und zum Folgenden Agora Energiewende/Wuppertal Institut 2019, S. 40 f.). Ein frühzeitiger Einstieg Deutschlands in eine klimafreundliche Grundstoffindustrie könnte allerdings einen positiven Effekt auf den globalen Klimaschutz im Industriesektor haben, indem die Entwicklung der emissionsarmen Herstellungsverfahren vorangetrieben wird und damit verbundene Unsicherheiten abgebaut werden. Für die weltweit aktiven deutschen Technologieanbieter böte sich so die Möglichkeit, durch ihre Technologien weit über Deutschland hinaus zu signifikanten Emissionsminderungen beizutragen.

5.2 Arbeitsplatzeffekte

Im Folgenden werden mögliche Auswirkungen der Transformation der betrachteten Grundstoffindustrien auf Arbeitsplätze und benötigte Qualifikationen diskutiert (zum Folgenden Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 142 ff.).

5.2.1 Eisen/Stahl

Die Stahlindustrie in Deutschland beschäftigte 2020 rund 71.500 Personen (Abb. 3.1). Zwischen 2005 und 2018¹³⁰ sind sowohl die Anzahl der Beschäftigten als auch die Produktionsmenge von Rohstahl um 4 bis 5 % gesunken (Abb. 3.1 u. 3.2), sodass die Arbeitsproduktivität (gemessen als Anzahl der Beschäftigten gegenüber der produzierten Rohstahlmenge) in diesem Zeitraum weitgehend konstant blieb. Gemäß den Entwicklungspfaden A und B sinken die in Deutschland produzierten Rohstahlmengen bis 2045 gegenüber 2018 um rund 12 % (Pfad A, mit unterstellter effizienterer Produktion bzw. Maßnahmen, die zu einer verringerten Produktnachfrage führen) bzw. 4 % (Pfad B). Eine verminderte Produktionsmenge führt – unter sonst gleichen Umständen – auch zu einer reduzierten Beschäftigung.

Die Transformation der Stahlindustrie geht jedoch mit weitreichenden Änderungen der Herstellungsprozesse einher. In Entwicklungspfad A sinkt der Anteil der Hochofenroute an der gesamten Stahlerzeugung von knapp

¹³⁰ Aufgrund der starken Auswirkungen der COVID-19-Pandemie auf die Stahlindustrie wurde hier nicht 2020, sondern 2018 als repräsentatives Jahr für die aktuelle Situation gewählt.

70 % im Jahr 2020 auf nur noch 18 % im Jahr 2045 (dann versehen mit CO₂-Abscheidung), in Entwicklungspfad B sind es bis dahin nur noch 6 %. Die wegfallenden Hochofenkapazitäten werden durch DR-Anlagen ersetzt, während der Anteil der Stahlschrottroute in beiden Pfaden nahezu konstant (um 30 %) bleibt (Kap. 4.2). Die künftige Entwicklung der Beschäftigung in der Stahlindustrie wird folglich neben der Frage der inländischen Produktionsmenge auch davon abhängen, wie die Arbeitsintensität der Direktreduktionsrouten gegenüber der heute dominierenden Hochofenroute (ohne CO₂-Abscheidung) zu beurteilen ist.

Nach Einschätzung von Marcus Löffler, Leiter der Personalabteilung von Thyssenkrupp Steel, werden in den neuen DR-Anlagen (inklusive Schmelzöfen) gegenüber heutigen Hochöfen (bezogen auf identische Produktionskapazitäten der Anlagen) ähnlich viele Personen beschäftigt sein (Löffler 2022). Vertreter der Anlagenhersteller SMS group Primetals Technologies (Fleischanderl 2022) schätzen hingegen die Arbeitsintensität der DR-Anlagen wegen der geringeren Komplexität bzw. höheren Automatisierung als weniger personalintensiv im Vergleich zum Hochofen ein, dies allerdings in Abhängigkeit des Automatisierungsgrads einer jeweiligen Neuanlage (Kleier 2022). Vogl et al. (2021) weisen ebenfalls darauf hin, dass die anstehende Erneuerung zu moderneren und stärker automatisierten Anlagen führen wird, was tendenziell zu einer abnehmenden Anzahl an Beschäftigten führen dürfte.

Bei einem Umstieg auf die wasserstoffbasierte Direktreduktion könnten in Deutschland – in Abhängigkeit der Art der Bereitstellung des Wasserstoffs – in der vorgelagerten Wertschöpfung zusätzliche Arbeitsplätze entstehen. Eine rein inländische Bereitstellung von grünem Wasserstoff führt, basierend auf Abschätzungen in Michalski et al. (2019), zu rund 55 direkten Arbeitsplätzen pro nachgefragtes PJ/Jahr in den Bereichen Erzeugung, Transport und Speicherung von Wasserstoff.¹³¹ Folglich könnten bis 2045 in Entwicklungspfad A bis zu 6.300, in Entwicklungspfad B bis zu 9.400 neue Arbeitsplätze in der Wasserstoffwirtschaft entstehen. Werden zusätzlich die Arbeitsplätze mitgezählt, die mit der für die Wasserstoffbereitstellung benötigten erneuerbaren Stromerzeugung einhergehen, würde sich der Effekt (erneut basierend auf Abschätzungen in Michalski et al. 2019) auf knapp 50.000 (Pfad A) bzw. 75.000 (Pfad B) neue Arbeitsplätze vervielfachen. Bei einem teilweisen oder vollständigen Import des benötigten Wasserstoffs würden die auf die Stromerzeugung zurückzuführenden Arbeitsplätze in Deutschland proportional sinken (also z. B. um 50 % bei einer Importquote von 50 %). Die direkten Arbeitsplatzeffekte in der Wasserstoffwirtschaft würden hingegen voraussichtlich unterproportional sinken, da die Speicherung und der Transport von Wasserstoff (beides ist auch für importierten Wasserstoff notwendig) nach Michalski et al. (2019) fast zwei Drittel der direkten Arbeitsplatzeffekte ausmachen.

Demgegenüber entfällt bei der wasserstoffbasierten Direktreduktion der Bedarf nach Förderung und Aufbereitung von Kohle in Kokereien und Pelletier- bzw. Sinteranlagen.¹³² 2018 waren in Deutschland rund 950 Personen in Kokereien beschäftigt (Statistisches Bundesamt 2022c). Diese Arbeitsplätze würden in den Entwicklungspfaden A und B weitgehend entfallen, da der Bedarf an Kohlen und Koks bis 2045 um rund 80 % (Pfad A) bzw. 90 % (Pfad B) zurückgeht. Ein geringer Bedarf verbleibt für die auch nach 2045 noch bestehenden, dann aber mit CO₂-Abscheidung ausgerüsteten Hochöfen (3 in Pfad A, 1 in Pfad B; Tab. 4.1). Für diese Hochöfen kann aufgrund des zusätzlich benötigten Abscheideprozesses eine höhere Arbeitsintensität gegenüber konventionellen Hochöfen angenommen werden. Weigel et al. (2016) zufolge würde dieser Prozess aber stark automatisiert ablaufen und folglich nur zu wenig zusätzlicher Beschäftigung führen.

Stärker noch als die Beschäftigtenzahl in der gesamten Stahlindustrie und in den vorgelagerten Wertschöpfungsstufen könnten sich im Zuge der Transformation die Beschäftigtenzahlen an einzelnen Standorten der Stahlindustrie verändern. So werden neue DR-Anlagen ggf. nicht dort errichtet, wo heute die Hochöfen betrieben werden. Auch entstehen neue Arbeitsplätze im Zusammenhang mit der Bereitstellung von grünem Wasserstoff für die Stahlindustrie voraussichtlich nicht dort, wo Arbeitsplätze in Kokereien oder Pelletier- bzw. Sinteranlagen wegfallen. Regionale Beschäftigungseffekte sind jedoch sehr schwierig zu prognostizieren, da sie von einer Vielzahl

¹³¹ Diese Zahlen basieren auf den Werten in Michalski et al. (2019) für 2050 und die Szenarien H2 2050 -80 % und H2 2050 -95 %. Im Szenario EL 2050 -95 % werden in der Studie deutlich höhere Arbeitsplatzeffekte durch die Wasserstoffnutzung ausgewiesen. In diesem Szenario wird Wasserstoff aber in hohem Maße als flexible Last zur Stabilisierung des Energiesystems eingesetzt, weshalb die anderen beiden Szenarien repräsentativer für die Ableitung von Arbeitsplatzeffekten der Wasserstoffnachfrage in Endenergiesektoren erscheinen.

¹³² Es ist denkbar, dass das für die Direktreduktionsroute notwendige Pelletieren des Eisenerzes künftig – zumindest in einzelnen Fällen – an den Standorten der DR-Anlagen erfolgen wird (gegenwärtig findet das Pelletieren des Eisenerzes überwiegend an den Standorten der Erzförderung statt). Dadurch könnten die Beschäftigungsverluste durch den Wegfall der Kohlenutzung teilweise kompensiert werden.

von Faktoren abhängen, z. B. von der Nähe zu entstehenden H₂- oder CO₂-Pipelines oder von den weiteren wirtschaftlichen Nutzungsmöglichkeiten für Anlagen an bestehenden Standorten (z. B. Walzwerken).

Aufgrund des Technologiewechsels kann es außerdem zu Veränderungen in den benötigten beruflichen Qualifikationen der Beschäftigten der Stahlindustrie kommen, da sich die Arbeitsschritte in den verschiedenen Herstellungsrouten teilweise unterscheiden. Nach Einschätzung von Löffler (2022) wird jedoch ein großer Teil des Qualifikationsbedarfs der Beschäftigten in zukünftigen Direktreduktionsrouten sehr ähnlich zu den heute benötigten Qualifikationsanforderungen in der Hochofenkonverterroute sein. Vielfach seien daher keine grundlegend anderen Berufsbilder bzw. Ausbildungen notwendig, sondern es werde eher einen Bedarf an Zusatzqualifikationen geben, z. B. hinsichtlich des Einsatzes von Wasserstoff. Ein Bedarf an Neueinstellungen ergebe sich laut Löffler (2022) vor allem durch die bestehende Altersstruktur der Beschäftigten, wobei – unabhängig vom Technologiewechsel – das Finden von qualifiziertem Personal grundsätzlich schwierig sei. Fleischanderl (2022) vom Anlagenhersteller Primetals Technologies weist darauf hin, dass der höhere Automatisierungs- und Digitalisierungsgrad neuer Anlagen eine Herausforderung für die Aus- und Weiterbildung der benötigten Fachkräfte darstellen würde.

In einer Studie im Auftrag der Hans-Böckler-Stiftung gelangten Küster Simic und Schönfeldt (2022, S. 82 ff.) auf der Grundlage von Interviews mit betrieblichen Expert/innen der Primärstahlproduktion zum Schluss, dass von der Transformation insbesondere die Kernbereiche Kokerei, Sinteranlage, Hochofen und Konverter betroffen seien, die knapp 10 % der Beschäftigten in der Primärstahlindustrie ausmachen. Durch den Wechsel auf wasserstoffbasierte DR-Anlagen werde künftig ein Qualifikationsschwerpunkt beim »Betrieb von Chemieanlagen« und daraus resultierende Sicherheitsaspekte liegen. Die relevanten Berufsbilder (Verfahrenstechnologen, Industriemechaniker, Elektriker) müssten – auch vor dem Hintergrund des höheren Digitalisierungsgrads – entsprechend angepasst werden, für die Weiterbildung böte sich eine modular aufgebaute »Zusatzqualifikation Wasserstoff« an. Da in der Transformationsphase die Hochöfen weiterlaufen, während die Mitarbeiter bereits an den neuen Technologien geschult werden müssen, wird temporär mit einem erforderlichen Personalüberhang, also einem leichten Anstieg des Beschäftigungsniveaus gerechnet. Für die Zeit nach erfolgter Transformation erwarten Küster Simic und Schönfeldt (2022, S. 87 f.), dass der Betrieb von DR-Anlagen mit Lichtbogenofen bzw. Einschmelzofen gegenüber dem Betrieb von Kokerei, Sinteranlage, Hochofen und Konverter aufgrund des Wegfalls des Koksbedarfs und der Anlagenautomatisierung bei gleicher Produktionsmenge überschlägig 25 % weniger Mitarbeitende in den von der Transformation unmittelbar betroffenen Unternehmensbereichen erforderlich macht. Der langfristige Personalabbau im Rahmen der Transformation lässt sich nach Einschätzung der befragten Expert/innen u. a. aufgrund geplanter Renteneintritte sozialverträglich gestalten. In anderen Unternehmensbereichen wie Einkauf und Logistik werden keine oder nur partiell auftretende Beschäftigungseffekte durch die Transformation erwartet, obwohl auch hier Qualifizierungsbedarfe bestehen (z. B. infolge des Wechsels des Reduktionsmittels von Kohle/Koks auf Wasserstoff).

Ein besseres Verständnis zu den weiterhin benötigten und infolge der Transformation zusätzlich erforderlichen Qualifikationen in der Stahlindustrie ist notwendig, um zeitnah entsprechende Anpassungen in der beruflichen Aus- und Fortbildung sowie der akademischen Bildung vornehmen zu können. Dies gilt umso mehr, als dass nach vorliegenden Szenarien und Unternehmensplänen der schrittweise Wechsel weg von der Hochofen- hin zur Direktreduktionsroute bereits in den kommenden Jahren beginnen soll.

5.2.2 Zement

In den Betrieben der Zementindustrie waren im Jahr 2020 in Deutschland rund 7.900 Menschen beschäftigt, mit Produktionsschwerpunkten im Westen und im Süden Deutschlands (VDZ 2021d). Zwischen 2005 und 2020 ist die Anzahl der Beschäftigten in dieser Branche leicht angestiegen (um 4 %). Im gleichen Zeitraum ist die Produktionsmenge stärker angestiegen (um 14 %) (BDZ 2009; VDZ 2015, 2021d), sodass die Anzahl der Beschäftigten pro produzierte Menge Zement um 10 % gesunken ist. Dabei ist anzumerken, dass die Produktionsmenge abhängig von konjunkturellen Schwankungen ist.

In den Entwicklungspfaden A und B wird es in den nächsten 20 bis 25 Jahren zu gegensätzlichen Wirkungen auf die Anzahl der Beschäftigten in der Zementindustrie kommen: Auf der einen Seite nimmt die in Deutschland produzierte Menge an Zement in Pfad A bis 2050 gegenüber dem langjährigen Mittel 2000 bis 2020 moderat ab (um 4 %; in Pfad B bleibt die Produktionsmenge nahezu konstant; Kap. 4.3), außerdem ist u. a. durch zunehmende

Automatisierung mit weiteren Produktivitätsfortschritten zu rechnen. Auf der anderen Seite gewinnt aber der Prozess der Zementherstellung durch die Anstrengungen zur Treibhausgasminderung in beiden Entwicklungspfaden an Komplexität.

Die in beiden Pfaden unterstellte Ausstattung eines Großteils der deutschen Zementwerke mit CO₂-Abscheidung ergänzt die bisherigen Prozesse der Zementherstellung um einen weiteren Verfahrensschritt, welcher betrieben und gewartet werden muss und daher mit einem zusätzlichen Personalaufwand einhergeht.¹³³ Weitere, in beiden Pfaden angenommene Effekte könnten zu einer Erhöhung der Beschäftigungsintensität führen, so z. B. die zunehmenden Anforderungen an die Qualitätsstandards von (regionalen) Roh- und Klinkerersatzstoffen (damit einher geht eine aufwendigere Qualitätskontrolle), ein komplexeres Mixdesign bei klinkerarmen Normzementen (Wissenszuwachs), die Implementierung neuer Verfahrenstechnik bei neuen Bindemittelsystemen sowie die bei einem stärker diversifizierten Portfolio kleineren Produktionsmengen mit entsprechend geringeren Skaleneffekten für die einzelne Zementarten. Dadurch könnten zukünftige Beschäftigungsverluste, die durch abnehmende Produktionsmengen und zunehmende Arbeitsproduktivität zu erwarten sind, ggf. zumindest teilweise kompensiert werden. Ob und wie sich der Personalbedarf pro erzeugte t Zement durch die Transformation verändern wird, ist auch für Dr.-Ing. Karl Lampe, Leiter für Prozesstechnologien im Bereich Zement bei Thyssenkrupp Industrial Solutions, noch unklar. Lampe (2022) weist aber auf die Potenziale für neue Produkte und Arbeitsplätze hin, die sich zukünftig außerhalb der Zementindustrie aus der Nutzung bzw. Speicherung des abgeschiedenen CO₂ ergeben könnten.

Bezüglich der beruflichen Qualifikation ist durch die Transformation für Teile der Beschäftigten nicht mit sich stark verändernden Anforderungen zu rechnen, da bisherige Produktionsschritte (Rohstoffgewinnung, Rohmehlmahlung, Calcinierung, Sinterung, Zementmahlung und Mischung zum Endprodukt) nach den Annahmen in den Entwicklungspfaden auch für die zukünftige Zementherstellung notwendig sein werden. Laut Lampe (2022) wird jedoch der Komplexitätsgrad der Zementherstellung zunehmen. So wird es höhere sicherheitstechnische Anforderungen und damit einhergehende Überwachungsbedarfe geben, wenn beim Einsatz von Oxyfuel-CCS der Verbrennungsprozess mit (annähernd) reinem Sauerstoff anstelle von Luft durchgeführt wird. Auch ein mit neuen Anlagen verbundener höherer Automatisierungs- und Digitalisierungsgrad wird steigende Anforderungen an das Qualifikationsprofil des Personals stellen. Insofern erwartet Lampe (2022) zukünftig in der Zementindustrie einen höheren Bedarf an gut qualifiziertem Personal.

Für eine genauere Abschätzung sowohl der Arbeitsplatzeffekte als auch zusätzlicher Qualifikationsanforderungen durch die Transformation bedarf es detaillierter Studien, die – soweit ersichtlich – für die Zementindustrie bislang nicht vorliegen. Da gemäß den Entwicklungspfaden A und B sowie auch externen Szenariostudien der Hochlauf der CO₂-Abscheidung erst ab 2025 langsam beginnt, die neuen puzzolanhaltigen Zemente erst ab 2030 als Ersatz für die heute etablierten hüttensandhaltigen Zemente an Bedeutung gewinnen werden und auch die neuen Bindemittelsysteme nicht vor 2035 relevante Marktanteile erreichen dürften, ist die Vorbereitung auf neue Qualifikationsanforderungen in der Zementindustrie voraussichtlich noch nicht so zeitkritisch wie beispielsweise in der Stahlindustrie.

5.2.3 HVC

Die HVC-Produktion ist in Deutschland zwischen 2005 und 2020 um rund 12% zurückgegangen, wobei der Großteil dieses Rückgangs zwischen 2017 und 2020 erfolgte (Abb. 3.18). Weder in der amtlichen Statistik noch in der Statistik des Verbands der Chemischen Industrie (VCI) werden Beschäftigtenzahlen separat für die HVC-Produktion ausgewiesen.

In den Entwicklungspfaden A und B wird zwischen 2020 und 2045 ein weiterer Rückgang der inländischen HVC-Produktion um 7% unterstellt (vor allem infolge einer rückläufigen Aromatenproduktion; Kap. 4.4). Die verringerte Produktionsmenge führt – unter sonst gleichen Umständen – zu einer geringeren Anzahl an Beschäftigten. Allerdings kommt es in beiden Entwicklungspfaden bis 2045 zu deutlichen Veränderungen sowohl bei den Herstellungsprozessen als auch in der Bereitstellung der Rohstoffe für die HVC-Produktion. Die Transformation wird daher voraussichtlich zu Beschäftigungseffekten und veränderten Qualifikationsanforderungen führen.

¹³³ Gegenüber der Stahlindustrie dürfte der zusätzliche Personalaufwand für die CO₂-Abscheidung – pro t CO₂ – aufgrund der großen Anzahl an Einzelanlagen in der Zementindustrie größer sein.

In Bezug auf den Technologiewechsel vom konventionellen auf den elektrisch beheizten Steamcracker kann von nur geringen Auswirkungen bei der Arbeitsintensität oder den Qualifikationsanforderungen ausgegangen werden, da hier im Wesentlichen nur die Öfen ersetzt werden, während die restliche Anlagentechnik weiter betrieben wird. Dagegen handelt es sich bei der MtO/MtA-Route, die vor allem in Entwicklungspfad B verstärkt zum Einsatz kommen soll, um ein komplett neues Verfahren mit entsprechend veränderten Arbeitsprozessen und Qualifikationsanforderungen. Hier ist es infolge der Anlagenumstellungen und ggf nötiger Anpassungen in den Wertschöpfungsketten wahrscheinlich, dass zumindest temporär mehr Personal notwendig sein wird.

In Bezug auf die Rohstoffbereitstellung werden gemäß Annahmen in Entwicklungspfad A aufgrund der untestellen beschränkten Importmöglichkeiten bis 2050 große Teile der benötigten Rohstoffe inländisch erzeugt, so Pyrolyseöl (auf Basis von Altkunststoff) sowie synthetisches Naphtha und Methanol auf Basis von grünem Wasserstoff und Kohlenstoff aus Biomasse oder abgeschiedenem CO₂. Die inländische Erzeugung der Rohstoffe dürfte über die gesamte Wertschöpfungskette in Deutschland mehr Arbeitsplätze schaffen als die gegenwärtig dominierende Bereitstellung der Rohstoffe auf Basis importierter fossiler Energieträger. So ist dafür u.a. die Sammlung und Aufbereitung von Plastikabfällen, der Anbau von Biomasse und die Erzeugung von Wasserstoff auf Basis von grünem Strom notwendig. Demgegenüber steht aber eventuell ein Verlust bestehender Arbeitsplätze bei der Erdölverarbeitung in den Raffinerien.¹³⁴ Außerdem wird das Ausmaß der Arbeitsplatzeffekte auch davon abhängen, ob die zukünftige Erzeugung grüner Rohstoffe eher zentral, also in wenigen großen Anlagen, oder dezentral in vielen kleineren Anlagen erfolgen wird, was bisher eine noch ungeklärte Frage ist (Rothermel 2022).

Da der Hochlauf der MtA/MtO-Route und die Veränderungen bei der Rohstoffbereitstellung in beiden Pfaden im Wesentlichen erst ab Anfang der 2030er Jahre beginnen, sind betriebliche und volkswirtschaftliche Anpassungsmaßnahmen in Bezug auf Beschäftigungshöhe und Qualifikationsprofile weniger akut als beispielsweise in der Stahlindustrie.

5.2.4 Fazit

Es zeigt sich, dass in den betrachteten Grundstoffindustrien Eisen/Stahl, Zement und HVC insbesondere infolge erwarteter (moderater) Produktionsrückgänge sowie einer verstärkten Automatisierung gewisse Arbeitsplatzverluste möglich sind. Ob diese Verluste durch ebenfalls absehbare gegensätzliche Effekte (wie etwa durch komplexere Produktionsverfahren wie im Falle der Zementherstellung oder durch zusätzliche Arbeitsschritte wie beim Einsatz von CO₂-Abscheidung) vollständig kompensiert werden können, ist nach derzeitigem Kenntnisstand und auch aus Sicht der interviewten Experten noch nicht verlässlich abschätzbar.

In den vor- und nachgelagerten Wertschöpfungsketten scheinen – falls die Transformation ähnlich wie in den Entwicklungspfaden dargestellt ablaufen sollte – die positiven Arbeitsplatzeffekte deutlich zu überwiegen. Dies hängt im Wesentlichen damit zusammen, dass durch die Transformation ein großer Teil des gegenwärtig noch importierten Energie- und Rohstoffbedarfs durch heimische Energieträger oder Rohstoffe ersetzt werden wird. Durch diesen zusätzlichen nationalen Bedarf an Energieträgern und Rohstoffen entstehen in den vorgelagerten Wertschöpfungsketten insbesondere in den Bereichen erneuerbare Energien, Wasserstoffwirtschaft und Recycling zahlreiche neue Arbeitsplätze. Hinzu kommen in den nachgelagerten Wertschöpfungsketten weitere Arbeitsplätze durch den Transport und ggf die Speicherung bzw. Nutzung von abgeschiedenem CO₂.

¹³⁴ Dabei ist zu berücksichtigen, dass die künftig erwarteten Arbeitsplatzverluste in den Raffinerien hauptsächlich eine Folge der rückläufigen Nachfrage nach fossilen Kraftstoffen im Verkehrssektor sein werden.

5.3 Auswirkungen auf Wertschöpfungsketten

In diesem Kapitel werden mögliche transformationsbedingte Wechselwirkungen entlang der Wertschöpfungsketten innerhalb und zwischen den drei betrachteten Grundstoffindustrien, aber auch darüber hinaus in vor- und nachgelagerten Branchen betrachtet. Eine tiefergehende Diskussion der vielfältigen Effekte war im Rahmen der Untersuchung allerdings nicht möglich (zum Folgenden Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 152 ff.).

5.3.1 Eisen/Stahl

Die Bereitstellung von Hüttensand aus Hochofenschlacke an die Zementindustrie wird sich infolge der Transformation sukzessive und bis 2045 vor allem in Entwicklungspfad B sehr deutlich reduziert haben. Die Möglichkeit der Nutzung von alternativen Schlacken (Konverter-, Lichtbogenofen- oder Schmelzofenschlacke) als adäquater Ersatz für Hochofenschlacke ist noch unklar und wird derzeit in mehreren Forschungsprojekten untersucht. Lassen sich die damit verbundenen Schwierigkeiten (Kap. 7.2.4) nicht lösen, steht die Zementindustrie künftig vor der Herausforderung, verstärkt andere qualitativ hochwertige Klinkerersatzstoffe einzusetzen (z.B. calcinierte Tone). Hierfür müssten neue Lagerstätten erschlossen und abgebaut werden, deren Verfügbarkeit vielfach noch unklar ist (Kap. 7.2.4).

Hochwertiger, also nicht mit störenden Legierungselementen kontaminierter Stahlschrott dürfte als emissionsfreie Eisenquelle zukünftig deutlich an Wert gewinnen, da er direkt Roheisen aus der (teureren) Primärerzeugung ersetzen kann. Damit steigt der Anreiz, sortenreine Schrotte zurückzugewinnen.

Wechselwirkungen mit dem Energiesystem resultieren aus dem deutlich steigenden Strombedarf der wasserstoffbasierten Direktreduktionsrouten mit Lichtbogenofen (EAF) oder Schmelzöfen (SAF). Die Öfen stellen bedeutende neue direkte Stromverbraucher dar. Im Falle der Schmelzöfen wird nach Einschätzung von Dr. Martin Theuringer und Alexander Klante von der Wirtschaftsvereinigung Stahl aus technischen Gründen ein kontinuierlicher Betrieb und damit auch ein durchgehender Strombezug notwendig sein (Theuringer/Klante 2022). Die Lichtbogenöfen können aus technischer Sicht hingegen grundsätzlich flexibel betrieben werden und somit (ggf über Strompreissignale) die Einbindung hoher Anteile fluktuierender erneuerbarer Energien in das Stromsystem unterstützen. Ob ein flexibler Betrieb der Lichtbogenöfen angesichts eines dann (bei gegebener Produktionsmenge) höheren Kapazitätsbedarfs aber tatsächlich umgesetzt werden kann und falls ja in welchem Umfang, wird von den ökonomischen Rahmenbedingungen (u. a. von den Unterschieden beim Strompreis im Zeitverlauf) abhängen. Sofern der benötigte grüne Wasserstoff nicht importiert, sondern auf Basis von grünem Strom inländisch produziert wird, entsteht indirekt ein hoher Strommehrbedarf. In Abhängigkeit von der eingesetzten Elektrolyseurtechnologie¹³⁵ bestehen hier ggf. zusätzliche Flexibilitätspotenziale für das Stromsystem, indem die Elektrolyseure zu Zeiten begrenzter Verfügbarkeit von Strom ihren Betrieb einstellen bzw. reduzieren.

5.3.2 Zement

Durch den bis 2045 in den Entwicklungspfaden angenommenen Rückgang des Klinkerbedarfs werden zukünftig voraussichtlich weniger Öfen betrieben werden, d. h., einige Öfen werden spätestens beim Erreichen ihrer technischen Lebensdauer nicht reinvestiert. Die Anbindungsmöglichkeit an eine CO₂-Infrastruktur wird einen wichtigen Standortfaktor bei der Entscheidung darstellen, ob ein Ofen weiter betrieben wird oder nicht. Dadurch könnte es zu einer gewissen räumlichen Konzentration der Klinkerherstellung kommen, was mit einer stärkeren Konzentration des Kalksteinabbaus und einem erhöhten Bedarf an Klinkertransporten (Rückwirkungen auf den Verkehrssektor) einhergehen könnte.

Ein von der Zementindustrie gewünschter steigender Einsatz von abfallbasierten alternativen Brennstoffen wie Kunststofffraktionen, aufbereitete Gewerbe- und Industrieabfälle, Altholz oder Bioabfälle führt zu Wechselwirkungen mit der Abfallwirtschaft und könnte Nutzungskonkurrenzen mit der chemischen Industrie befördern, wo z.B. aus Kunststoffabfällen Pyrolyseöl für die HVC-Produktion gewonnen werden soll.

¹³⁵ Elektrolyseure mit Protonenaustauschmembran gelten als am besten geeignet für einen Teillastbetrieb (SRU 2021).

Eine Synergie zwischen der wasserstoffbasierten Stahlerzeugung und der Zementherstellung mit CO₂-Abscheidung könnte dadurch hergestellt werden, dass der aus der Wasserstoffherzeugung mittels Elektrolyse als Nebenprodukt anfallende Sauerstoff – sofern dies logistisch möglich ist – einen Beitrag zur Sauerstoffversorgung der Oxyfuel-CCS-Technologie in der Zementindustrie leisten kann.¹³⁶

Die künftig über die Abscheidung anfallenden CO₂-Mengen aus der Zementindustrie können grundsätzlich anderen Branchen zur Verfügung gestellt werden. Eine CO₂-Nachfrage wird insbesondere aus der chemischen Industrie bzw. aus dem Kraftstoffsektor erwartet, um über das Zwischenprodukt Synthesegas Naphtha oder Methanol herzustellen. Aus Sicht des Klimaschutzes wären vor allem solche Anwendungen zu bevorzugen, die das CO₂ über viele Jahre in langlebigen Produkten fixieren.

Sehr enge Wechselwirkungen bestehen offenkundig mit der Bauwirtschaft. Die Anforderungen des Bauwesens werden künftig mit einem stärker diversifizierten Portfolio an CO₂-ärmeren, in bautechnologischer Hinsicht aber ggf weniger leistungsfähigen, weil nicht für alle Anwendungen geeigneten neuen Zementarten befriedigt werden müssen. Es ist die Aufgabe der Zementindustrie, die Akteure der Bauwirtschaft auf diese langfristige Thematik zu sensibilisieren. Die Bauwirtschaft wiederum steht in der Pflicht, das Thema auf die Agenda zu setzen und gemeinsam mit der Zementindustrie Lösungen für eine ressourceneffizientere und CO₂-ärmere Bauplanung zu erarbeiten.

5.3.3 HVC

Für Raffinerien im In- und Ausland geht eine wie in den Entwicklungspfaden beschriebene Transformation der HVC-Produktion mit sehr starken Veränderungen einher. Ab Anfang der 2030er Jahre werden diese immer weniger fossilbasiertes Naphtha absetzen können und stattdessen zunehmend synthetische Rohstoffe liefern müssen, u. a. grünes Naphtha. Dabei ist zu beachten, dass sich die Raffinerien ohnehin aufgrund einer stark rückläufigen Kraftstoffnachfrage infolge der Verkehrswende auf weitgehende Umstrukturierungen und Kapazitätsrückgänge einstellen müssen. Die Produktion synthetischer Rohstoffe für eine klimaneutrale HVC-Produktion könnte für Raffinerien somit eine Chance zur Neuaufstellung darstellen.

Der deutlich steigende Strombedarf für die HVC-Produktion bedingt ähnliche Wechselwirkungen mit dem Energiesystem wie beim Stahl (Kap. 5.3.1). Eine Ursache für den Strommehrbedarf ist die Umstellung auf den elektrisch beheizten Steamcracker. Dabei wird ein je nach Stromangebot flexibler Betrieb der E-Cracker aufgrund technischer Restriktionen als nicht plausibel eingeschätzt (Rothermel 2022). Eine vorwiegend inländische Erzeugung von grünem Wasserstoff für die Rohstoffbereitstellung (grünes Naphtha, grünes Methanol) führt ebenfalls zu einem erheblichen Mehrbedarf an Strom. In Bezug auf einen flexiblen Betrieb der Elektrolyseure gelten dieselben Überlegungen wie beim Stahl (Kap. 5.3.1).

Wechselwirkungen mit der Abfallwirtschaft und der kunststoffverarbeitenden Industrie sind wünschenswert bzw. notwendig, um das in beiden Entwicklungspfaden intensiviertere Kunststoffrecycling als chemisches Recycling durch Anpassungen zu fördern. Beispielsweise würde ein Produktdesign, das eine leichte Trennbarkeit bzw. stärkere Separation unterschiedlicher Kunststoffe ermöglicht und von vornherein mitdenkt, die Potenziale des Kunststoffrecyclings leichter erschließbar machen. Dabei sollte das Nachhaltigkeitsziel jedoch nicht aus den Augen verloren werden, dass Recycling Teil einer Strategie zur Reduzierung der Kunststoffproduktion sein muss, anstatt sie zu ersetzen.

¹³⁶ Aktuell wird beispielsweise im Rahmen des Reallaborprojekts »Westküste 100« geprüft, ob bei der Elektrolyse produzierter Sauerstoff über das Oxyfuel-CCS-Verfahren in den Verbrennungsprozess eines regionalen Zementwerkes eingespeist werden kann (Westküste 100 o.J.).

5.3.4 Branchenübergreifende Wechselwirkungen

Der Maschinen- und Anlagenbau würde von einer Umsetzung der in den Entwicklungspfaden beschriebenen Transformation deutlich profitieren. Beide Pfade zeichnen sich durch einen hohen Erneuerungsbedarf der Anlagen in den kommenden gut 2 Jahrzehnten aus. Ein solcher Erneuerungsbedarf ist in der Grundstoffindustrie zwangsläufig notwendig, um das Ziel der THG-Neutralität bis 2045 erreichen zu können.

In der Stahlindustrie kommt es in beiden Entwicklungspfaden zu einem umfangreichen Neubau von Direktreduktionsanlagen sowie von Lichtbogen- und Schmelzöfen (stärker in Pfad B als in Pfad A). Zusätzlich ist die Ausrüstung von einigen bis 2045 noch verbleibenden Hochöfen mit CO₂-Abscheidung einschließlich notwendiger Infrastrukturen für den CO₂-Transport notwendig (stärker in Pfad A als in Pfad B). In der Zementindustrie werden an den Zementwerken zusätzliche Anlagen zur CO₂-Abscheidung installiert werden müssen. Die neuen Bindemittelsysteme werden nach Lampe (2022) neuartige Maschinenteknik aufgrund anderer Anforderungen an die mechanische Aufbereitung nötig machen. In der HVC-Produktion wird eine Umrüstung bestehender Steamcracker von fossiler Befeuerung auf elektrische Öfen notwendig sein, zusätzlich kommt es zu einem Neubau von Pyrolyse-, MtO/MtA- und Fischer-Tropsch-Anlagen. Im Falle einer vorwiegend inländischen Erzeugung der für die Stahl- und HVC-Produktion benötigten Mengen an grünem Wasserstoff kommen in großem Umfang Elektrolyseure und Anlagen für die erneuerbare Stromerzeugung hinzu.

Zwar wären Neuinvestitionen auch bei einer Referenzentwicklung ohne Klimaschutzanstrengungen notwendig, allerdings wird die Wertschöpfung für den Maschinen- und Anlagenbau durch die Transformation deutlich höher liegen als in einem Referenzpfad, da es neben den ohnehin erforderlichen Reinvestitionen in bestehende Anlagen in einigen Bereichen auch um den Bau komplett oder teilweise neuer Anlagen geht, die häufig höhere Investitionskosten aufweisen als konventionelle Anlagen (Kap. 3). Auch handelt es sich bei der Errichtung von Anlagen zur CO₂-Abscheidung immer um zusätzliche Aggregate, die in einer Referenzentwicklung nicht benötigt würden. Die Höhe der zusätzlich benötigten Klimainvestitionen bis 2050 (gegenüber einer Referenzentwicklung ohne Klimaschutzanstrengungen) wurde in den Entwicklungspfaden auf knapp 15 Mrd. Euro berechnet (Kap. 4.6.1).

Aufgrund der Stärke des deutschen Maschinen- und Anlagenbaus (VDW 2022) ist davon auszugehen, dass ein großer Teil der durch die Transformation angestoßenen zusätzlichen Wertschöpfung in Deutschland stattfinden wird. Dies bestätigten Vertreter verschiedener Anlagenbauer, die im Rahmen dieses TA-Projekts interviewt wurden (Fleischanderl 2022; Kleier 2022; Lampe 2022). Insbesondere ein frühzeitiger Einstieg in klimafreundliche Produktionsprozesse böte dem deutschen Maschinen- und Anlagenbau in Deutschland erhebliche Chancen, um im weltweit wachsenden Markt für diese Technologien eine Vorreiterrolle einzunehmen und auf diese Weise für inländische Wertschöpfung und eine Vielzahl hochwertiger Arbeitsplätze zu sorgen (Agora Energiewende/Wuppertal Institut 2019, S.40 f.).

Die interviewten Experten aus dem Bereich Stahl wiesen allerdings auch auf die Gefahr hin, dass Engpässe im Anlagenbau die zukünftige Geschwindigkeit der Transformation der Primärstahlerzeugung begrenzen könnten (Fleischanderl 2022; Kleier 2022). Der Neubau von DR-Anlagen müsse sich für die Realisierung der derzeitigen Pläne der Stahlhersteller und der politischen Klimaschutzziele gegenüber den vergangenen Jahren sehr deutlich beschleunigen. Derzeit gebe es aber im Wesentlichen nur zwei Unternehmen weltweit, die Lizenzen für DRI-Technologien vergeben könnten und die über das technologische Kernwissen für den Bau dieser Anlagen verfügten (Midrax Technologies und Tenova HYL). Zudem seien auch die Kapazitäten bei Anlagenbauern, die diese Lizenzen kaufen und die Anlagen errichten, bisher stark begrenzt. Diese Kapazitäten müssten deutlich ausgebaut werden, mit entsprechenden Herausforderungen z. B. in Bezug auf den Fachkräftebedarf.

Von der Transformation würden ferner auch die Engineeringbranche und die Bauwirtschaft analog zum Maschinen- und Anlagenbau profitieren, u. a. infolge der Notwendigkeit des Ausbaus von Infrastruktur für den Transport von Wasserstoff und CO₂.

Wechselwirkungen der Transformation in den jeweiligen Grundstoffindustrien mit der Energiewirtschaft wurden zum Teil bereits angesprochen. Generell wird die Nachfrage nach fossilen Energieträgern (vor allem von Kohle bzw. Koks und Erdgas) zurückgehen, dafür wird es eine steigende Nachfrage nach Strom und Wasserstoff geben. Wenn es gelingt, durch den Zubau erneuerbarer Energien in Deutschland einen deutlichen Anteil des Energiebedarfs der Grundstoffindustrie durch heimische Energieträger zu decken, bietet das Potenziale für die inländische Wertschöpfung nicht nur im Energiesektor, sondern auch im Anlagenbau, dem Engineering und in der Bauwirtschaft.

Ein Effekt der Transformation der Grundstoffindustrie auf nachgelagerte Wertschöpfungsstufen besteht darin, dass die höheren Produktionskosten für klimaneutrale Grundstoffe zu einem großen Teil (soweit nicht über staatliche Förderung abgedeckt) an die nachfolgenden Produktionsbereiche weitergereicht werden. Dadurch verteuern sich die Preise der hier hergestellten Güter, was auch infolge von Substitutionsmöglichkeiten auf der Nachfrageseite zu gewissen Nachfragerückgängen führen kann. Allerdings legen die in Kapitel 4.6.2 vorgenommenen (jedoch auf Kostenprognosen vor Beginn des Ukrainekriegs basierenden) Berechnungen es nahe, dass nachgelagerte Produktionsbereiche hinsichtlich ihrer preislichen Wettbewerbsfähigkeit nur in einem geringen Umfang von einem Technikwechsel hin zu emissionsarmen Produktionsverfahren in den drei betrachteten Grundstoffindustrien betroffen sein werden.

5.4 Auswirkungen auf die Importabhängigkeiten

Dieses Kapitel widmet sich der Fragestellung, inwieweit die Importabhängigkeiten Deutschlands für Energie und Rohstoffe sich durch eine gemäß den Entwicklungspfaden voranschreitende Transformation gegenüber der Situation heute verändern würden (dazu Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 156 ff.).

5.4.1 Eisen/Stahl

Die Stahlindustrie in Deutschland ist gegenwärtig stark abhängig von Energie- und Rohstoffimporten. Der Energiebedarf der Stahlerzeugung wird derzeit hauptsächlich durch importierte Koks- und Steinkohle gedeckt, zusätzlich spielen Strom¹³⁷ und das in Deutschland ganz überwiegend importierte Erdgas eine relevante Rolle (Prognos et al. 2021b). Der wichtigste Rohstoff für die Stahlerzeugung ist Eisenerz, das nahezu vollständig importiert wird.

Beim Rohstoffbedarf ist infolge der in den Entwicklungspfaden beschriebenen Transformation nicht mit einer grundsätzlichen Änderung der Importabhängigkeit zu rechnen, da die Primärstahlerzeugung auch künftig auf importiertes Eisenerz angewiesen sein wird. Allerdings würden der in beiden Pfaden angenommene leichte Rückgang der Stahlproduktion sowie die geringfügige Erhöhung der Anteile der Sekundärstahlerzeugung (Kap. 4.2) den Bedarf an Eisenerz und somit auch die importierte Menge bis 2045 gegenüber heute leicht reduzieren. Gleichzeitig sind für die H₂-DR+EAF-Route höhere Erzqualitäten erforderlich als für die Hochofenroute mit CO₂-Abscheidung oder die H₂-DR+SAF-Route (Kap. 3.1.3). Diese höheren Anforderungen steigern die Abhängigkeit tendenziell, denn die Anzahl der Lieferanten, die diese Erzqualitäten (wettbewerbsfähig) liefern können, ist begrenzt (Doyle/Voet 2021).¹³⁸

Beim Energiebedarf für die Stahlerzeugung ist im Zuge der Transformation hingegen mit einer deutlichen Minderung der Importabhängigkeit zu rechnen. So steigt die Bedeutung von Strom im Endenergiemix in beiden Entwicklungspfaden durch den verstärkten Einsatz von Lichtbogen- bzw. Schmelzöfen an (Abb. 4.10 in Kap. 4.2.3), und dieser Strom wird voraussichtlich auch zukünftig zumindest größtenteils inländisch (bzw. innerhalb des europäischen Verbundsystems) hergestellt werden. Der in beiden Entwicklungspfaden zukünftig in großen Mengen benötigte grüne Wasserstoff wird zumindest teilweise in Deutschland erzeugt werden.¹³⁹ Bezüglich der Importquote für Wasserstoff gelangten externe Szenariostudien zu unterschiedlichen Einschätzungen, was u. a. auf Unterschiede bei den Annahmen zum inländischen Gesamtbedarf an Wasserstoff sowie der inländisch verfügbaren Menge an grünem Strom zurückzuführen ist. In einigen Szenarien wird 2045 ein Großteil des in Deutschland benötigten Wasserstoffbedarfs importiert (z. B. EWI et al. 2021), in anderen wird es aber auch für möglich gehalten, dass knapp die Hälfte oder sogar bis zu zwei Drittel des Wasserstoffbedarfs 2045 aus Deutschland stammen werden (BCG 2021; SCI4climate.NRW 2023). Für eine hohe Versorgungssicherheit wäre ein Import vor allem aus europäischen Ländern zu bevorzugen oder dann eine möglichst hohe Diversifizierung bei außereuropäischen Lieferländern anzustreben.

¹³⁷ Der Strombedarf fällt gegenwärtig in der Sekundärstahlerzeugung vor allem im Lichtbogenofen an, während er in der Primärstahlerzeugung prozessintern durch die Verstromung der Hochofenabgase gedeckt wird.

¹³⁸ Gegenwärtig wird Eisenerz in entsprechenden Qualitäten vor allem in Brasilien, Kanada, Schweden, Chile und Russland gefördert.

¹³⁹ Auf Abschätzungen zur Importquote bei grünem Wasserstoff für die Stahlerzeugung in Deutschland wurde in Kapitel 4.2 verzichtet, da im Rahmen des TA-Projekts keine Gesamtsystemberechnungen vorgenommen werden konnten.

5.4.2 Zement

Gegenwärtig ist die Importabhängigkeit bei der Zementherstellung in Deutschland sowohl bei den Brennstoffen als auch bei den Rohstoffen sehr gering.

Bei den Brennstoffen machten im Jahr 2020 die alternativen Brennstoffe wie Industrie- und Gewerbeabfälle, Tiermehl oder Klärschlamm, die innerhalb Deutschlands anfallen, 69% des Einsatzes aus (Kap. 3.2.2.4). Die restlichen 31% der Brennstoffe stellten im Jahr 2020 fossile Energieträger dar, wovon (heimische) Braunkohle nahezu zwei Drittel ausmachte (VDZ 2021a, S. 17). Gemäß den Annahmen in den Entwicklungspfaden erhöht sich der Einsatz von Abfällen bis 2045 nur moderat, da z. B. angenommen wird, dass zukünftig größere Mengen an Altkunststoff dem Recycling zugeführt werden. Zur Substitution der wegfallenden Kohle ist hingegen eine deutlich stärkere energetische Nutzung von Biomasse vorgesehen (Abb. 4.24 in Kap. 4.3.3). Sowohl die eingesetzten Abfälle wie auch die Biomasse werden aller Voraussicht nach auch in Zukunft überwiegend oder vollständig aus Deutschland stammen.

Auch die Rohstoffe für die Herstellung von Zement stammen derzeit und vermutlich auch perspektivisch nahezu vollständig aus Deutschland. Der mengenmäßig mit Abstand wichtigste Rohstoff ist Kalkstein, der in der Regel in unmittelbarer Nähe zu den Werken der Zementklinkerherstellung gewonnen wird (VDZ 2021a). Beim wichtigen Rohstoff Hüttensand aus der Hochofenroute der Stahlindustrie allerdings kommt es gemäß den Annahmen in Entwicklungspfad B wegen der geringen Zahl an verbleibenden Hochofen zu einem Mangel (Kap. 4.3.2). Sofern nicht alternative Hüttensande eingesetzt werden können (Kap. 7.2.4), müsste die Fehlmenge durch Importe gedeckt werden. Davon abgesehen dürfte sich trotz gewisser Verschiebungen beim Rohstoffbedarf die Importabhängigkeit jedoch nicht wesentlich verändern, wobei aus heutiger Sicht ein zukünftiger Import bestimmter Klinkerersatzstoffe und Bindemittel aber auch nicht ausgeschlossen werden kann.

5.4.3 HVC

Die Importabhängigkeit bei der HVC-Produktion in Deutschland ist gegenwärtig hoch. Der in Deutschland hauptsächlich verwendete Rohstoff Naphtha basiert auf fossilem Rohöl, das ganz überwiegend aus dem Ausland stammt. Allerdings kann Rohöl aus vielen verschiedenen Ländern bezogen werden, was die Risiken der hohen Importabhängigkeit mindert. Die Umwandlung des Rohöls in Naphtha für die HVC-Produktion findet entweder in deutschen Raffinerien oder aber im Ausland (mit anschließendem Import des Naphthas z. B. über Pipelines) statt. Auch in Bezug auf den Energiebedarf ist die Importabhängigkeit der konventionellen HVC-Produktion aufgrund der mit Erdgas beheizten Cracker hoch.

In den Entwicklungspfaden reduziert sich die Importabhängigkeit der HVC-Produktion. Zum einen sind durch den Technologiewechsel auf elektrisch beheizte Steamcracker weniger Importe von fossilen Energieträgern für den Betrieb der Steamcracker nötig. Zum anderen sollen gemäß den getroffenen Annahmen immer größere Anteile der benötigten Rohstoffe inländisch hergestellt werden, unter Einsatz von in Deutschland anfallenden Kohlenstoffträgern wie Biomasse oder abgeschiedenem CO₂, von Wasserstoff, der mittels Elektrolyse aus erneuerbarem Strom hergestellt wird, oder von Pyrolyseöl aus hierzulande gesammeltem Altkunststoff. Dennoch bleibt Deutschland vor allem in Entwicklungspfad B aufgrund der in diesem Pfad unterstellten guten Importmöglichkeiten auch 2045 zu einem nicht unerheblichen Anteil auf Rohstoffimporte wie synthetisches Naphtha bzw. Methanol angewiesen. Es erscheint aber unter angemessenen politischen Rahmenbedingungen plausibel, für diese Rohstoffe bis Mitte des Jahrhunderts von einem stetig wachsenden Weltmarkt auszugehen, sodass eine ausreichende Diversifikation der Bezugsquellen möglich sein sollte. Zumindest in einer Übergangszeit, in der es weltweit nur sehr wenige Anbieter für solche grünen Rohstoffe gibt, könnte ein hoher Importanteil aber mit relevanten Versorgungsrisiken für die inländische HVC-Produktion einhergehen (Rothermel 2022).

5.5 Risiken für die Wettbewerbsfähigkeit

In den beiden Entwicklungspfaden wurde unterstellt, dass die inländischen Produktionsmengen der drei betrachteten Grundstoffindustrien bis 2045 gegenüber heute auf einem ähnlichen Niveau verbleiben bzw. aufgrund verbesserter Materialeffizienz vor allem in Pfad A nur moderat niedriger liegen werden. Die tatsächliche Entwicklung der heimischen Grundstoffproduktion im Laufe der nächsten 20 bis 25 Jahre ist aber ungewiss und wesentlich von der zukünftigen Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen in Deutschland abhängig. Gelingt es im Rahmen der anstehenden Transformation die Wettbewerbsfähigkeit der hierzulande produzierenden Unternehmen der Grundstoffindustrie zu erhalten, so erscheint es plausibel, dass 2045 in Deutschland ähnlich hohe Mengen an Grundstoffen produziert werden wie heute.

In diesem Kapitel wird diskutiert, unter welchen Umständen zukünftig ein Verlust der Wettbewerbsfähigkeit des Standorts Deutschland und damit verbunden ein deutlicher Rückgang der heimischen Grundstoffproduktion drohen könnten. Sofern es das Ziel der deutschen Politik und Gesellschaft ist, die heimische Grundstoffproduktion weitgehend zu erhalten, müssen diese Gefahren für die Attraktivität des Standorts Deutschland berücksichtigt und Maßnahmen ergriffen werden, um sie so weit wie möglich zu vermeiden. Die Darstellungen in diesem Kapitel folgen (abgesehen von Aktualisierungen und punktuellen Erweiterungen) weitgehend den entsprechenden Ausführungen im Gutachten von Prognos und Wuppertal Institut (2022, S. 159 ff. u. 175 ff.).

5.5.1 Weniger Klimaschutz im Ausland (Carbon Leakage)

Sofern nicht von einem dauerhaft hohen CO₂-Preis ausgegangen wird, ist die klimafreundliche Herstellung von Grundstoffen deutlich teurer als die gegenwärtig dominierende, CO₂-intensive Produktion. Werden aber die Unternehmen der Grundstoffindustrie in Deutschland (und Europa) durch den europäischen Emissionshandel mit hohen CO₂-Preisen konfrontiert, um sie angesichts der bestehenden Klimaziele zu einer klimaneutralen Produktion zu bewegen, könnte unter Umständen eine Verlagerung von Teilen der Grundstoffindustrie ins außereuropäische Ausland stattfinden. Damit wäre zu rechnen, wenn diese Unternehmen in anderen Teilen der Welt keinen oder einen deutlich niedrigeren CO₂-Preis zahlen müssten, denn dann hätten sie – unter sonst gleichen Bedingungen – an diesen Standorten einen bedeutenden Wettbewerbsvorteil. Entsprechende Verlagerungen industrieller Produktion aufgrund von unterschiedlich hohen CO₂-Kosten werden als Carbon Leakage bezeichnet. Carbon Leakage ist sowohl aus industriepolitischer als auch aus klimapolitischer Sicht unerwünscht, denn mit der Verlagerung industrieller Aktivität werden Treibhausgasemissionen lediglich örtlich verlagert, global gesehen aber nicht gesenkt, während es in Deutschland zu Beschäftigungsverlusten käme.

Vorliegende empirische Studien können hinsichtlich des europäischen Emissionshandels bisher kein bedeutendes Carbon Leakage nachweisen (Boutabba/Lardic 2017; Caron 2022; Verde 2020). Allerdings war der CO₂-Preis seit Beginn des Emissionshandels im Jahr 2005 überwiegend niedrig und steigt erst seit etwa Ende 2020 merklich an (Stand Anfang Dezember 2023: 70,55 Euro/t CO₂¹⁴⁰). Damit liegt der aktuelle CO₂-Preis im europäischen Emissionshandel deutlich höher als in anderen großen Wirtschaftsnationen außerhalb der EU (z. B. Teile der USA und Kanada, Südkorea, Neuseeland, China).¹⁴¹ Einige wichtige Schwellenländer (wie Indien und Brasilien) nehmen derzeit gar keine CO₂-Bepreisung vor. Das und die Tatsache, dass Deutschland (bis 2045) und die EU (bis 2050) nach gegenwärtigen Plänen deutlich schneller Treibhausgasneutralität erreichen möchten als einige andere große Wirtschaftsnationen (z. B. China bis 2060, Indien bis 2070), legen nahe, dass Carbon Leakage zukünftig tatsächlich zu einer relevanten Gefahr für den Wirtschaftsstandort Deutschland bzw. Europa werden könnte, sofern nicht Maßnahmen ergriffen werden, die effektiv vor Carbon Leakage schützen. Davon betroffen wären voraussichtlich insbesondere diejenigen emissionsintensiven Grundstoffindustrien, deren Güter relativ kostengünstig (per Schiff oder Pipeline) transportiert werden können, also beispielsweise eher die Stahl- und HVC-Produktion als die Zementindustrie.

¹⁴⁰ <https://sandbag.be/carbon-price-viewer> (1.12.2023)

¹⁴¹ <https://icapcarbonaction.com/en/ets-prices> (1.12.2023)

Maßnahmen zur Verhinderung von Carbon Leakage

Der Sorge vor Emissionsverlagerungen wird bislang dadurch begegnet, dass Sektoren, die im internationalen Wettbewerb stehen und die gemäß der Europäischen Kommission einem Risiko für Carbon Leakage unterliegen, 100 % der in Bezug auf einen Benchmark der effizientesten Anlagen berechneten Emissionszertifikate kostenlos zugeteilt erhalten. Zu diesen Sektoren gehören auch die Eisen/Stahl-, Zement- und HVC-Produktion.¹⁴² Allerdings mindert dies bei den profitierenden Unternehmen den Anreiz für Klimaschutzinvestitionen. Daher soll die kostenlose Zuteilung ab 2026 für ausgewählte Industrien – darunter auch die Eisen/Stahl- und Zementproduktion¹⁴³ – schrittweise reduziert und bis 2034¹⁴⁴ schließlich ganz durch ein CO₂-Grenzausgleichssystem (Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM) ersetzt werden.¹⁴⁵ Der CBAM soll europäische Unternehmen davor schützen, im Binnenmarkt durch den Import industrieller Güter verdrängt zu werden, deren Herstellung im Ausland ohne bzw. mit geringeren CO₂-Kosten verbunden war. Hierfür wird auf entsprechende Importgüter eine Abgabe fällig, die am aktuellen CO₂-Preis im europäischen Emissionshandel angelehnt ist und den Preis dieser Güter im europäischen Binnenmarkt entsprechend erhöht, um auf diese Weise gleiche Wettbewerbsbedingungen (Level Playing Field) zu schaffen.

Mit der Einführung des CBAM (und dem zeitgleichen Auslaufen der kostenlosen Zuteilung von Emissionszertifikaten) sind aber auch Risiken verbunden. Sollte das neue Instrument nicht wie erwartet funktionieren, könnten verstärkt Carbon-Leakage-Effekte auftreten, sofern nicht in anderen Regionen der Welt ähnlich hohe CO₂-Kosten für die Unternehmen anfallen. In seiner aktuellen Ausgestaltung wird der CBAM auch dahingehend kritisiert, dass er nicht die Exporte europäischer Unternehmen umfasst (Gumbau 2022). Dies bedeutet, dass europäische Unternehmen mit ihren teureren Produkten zukünftig auf den Märkten anderer Weltregionen möglicherweise nicht mehr gegen Unternehmen aus anderen Ländern konkurrieren können. So hatte das Europäische Parlament (2022, Abänderung 262) vorgeschlagen, dass die für den Export bestimmte Produktion weiterhin eine freie Zuteilung von CO₂-Zertifikaten erhalten soll. Diesem Vorschlag standen jedoch WTO-Regeln im Wege. Theuringer und Klatt (2022) weisen außerdem auf das Risiko von Resource Shuffling hin. Darunter wird die Möglichkeit verstanden, dass ausländische Hersteller diejenigen Teile ihrer Grundstoffproduktion, die relativ klimafreundlich sind (bzw. durch eine geschickte Allokation von z. B. Energieträgern als relativ klimafreundlich ausgewiesen werden können), in die EU und damit auch nach Deutschland exportieren, dafür aber ihre heimisch genutzten Grundstoffe (und ggf. die in andere Länder ohne CBAM exportierten Grundstoffe) CO₂-intensiver werden (CRU Consulting 2021). In einem solchen Fall könnten relativ kostengünstige Grundstoffe aus dem Ausland auf den EU-Markt drängen und die Wettbewerbsfähigkeit heimischer klimafreundlicher Produktionsanlagen gefährden, ohne dass es global zu einer tatsächlichen Minderung der THG-Emissionen käme.

Trotz dieser Probleme kann festgestellt werden, dass politische Maßnahmen existieren, die Carbon Leakage voraussichtlich zumindest weitgehend vermeiden können. Für den globalen Klimaschutz ist dies von zentraler Bedeutung, denn anderenfalls kommt es nur zu einer Verlagerung von Emissionen. Ohne einen wirksamen Carbon-Leakage-Schutz können zudem die neuen klimafreundlichen Produktionsprozesse nicht zeitnah und in ausreichend großer Skalierung erprobt werden. Erst dadurch bietet sich für die deutsche und europäische Grundstoffindustrie aber die Chance, eine weltweit führende Rolle bei der Nutzung klimafreundlicher Produktionsprozesse zu übernehmen. Früher oder später werden die Klimaschutzanstrengungen dann auch in anderen Ländern bzw. Weltregionen intensiviert werden müssen. Wenn es soweit ist, haben europäische Unternehmen durch ihren zeitlichen Vorsprung bereits Erfahrungen sammeln und über Lerneffekte Kostensenkungen realisieren können, so dass der Wettbewerbsvorteil wieder bei ihnen liegen wird (Agora Energiewende/Wuppertal Institut 2019, S. 49).

¹⁴² Delegierter Beschluss (EU) 2019/708 der Kommission vom 15.2.2019 zur Ergänzung der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates hinsichtlich der Festlegung der Sektoren und Teilspektoren, bei denen davon ausgegangen wird, dass für sie im Zeitraum von 2021 bis 2030 ein Risiko der Verlagerung von CO₂-Emissionen besteht.

¹⁴³ Für organische chemische Erzeugnisse und damit auch für die HVC-Produktion soll in der Anfangsphase (noch) kein CBAM eingeführt werden, da derzeit nicht genügend Daten zur Bestimmung der mit der Einführung dieser Erzeugnisse verbundenen Emissionen vorliegen (Erwägungsgrund 34 der Verordnung [EU] 2023/956).

¹⁴⁴ Art. 1 Nr. 13 b der Richtlinie (EU) 2023/959 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Union und des Beschlusses (EU) 2015/1814 über die Einrichtung und Anwendung einer Marktstabilitätsreserve für das System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Union.

¹⁴⁵ Verordnung (EU) 2023/956 zur Schaffung eines CO₂-Grenzausgleichssystems

5.5.2 Bessere Bedingungen für erneuerbare Energien im Ausland (Green Leakage)

Die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Grundstoffindustrie könnte aus einem weiteren Grund unter Druck geraten: Eine zukünftige klimaneutrale Grundstoffproduktion wird große Mengen an erneuerbaren Energien und insbesondere an erneuerbarem Strom als klimaneutralen Endenergieträger bzw. als Energieinput für die Erzeugung von grünem Wasserstoff mittels Elektrolyse benötigen. Die Potenziale für erneuerbare Energien sind aber in einigen Ländern bzw. Weltregionen erheblich größer als in Deutschland, sodass dort grüner Strom bzw. Wasserstoff erheblich kostengünstiger produziert werden können. Im Zuge der Transformation hin zu klimaneutraler Produktion werden diese Kostenunterschiede bei der Nutzung erneuerbarer Energien an Bedeutung gewinnen. Es ist daher möglich, dass bestimmte Länder bzw. Weltregionen für die energieintensive klimaneutrale Produktion von Grundstoffen gegenüber Deutschland an Attraktivität gewinnen werden und es in der Folge zu einer Reduktion der Produktionsmengen in Deutschland kommen wird. Eine derart induzierte Verlagerung industrieller Produktion wird auch als Green Leakage bezeichnet (Samadi et al. 2021).

Hinsichtlich der im vorliegenden Bericht betrachteten Grundstoffindustrien könnte Green Leakage insbesondere bei der Rohstahlproduktion sowie längerfristig bei der HVC-Produktion denkbar sein. So kann bei der Stahlproduktion nicht ausgeschlossen werden, dass insbesondere die wasserstoffbasierte Herstellung von DRI (bzw. sogar die gesamte Rohstahlproduktion) zukünftig verstärkt in Ländern wie Schweden, Südafrika oder Australien stattfinden wird, die dank guter Bedingungen für erneuerbare Energien günstigen grünen Wasserstoff erzeugen können und zudem auch über Erzvorkommen verfügen (Gielen et al. 2020; Trollip et al. 2022). Auch könnten Entwicklungsländer, die als potenzielle Lieferländer für grünen Wasserstoff nach Deutschland infrage kommen, künftig bemüht sein, nicht nur Wasserstoff, sondern gleich das damit hergestellte DRI (bzw. sogar grünen Rohstahl) nach Deutschland zu liefern, um selber stärker an der Wertschöpfung der Stahlproduktion zu partizipieren. In einer Kooperation zwischen deutschen und namibischen Unternehmen beispielsweise wird derzeit eine Produktion für wasserstoffbasiertes DRI im industriellen Maßstab aufgebaut, die langfristig bis zu 2 Mio. t Roheisen für die Weiterverarbeitung in Deutschland produzieren können soll (HyIron 2023a, 2023b).

Auch eine klimafreundliche HVC-Produktion benötigt, je nach Art der Bereitstellung der Rohstoffe, große Mengen an grünem Wasserstoff, so insbesondere im Fall der Herstellung von synthetischem Naphtha oder Methanol aus Wasserstoff und CO₂. Diese grünen Rohstoffe, die sich außerdem relativ kostengünstig transportieren lassen, könnten künftig verstärkt importiert werden. Eine Produktion grüner Rohstoffe im Ausland kann aber früher oder später dazu führen, dass auch die HVC-Produktion (aufgrund von Verbundvorteilen) verstärkt an diesen Standorten stattfinden wird. Aus diesem Grund sieht etwa Rothermel (2022) vom Verband der Chemischen Industrie ein relevantes Green-Leakage-Risiko für die zukünftige inländische HVC-Produktion. Sollte es zukünftig zu einem steigenden globalen HVC-Bedarf kommen, so sei dieses Risiko für die deutschen HVC-Standorte allerdings als geringer einzuschätzen als bei global stagnierender oder gar rückläufiger HVC-Nachfrage.

Bei ausschließlicher Betrachtung der Energie- und Rohstoffkosten erscheint eine zukünftige Verlagerung industrieller Produktion wie Green Leakage für Deutschland somit naheliegend. Es müssen jedoch auch weitere Standortfaktoren berücksichtigt werden. In Bezug auf diese weisen Länder mit besonders günstigen Bedingungen für erneuerbare Energien (z. B. Länder der Region Mittlerer Osten und Nordafrika) in vielen Fällen auch Nachteile auf. So fehlen dort beispielsweise häufig ausgeprägte industrielle Strukturen (und somit Unternehmen, die in räumlicher Nähe Vorprodukte liefern und Endprodukte abnehmen könnten), verlässliche politische, rechtliche und sozioökonomische Rahmenbedingungen (was u. a. zu Risikoaufschlägen bei den Kapitalkosten und mangelnder Planungs- und Liefersicherheit führt), eine stabile Energieversorgung oder qualifizierte Arbeitskräfte. Außerdem haben Unternehmen ein Interesse daran, Investitionen an bestehenden Standorten zu tätigen, da dadurch häufig Teile der bereits existierenden Anlagen, Infrastrukturen sowie Wertschöpfungs- und Kundennetzwerke weitergenutzt werden können. Green Leakage dürfte also nicht wirksam werden, solange solche Standortvorteile die Nachteile bezüglich Kosten und Verfügbarkeit grüner Energieträger kompensieren können und es bei diesen Standortfaktoren nicht zu deutlichen Verschlechterungen kommt.

Aufgrund der Vielzahl relevanter Standortfaktoren ist es aus heutiger Sicht schwierig vorherzusehen, wie stark Green Leakage die deutsche Grundstoffindustrie in den kommenden Jahren und Jahrzehnten betreffen wird. In den Entwicklungspfaden wurden (wie ganz überwiegend auch in anderen aktuellen Szenariostudien für Deutschland) keine relevanten Green-Leakage-Effekte unterstellt. Vielleicht mehr noch als Carbon Leakage sorgt

die Möglichkeit von Green Leakage aber dafür, dass die Annahme einer weitgehend stabilen Grundstoffproduktion in Deutschland mit Unsicherheiten verbunden ist und ein deutlicher Rückgang der Produktion einzelner Grundstoffe hierzulande zukünftig nicht ausgeschlossen werden kann.

Maßnahmen zur Verhinderung bzw. Begrenzung von Green Leakage

Eine Reihe von Maßnahmen bzw. Instrumenten kann das zukünftige Risiko der Abwanderung industrieller Produktion aufgrund von Green Leakage reduzieren. Hierzu gehört insbesondere der konsequente Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland, um grüne Energieträger zukünftig in großen Mengen und zu günstigen Kosten erzeugen und somit die Kostendifferenz gegenüber anderen Regionen verringern zu können. In diesem Kontext ebenfalls wichtig wäre die frühzeitige Optimierung der Infrastrukturen für Import, Transport und Verteilung grüner Energieträger in Deutschland und Europa. Schließlich können der Ausbau von Energiepartnerschaften und die Unterstützung von wirtschaftlichen Kooperationen für einen kostengünstigen Import von erneuerbaren Energieträgern nach Deutschland einem möglichem Green Leakage entgegenzuwirken.

Eine weitere Möglichkeit dazu besteht in der Schaffung von günstigen rechtlichen, wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen zur Maximierung der Potenziale der Kreislaufwirtschaft, denn die Herstellung von Sekundärgrundstoffen ist meist mit deutlich niedrigeren Energiebedarfen verbunden als die Herstellung von Primärgrundstoffen (Gutowski et al. 2013). Zudem weist die Sekundärproduktion häufig den Vorteil auf, dass die benötigten Rohstoffe (wie Reststoffe) inländisch bzw. in Europa vorhanden sind.

Deutschland hat im Vergleich zu vielen anderen Ländern der Welt eine Reihe von Stärken bei anderen Standortfaktoren als den Energiekosten, wie z. B. eine hohe Innovationsfähigkeit (Bähr/Bardt 2021; Schwab 2019). Um bei der Standortwahl von Unternehmen mögliche Nachteile Deutschlands hinsichtlich der Energiekosten zu kompensieren und damit die Wahrscheinlichkeit für Green Leakage zu verringern, können Anstrengungen unternommen werden, um die vorhandenen Stärken zu erhalten und ggf. weiter auszubauen. Solche Anstrengungen können neben der Innovationsfähigkeit z. B. die Verfügbarkeit von Fachkräften, die Rechtssicherheit, leistungsfähige Transportinfrastrukturen oder die Zuverlässigkeit der Energieversorgung betreffen. In Bezug auf die Grundstoffindustrie sollte ein Fokus dieser Bemühungen insbesondere auf einem integrativen Ansatz liegen, der auch die Stärkung nachgelagerter Wertschöpfungsstufen mitdenkt bzw. anstrebt, um die Nachfrage nach (grünen) Grundstoffen und die bestehenden Standortvorteile durch vertikale Integration beizubehalten bzw. zu stärken.

5.5.3 Unklare zukünftige Rahmenbedingungen

Neben Carbon und Green Leakage stellen Unsicherheiten über wichtige zukünftige Rahmenbedingungen für die Produktion von Grundstoffen in Deutschland auch bereits kurzfristig ein Risiko für die Attraktivität des Standorts Deutschland dar. Planungssicherheit ist im anstehenden Transformationsprozess aufgrund der langfristigen Investitionsentscheidungen (mit Lebensdauern der Anlagen von häufig mehreren Jahrzehnten) von besonders hoher Bedeutung. Ausreichende Klarheit ist bereits in den kommenden Jahren bis 2030 nötig, in denen bei großen Teilen der Grundstoffindustrie bedeutende Reinvestitionsentscheidungen anstehen (Agora Energiewende/Wuppertal Institut 2019). Dies betrifft nicht nur die regulatorischen (z. B. THG-Reduktionsziele, rechtliche Lage zum Einsatz vom CCS), sondern auch die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen (z. B. Preise für Energieträger, Rohstoffe oder CO₂-Zertifikate, Etablierung grüner Märkte). So ist es für Unternehmen der Eisen/Stahl- und HVC-Produktion besonders wichtig, möglichst früh verlässlich abschätzen zu können, welche Mengen an erneuerbarem Strom, grünem Wasserstoff oder Rohstoffen bzw. Vorprodukten (Biomasse, Altkunststoffe, synthetisches Naphtha, DRI etc.) zu welchen Kosten im Inland bzw. von den potenziellen Lieferländern realistisch bezogen werden können, da dies die Prozessketten und damit den Anlagenbau in Deutschland entscheidend beeinflussen wird.

Sollte es der Grundstoffindustrie an Planungssicherheit mangeln, so erscheint es plausibel, dass Investitionen der entsprechenden Branchen verstärkt in solchen Ländern stattfinden werden, in denen entweder weniger ambitionierte Klimaschutzziele als in Deutschland formuliert wurden und/oder in denen bessere Bedingungen für erneuerbarer Energien und Rohstoffe bestehen. Aufgrund der erheblichen aktuellen Unsicherheiten ist nach Rothermel (2022) derzeit z. B. eine Tendenz zu erkennen, dass die Laufzeiten bestehender Steamcracker zur HVC-Produktion verlängert werden, während Investitionen in neue Anlagen (vorerst) ausbleiben.

Zeitnahe Schaffung ausreichend klarer Rahmenbedingungen

Für einen (möglichst weitgehenden) Erhalt der Grundstoffindustrie in Deutschland erscheint es daher wichtig, der hiesigen Industrie zeitnah eine möglichst große Klarheit über die zukünftigen Rahmenbedingungen für die industrielle Produktion zu geben. Vonseiten der Politik wurden hierzu erste Schritte unternommen. Ein Beispiel ist die Entscheidung auf EU-Ebene zur schrittweisen Reduktion der kostenlosen Zuteilung von Emissionszertifikaten bei gleichzeitiger Einführung eines CO₂-Grenzausgleichssystems für die Eisen/Stahl- und Zementproduktion – für die HVC-Produktion jedoch steht eine entsprechende Rahmensetzung noch aus (Kap. 5.5.1).

Ein weiteres Beispiel ist die Aufsetzung von staatlichen Förderinstrumenten für Investitionen in klimaneutrale Produktionsprozesse, wie etwa das Förderprogramm für Klimaschutzverträge des BMWK (2023a) für Unternehmen der energieintensiven Industrie (Kasten 5.1).¹⁴⁶ Mit Klimaschutzverträgen sollen die Zusatzkosten einer emissionsarmen Produktion (Investitions- und Betriebskosten) durch den Staat ausgeglichen werden. Dies steigert die Planungssicherheit für die Unternehmen, da Investitions- und Kostenrisiken durch klimaschutzbezogene Mehrkosten abgedeckt werden (Schuppert 2022). Ein Nachteil von solchen Förderinstrumenten ist allerdings, dass ihnen aufgrund von limitierten staatlichen Ausgabenbudgets und ggf. von europarechtlichen oder internationalen Vorgaben bezüglich Art und Umfang staatlicher Beihilfen Grenzen gesetzt sind. Außerdem weisen sie notwendigerweise eine begrenzte Laufzeit auf.

Kasten 5.1 Förderprogramm Klimaschutzverträge

Im Juni 2023 startete das BMWK (2023a) das Förderprogramm Klimaschutzverträge für Unternehmen in energieintensiven Industriebranchen. Die geförderten Unternehmen erhalten eine variable Förderung vom Staat, deren Höhe sich nach den jeweiligen Mehrkosten der klimafreundlichen Anlage im Vergleich zur konventionellen Anlage bemisst. Wenn die klimafreundliche Produktion günstiger wird als die konventionelle, soll sich die Zahlung umkehren und die geförderten Unternehmen zahlen ihre Mehreinnahmen an den Staat. Sobald das grüne Produkt preissetzend geworden ist, kann der Klimaschutzvertrag aufgehoben werden (BMWK 2023b, S. 3).

Eine Möglichkeit, um Investitionen in klimafreundliche Produktionsprozesse auch langfristig abzusichern, ist die Schaffung grüner Märkte. Durch eine entsprechende politische Rahmensetzung kann die Entstehung grüner Märkte unterstützt werden. Ein Beispiel hierfür sind im Zeitverlauf schärfer werdende Mindeststandards für Produkte der Grundstoffindustrie im Rahmen der vorgeschlagenen neuen europäischen Ökodesign-Verordnung. Auch Vorgaben für die Nutzung klimafreundlicher Grundstoffe im öffentlichen Beschaffungswesen können ein starker Hebel zur Steigerung und Sicherung der Nachfrage nach entsprechenden Produkten sein (CISL/Agora Energiewende 2021; IEA 2022). Eine zentrale Voraussetzung für grüne Märkte sind einheitliche Kriterien und Definition dafür, was unter grünen Grundstoffen zu verstehen ist und welche Anforderungen daraus für die jeweiligen Produktionsprozesse folgen (Fleischanderl 2022; IEA 2022). In der Industriestrategie des BMWK (2023d, S. 52 f.) gehört die Schaffung grüner Leitmärkte zu den künftig vorgesehenen Maßnahmen. Dazu sollen zeitnah die Anforderungen an die klimafreundliche Produktion definiert und die Einführung von freiwilligen Kennzeichnungen geprüft werden. Außerdem sollen künftig bei der öffentlichen Beschaffung klimafreundliche Produkte bevorzugt werden.

Ein weiteres Feld, in dem zeitnah ein ausreichend klarer regulatorischer Rahmen notwendig ist, betrifft den Einsatz von Verfahren zur Abscheidung und Speicherung bzw. Nutzung von CO₂ (CCS/CCU). Laut der Industriestrategie des BMWK (2023d, S. 53 f.) plant die Bundesregierung eine Carbon-Management-Strategie vorzulegen, mit welcher die Anwendung von CCS und CCU ermöglicht und punktuell gefördert werden soll, außerdem soll mit weiteren europäischen Ländern eine gemeinsame Speicherstrategie entwickelt werden. Zur Umsetzung größerer Projekte und Infrastrukturvorhaben kann es jedoch erst kommen, wenn alle wesentlichen politischen, rechtlichen und ökonomischen Fragen zu Transport, Speicherung und Nutzung von CO₂ hinlänglich geklärt sind (Benrath 2021). Auch nach Lampe (2022) sollte es vor dem Hintergrund der zu erwartenden langen Vorlaufzeiten umgehend mit der Planung und Umsetzung eines CO₂-Netzes begonnen werden, damit rechtzeitig die benötigten

¹⁴⁶ Die Förderrichtlinie steht unter dem Vorbehalt der laufenden beihilfe- und zuwendungsrechtlichen Prüfungen. Derzeit läuft das vorbereitende Verfahren (Stand September 2023; BMWK 2023a). Infolge des Urteils des BVerfG vom 15.11.2023 zum Zweiten Nachtragshaushaltsgesetz 2021 ist die Finanzierung noch unsicher (Stand Dezember 2023).

Leitungen zur Verfügung stehen, um den Abtransport des aus der Zementherstellung abgeschiedenen CO₂ zu ermöglichen.

Die Umstellung auf wasserstoffbasierte Herstellungsprozesse und Rohstoffe stellt eine wichtige Option für eine klimafreundliche Eisen/Stahl- und HVC-Produktion dar, wofür aber große Mengen an grünem Wasserstoff erforderlich sind (Kap. 4.5.1). Da der Bedarf je nach Transformationspfad die Möglichkeiten für eine inländische Erzeugung voraussichtlich übersteigen wird, wird Deutschland künftig auf Importe aus Ländern mit guten Produktionsbedingungen für grünen Wasserstoff angewiesen sein. Der Ausbau von Energiepartnerschaften mit potenziellen Lieferländern sowie eine staatliche Unterstützung von wirtschaftlichen Kooperationen zwischen Produzenten aus diesen Ländern und deutschen Unternehmen können dazu beitragen, die Planungssicherheit für Unternehmen der Grundstoffindustrie in Bezug auf erwartbare Mengen und Preise künftiger Wasserstoffimporte zu erhöhen. Um im Rahmen von konkreten Abkommen die Liefersicherheit auch langfristig gewährleisten zu können, erscheint es wichtig, dass neben technischen und ökonomischen Aspekten von Beginn an auch soziale, ökologische und (geo)politische Faktoren angemessene Berücksichtigung finden (TAB o.J.).

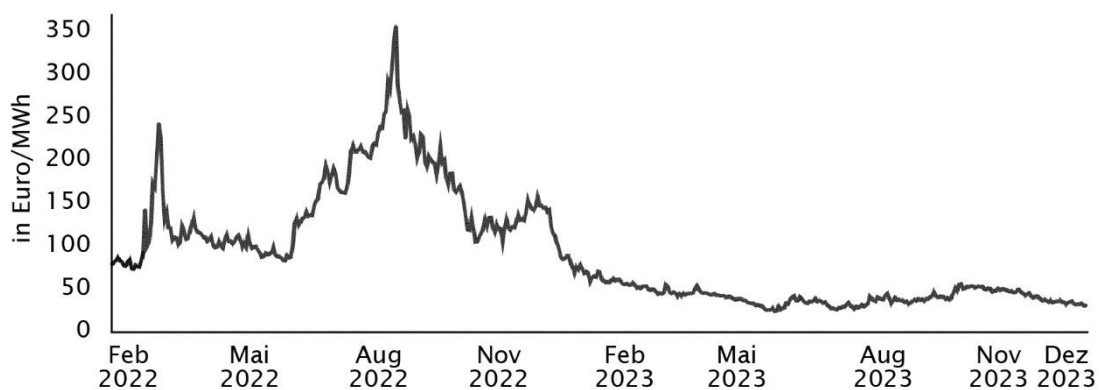
Ein Hemmnis für Investitionen in klimafreundliche Produktionsprozesse stellen derzeit auch die bestehenden Unsicherheiten über die künftigen Preise für (grünen) Strom dar. Da die Elektrifizierung eine wichtige Option auf dem Weg zu einer klimaneutralen Grundstoffindustrie ist (Kap. 4), haben wettbewerbsfähige Strompreise eine hohe Bedeutung insbesondere für die Transformation der Eisen/Stahl- und Chemieindustrie (Rothermel 2022; Theuringer/Klatte 2022). Die teilweise extremen Kostensteigerungen bei Strom- und Gaspreisen infolge des Ukrainekriegs machten deutlich, wie empfindlich industrielle Prozesse gegenüber Energiepreisschwankungen sein können. Welche Maßnahmen zu einer Stabilisierung der Strompreise beitragen können, ist Thema im folgenden Kapitel.

Zusätzlich zu konkreten politischen Maßnahmen zur Schaffung klarer Rahmenbedingungen ist schließlich auch ein glaubwürdiges Bekenntnis der Politik wichtig, die Grundstoffindustrie in Deutschland halten zu wollen und sie bei der anstehenden Transformation zu unterstützen. Die im Herbst 2023 vorgelegte Industriestrategie des BMWK (2023d) ist ein Beispiel hierfür.

5.5.4 Hohe Erdgas- und Strompreise

In der Folge des russischen Angriffskriegs gegen die Ukraine seit Februar 2022 und der bereits im Vorfeld, insbesondere aber in den darauffolgenden Monaten vonseiten Russlands stetig reduzierten Erdgaslieferungen nach Europa sind die Erdgaspreise weltweit und vor allem in Europa stark angestiegen. Ende August 2022 erreichte der Großhandelspreis für Erdgas für einen Terminkontrakt für den Folgemonat am deutschen THE-Handelspunkt mit 337 Euro/MWh einen Höchststand (Abb. 5.1). Im 4. Quartal 2022 sank der Erdgaspreis wieder auf ein Niveau zwischen 100 und 150 Euro/MWh (Bundesnetzagentur o.J.b). Zum Vergleich: Zwischen 2015 und 2020 lag der durchschnittliche europäische Erdgaspreis bei rund 20 Euro/MWh (EWI 2022, S. 58).

Abb. 5.1 Gaspreise Großhandel Terminkontrakt Folgemonat THE-Handelspunkt



Quelle: Bundesnetzagentur o.J.b

Zwar sind die Erdgaspreise infolge des Kriegsbeginns auch in anderen Teilen der Welt angestiegen, allerdings nicht so stark wie in Europa, das bisher in hohem Maße (vor allem über Pipelines transportiertes) Erdgas aus Russland importierte. So erreichten die Erdgaspreise in den USA (Henry Hub, Spotpreise) im August 2022 einen Höchststand von rund 30 US-Dollar/MWh und damit nur rund das 3-Fache des durchschnittlichen Preises von 2015 bis 2020.¹⁴⁷ Auch in Japan fiel der Preisanstieg seit Beginn des Ukrainekriegs deutlich moderater aus als in Europa. Im Oktober 2022 lag der Preis im Schnitt etwa 2- bis 3-mal höher als in den Vorjahren (Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 167).

Seit Mitte Dezember 2022 ist der Erdgaspreis in Deutschland (und Europa) infolge der erzielten Einsparungen beim Verbrauch, neuen Bezugsquellen (u. a. Flüssigerdgas per Schiff) und begünstigt durch einen milden Winter wieder deutlich gesunken. Ende 2023 lag er mit rund 34 Euro/MWh (THE für den Folgemonat; Abb. 5.1) gleichwohl immer noch deutlich über dem Durchschnitt im Zeitraum von 2015 bis 2020. Wie sich der Erdgaspreis weiter entwickeln wird, ist ungewiss und hängt von vielen Faktoren ab. Die Bundesnetzagentur (o. J. a) ging im Dezember 2023 in ihren Lageberichten auch weiterhin von schwankenden Preisen und einem höheren Preisniveau für Unternehmen (und private Verbraucher) aus.

Hohe Erdgaspreise wirken sich auch auf die Großhandelspreise für Strom aus, da Erdgaskraftwerke nach der Merit Order¹⁴⁸ in vielen Stunden im Jahr preissetzend auf dem Strommarkt sind. 2022 belief sich der durchschnittliche Day-ahead-Großhandelsstrompreis in Deutschland auf 235 Euro/MWh (mit einem Maximum im August 2022 von durchschnittlich 465 Euro/MWh; Abb. 5.2) und lag damit 6- bis 8-mal höher als die Durchschnittspreise der Jahre 2019 (38 Euro/MWh) oder 2020 (30 Euro/MWh; Bundesnetzagentur o. J. c). Infolge der Entspannung bei den Erdgaspreisen ist auch der Börsenstrompreis wieder gesunken und erreichte im Dezember 2023 im Schnitt 69 Euro/MWh, was aber immer noch mehr als das 2,2- bzw. 1,6-Fache der entsprechenden Dezemberwerte der Jahre 2019 und 2020 ist (Bundesnetzagentur o. J. c). Hohe Börsenstrompreise wirken sich aufgrund bestehender Lieferverträge teilweise nur verzögert auf die Stromkosten der Industrieunternehmen aus. Für industrielle Großabnehmer (70 bis 150 Mio. kWh/Jahr) erhöhte sich der Strompreis inklusive Netzentgelte, Vertriebskosten und nicht erstattungsfähige Steuern gemäß Berechnungen des BDEW (2023, S. 40) im Jahr 2022 dennoch auf durchschnittlich 184 Euro/MWh gegenüber 93 Euro/MWh im Jahr 2019 und 107 Euro/MWh im Jahr 2020. Zum Vergleich: In den USA zahlten Industriekunden 2022 im Durchschnitt umgerechnet rund 80 Euro/MWh.¹⁴⁹

Abb. 5.2 Day-ahead-Großhandelsstrompreis im Monatsdurchschnitt von 2019 bis 2023



Eigene Darstellung mit Daten von Bundesnetzagentur o. J. c.

¹⁴⁷ Berechnet mit Daten von www.eia.gov/dnav/ng/hist/rngwhhdM.htm (14.9.2023)

¹⁴⁸ Die Merit Order beschreibt die Aufreihung von Anlagen geordnet nach den angebotenen Preisen, zu denen sie bereit sind, Strom zu erzeugen. Die günstigsten Grenzkosten haben Laufwasserkraftwerke, Photovoltaik- und Windenergieanlagen. Konventionelle Kraftwerke haben allein durch die eingesetzten Brennstoffe höhere Grenzkosten (Bundesnetzagentur o. J. d).

¹⁴⁹ Berechnet mit Daten von www.eia.gov/beta/electricity/data/browser (18.9.2023)

Steigende Energiepreisdifferenzen zwischen Europa und anderen wichtigen Industrieregionen der Welt stellen eine große Herausforderung für die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen und europäischen Industrie dar, insbesondere wenn die Erdgas- und Strombezugskosten über mehrere Jahre gegenüber anderen Weltregionen relativ hoch bleiben sollten. Dies gilt in besonderem Maße für diejenigen Teile der Industrie, die energieintensiv produzieren und gleichzeitig in starkem internationalem Wettbewerb stehen. Beides trifft teilweise auch auf die Chemie- und die Stahlindustrie zu.

Die chemische Industrie befindet sich in einem intensiven internationalen Wettbewerb (Büchel et al. 2022) und hat gleichzeitig einen besonders hohen Erdgas- und Stromverbrauch. Viele der hergestellten Produkte werden global gehandelt und an verschiedenen Standorten weltweit hergestellt. Der Produktionskostenanstieg in Deutschland infolge deutlich höherer Erdgas- und Strompreise könnte folglich zu einer Verlagerung von Produktion in andere Länder bzw. Weltregionen führen. Auf die Wirtschaftlichkeit der in diesem TA-Projekt betrachteten HVC-Produktion in Deutschland hatten die hohen Erdgas- und Strompreise bisher weniger Einfluss, da die Rohstoffe mineralölbasiert sind und in Bezug auf den Energieeinsatz zumindest ein Teil des benötigten Erdgases als Nebenprodukt im Steamcracker anfällt. Dies gilt aber nicht mehr, wenn im Zuge der Transformation auf elektrisch beheizte Steamcracker sowie auf Rohstoffe auf Basis von mittels Elektrolyse gewonnenem Wasserstoff umgestellt werden sollte (Kap. 4.4). Rothermel (2022) betont außerdem indirekte Gefahren, da die hohen Energieträgerpreise die Wirtschaftlichkeit der Produktion von weiterverarbeitenden Unternehmen der chemischen Industrie beeinflussen. Ein Produktionsrückgang in der nachgelagerten HVC-Wertschöpfungskette würde indirekt auch die HVC-Produzenten treffen, da deren inländischer Absatzmarkt kleiner werden würde.

Auch die Primärstahlproduktion in Deutschland ist, da sie derzeit noch fast vollständig auf Kohle basiert, im Vergleich zu anderen energieintensiven Industrien aktuell nur mäßig von den hohen Erdgas- und Strompreisen betroffen. Durch die Umstellung der Hochöfen auf wasserstoffbasierte Direktreduktionsanlagen mit nachgeschalteten Lichtbogen- bzw. Schmelzöfen steigt allerdings der Strombedarf und somit die Abhängigkeit von wettbewerbsfähigen Strompreisen stark an (Kap. 4.2). Ähnlich wie bei der HVC-Produktion betonen Theuringer und Klatt (2022) auch für die Stahlindustrie die Gefahr, dass hohe Erdgas- und Strompreise die Wettbewerbsfähigkeit der stahlverarbeitenden Industrie in Deutschland insgesamt beeinträchtigen und es auf diese Weise zu negativen Rückwirkungen auf die deutsche Primärstahlherstellung kommen könnte. Die Sekundärstahlerzeugung aus Schrott hingegen benötigt vor allem Strom als Energieträger und steht daher bereits heute an zahlreichen Standorten unter hohem Kostendruck.

Adressierung von Risiken durch hohe Energieträgerpreise

Deutlich höhere Energieträgerpreise im Vergleich zu anderen Industrieregionen bergen somit ein Risiko, dass es in den kommenden Jahren zu Produktionsverlagerungen und Standortverlusten in der Chemie- und Stahlindustrie kommt. Dies hätte nicht nur kurzfristige und unmittelbare Auswirkungen auf die industrielle Wertschöpfung und die Anzahl der Beschäftigten in diesen Industriesektoren (und aufgrund der wirtschaftlichen Verflechtungen auch darüber hinaus), zusätzlich würden sich dadurch vermutlich auch die Chancen reduzieren, in diesen Sektoren umfangreiche Investitionen in klimaneutrale Produktionsprozesse durchzuführen. Es gilt also nach Wegen zu suchen, wie die Risiken durch hohe Energieträgerpreise gemindert werden können. Dazu stehen prinzipiell zwei Ansätze (bzw. auch eine Kombination davon) zur Verfügung: Zum einen kann versucht werden, den Bedarf nach teuren Energieträgern zu reduzieren, zum anderen können Maßnahmen zur Senkung der Preise für diese Energieträger ergriffen werden.

Eine Möglichkeit, auf sinkende Erdgaspreise hinzuwirken, ist eine Ausweitung des Angebots am Großhandelsmarkt. Dazu kann bzw. muss – falls eine Wiederaufnahme von russischen Erdgasimporten dauerhaft nicht möglich oder nicht gewünscht ist – das vormals aus Russland bezogene Erdgas aus anderen Ländern importiert werden. Neben höheren Erdgaslieferungen aus Ländern wie Norwegen, Niederlande oder Belgien werden hierbei auch zusätzliche Importe von Flüssigerdgas (Liquefied Natural Gas – LNG), das per Schiff geliefert wird, eine wichtige Rolle spielen. Allerdings ist LNG, weil hier zusätzliche Kosten für Verflüssigung, Schiffstransport und Regasifizierung anfallen, gegenüber per Pipeline transportiertem Erdgas meist teurer, sodass der Erdgaspreis das Vorkrisenniveau (bei anhaltend hohem Verbrauch) künftig vermutlich nicht mehr erreichen wird.

Zur Reduktion des Erdgasverbrauchs gibt es verschiedene Optionen: Die gegenwärtig hohe Abhängigkeit industrieller Prozesse von Erdgas kann beispielsweise durch einen beschleunigten inländischen Hochlauf der Produktion von grünem Wasserstoff vermindert werden. Eine zentrale Bedingung hierfür ist ein gegenüber den vergangenen Jahren deutlich intensivierter Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland. Bei ausreichend schneller Degression der Erzeugungskosten für grünen Wasserstoff und einem steigenden CO₂-Preis in Richtung 100 bis 200 Euro/t könnte bereits im Laufe der 2030er Jahre (bezogen auf den Energiegehalt der Energieträger) ein Kostenvorteil gegenüber der Nutzung von Erdgas entstehen (Agora Energiewende/Guidehouse 2021). Der Erdgasbedarf könnte außerdem durch eine beschleunigte Elektrifizierung des industriellen Wärmebedarfs gesenkt werden (Münnich 2022). Allerdings hätte auch dies einen deutlichen Mehrbedarf an (erneuerbarem) Strom zur Folge.

Schwieriger ist es, Wettbewerbsnachteile infolge teurer Strompreise zu mindern. Eine deutliche Reduzierung des Strombedarfs in der Grundstoffindustrie ist aus heutiger Sicht kaum umsetzbar, da Elektrifizierung und die Umstellung auf erneuerbare Energieträger und Rohstoffe, die zu wesentlichen Teilen aus erneuerbarem Strom gewonnen werden sollen, insbesondere Wasserstoff, wichtige Elemente der Transformation hin zu einer weitgehend klimaneutralen Produktion darstellen (Kap. 4). Abgesehen von einer direkten finanziellen staatlichen Unterstützung (z. B. in Form eines subventionierten Industriestrompreises), verbleibt somit im Wesentlichen nur die Möglichkeit, (erneuerbaren) Strom durch eine starke Ausweitung des Angebots zu verbilligen. Dies ist auch die favorisierte Maßnahme der Bundesregierung, die einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien mit einer Reihe von (geplanten) Maßnahmen unterstützt bzw. unterstützen möchte (BMWK 2023g, S. 2 ff.), wie z. B. durch beschleunigte Genehmigungsverfahren für erneuerbare Energieanlagen, die Ausweitung der Flächen für Windenergie oder durch Bürgerschaftsprogramme für entsprechende Investitionen. Um den Zugang für die Industrie zu günstigem erneuerbarem Strom zu erleichtern, sollen außerdem Direktverträge zwischen Erzeugern und Industrieunternehmen gefördert werden.

Für Unternehmen der Primärstahl- und die HVC-Produktion, die im Vergleich zu anderen energieintensiven Industrien derzeit nur moderat von hohen Strompreisen betroffen sind (nicht so jedoch die Sekundärstahlerzeugung), hängen Investitionsentscheidungen in klimafreundliche Produktionsprozesse am Standort Deutschland insbesondere von den erwartbaren Stromkosten ab 2030 ab, wenn der Strombedarf durch die Umstellung auf wasserstoffbasierte Direktreduktionsverfahren mit strombetriebenen Lichtbogen- oder Schmelzöfen in der Stahlherstellung bzw. auf elektrische Steamcracker und wasserstoffbasierte Rohstoffe in der HVC-Produktion in die Höhe schnellte. Vor diesem Hintergrund erscheinen politische Maßnahmen, welche die Beschaffungskosten für Strom in Deutschland auf lange Sicht vermindern können (z. B. eine dauerhafte Senkung von Steuern und Abgaben), sinnvoll.

6 Schlussfolgerungen und Handlungsfelder

Deutschland soll bis 2045 klimaneutral werden. Dies bedeutet, dass auch die Industrie, die 2020 für 176 Mio. t CO₂-eq bzw. 24 % der deutschen THG-Emissionen verantwortlich war (UBA 2023), bis 2045 netto keine Treibhausgase mehr ausstoßen darf. Ein Großteil der industriellen THG-Emissionen entfallen heute auf wenige Branchen der Grundstoffindustrie, im Besonderen auf die Eisen- und Stahlproduktion (2020: 46 Mio. t CO₂-eq; Kap. 3), die Zementherstellung (20 Mio. t CO₂-eq) und die HVC-Produktion der chemischen Grundstoffindustrie (8 Mio. t CO₂-eq). Unter der Maßgabe, dass industrielle Grundstoffe auch weiterhin in Deutschland in ähnlich hoher Menge wie heute produziert werden sollen, sind innerhalb der nächsten 20 Jahre die konventionellen, überwiegend auf fossilen Ressourcen basierenden Produktionsprozesse auf emissionsarme Verfahren und Rohstoffe umzustellen. Diese stehen zwar prinzipiell zur Verfügung, allerdings ist die Transformation technisch und wirtschaftlich voraussetzungsreich und für die Unternehmen, die häufig in scharfem internationalem Wettbewerb stehen, auch mit hohen Risiken verbunden. Die Unternehmen der Grundstoffindustrie werden die Transformation daher nicht aus eigener Kraft werden stemmen können. Daraus leitet sich für die Politik die Aufgabe ab, die Unternehmen beim notwendigen Umbauprozess zu unterstützen.

Zur staatlichen Unterstützung der industriellen Transformation existiert bereits ein breites Angebot an forschungs- und industriepolitischen Instrumenten. Es umfasst u. a. Fördermechanismen zur Steigerung der Energieeffizienz (z. B. die »Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft«), für den Aufbau

emissionsarmer bzw. -freier Prozesstechnologien (z. B. das Förderprogramm »Dekarbonisierung in der Industrie«) oder für die Etablierung einer Wasserstoffwirtschaft (z. B. die »Technologieoffensive Wasserstoff«) (Kap. 3 u. 4). Weitere nationale Maßnahmen stehen kurz vor der Einführung bzw. sind geplant, wie z. B. die Maßnahmen des Wachstumschancengesetzes¹⁵⁰ zur Verbesserung der steuerlichen Rahmenbedingung für Klimainvestitionen (BMF 2023) oder das »Förderprogramm Klimaschutzverträge« (Kap. 5.5.3) (Stand November 2023).¹⁵¹ Hinzu kommen Maßnahmen auf europäischer Ebene, etwa die schrittweise Einführung des CO₂-Grenzausgleichsmechanismus für Produkte der Eisen/Stahl- und Zementindustrie (Kap. 5.5.1).

Eine Analyse der Effekte und Erfolgchancen der bereits umgesetzten und angekündigten politischen Instrumente, die in komplexer Weise miteinander wechselwirken, konnte im Rahmen des TA-Projekts nicht geleistet werden. Im Folgenden richtet sich das Augenmerk auf die Bedingungen und Anforderungen, die für ein Gelingen der Transformation in den drei hier behandelten Grundstoffindustrien als maßgeblich angesehen werden. Als Basis für die Ausführungen diene das Kapitel 7 im Gutachten von Prognos und Wuppertal Institut (2022, S. 173 ff.), das aktualisiert und insbesondere in Bezug auf den Forschungsbedarf erweitert wurde.

6.1 Politische Handlungsoptionen zur Förderung der Transformation

Für die in diesem TA-Projekt untersuchten Grundstoffindustrien Eisen/Stahl, Zement und HVC zeigen die Analysen ein facettenreiches Bild in Bezug auf die Transformation. Für die Politik bestehen dementsprechend vielfältige Möglichkeiten, den Umbauprozess zu unterstützen.

Technische Realisierungsbedingungen durch gezielte Forschungs- und Entwicklungsförderung verbessern

Die Transformation der betrachteten Grundstoffindustrien wird als technisch machbar angesehen. Für eine Reihe von emissionsarmen alternativen Produktionsprozessen existiert technologisches Basiswissen und es liegen Erfahrungswerte aus anderen Produktionsbereichen vor (z. B. Einsatz von EAF für die Primärstahlerzeugung). Weitere Technologieoptionen überwandern Test- und Zulassungsverfahren erfolgreich (z. B. neue Normzemente) oder werden derzeit in Pilotanlagen erprobt (z. B. die reine wasserstoffbasierte Direktreduktion von Eisenerz). Die industrielle Umsetzung hat aber gerade erst begonnen und ein großskaliger Einsatz ist noch nicht erreicht. Auf dem Weg dahin sind noch viele technische Detailfragen zu klären und verfahrenstechnische Herausforderungen zu meistern (Kap. 3).

Für die Unternehmen der Grundstoffindustrie, aber auch z. B. für den Maschinen- und Anlagenbau ist die Transformation daher mit einem hohen Aufwand für Forschung und Entwicklung verbunden. Politische Möglichkeiten, um die Unternehmen in dieser Hinsicht zu entlasten, sind ein Ausbau der projektbezogenen Forschungs- und Entwicklungsförderung, die Ausweitung der steuerlichen Forschungsförderung oder die Förderung von Pilot- und Demonstrationsvorhaben. Im Rahmen dieses TA-Projekts identifizierte wichtige technologische Fragestellungen für eine gezielte Forschungs- und Entwicklungsförderung werden in Kapitel 6.2 gebündelt dargestellt und begründet.

Die verfügbaren klimafreundlichen Technologieoptionen erscheinen teilweise wechselseitig exklusiv. Daher müssen Unternehmen zu bestimmten Zeitpunkten im Transformationsprozess Pfadentscheidungen für gewisse Technologieoptionen treffen. Diese Unternehmensentscheidungen sollten in der FuE-Förderung Berücksichtigung finden, da ab diesem Zeitpunkt auf diese Technologieoptionen fokussierte Förderprogramme eine höhere Wirkung entfalten dürften als technologieoffen formulierte Programme.

¹⁵⁰ Wachstumschancengesetz vom 27.3.2024

¹⁵¹ Durch das Urteil des BVerfG vom 15.11.2023 zum Zweiten Nachtragshaushaltsgesetz 2021 ist die Finanzierung von entsprechenden Förderprogrammen derzeit teilweise unsicher. Die Folgen des Urteils für die weitere politische Unterstützung der Transformation der Grundstoffindustrien können an dieser Stelle aber nicht antizipiert werden.

Integratives Gesamtkonzept für die Förderung

Zwischen den betrachteten Grundstoffindustrien bestehen Wechselwirkungen, sodass sich der Technologiewechsel in einer Grundstoffindustrie auf die Rahmenbedingungen der Transformation in den anderen Grundstoffindustrien auswirkt. Dies betrifft etwa die Verfügbarkeit der begrenzt verfügbaren grünen Energieträger oder Rohstoffe, um welche die Grundstoffindustrien untereinander, aber auch mit anderen Sektoren (Gebäude, Verkehr) konkurrieren. Außerdem werden die Energie- und Stoffströme zwischen den Grundstoffindustrien beeinflusst. Ein Beispiel ist Hüttensand aus dem Hochofen, der eine kritische Ressource für die Zementindustrie darstellt, die bei einer weitgehenden Umstellung auf das Direktreduktionsverfahren wegzubrechen droht. Es könnte daher sinnvoll sein, einen Teil der Hochöfen mit CO₂-Abscheidung weiter zu betreiben. Gleichzeitig können neue Stoffflüsse entstehen, wie z. B. die Belieferung der HVC-Produktion mit CO₂ aus der Abscheidung bei Zementwerken.

Wechselwirkungen bestehen auch zu anderen Branchen entlang der Wertschöpfungskette: Vom notwendigen Umbauprozess könnte vor allem der deutsche Maschinen- und Anlagenbau stark profitieren, sofern hier rechtzeitig ausreichende Kapazitäten für diese Aufgabe aufgebaut werden. Synergien zum Energiesektor könnten dann geschaffen werden, wenn unter den verfügbaren Technologieoptionen vor allem solche ausgewählt werden, die grundsätzlich einen flexiblen Betrieb erlauben und so die Einbindung fluktuierender erneuerbarer Energien in das Stromsystem unterstützen könnten. Um künftig eine gesicherte inländische Nachfrage nach grünen Grundstoffen zu schaffen, müssen schließlich auch die nachgelagerten Wertschöpfungsketten in den strategischen Überlegungen Berücksichtigung finden. Hier gilt es, die Innovations- und Wettbewerbsfähigkeit der Abnehmerbranchen zu erhalten, wobei hier vor allem KMU im verarbeitenden Gewerbe eine bedeutende Rolle spielen, die auf ihren Gebieten nicht selten Weltmarktführer sind.

Aufgrund der starken Wechselwirkungen innerhalb und zwischen den Branchen sind integrative Förderprogramme, die nicht nur einzelne Industrien adressieren, sondern die Transformation als branchen- und sektorübergreifende Aufgabe verstehen und alle Stufen der Wertschöpfungskette miteinbeziehen, ein wichtiger Erfolgsfaktor für das Gelingen der Transformation. Dazu wären in einem ersten Schritt ein intensiverer Austausch zwischen allen relevanten Akteuren (einschließlich KMU) nötig. Diesen Dialog gilt es zu organisieren, um aus den dabei gewonnenen Erkenntnissen in einem zweiten Schritt zwischen den Branchen und Sektoren abgestimmte Strategien und politische Unterstützungskonzepte zur Beförderung der Transformation ableiten zu können.

Sicherung grüner Ressourcen

Eine ausreichende Verfügbarkeit von grünen Ressourcen, wie erneuerbarer Strom, grüner Wasserstoff, Biomasse oder Pyrolyseöl aus dem chemischen Recycling, ist für das Gelingen der Transformation essenziell. Dazu notwendig sind neben einer höheren Ressourceneffizienz die Ausweitung der erneuerbaren Energien in Deutschland, der Aufbau einer heimischen Wasserstoffindustrie und die Stärkung der Kreislaufwirtschaft. Politische Unterstützungsinstrumente, wie z. B. die vielfältigen Maßnahmen zur Förderung des Ausbaus der erneuerbaren Stromerzeugung, die vorgesehene Förderung von Elektrolyseuren in Deutschland (BMWK 2023c) oder die geplante nationale Kreislaufwirtschaftsstrategie (BMWK 2023d, S. 48), weisen hier den richtigen Weg. Trotz großer Anstrengungen zur Erweiterung des heimischen Angebots ist jedoch davon auszugehen, dass ein beträchtlicher Teil der künftig benötigten grünen Ressourcen (z. B. Wasserstoff, Naphtha, Methanol) auch importiert werden müssen.¹⁵² Hier gilt es, Energiepartnerschaften mit möglichen Exportländern weiter auszubauen und wirtschaftliche Kooperationen zwischen diesen Ländern und Unternehmen in Deutschland für einen kostengünstigen Import von grünen Energieträgern und Rohstoffen zu unterstützen.

Die Wirkungen bzw. Erfolge der bestehenden und künftig geplanten politischen Instrumente zur Sicherung grüner Ressourcen sollten (gemessen daran, ob die tatsächlichen bzw. erwarteten Bedarfe laufend gedeckt werden können) regelmäßig evaluiert werden, um nötigenfalls frühzeitig nachsteuern zu können. Beim Aufbau neuer Importnetzwerke scheint es zudem sinnvoll, auf eine hinreichende Diversifizierung zu achten, um Importabhängigkeiten zu einzelnen Lieferländern zu vermeiden. Im Rahmen von konkreten Abkommen erscheint es schließlich wichtig, dass neben technischen und ökonomischen Aspekten auch soziale, ökologische und (geo)politische

¹⁵² Eine Abschätzung von Importquoten für grüne Ressourcen war im Rahmen dieses TA-Projekts nicht möglich, da keine Gesamtsystemberechnungen vorgenommen wurden.

Faktoren von Beginn an angemessene Berücksichtigung finden, um die Liefersicherheit auch längerfristig gewährleisten zu können.¹⁵³

Investitionen in klimaneutrale Produktionsprozesse anreizen

Emissionsarme Produktionsprozesse gehen im Vergleich mit konventionellen Technologien meist mit höheren Investitions- und Betriebskosten einher, was zu (temporär) höheren Produktionskosten führt. Die Kostenparität (vor allem infolge steigender Kosten für CO₂-Emissionszertifikate) wird gemäß den in diesem TA-Projekt durchgeführten Modellrechnungen für die Stahlproduktion um 2035 und für die Zementherstellung um 2030 erwartet, anschließend dürften die klimafreundlichen Produktionsrouten günstiger sein. Eine emissionsarme Herstellung von HVC bleibt den Berechnungen zufolge allerdings auch über 2045 hinaus erheblich teurer als mit konventionellen Verfahren.

Aufgrund der (temporär) höheren Produktionskosten sind Investitionen in klimafreundliche Produktionsprozesse im derzeitigen Wettbewerbsumfeld wirtschaftlich unattraktiv. Um schon jetzt, also noch bevor die Kostenparität erreicht wird, Investitionen anzureizen, sind staatliche Förderprogramme zur Kompensation der klimaschutzbedingten Mehrkosten sinnvoll. Ein Beispiel dafür ist das neu aufgelegte Förderprogramm für Klimaschutzverträge des BMWK (Kap. 5.5.3), durch welches die Zusatzkosten einer emissionsarmen Produktion durch den Staat ausgeglichen werden sollen. Angesichts der teilweise hohen Kostendifferenzen zwischen den klimafreundlichen und konventionellen Produktionsrouten ist es wichtig, entsprechende Förderprogramme mit ausreichend hohen Mitteln auszustatten. Sollten beihilferechtliche Restriktionen das erforderliche Fördervolumen limitieren, müsste auf Ebene der EU eine Harmonisierung in Bezug auf entsprechend große Pakete angestrebt werden.

Vor allem für die HVC-Produktion fehlt es auch langfristig an ökonomischen Anreizen für Klimaschutzinvestitionen. Um den Preis für grünes HVC nicht dauerhaft durch staatliche Subventionen drücken zu müssen, sind zusätzliche Instrumente, wie etwa die Etablierung grüner Märkte, erforderlich.

Grüne Märkte für Endprodukte anregen

Die (temporär) höheren Produktionskosten für klimafreundliche Grundstoffe führen – sofern die Mehrkosten nicht staatlich kompensiert, sondern entlang der Wertschöpfungskette weitergegeben werden – zu höheren Preisen bei Endprodukten (Autos, Gebäude, Medikamente etc.). Das Ausmaß der Kostensteigerungen lässt sich derzeit nicht verlässlich quantifizieren. Gemäß den in diesem TA-Projekt durchgeführten vereinfachenden Modellrechnungen wirken sich die Kostensteigerungen bei den Grundstoffen jedoch wohl nur marginal auf die Preise der Endprodukte aus (Kap. 4.6.2). Bestätigt sich dies, könnte die Schaffung grüner Märkte auf Ebene der Endprodukte eine große Hebelwirkung entfalten, da sich so eine Nachfrage für die teureren klimafreundlichen Grundstoffe praktisch ohne finanziellen Mehraufwand für die Käufer der Endprodukte generieren ließe. Dies erscheint vor allem für die HVC-Produktion attraktiv, um eine dauerhafte staatliche Subventionierung der grünen Produktion zu vermeiden.

Die Etablierung grüner Märkte für Endprodukte erfordert Transparenz über die Eigenschaften der grünen Vorprodukte, was durch Standardisierung und Normierung erreichbar ist. Parallel dazu erscheint die Schaffung grüner Finanzierungsinstrumente hilfreich, um einen privatwirtschaftlichen Finanzierungsmarkt für Klimainvestitionen aufzubauen. Dafür wären zeitnah die notwendigen Rahmenbedingungen zu setzen. Auf nationaler Ebene können grüne Märkte für Endprodukte über die öffentliche Beschaffung gestärkt werden: Durch eine umweltfreundliche öffentliche Beschaffung (z. B. im Fahrzeugpark der öffentlichen Hand) wird einerseits eine konstante Nachfrage erzeugt, andererseits kann dies Vorbildcharakter für andere Kundenkreise/gruppen (Privatwirtschaft, Haushalte) haben.

¹⁵³ Dieses Thema wird vom TAB aktuell im TA-Projekt »Chancen und Risiken von Wasserstoffpartnerschaften und -technologien in Entwicklungsländern« bearbeitet (TAB o. J.).

Internationalen Wettbewerb für Grundstoffe adressieren

Weil Klimaschutz mit höheren Kosten verbunden ist, können Produktionsverlagerungen in Weltregionen, in denen weiterhin kostengünstig mit konventioneller Technologie produziert werden kann, aus heutiger Sicht nicht ausgeschlossen werden (Carbon Leakage; Kap. 5.5.1).

Die Einführung eines europäischen CO₂-Grenzausgleichsystems für Erzeugnisse der Eisen/Stahl- und Zementindustrie (bisher allerdings noch nicht für HVC) stellt voraussichtlich ein effizientes Instrument dar, um zumindest für den europäischen Markt die Risiken für Produktionsverlagerungen zu verringern. Bisher fehlt es jedoch an einer Lösung für die außereuropäischen Märkte. Sollte es aufgrund von handelsrechtlichen Regelungen auch künftig nicht möglich sein, die klimaschutzbedingten Mehrkosten bei Exporten europäischer Grundstoffe staatlich zu kompensieren, müssen die internationalen Abstimmungen und Harmonisierungen der Klimaschutzanstrengungen in den globalen Grundstoffindustrien vorangetrieben werden. Dies umfasst u. a. die folgenden ambitionierten Aufgabefelder: Einheitliche Klimaziele, Harmonisierung von Bilanzierungs-, Anrechnungs- und Zertifizierungssystemen, Erweiterung von Emissionshandelssystemen, Angleichung von CO₂-Kosten und -Steuern, Etablierung internationaler grüner Märkte mit harmonisierten Anforderungen sowie Erschließung und Anrechnung von globalen CO₂-Senken. Der Weg dahin ist aber noch weit.

Standortvorteile in Deutschland stärken

Eine Gefahr für Produktionsverlagerungen entsteht auch aus dem Umstand, dass grüne Energieträger und Rohstoffe in anderen Teilen der Welt deutlich kostengünstiger erzeugt werden können als in Deutschland (Green Leakage; Kap. 5.5.2).

Politische Handlungsoptionen gegen Green Leakage bestehen in erster Linie im konsequenten Ausbau der erneuerbaren Energien mitsamt den notwendigen Infrastrukturen in Deutschland, um das Angebot zu erhöhen und damit den Preis für grüne Energieträger zu senken. Parallel dazu können Energiepartnerschaften mit möglichen Exportländern ausgebaut werden. Fraglich bleibt allerdings, ob diese Instrumente ausreichen, um den Wettbewerbsnachteil hinsichtlich der Energiekosten vollständig auszugleichen.

Bei Standortentscheidungen der Unternehmen sind die Energiekosten aber nur ein Faktor von vielen. Weitere wichtige Standortfaktoren sind z. B. die Innovationsfähigkeit, die Verfügbarkeit von Fachkräften, die Kundennähe, eine hohe Rechtssicherheit, ein gutes Infrastrukturangebot oder die Zuverlässigkeit der Energieversorgung. In Bezug auf diese Faktoren sind Deutschland und Europa gegenüber vielen Ländern der Welt im Vorteil. Politische Anstrengungen zum Erhalt und zur Stärkung dieser Standortfaktoren erscheinen daher sinnvoll, um mögliche Nachteile durch hohe Energiekosten zu kompensieren und so das Risiko für Green Leakage zu senken. Mit Blick auf die Grundstoffindustrien sollten diese Anstrengungen einem integrativen Ansatz folgen, der auch auf eine Stärkung der nachgelagerten Wertschöpfungsstufen abzielt, um so die Nachfrage nach Grundstoffen zu sichern sowie bestehende Standortvorteile durch Kundennähe und vertikale Integration beizubehalten bzw. zu stärken.

Transformation nicht durch einen Fachkräftemangel abbremsen

Die Transformation geht mit Veränderungen in den benötigten beruflichen Qualifikationen der Beschäftigten einher. Für die in diesem TA-Projekt betrachteten Grundstoffindustrien werden zwar keine grundlegend anderen Berufsbilder bzw. Ausbildungen für nötig erachtet, allerdings besteht ein Bedarf an Zusatzqualifikationen. Zudem erhöhen die mit neuen Anlagen einhergehende Digitalisierung und Automatisierung die Anforderungen an die Beschäftigten.

Derzeit ist das Wissen darüber, welche beruflichen Qualifikationen künftig weiterhin bzw. zusätzlich erforderlich sind, noch lückenhaft. Ein besseres Verständnis ist notwendig, um entsprechende Anpassungen in der beruflichen Aus- und Weiterbildung sowie in der akademischen Bildung vorzunehmen. Handlungsdruck besteht insbesondere in der Stahlindustrie, da hier der Technologiewechsel bereits in den kommenden Jahren ansteht (die Zement- und HVC-Produktion sind diesbezüglich weniger zeitkritisch). Anderenfalls besteht die Gefahr, dass die Transformation durch einen Mangel an qualifizierten Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern ausgebremst wird.

Rahmenbedingungen für die Realisierung von CCS/CCU verbessern

Für eine klimaneutrale Stahl- und HVC-Produktion bis 2045 ist die CO₂-Abscheidung eine gangbare Technologieoption, für eine klimaneutrale Zementproduktion ist sie aus heutiger Sicht alternativlos. Das Kohlendioxid-Speicherungsgesetz erlaubt in Deutschland bislang nur Demonstrationsprojekte und beschränkt die inländische Gesamtspeichermenge. In einigen europäischen Ländern (vor allem Nordseeanrainer) und außerhalb Europas wird die CO₂-Speicherung zum Teil schon im industriellen Maßstab eingesetzt (BMWK 2023d, S. 53). Abgeschiedenes CO₂ aus Deutschland könnte künftig z. B. nach Norwegen transportiert und dort unter dem Meeresboden eingelagert werden. Dafür erforderlich wäre eine leistungsfähige CO₂-Transportinfrastruktur (vor allem Pipelines), um die Industrieanlagen mit den Speicherstätten zu verbinden. Sollte darüber hinaus in Deutschland abgeschiedenes CO₂ nicht nur exportiert, sondern auch hierzulande in großen Mengen gespeichert werden, so wäre ein entsprechender Rechtsrahmen zu schaffen. Allerdings ist bei einer inländischen Speicherung mit gesellschaftlichen Akzeptanzproblemen zu rechnen.

Da in der Stahlindustrie Entscheidungen über einen möglichen Weiterbetrieb von (dann mit CO₂-Abscheidung ausgerüsteten) Hochöfen zeitnah erfolgen müssen und es eine klimafreundliche Zementindustrie in Deutschland nur mit CO₂-Abscheidung geben wird, sind angesichts der zu erwartenden langen Vorlaufzeiten rasche politische Entscheidungen zum Aufbau einer leistungsfähigen CO₂-Transportinfrastruktur und ggf. großskaligen Speicherstätten in Deutschland erforderlich. An diese Entscheidungen anschließende Förderprogramme wären dann gezielt danach auszurichten, bestehende Wissenslücken zu schließen, die Akzeptanz zu fördern und den Aufbau der notwendigen Infrastrukturen zu beschleunigen.

Planungssicherheit durch langfristige politische Rahmensetzung

Die bisher geschnürten Instrumentenpakete zur staatlichen Unterstützung der Transformation decken in der Regel den Zeitraum bis (maximal) 2030 ab (Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 180). Dies gilt teilweise auch für aktuell geplante Maßnahmen, wie das Wachstumschancengesetz oder die Senkung der Stromsteuer für das produzierende Gewerbe auf den europäischen Mindestsatz (Bundesregierung 2023) (Stand November 2023). Bei der Transformation der Grundstoffindustrie handelt es sich jedoch um einen langfristigen Umbauprozess, der teilweise bis weit in die 2040er Jahre reichen wird. Aufgrund der langen Investitionszyklen bei Anlagen sind die Unternehmen bereits heute gezwungen, bedeutende Planungs- und Investitionsentscheidungen über den gesamten Zeitraum bis 2045 zu treffen. Es ist folglich wichtig, der Grundstoffindustrie zeitnah eine möglichst große Klarheit über die zukünftigen Rahmenbedingungen für die industrielle Produktion weit über das Jahr 2030 hinaus zu geben. Mit der Einführung eines europäischen CO₂-Grenzausgleichssystems, den Regelungen für den Start eines Wasserstoffkernnetzes im novellierten Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)¹⁵⁴ und der geplanten Einführung von Klimaschutzverträgen (für die eine Laufzeit von jeweils 15 Jahren vorgesehen ist, BMWK 2023e) sind erste Maßnahmen verabschiedet worden, die diesem Anspruch gerecht werden. Weitere politische Entscheidungen über die Rahmenbedingungen für die Grundstoffproduktion in Deutschland nach 2030 sollten folgen.

Zusätzlich zu konkreten politischen Maßnahmen zur Schaffung klarer Rahmenbedingungen ist schließlich ein glaubwürdiges Bekenntnis der Politik wichtig, die Grundstoffindustrie in Deutschland halten zu wollen und sie bei der anstehenden Transformation zu unterstützen. Die im Herbst 2023 vorgelegte Industriestrategie des BMWK (2023d) ist dafür ein Beispiel.

¹⁵⁴ Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) vom 7.7.2005, zuletzt am 22.12.2023 geändert

6.2 Schwerpunkte für die Forschung und Entwicklung

Im Folgenden werden im Rahmen des TA-Projekts identifizierte Fragen für die Forschung und Entwicklung gebündelt dargestellt und begründet.

6.2.1 Technologische Fragestellungen

Unternehmen der Grundstoffindustrie haben die Notwendigkeit eines klimafreundlichen Umbaus ihrer Produktionsprozesse und -anlagen erkannt und die notwendigen Schritte dazu vielfach auch bereits in entsprechenden Transformationsstrategien konkretisiert. Bisher existieren diese Strategien aber meist nur auf dem Papier. Die technologische Umsetzung stellt die Unternehmen vor große Herausforderungen, weil es sich um eine »Operation am offenen Herzen« handelt, die unter hohem Zeit- und Wettbewerbsdruck stattfindet. So wird es, um die Kontinuität der Produktion aufrechtzuerhalten, nötig sein, den Technologiewechsel größtenteils bei laufender Produktion zu realisieren (was ggf. temporär parallele Produktionsstrukturen erforderlich macht). Zudem müssen die neuen Produktionsprozesse mit ihren spezifischen Energie- und Stoffströmen, Produktqualitäten und -quantitäten möglichst nahtlos in ein bestehendes, hochkomplexes und hocheffizientes industrielles Gefüge sowie in bestehende Kundennetzwerke eingefügt werden. Ob bzw. wie dies mit den verfügbaren Technologieoptionen gelingen kann, ist noch nicht hinreichend geklärt und muss weiter erforscht und erprobt werden. Dabei gilt: Je mehr technisches Wissen über die möglichen Vermeidungstechnologien zur Verfügung steht, desto reibungsloser bzw. vorausschauender lässt sich der Umbauprozess gestalten.

6.2.1.1 Eisen/Stahl

Im international wettbewerbsintensiven Stahlmarkt hat sich die deutsche Stahlindustrie bislang vor allem durch ihre technische Kompetenz in der Rohstahlherstellung und somit durch die Produktion von hochqualitativen und innovativen Stahlsorten für besonders anspruchsvolle Abnehmerbranchen (z. B. Automobil, Maschinenbau, Bauindustrie) behaupten können. Durch die Transformation dürfen diese Wettbewerbsvorteile sowie bestehende Kundennetzwerke nicht gefährdet werden. In Bezug auf die emissionsarmen Technologieoptionen lassen sich daraus folgende Schwerpunkte für die Forschung ableiten.

Welche Stahlqualitäten können mit den klimafreundlichen Produktionsprozessen kommerziell hergestellt werden?

Die höchsten Stahlqualitäten werden gegenwärtig im Hochofen und der angeschlossenen Konvertermetallurgie der Primärstahlerzeugung erzielt. Falls die konventionelle Hochofenroute weitgehend durch die Route wasserstoffbasierte Direktreduktion mit Lichtbogenofen, die ohne Konverter auskommt, ersetzt wird, könnten bestimmte hochwertige Stähle mit niedrigen Kohlenstoff- und Stickstoffgehalten zur Herausforderung werden. Solche Stähle können im Lichtbogenofen nur mittels nachgeschalteter Behandlungsschritte erzeugt werden, die den technologischen Aufwand vergrößern, was die Produktionskosten erhöht und die Produktivität verringert. Außerdem besteht ein Zielkonflikt zwischen der erzielbaren Stahlqualität und der Wirtschaftlichkeit des Lichtbogenofens: Durch Zugabe von Eisen- und Stahlschrott kann die Produktivität des Ofens gesteigert werden, allerdings geht dies aufgrund der Verunreinigungen im Schrott zulasten der Stahlqualität. Weitere Forschung und Entwicklung ist notwendig, um optimale Prozessbedingungen für diese Route zu identifizieren.

In Bezug auf die Stahlqualitäten scheint aus heutiger Sicht die Route wasserstoffbasierte Direktreduktion mit Schmelzofen und Konverter besser geeignet zu sein, da hier die bestehende Konvertermetallurgie bestehen bleibt. Der Einsatz von elektrischen Schmelzöfen für die Herstellung von reinem Roheisen ist allerdings noch kein etabliertes Verfahren und muss zunächst erprobt und ggf. angepasst werden.

Wie lassen sich klimafreundliche Produktionsprozesse möglichst nahtlos in bestehenden Produktionsstrukturen einbinden?

Im Stahlwerk ist die gesamte Logistik auf die Produktivität der Gießanlagen ausgerichtet, damit der Produktionsprozess vom Eisenerz bis zur Stahlbramme kontinuierlich und optimal ausgelastet abläuft. Gegenüber dem Konverter haben heute gängige Lichtbogenöfen aber einen geringeren Durchsatz, sodass durch den Technologiewechsel die Mengenflüsse und zeitlichen Abläufe im Stahlwerk gestört werden können. Wenn parallel betriebene Lichtbogenöfen vermieden werden sollen (wodurch sich die Komplexität der Gesamtlogistik erhöhen würde), ist eine Weiterentwicklung der Anlagentechnik des Lichtbogenofens nötig.

Dahingegen bewirkt die Route mit Schmelzöfen hinsichtlich der Kapazitäten keine Restriktionen. Probleme bereitet hier jedoch der Übergang vom Schmelzofen zum Konverter. In der konventionellen Hochofenroute nutzt der Konverter im Roheisen enthaltenen Kohlenstoff als Energielieferant, welcher im wasserstoffreduzierten Roheisen aber fehlt. Der Kohlenstoff muss daher im Schmelzofen zugesetzt werden, was hier aber den Energiebedarf erhöht und zu unerwünschten CO₂-Emissionen führt. Notwendig sind alternative Ansätze für die Energiezufuhr im Konverter, was weitere Forschung erfordert.

Wie kann Deutschlands Innovationskraft im Bereich Stahl erhalten und gestärkt werden?

Die Stahlindustrie hat als Basisindustrie eine zentrale Funktion für viele deutsche Wertschöpfungsketten. Bedeutende Sektoren wie die Automobilindustrie, der Maschinen- und Anlagenbau oder die elektrotechnische Industrie sind auf ein kontinuierliches Angebot an innovativen und hochwertigen Stählen angewiesen (RWI 2015).

Die Stahl- und Stahlanwendungsforschung in Deutschland stützt sich auf ein dichtes Netz von Forschungseinrichtungen und Hochschulen. Diese Forschung wird überwiegend aus Mitteln der großen Stahlunternehmen finanziert. Dies hat u. a. zur Folge, dass in der Wertschöpfungskette nachfolgende KMU nur im geringen Maße mit ihren Potenzialen in die Forschung integriert sind (Lemken et al. 2008). Diese KMU haben jedoch das Potenzial, z. B. im Bereich erneuerbare Energien in Verbindung mit innovativen Stahlanwendungen eine Vorreiterrolle zu übernehmen. Ansätze zur besseren Einbindung von KMU existieren. Beispielsweise unterstützt das Stahlinstitut VDEh mit seinem Betriebsforschungsinstitut die Zuse-Gemeinschaft¹⁵⁵, welche die Interessen der unabhängigen privatwirtschaftlich organisierten Forschungseinrichtungen vertritt. Solche Aktivitäten könnten durch die Politik unterstützt und so weiter ausgebaut werden.

6.2.1.2 Zement

Die THG-Emissionen der Zementindustrie gehen zu zwei Dritteln auf die Klinkerproduktion zurück. Da aus heutiger Perspektive bis 2045 keine massentaugliche Alternative zum Klinker existiert, hat die Zementindustrie, um den künftigen Bedarf an CO₂-Abscheidung soweit wie möglich zu senken, die Entwicklung klinkerarmer Normzemente forciert. Deren Leistungsfähigkeit hängt aber im hohen Maße von den als Klinkerersatz verwendeten Zuschlagstoffen ab. Das zu erwartende Wegbrechen von etablierten Zuschlagstoffen wie Hüttensand und Steinkohlenflugasche stellt daher eine große Herausforderung für die Zementindustrie dar. Verschärft wird die Problematik durch die anwenderseitig stetig steigenden Anforderungen an moderne Betonanwendungen (z. B. Carbonbeton, Leichtbeton, Ultrahochfestbeton, Beton für den 3-D-Druck). Mit Blick auf die Forschungs- und Entwicklungsförderung können daraus die im Folgenden angeführten Schlussfolgerungen gezogen werden.

Eignen sich alternative Schlacken für Hüttensand?

Durch die Transformation der Stahlindustrie weg von Hochofen hin zur Direktreduktion wird die Verfügbarkeit von Hüttensand stark reduziert. Eine wichtige Forschungsfrage lautet daher, ob bzw. unter welchen Bedingungen

¹⁵⁵ www.zuse-gemeinschaft.de (17.11.2023)

die nach dem Technologiewechsel anfallenden Schlacken (Lichtbogenofen-, Schmelzofen- oder Konverterschlacke) geeignet sind, als adäquater Ersatz für Hochofenschlacke in der Zementindustrie eingesetzt zu werden.

Alternative Zumahlstoffe finden

Auf der Suche nach neuen Zumahlstoffen werden einige Hoffnungen in Tonminerale gesetzt, die in der Natur in großen Mengen vorkommen. Die Heterogenität dieser Tongemische stellt allerdings eine große Herausforderung dar, da damit hergestellte Zemente je nach Lagerstätte der Tonminerale ggf. unterschiedliche Eigenschaften aufweisen könnten. Der Forschungsbedarf für eine notwendige Erweiterung des Portfolios an geeigneten Zumahlstoffen ist daher aktuell hoch.

Forschung zu neuen Bindemittelsystemen verstärken

Um jenseits der CO₂-Abscheidung größere Emissionsminderungen in der Zementindustrie zu realisieren, sind neue leistungsfähige Bindemittelsysteme nötig, die nicht auf Klinker beruhen. An diesen wird schon seit Jahrzehnten geforscht, allerdings ohne, dass bislang ein Durchbruch zu einer breiten Anwendbarkeit gelungen ist. Ein Grund hierfür ist die zu geringe, in ihrem Budget begrenzte Forschungsintensität zu dieser komplexen Materie. Entsprechende Forschungsanstrengungen könnten daher durch gezielte und langfristig angelegte Förderprogramme intensiviert werden.

Bestehende Innovationshemmnisse senken

Der Markteintritt für neue Bindemittelsysteme wird vor allem auch durch die aufwendigen und zeitintensiven Zulassungsverfahren erschwert. In den letzten 20 Jahren wurden wissenschaftsbasierte Ansätze und aufwendige Untersuchungsmethoden entwickelt, um die Prozesse der Bindemittelchemie insbesondere auch in Bezug auf die Dauerhaftigkeit besser zu verstehen. Die Modellierung chemischer Reaktionen am Computer spielt ebenfalls eine wichtige Rolle, um das Verhalten von Bindemitteln in unterschiedlichen Situationen über mehrere Jahre besser vorherzusagen (Zogg 2017). Diese Grundlagenforschung hilft, die Innovationszyklen zu beschleunigen. Ein Ausbau der Grundlagenforschung in der Bindemittelchemie könnte daher dazu beitragen, innovative Bindemittel schneller auf den Markt zu bringen.

Innovative kleine Unternehmen und Institutionen fördern

Auffallend ist, dass die Patentportfolios kleiner Unternehmen und Institutionen, die zumeist außerhalb der Zementbranche angesiedelt sind, eine wichtige Rolle bei Innovationen im Zementbereich spielen. Von großen Unternehmen wurden eigene Investitionen für Forschung und Entwicklung in gänzlich neue Bindemittelsysteme bisher nicht getätigt. Ein Grund könnten die langen Zeithorizonte und damit einhergehende Risiken bei der Entwicklung und Zulassung sein. Die Förderung radikal neuer Forschungsansätze bei kleinen innovativen Unternehmen oder Institutionen könnte somit ein großer Hebel sein, um bei großen Zementherstellern Interesse zu wecken und Investitionen auszulösen.

6.2.1.3 HVC

Die Umstellung der Produktionsprozesse gilt hier – verglichen mit den anderen betrachteten Grundstoffindustrien – als weniger voraussetzungsreich, auch wenn noch technische Detailfragen zu klären sind. Offene Fragen

bestehen hingegen in Bezug auf die Umstellung von fossilen auf grüne Rohstoffe. So hängen die Realisierungsbedingungen für die Transformation der HVC-Produktion insbesondere davon ab, ob bzw. wie die erforderlichen Mengen an grünen Rohstoffen bereitgestellt werden können.

Alternative Technologieoptionen weiterentwickeln

Beim elektrischen Steamcracker stellt die hohe Wärmeübertragung auf kleinem Raum eine technische Herausforderung dar. Hier bestehen noch offene Forschungs- und Entwicklungsfragen in Bezug auf geeignete Beheizungsarten, Materialien und Stromübertragungstechniken. Anlagen zur Herstellung von Olefinen aus Methanol werden z. B. in China bereits großtechnisch eingesetzt. Um künftig auch Aromaten über diese Route synthetisieren zu können, besteht aber noch weiterer FuE-Bedarf. In Bezug auf den Einsatz von Pyrolyseöl im Steamcracker müssen noch optimale Verwertungswege für die anfallenden Nebenprodukte und Reststoffe gefunden werden. Denkbar ist eine stoffliche Weiterverwendung, eine Rückführung als Rohstoff in Vergasungs- und Reformingprozesse oder eine thermische Nutzung.

Verfügbarkeit der Ressourcen für alternative Routen klären

Eine klimafreundliche HVC-Produktion ist über unterschiedliche Routen und mit verschiedenen grünen Rohstoffen (Pyrolyseöl, synthetisches Naphtha, grünes Methanol) möglich. Die Rohstoffe wiederum können über verschiedene Synthesewege aus unterschiedlichen Ausgangsstoffen (Altkunststoffe, Biomasse, Wasserstoff, CO₂) gewonnen werden. Abschätzungen zu den langfristigen Mengenpotenzialen für diese Ausgangsstoffe sind aber noch mit hohen Unsicherheiten verbunden, außerdem konkurrieren auch andere Branchen und Sektoren um diese knappen Ressourcen. Um den Unternehmen der HVC-Produktion Investitionsentscheidungen für bestimmte Routen und Synthesewege zu erleichtern, ist frühzeitig eine möglichst hohe Klarheit über künftig verfügbare Mengen und Preise für diese Ressourcen nötig. Zu diesem Zweck sollten Untersuchungen zu den langfristigen nachhaltigen Mengenpotenzialen für diese Ausgangsstoffe sowie zu integrierten Nutzungsszenarien unter Einbezug aller Nachfragebranchen fortgeführt und ggf. intensiviert werden.

Forschungsfragen zum chemischen Recycling

Soll die Herstellung von HVC aus Pyrolyseölen aus dem chemischen Recycling forciert werden, so sind neben ausreichenden Mengen an Altkunststoff auch großtechnische Pyrolyseanlagen nötig. Zwar sind Pyrolyseanlagen für Altkunststoff bereits am Markt, in Bezug auf eine Hochskalierung bestehen aber noch offene Forschungsfragen. Dies betrifft z. B. ökologische Fragen, etwa hinsichtlich der Beseitigung von problematischen Rückständen. Außerdem wären die Auswirkungen auf andere Nutzungsarten für Altkunststoffe zu untersuchen, etwa auf das stoffliche Recycling oder die thermische Verwertung zur Fernwärmeerzeugung in Müllverbrennungsanlagen, um optimale Verwertungsstrategien für Altkunststoffe zu entwickeln und auf diese Weise ihren Beitrag zur Kreislaufwirtschaft zu maximieren.

6.2.2 Ökonomische und sozioökonomische Forschungsfragen

Klar ist, dass die Transformation der Stahl-, Zement- und HVC-Produktion hin zu (weitgehender) Klimaneutralität nicht ohne teilweise massive Auswirkungen vonstattengehen wird. Diese betreffen sozioökonomische Faktoren (z. B. Produktionskosten, Wettbewerbsfähigkeit, Beschäftigung, Qualifikationen) in den Grundstoffindustrien selbst, aber auch darüber hinaus auf vor- (z. B. auf den Maschinen- und Anlagenbau) und nachgelagerte Branchen (z. B. Automobil, Bauwirtschaft) Über das genaue Ausmaß dieser Wirkungen sind gegenwärtig meist nur Mutmaßungen möglich, da fundierte Untersuchungen bislang weitgehend fehlen. Belastbare Erkenntnisse zu mögli-

chen sozioökonomischen Effekten unterschiedlicher Transformationspfade sind aber wichtig, um den Umbauprozess proaktiv zu gestalten. In diesem TA-Projekt identifizierte offene Forschungsfragen könnten u. a. durch folgende Forschungsaktivitäten adressiert werden.

Wie wirken sich teurere Grundstoffe auf die Preise für Endprodukte aus?

Gemäß den für den vorliegenden Bericht durchgeführten Berechnungen wirken sich die klimaschutzbedingten Zusatzkosten für die Stahl-, Zement- und HVC-Produktion nur marginal auf die Herstellungskosten der Endprodukte (z. B. Pkw, Gebäude, Medikamente) aus. Allerdings basiert die verwendete Modellierung auf starken Vereinfachungen, sodass komplexere Modelle und eine bessere sowie aktuelle Datenbasis notwendig sind, um Kosten- und Preiseffekte genauer abschätzen zu können. Dies würde es auch ermöglichen, ggf. nötige staatliche Kompensationsmechanismen für klimaschutzbedingte Mehrkosten an den tatsächlichen Bedarfen auszurichten.

Wie lassen sich die Risiken für Produktionsverlagerungen effektiv mindern?

Die Verlagerung von Teilen der Grundstoffproduktion in Weltregionen mit geringerer CO₂-Kostenbelastung (Carbon Leakage) oder mit besseren Bedingungen für die Erzeugung von erneuerbaren Energien (Green Leakage) stellt eine relevante Gefahr für den Wirtschaftsstandort Deutschland bzw. Europa dar. Zur Minderung der Risiken existieren verschiedene politische Instrumente. Welche Instrumente bzw. Instrumentenbündel (ggf. in welcher zeitlichen Abfolge) den effektivsten Schutz vor Carbon bzw. Green Leakage bieten, ist eine noch offene Frage. Um sie zu beantworten, ist ein besseres Verständnis der Ursachen und Folgen von Carbon bzw. Green Leakage notwendig. Forschungsbedarf besteht u. a. zu folgenden Aspekten (Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 161 f. u. 164):

- › Welche Grundstoffindustrien (und ggf. nachgelagerte Wertschöpfungsstufen) sind besonders durch Carbon oder Green Leakage gefährdet und welche ökonomischen Ausmaße könnten diese Effekte annehmen?
- › Wie beeinflussen unterschiedlich plausible Annahmen zum Verhalten bzw. zur Klimaschutzpolitik anderer Weltregionen die Investitionsentscheidungen in den Unternehmen der Grundstoffindustrie? Welche Rolle spielen hierbei aktuelle politische Beschlüsse und Diskussionen?
- › Ist das CO₂-Grenzausgleichssystem in seiner aktuellen Ausgestaltung geeignet, um den schrittweisen Ausstieg der kostenlosen Zuteilung von Emissionszertifikaten ohne Gefahren für Carbon Leakage zu vollziehen? Wie müsste das System ggf. weiterentwickelt werden?
- › Inwieweit ist es aus gesamtwirtschaftlicher Sicht überhaupt sinnvoll, Green Leakage zu vermeiden bzw. zu begrenzen? Wäre es ggf. klüger, grüne Grundstoffe künftig in größeren Mengen zu importieren, um den Fokus der heimischen industriellen Produktion stärker auf die Weiterverarbeitung zu innovativen und hochqualitativen Produkten zu legen?

Arbeitsplatzeffekte der Transformation besser verstehen

Infolge der erwarteten (moderaten) Produktionsrückgänge sowie einer höheren Prozessautomatisierung sind in den untersuchten Grundstoffindustrien gewisse Arbeitsplatzverluste nicht auszuschließen. Ob diese Verluste durch ebenfalls absehbare gegenläufige Effekte (z. B. durch zusätzliche Arbeitsschritte beim Einsatz der CO₂-Abscheidung) kompensiert werden können, ist nach derzeitigem Kenntnisstand jedoch kaum abzuschätzen. In den vor- und nachgelagerten Wertschöpfungsketten scheinen hingegen deutlich die positiven Arbeitsplatzeffekte zu überwiegen (z. B. infolge des nötigen Aufbaus einer Wasserstoffwirtschaft), allerdings lassen sich die Effekte auch hier noch nicht genau quantifizieren.

Um mit zielgerichteten arbeits- und bildungspolitischen Maßnahmen die Transformation so sozialverträglich wie möglich zu gestalten, ist ein besseres Verständnis der zu erwartenden Arbeitsplatzeffekte einschließlich der Auswirkungen auf die Qualifikationsanforderungen für die Beschäftigten notwendig. Dazu könnten u. a. folgende Forschungsaktivitäten beitragen (Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 152):

- › Weiterentwicklung der makroökonomischen Modellierung zu gesamtwirtschaftlichen Effekten der Transformation (Wertschöpfung, Arbeitsplatzeffekte) für unterschiedliche Annahmen zu den zukünftigen Produktionsmengen in Deutschland;
- › regionalwirtschaftliche Untersuchungen der möglichen sozioökonomischen Auswirkungen für spezielle Regionen bzw. industrieller Cluster;

Untersuchungen zu den zukünftigen Qualifikationsanforderungen einer klimaneutralen Grundstoffproduktion: Wie werden sich die Anforderungen im Zeitverlauf verändern? Inwieweit und mit welchen Fortbildungen können Beschäftigte mit bisherigen und zukünftig nicht mehr (in gleichem Umfang) benötigten Qualifikationen umgeschult werden?

7 Anhang

7.1 Anhang zu Kapitel 3.1: Eisen- und Stahlerzeugung

7.1.1 Kenngrößen für Anlagen der konventionellen Stahlerzeugung in Deutschland: aktueller Stand und Entwicklung

In den folgenden Tabellen werden die Kenngrößen der einzelnen Anlagen der heutigen konventionellen Stahlerzeugung in Deutschland aufgeführt: Kokereien, Sinteranlagen, Pelletieranlagen, Hochofen, Konverter, Lichtbogenofen und Direktreduktionsofen (via Methan). Zudem wird die Entwicklung der Kenngrößen bis 2045 abgeschätzt (für Referenzpfad und für die Entwicklungspfade in Kap. 4). Die Tabellen entstammen dem Gutachten von Prognos/Wuppertal Institut (2022, S.21 ff.).

Tab. 7.1 Kenngrößen Kokereien

| Kenngröße | Einheit | Wert | Jahr | Entwicklung | Quellen |
|--------------------|--------------------------------|---------|------|----------------|---|
| Brennstoffbedarf | GJ/t RS | 1,0–1,2 | 2010 | -3,0% bis 2045 | Blesl/Kessler 2013; UBA 2014 |
| davon Erdgas | % | 60–65 | 2010 | | AG Energiebilanzen o. J. |
| davon Kokereigas | % | 35–40 | 2010 | | AG Energiebilanzen o. J. |
| Strombedarf | kWh/t RS | 28 | 2010 | -3,0% bis 2045 | wie Brennstoffbedarf |
| Emissionen | t CO ₂ -eq/ t RS | 0,17 | 2020 | -3,0% bis 2045 | gemäß Brennstoffbedarf, EU-ETS |
| Lebensdauer | a | 25 | | konstant | Annahme |
| Investitionskosten | | | | | |
| Neubau | Euro/t RS | 114 | | konstant | BCG 2013 |
| Retrofit | Euro/t RS | 15 | | konstant | BCG 2013, Agora Energie-wende/Wuppertal Institut 2019 |

RS: Rohstahl, Retrofit: Optimierung der Anlage nach höchster Effizienz

Quelle: Prognos/Wuppertal Institut 2022, S.21

Tab. 7.2 Kenngrößen Sinteranlagen

| Kenngröße | Einheit | Wert | Jahr | Entwicklung | Quellen |
|--------------------|--------------------------------|---------|------|----------------|---|
| Brennstoffbedarf | GJ/t Sinter | 1,2–1,9 | 2010 | -2,6% bis 2045 | Blesl/Kessler 2013; Moser et al. 2018; UBA 2012, 2014 |
| davon Gase* | % | 95 | 2010 | | AG Energiebilanzen o. J., Annahme |
| davon Kohlen | % | 5 | 2010 | | AG Energiebilanzen o. J., Annahme |
| Strombedarf | kWh/t Sinter | 28 | 2010 | ±0% bis 2045 | wie Brennstoffbedarf |
| Emissionen | t CO ₂ -eq/ t RS | 0,18 | 2020 | -2,6% bis 2045 | gemäß Brennstoffbedarf, EU-ETS |
| Sinterbedarf | t/t RE | 1,1 | 2010 | -1,3% bis 2045 | BDI/Stahlinstitut VDEh 2013, Annahme |
| Lebensdauer | a | 25 | | konstant | Annahme |
| Investitionskosten | | | | | |
| Neubau | Euro/t RS | 51 | | konstant | BCG 2013 |
| Retrofit | Euro/t RS | 17 | | konstant | BCG 2013, Agora Energiewende/Wuppertal Institut 2019 |

* fossile Gase: Gicht-, Kokerei-, Erdgas

RS: Rohstahl; RE: Roheisen; Retrofit: Optimierung der Anlage nach höchster Effizienz

Quelle: Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 21

Tab. 7.3 Kenngrößen Pelletieranlagen

| Kenngröße | Einheit | Wert | Jahr | Entwicklung | Quellen |
|-----------------------|--------------------------------|------|------|--------------|--------------------------------------|
| Brennstoffbedarf | GJ/t Pellets | 1,0 | 2010 | ±0% bis 2045 | UBA 2012 |
| davon Gase* | % | 32 | 2010 | | AG Energiebilanzen o. J., Annahme |
| davon Kohlen/ Koks | % | 57 | 2010 | | AG Energiebilanzen o. J., Annahme |
| davon Mineralöle | % | 11 | | | AG Energiebilanzen o. J., Annahme |
| Strombedarf | kWh/t Pellets | 28 | 2010 | ±0% bis 2045 | wie Brennstoffbedarf |
| Emissionen | t CO ₂ -eq/ t RS | 0,03 | 2020 | ±0% bis 2045 | gemäß Brennstoffbedarf, EU-ETS |
| Pelletbedarf | t/t RE | 0,34 | 2010 | ±0% bis 2045 | BDI/Stahlinstitut VDEh 2013, Annahme |
| Lebensdauer | a | 25 | | konstant | Annahme (wie Sinteranlage) |
| Investitionskosten | | | | | |
| Neubau | Euro/t RS | 51 | | konstant | Annahme (wie Sinteranlage) |
| Retrofit | Euro/t RS | 17 | | konstant | Annahme (wie Sinteranlage) |

* fossile Gase: Gicht-, Kokerei-, Erdgas

RS: Rohstahl; RE: Roheisen; Retrofit: Optimierung der Anlage nach höchster Effizienz

Quelle: Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 22

Tab. 7.4 Kenngrößen Hochofen

| Kenngröße | Einheit | Wert | Jahr | Entwicklung*** | Quelle(n) |
|-------------------|--------------------------------|-----------|------|--|---|
| Brennstoffbedarf* | GJ/t RS | 12,0–16,0 | 2015 | Pfad A: -11 % bis 2045 Pfad B: -5 % bis 2045 | für alle Bedarfe: Blesl/Kessler 2013; Dahlmann et al. 2010; Gerspacher et al. 2011; UBA 2012; WV Stahl 2015 |
| davon Koks | GJ/t RS | 9,0–9,4 | 2015 | Pfad A: -14,0% bis 2045 Pfad B: -13,9% bis 2045 | |
| davon Kohlen | GJ/t RS | 4,5–4,8 | 2015 | Pfad A: -8,6 % bis 2045 Pfad B: 10 % bis 2045 | |
| davon Mineralöle | GJ/t RS | 0,25 | 2015 | -8,9% bis 2045 | |
| davon Gichtgas | GJ/t RS | 1,3 | 2015 | ±0 % bis 2045 | |
| davon sonstige** | GJ/t RS | 0,045 | 2015 | ±0 % bis 2045 | |
| Strombedarf | kWh/t RS | 28 | 2015 | Pfad A: -5,8 % bis 2045 Pfad B: ±0 % bis 2045 | |
| Emissionen | t CO ₂ -eq/ t RS | 1,33 | 2020 | Pfad A: -23 % bis 2045 Pfad B: ±0 % bis 2045 | gemäß Brennstoffbedarf, EU-ETS |
| Gichtgas | | | | | |
| Ausstoß | t/t RE | 6,1–6,5 | 2020 | ±0 % bis 2045 | AG Energiebilanzen o. J. |
| Abfackelung | t CO ₂ -eq/ t RS | 0,07–0,25 | 2020 | ±0 % bis 2045 | AG Energiebilanzen o. J. |
| Verstromung | t CO ₂ -eq/ t RS | 0,59–0,64 | 2020 | ±0 % bis 2045 | AG Energiebilanzen o. J. |
| Bestückung | | | | | |
| davon Sinter | % | 59 | 2010 | -1,3 % bis 2045 | BDI/Stahlinstitut VDEh 2013, Annahme |
| davon Pellets | % | 27 | 2010 | ±0 % bis 2045 | BDI/Stahlinstitut VDEh 2013, Annahme |
| davon Erze | % | 14 | 2010 | 5,3 % bis 2045 | BDI/Stahlinstitut VDEh 2013, Annahme |
| Erzbedarf | t/t RS | 1,36–1,44 | | konstant | Agora Energiewende/Wuppertal Institut 2019, Daten Prognos AG |
| Kalkbedarf | kg/t RS | 278 | | konstant | Agora Energiewende/Wuppertal Institut 2019 |

| | | | | |
|-------------------------|-----------|-------|----------|---|
| Hochofen- schlacke | kg/t RS | 275 | konstant | Dahlmann et al. 2012 |
| davon Hüttensand | % | 70–80 | konstant | |
| Lebensdauer | a | 18 | konstant | Daten Prognos AG |
| Investitions- kosten | | | | |
| Neuzu- stellung | Euro/t RS | 30–50 | konstant | Daten Prognos AG |
| Neubau | Euro/t RS | 149 | konstant | BCG 2013 |
| Retrofit | Euro/t RS | 74 | konstant | BCG 2013, Agora Energie- wende/Wuppertal Institut 2019 |

* bzw. Reduktionsmitteleinsatz

** erneuerbare Energien, Grubengas, Abfälle

*** Pfad A mit höherer Hochofeneffizienz als Pfad B aufgrund zusätzlicher Verbesserungsmaßnahmen: Gichtgasrückführung, Abwärmenutzung Hochofenschlacke

RS: Rohstahl; RE: Roheisen; Retrofit: Optimierung der Anlage nach höchster Effizienz

Quelle: Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 22 f.

Tab. 7.5 Kenngrößen Konverter

| Kenngröße | Einheit | Wert | Jahr | Entwicklung | Quellen |
|---------------------|--------------------------------|-----------|------|----------------|--|
| Brennstoffbedarf* | GJ/t RS | 0,7–0,8 | 2010 | -7,2% bis 2045 | UBA 2012, Annahme |
| Strombedarf | kWh/t RS | 40 | 2010 | -7,2% bis 2045 | wie Brennstoffbedarf |
| Emissionen | t CO ₂ -eq/ t RS | 0,04 | 2020 | -2,6% bis 2045 | gemäß Brennstoffbedarf, EU-ETS |
| Schrotteinsatz | t/t RS | 0,19 | 2020 | konstant | Berechnung Prognos AG |
| Konvertergasausstoß | GJ/t RS | 0,35–0,7 | 2010 | ±0% bis 2045 | UBA 2012 |
| Lebensdauer | a | 20 | | konstant | Annahme |
| Investitionskosten | | | | | |
| Neubau | Euro/t RS | 128 | | konstant | BCG 2013 |
| Retrofit | Euro/t RS | 64 | | konstant | BCG 2013, Agora Energiewende/Wuppertal Institut 2019 |

* fossile Gase: Gicht-, Kokerei-, Erdgas

RS: Rohstahl; RE: Roheisen; Retrofit: Optimierung der Anlage nach höchster Effizienz

Quelle: Prognos/Wuppertal Institut 2022, S.23

Tab. 7.6 Kenngrößen Elektrolichtbogenofen (EAF)

| Kenngröße | Einheit | Wert | Jahr | Entwicklung | Quellen |
|---------------------------------|--------------------------------|-----------|------|------------------|---|
| Brennstoffbedarf* | GJ/t RS | 0,61–0,76 | 2010 | -4,4 % bis 2045 | für alle Bedarfe: Moser et al. 2018; UBA 2012, 2014 |
| Strombedarf | kWh/t RS | 380–560 | 2010 | -41 % bis 2045** | |
| Emissionen | t CO ₂ -eq/ t RS | 0,06 | 2020 | -3,0 % bis 2045 | gemäß Brennstoffbedarf, EU-ETS |
| davon prozess- bedingt*** | % | 30 | | | Agora Energiewende/Wuppertal Institut 2019; UBA 2014 |
| Schrottbedarf | t/t RS | 1,08 | 2020 | konstant | Berechnung Prognos AG |
| Kalkbedarf | kg/t RS | 50 | | | Agora Energiewende/Wuppertal Institut 2019 |
| Lebensdauer | a | 20 | | konstant | Hölling et al. 2021 |
| Investitions- kosten | | | | | |
| Neubau | Euro/t RS | 150–250 | | konstant | BCG 2013 |
| Retrofit | Euro/t RS | 97 | | konstant | BCG 2013, Agora Energie- wende/Wuppertal Institut 2019 |

* nur fossile Gase (überwiegend Erdgas)

** Eine deutliche Verbesserung des spezifischen Strombedarfs ist durch neue EAF-Designs möglich: Siemens Simetal EAF Quantum (Abel et al. 2012), EcoArc (Sugasawa et al. 2014), effizienter EAF (VDEh 2010): alle mit einem spezifischen Stromverbrauch von 280 bis 320 kWh/t RS gegenüber dem heutigen durchschnittlichen Bedarf von rund 490 kWh/t RS.

*** Diese prozessbedingten Emissionen aus Elektrodenabbrand (4 kg/t RS) und Schaum Schlackenbildung (Schäumkohle, 16 kg/t RS) sind nicht vermeidbar.

RS: Rohstahl; RE: Roheisen; Retrofit: Optimierung der Anlage nach höchster Effizienz

Quelle: Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 23

Tab. 7.7 Kenngrößen Direktreduktionsofen (via Erdgas), Typ MIDREX

| Kenngröße | Einheit | Wert | Jahr | Entwicklung | Quellen |
|--------------------|--------------------------------|----------|------|----------------|---|
| Brennstoffbedarf* | GJ/t DRI | 9,7–10,6 | 2017 | -4,6% bis 2045 | für alle Bedarfe: Hölling et al. 2017; Kainersdorfer 2017 |
| Strombedarf | kWh/t DRI | 95 | 2017 | -5,8% bis 2045 | |
| Emissionen | t CO ₂ -eq/ t RS | 0,30 | 2020 | -4,6% bis 2045 | gemäß Brennstoffbedarf, EU-ETS |
| DRI-Pelletbedarf | t/t RS | 1,46 | | konstant | Agora Energiewende/Wuppertal Institut 2019 |
| Lebensdauer | a | 20 | | konstant | Hölling et al. 2021 |
| Investitionskosten | | | | | |
| Neubau | Euro/t DRI | 200–230 | | konstant | Agora Energiewende/Wuppertal Institut 2019; Hölling et al. 2017 |
| Retrofit | Euro/t DRI | n. a. | | konstant | |

* ausschließlich Erdgas

DRI: Eisenschwamm; RS: Rohstahl; Retrofit: Optimierung der Anlage nach höchster Effizienz

Quelle: Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 24

7.1.2 Kenngrößen für Vermeidungstechnologien der Stahlerzeugung: aktueller Stand und Entwicklung

In den folgenden Tabellen werden die Kenngrößen der einzelnen Anlagen der gewählten alternativen Routen der Stahlerzeugung aufgeführt: Direktreduktionsofen (via Wasserstoff), Elektrolyseur, Schmelzofen (SAF) und CO₂-Abscheidung beim Stahlwerk. Zudem wird die Entwicklung der Kenngrößen bis 2045 abgeschätzt (für Referenzpfad und für die Entwicklungspfade in Kapitel 4). Die Tabellen entstammen dem Gutachten von Prognos/Wuppertal Institut (2022, S. 27 ff.).

Tab. 7.8 Kenngrößen Direktreduktionsofen (via Wasserstoff)

| Kenngröße | Einheit | Wert | Jahr | Entwicklung | Quelle(n) |
|--------------------|---------------------------------|---------|-------|-----------------|--|
| Brennstoffbedarf* | GJ/t DRI | 7,1–9,9 | 2017 | -4,6 % bis 2045 | für alle Bedarfe: Agora Energiewende/Wuppertal Institut 2019; Hölling et al. 2017; Hybrit 2018; Kainersdorfer 2017 |
| Strombedarf | kWh/t DRI | 85–95 | 2017 | -5,8 % bis 2045 | Kainersdorfer 2017 |
| Emissionen | t CO ₂ -eq/ t DRI | (keine) | | | gemäß Brennstoffbedarf |
| Erzpelletbedarf | t/t RS | 1,46 | | konstant | Agora Energiewende/Wuppertal Institut 2019 |
| marktverfügbar | | | ~2030 | | Agora Energiewende/Wuppertal Institut 2019 |
| Lebensdauer | a | 20 | | konstant | Hölling et al. 2021 |
| Investitionskosten | Euro/t DRI | 200–230 | | konstant | Agora Energiewende/Wuppertal Institut 2019; Hölling et al. 2017 |

* ausschließlich Wasserstoff (energetisch und stofflich)

DRI: Eisenschwamm

Quelle: Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 27

Tab. 7.9 Kenngrößen Elektrolyseur

| Kenngröße | Einheit | Wert | Jahr | Entwicklung | Quelle(n) |
|--------------------|---------------------------------|-----------|-------|------------------|--|
| Brennstoffbedarf | GJ/t DRI | (keinen) | | | Agora Energiewende/Wuppertal Institut 2019; Hölling et al. 2017; Hybrit 2018; Kainersdorfer 2017 |
| Strombedarf | kWh/t DRI | 2600–3600 | 2017 | -10,1 % bis 2045 | |
| Emissionen | t CO ₂ -eq/ t DRI | (keine) | | | gemäß Brennstoffbedarf |
| Wirkungsgrad | %-Punkte | 76 | 2020 | 11,2 % bis 2045 | Annahme |
| marktverfügbar | | | heute | | Agora Energiewende/Wuppertal Institut 2019 |
| Lebensdauer | a | 10 | | konstant | Hölling et al. 2021 |
| Investitionskosten | Euro/ kW _{el} | 500–700 | | -36 % bis 2045 | Hölling et al. 2017; Hölling et al. 2021; Holst et al. 2021 |

DRI: Eisenschwamm

Quelle: Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 27

Tab. 7.10 Kenngrößen CO₂-Abscheidung beim Stahlwerk

| Kenngröße | Einheit | Wert | Jahr | Entwicklung | Quelle(n) |
|----------------------|--------------------------------|------------|-------|--------------|---|
| Brennstoffbedarf | GJ/t CO ₂ | (keinen) | | | |
| Strombedarf | kWh/t CO ₂ | 360 | 2020 | ±0% bis 2045 | Agora Energiewende/Wuppertal Institut 2019 |
| Emissionen | t CO ₂ -eq/ t RS | -(0,8–1,0) | 2045 | | Berechnungen Prognos AG |
| Abscheiderate (max.) | % | 50** | | | Agora Energiewende/Wuppertal Institut 2019; BDI/Stahlinstitut VDEh 2013 |
| marktverfügbar | | | ~2030 | | |
| Lebensdauer | a | 25 | | konstant | Annahme |
| Investitionskosten* | Euro/t RS | 128 | | konstant | BDI/Stahlinstitut VDEh 2013 |

* Gesamtkosten für Abscheidung, Kompression, Transport und Speicherung

** max. 78% nach Agora 2019

RS: Rohstahl

Quelle: Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 32

Tab. 7.11 Kenngrößen Schmelzofen (SAF)

| Kenngröße | Einheit | Wert | Jahr | Entwicklung | Quelle(n) |
|--------------------|--------------------------------|-------|-------|-----------------|-------------------------------------|
| Brennstoffbedarf* | GJ/t RS | ~0,76 | 2020 | -4,4 % bis 2045 | Annahme (= EAF) |
| Strombedarf | kWh/t RS | ~530 | 2020 | -41 % bis 2045 | Annahme (= EAF, 10 % ineffizienter) |
| Emissionen | t CO ₂ -eq/ t RS | 0,04 | 2020 | -4,4 % bis 2045 | gemäß Brennstoffbedarf |
| marktverfügbar | | | ~2026 | | Thyssenkrupp Steel Europe AG 2022 |
| Lebensdauer | a | 20 | | konstant | Annahme (= EAF) |
| Investitionskosten | Euro/t RS | 320 | | konstant | (Tenova 2020) |

* ausschließlich Erdgas

RS: Rohstahl

Quelle: Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 30

7.2 Anhang zu Kapitel 3.2: Zementherstellung

7.2.1 Sekundärrohstoffe als Rohmehlersatz für die Klinkerherstellung

Die Suche nach dekarbonisierten, d. h. kohlenstofffreien, Rohstoffen für die Klinkerherstellung gestaltet sich schwierig. Sie konzentriert sich derzeit z. B. auf Brechsand aus dem Altbetonrecycling, der mit Zementstein angereichert ist (Severins/Müller 2017; VDZ 2020, S. 28 f.; 2022a). Er wird in erheblichen Mengen bei der Herstellung von Recyclingbetongesteinskörnungen erzeugt. Dabei handelt es sich um die 0- bis 2 mm-Fraktion, die zu 35 bis 40 % bei der Aufarbeitung des Altbetons anfällt (Heinz/Schubert 2006). Allerdings muss der Brechsand auf die gleiche Feinheit wie das Rohmehl gebracht werden. Die Mahlbarkeit ist dem von Hüttensand vergleichbar und damit energieintensiver als die Mahlung von Klinker (Heinz/Schubert 2006).

Das Rohmehl für die Klinkerherstellung hat eine definierte chemische Zusammensetzung. Der Anteil Siliciumdioxid (SiO_2) steht in einem bestimmten Verhältnis¹⁵⁶ zu dem von Kalk (CaO). Portlandzementklinker besteht im Mittel aus 66 % CaO und 21 % SiO_2 . Wenn Brechsand aus Beton mit silikatischer Gesteinskörnung (z. B. Basalte, Granit) eingesetzt wird, enthält er nach Müller (2016) im Mittel 74 % SiO_2 und 11,6 % CaO . Somit müssen bezogen auf 1 t Brechsand große Mengen (684 kg) CaO als Kalkstein ergänzend zugesetzt werden, um das notwendige Mischungsverhältnis im Rohmehl einzustellen. Dieser zusätzliche Kalkstein muss dann ebenfalls mitcalciniert werden. Ein Anteil von 4,5 bis 9 % Betonbrechsand im Rohmehl gilt für den Prozess der Klinkerherstellung als unproblematisch. Das Einsparungspotenzial an Kalkstein und damit an Prozessemission ist nach Einschätzung von Bringezu et al. (2015, S. 29 f.) allerdings relativ gering (< 1 %).

Bei der Nutzung von Altbeton als Rohmehlersatz könnte außerdem der Magnesiumgehalt im Altbeton eine Herausforderung darstellen. In Deutschland wird verbreitet calcitische Gesteinskörnung auf der Basis Dolomit eingesetzt, dessen Magnesiumgehalt nach Müller (2016) mit durchschnittlich 6 % höher ist als in silikatischem Zuschlag (0,9 %). Da freies Magnesiumoxid (Magnesia) im Klinker beim Aushärten des Zements zu Rissen im Beton führen kann, ist der Magnesiumgehalt im Klinker auf höchstens 5 % begrenzt. Dadurch kann die Anwendung von Altbeton als Rohmehlersatz anteilmäßig limitiert werden, insbesondere auch, weil im Rohmehl aus Kalkstein und Kalksteinmergel bereits Magnesium enthalten ist. Diese Problematik wird eventuell noch dadurch weiter verschärft, dass die neue ergänzende Zementnorm DIN EN 197-5:2021-07 nun auch höhere Gehalte an Magnesiumcarbonat für den Zumahlstoff Kalkstein erlaubt (dazu auch Kap. 5.1.2 u. Kap. 7.2.4).

7.2.2 Optimierung der Produktionsprozesse und Anlagenmodernisierung

Die Energieeffizienz von Zementwerken ist im Vergleich zu anderen industriellen Prozessen besonders hoch, da in den letzten 20 Jahren die Prozesse schon weitgehend optimiert worden sind (Achternbosch et al. 2011; VDZ 2020). Zwar können z. B. durch innovative Mahltechniken noch einige wenige Prozentpunkte an Effizienzsteigerungen erreicht werden, jedoch sind auch gegenläufige Trends zu beachten. So führten trotz der Investitionen in energieeffiziente Mahlanlagen verschiedene Faktoren in der Vergangenheit dazu, dass der elektrische Energiebedarf für die Zementherstellung angestiegen sind (VDZ 2020, S. 20). Dieser Trend könnte sich noch verstärken, da die neuen klinkerarmen Normzemente CEM II/C und CEM VI (Kap. 3.2.3.1) komplexe Kornzusammensetzungen aller Hauptbestandteile haben werden, was den Aufwand für die Mahlung erhöht.

7.2.3 Alternative Brennstoffe im Klinkerbrennprozess

Prinzipiell kann der thermische Energiebedarf bei der Klinkerherstellung in Zementwerken bis zu 100 % mit geeigneten alternativen Brennstoffen (biogene und Ersatzbrennstoffe) gedeckt werden. Bezogen auf den Brennstoffmix des Referenzzements 2020 würde dies bedeuten, dass theoretisch noch jährlich mindestens rund 30 Mio. GJ durch zusätzliche alternative Brennstoffe abgedeckt werden müssten. Diese würden nach eigenen Berechnungen

¹⁵⁶ Das regelt der Kalkstandard (KSt), der neben dem SiO_2 auch den Anteil von Aluminium- und Eisenoxid bestimmt: $\text{KSt} = 100 \text{ CaO} / (2,8 \text{ SiO}_2 + 1,1 \text{ Al}_2\text{O}_3 + 0,7 \text{ Fe}_2\text{O}_3)$; für Portlandzement: $\text{KSt} = 92$ bis 102.

größenordnungsmäßig 2,8 Mio. t CO₂ freisetzen. Unter der Annahme, dass sich der biogene Anteil in den alternativen Brennstoffen nicht wesentlich ändert, wären davon rund 1 Mio. t CO₂ als biogen und damit prinzipiell als Nullemissionen zu verrechnen. Das CO₂-Einsparungspotenzial bezogen auf die CO₂-Gesamtemission der Branche läge somit theoretisch bei maximal 5%. Allerdings wird die Bilanzierung von biogenen Brennstoffen als CO₂-frei in der Wissenschaft auch kritisch diskutiert (Kasten 7.1).

Kasten 7.1 Das Dilemma der Nullemissionen

Die Zuschreibung von Nullemissionen bei der Verbrennung von biogenen Brennstoffen wird in der Wissenschaft kontrovers diskutiert (Booth 2018; Köhler et al. 2018). Zum einen fallen indirekte Emissionen an, wenn biogene Brennstoffe erzeugt, behandelt und transportiert werden. Nur weil diese Emissionen an einem anderen Ort verbucht werden, sind sie bei der Nutzung biogener Brennstoffe nicht sichtbar. Zum anderen dürften für eine CO₂-neutrale Nutzung biogene Brennstoffe nur in dem Ausmaß genutzt werden, wie die dabei entstehenden Emissionen wiederum von natürlichen Senken aufgenommen werden können. Laut IPCC (2023) werden rund 44% der jährlich anthropogen erzeugten CO₂-Emissionen nicht von natürlichen Senken aufgenommen und verbleiben nach Buis (2019) länger als 1.000 Jahre in der Atmosphäre. Beobachtungen zeigen zudem, dass die Prozesse, die dieser Aufnahme zugrunde liegen, allmählich schwächer werden (IPCC 2023, S. 771). Um den weiteren Anstieg der CO₂-Konzentration in der Atmosphäre zu bremsen, sollten somit auch die anthropogen induzierten biogenen Emissionen so weit wie möglich niedrig gehalten werden.

Eine Genehmigung zur Erhöhung der Einsatzrate auf 100% alternative Brennstoffe haben in Deutschland nach Ruppert et al. (2020) etwa 20 Zementwerke. Die Prozessführung des Klinkerbrennprozesses stellt die Betreiber ab einem Anteil von rund 50% alternative Brennstoffe jedoch vor Herausforderungen, da die Betriebsbedingungen der Öfen sich mit steigenden biogenen Anteilen signifikant ändern (Sarc 2015). Änderungen am Brennstoffmix können somit auch Auswirkungen auf die Klinkerqualität haben.

Die Menge an Ersatzbrennstoffen wie Altreifen, Altkunststoffe oder Klärschlamm in der erforderlichen Güte ist begrenzt, außerdem steht die Zementindustrie bislang in Konkurrenz zu Kraft- und Stahlwerken, die ebenfalls Interesse an diesen knappen Ressourcen haben. Das führte dazu, dass die Preise für qualitativ hochwertige Ersatzbrennstoffe in den vergangenen Jahren stiegen.¹⁵⁷ Zwar erhalten Zementwerke für die Verwertung von minderwertigen Abfallfraktionen aktuell noch einen Erlös, diese Zeiten gehen aber wohl zu Ende (zur Situation auf dem Ersatzbrennstoffmarkt z. B. Billig/Wermter 2021; Kühle-Weidemeier 2019). Auch die regionale Verfügbarkeit höherwertiger Ersatzbrennstoffe dürfte künftig zurückgehen. Zwar hat das chinesische Importverbot für Kunststoffabfälle von 2018 auch in Deutschland den Markt beeinflusst, mit dem Ergebnis, dass große Mengen an Altkunststoffen in die Verarbeitungsbetriebe drängen und der Aufbau neuer Kunststoffrecyclingkapazitäten forciert wird (bvse o. J.). Langfristig dürfte aber der Trend überwiegen, dass qualitativ höherwertige Kunststoffabfälle vermehrt einem rohstofflichem bzw. chemischem Recycling zugeführt werden (Kap. 3.3.4.3) und daher nicht mehr als Brennstoffe zur Verfügung stehen. Vor diesem Hintergrund ist anzunehmen, dass zukünftig eher minderwertige Verarbeitungsabfälle sowie verschmutzte und heterogene Plastikgemische, deren Aufarbeitung sich für eine stoffliche Verwertung nicht lohnt, Ausgangsstoffe für potenzielle alternative Brennstoffe darstellen. Diese Fraktionen stellen aber Sammler und Sortierer wegen der Schadstoffentfrachtung und Homogenisierung vor große Herausforderungen. Inwieweit solche minderwertige Kunststoffabfälle für die Zementindustrie geeignet sind, kann derzeit nicht beantwortet werden.

Generell ist anzunehmen, dass auch in anderen Abfallkategorien außer Kunststoff die Verwertungsquoten für stoffliches Recycling in Zukunft steigen werden, was die langfristige Versorgungssicherheit an hochwertigen alternativen Brennstoffen beeinflussen wird. Dies könnte auch die Fraktionen Zellstoff, Papier und Pappe sowie Fraktionen aus Industrie- und Gewerbeabfälle betreffen. Was das insgesamt für den Anteil alternativer Brennstoffe in der Zementherstellung bedeutet, ist gegenwärtig noch offen.

¹⁵⁷ persönliche Mitteilung durch eine/n Vertreter/in der Zementindustrie (2018)

7.2.4 Zumahlstoffe als Klinkerersatz im Zement: Verfügbarkeiten

Nach der CO₂-Roadmap des VDZ (2020) wird Zementklinker bis 2045 als eigentliches Bindemittel im Zement unverzichtbar bleiben, da derzeit keine Alternative absehbar ist, die ihn in funktionalen betontechnischen Anwendungen auf dem Markt ersetzen könnte. Folglich besteht die Herausforderung darin, seinen Anteil in den Zementen weiter zu senken, ohne die bisherige breite Leistungsfähigkeit der Zemente zu stark zu beschneiden. Eine wesentliche Voraussetzung hierfür ist eine ausreichende Versorgung mit geeigneten Zumahlstoffen (VDZ 2022a). Im Folgenden werden die Verfügbarkeiten für die wichtigsten Zumahlstoffe bis 2045 diskutiert.

Kalkstein

Kalkstein steht zwar weltweit im Prinzip nahezu unbegrenzt zur Verfügung, jedoch kann für Deutschland angenommen werden, dass aus Flächenschutzgründen die Genehmigung zusätzlicher Steinbrüche erschwert ist. Während Kalkstein, Kreide und Kalksteinmergel als Rohstoffe für die Klinkerproduktion eingesetzt werden, ist Kalkstein als inerter Zumahlstoff zur Substitution von Klinker nur in hochwertiger Qualität zugelassen (DIN EN 197-1:2011-11). Höherwertiger Kalkstein ist jedoch zu einer begrenzten Ressource geworden.¹⁵⁸ Seit 2021 hat sich die Versorgungssituation insoweit etwas entschärft, als dass mit der neuen ergänzenden Zementnorm DIN EN 197-5:2021-07 für Kalkstein als Klinkerersatz auch höhere Gehalte an Magnesiumcarbonat erlaubt sind.¹⁵⁹ Mit einem dolomitartigen Kalkstein versucht die Zementindustrie, dem Engpass für hochwertigen Kalkstein künftig aus dem Weg zu gehen.

Es bestehen Bestrebungen, Zemente zu entwickeln, die gegenüber den bisher zugelassenen Zementen höhere Anteile an zugemahlenem Kalkstein enthalten. Dadurch soll ein zukünftiger Engpass an Hüttensand und Flugasche vermieden werden.¹⁶⁰ Die Entwicklung solcher Zemente stellt allerdings eine Herausforderung dar, insbesondere dann, wenn sie eine breitere Anwendung abdecken sollen.

Hüttensand

Hüttensand fällt als Hochofenschlacke aus der Stahlindustrie an (Kap. 3.1.2). Als Klinkerersatzstoff nimmt er in der Zementindustrie eine herausragende Rolle ein, weshalb er im Folgenden ausführlicher diskutiert wird. 2018 wurden in den deutschen Stahlwerken pro t Roheisen im Mittel 280 kg Hochofenschlacke erzeugt (Algermissen 2020). Jährlich fallen hierzulande insgesamt etwa 7 Mio. t Hochofenschlacke an, wovon rund 90 % als Hüttensand in die Zementindustrie gehen.

Die für die Eignung als Klinkerersatzstoff so wichtige hydraulische Reaktivität erhält die flüssige Hochofenschlacke durch schlagartiges Abkühlen mit Wasser. Dabei granuliert die Schlacke zu einem amorphen glasigen Material, dem Hüttensand (dazu und zum Folgenden Schüler et al. 2016). Dieses im Vergleich zu anderen metallurgischen Schlacken spezifische Verhalten ist der vergleichswisen geringen Basizität der Hochofenschlacke geschuldet. Es entsteht ein latent hydraulischer Stoff, der sich ideal durch das beim Anmachen von klinkerhaltigen Zementen freiwerdende Calciumhydroxid umsetzen lässt. Der Anteil an Hüttensand im Zement darf nach DIN EN 197-1:2011-11 neben Klinker für CEM III/C bis zu 95 % betragen (ohne Berücksichtigung des Gipsanteils).

Für die Zementindustrie stellt Hüttensand ein zentraler Faktor zur Emissionsreduktion dar. Jede Tonne Hüttensand ersetzt in erster Näherung 1 t Zementklinker und vermindert dadurch direkte Emissionen von rund 0,8 t CO₂-eq (Tab. 3.2). Geht man von den 2020 in deutschen Zementwerken verwendeten 6,4 Mio. t Hüttensand aus, so wurden insgesamt rund 5,2 Mio. t CO₂-eq an Emissionen eingespart. Der bezogene Hüttensand wird im Zementwerk nur getrocknet und gemahlen. Die mit seiner Herstellung verbundenen CO₂-Emissionen werden nicht der Zementindustrie, sondern der Eisen- und Stahlindustrie angerechnet.

¹⁵⁸ persönliche Mitteilung eines/r Vertreter/in der Zementindustrie vom Februar 2022

¹⁵⁹ Der Calciumcarbonat(CaCO₃)-Gehalt muss einen Massenanteil von mindestens 40 % erreichen. Die Summe aus CaCO₃-Gehalt und Magnesiumcarbonat(MgCO₃)-Gehalt muss einen Massenanteil von mindestens 75 % erreichen.

¹⁶⁰ Zur Diskussion stehen derzeit Normalzement mit Mindestklinkergehalten von nur 20 bis 30 % und Kalksteingehalten von bis zu 50 % (persönliche Mitteilung eines/r Vertreter/in des DIBt vom Februar 2022).

Die Umstellung der Stahlindustrie auf emissionsärmere Verfahren, vor allem auf Direktreduktionsverfahren, wird die Verfügbarkeit, die Zusammensetzung und die Reaktivität der dabei anfallenden Schlacken stark beeinflussen (Müller/Mohr 2021). Es entstehen neuartige Schlacken, deren chemische und mineralogische Zusammensetzung sowie Eigenschaften bisher weitgehend unbekannt sind. Auch fallen über die DR+EAF-Route rund 40 % weniger Schlacken an (Algermissen 2020). Schließlich werden je nach Prozess teilweise auch Schlacken erzeugt, die aufgrund ihrer chemischen Zusammensetzung und fehlenden Hydraulizität (Wasserbindevermögen) für die Zementindustrie nicht geeignet sind (Lüngen 2021). Von der Industrie wurde das Forschungsprojekt »Save CO₂« initiiert, in dessen Rahmen diese Punkte näher untersucht werden sollen (Bullerjahn 2021). In dem Forschungsverbund sind das Institut für Baustoff-Forschung (FehS), HeidelbergCement und thyssenkrupp (Krupp Steel Europe) neben anderen vernetzt.

In seinem klimaneutralen Szenario geht der VDZ (2020, S. 44) von einem Rückgang der Verfügbarkeit von Hüttensand aus der Hochofenroute auf 2 Mio. t bis 2050 aus. Damit müssten bis dahin alternative Schlacken und weitere Zuschlagstoffe das CO₂-Reduktionspotenzial von mindestens 4 Mio. t Hüttensand ersetzen. Dies hätte Auswirkungen auf mögliche Mengen herstellbarer Zemente mit Klinkerersatzstoffen (Simon et al. 2020).

Eignen sich alternative Schlacken für einen Hüttensand?

Neben Hochofenschlacke entstehen bei der Eisen- und Stahlherstellung je nach Herstellungsrouten weitere Schlacken. Im Konverter wird flüssiges Roheisen und ggf. Stahlschrott unter Beimengung von Kalk als Schlackenbildner durch Einblasen von Sauerstoff zu Stahl veredelt (Kap. 3.1.2.1). Dabei fällt Konverterschlacke, nach dem Linz-Donawitz-Verfahren auch LD-Schlacke genannt, an.

Beim Elektrostahlverfahren (Kap. 3.1.2.2) werden Störstoffe durch Einbindung in die Elektroofen(EO)-Schlacke abgetrennt. Größenordnungsmäßig fallen in Deutschland jährlich rund 3 Mio. t LD-Schlacke und 1,7 Mio. t EO-Schlacke an. Schlacken können schließlich auch im Schmelzofen (SAF) für DRI entstehen (Kap. 3.1.3.2). Dieses Verfahren wird in Deutschland allerdings noch nicht eingesetzt.

Eine entscheidende Frage lautet, ob bzw. unter welchen Bedingungen LD-, EO- oder SAF-Schlacken als Ersatz für Hochofenschlacke in der Zementindustrie eingesetzt werden können. Auf diese Frage konzentrieren sich verschiedene Forschungsanstrengungen (Algermissen 2018, 2020; Schüler et al. 2016). Neben der prozess-technisch wichtigen Fließfähigkeit – die Schlacke muss sich abtrennen lassen –, geht es auch um eine chemisch günstige Zusammensetzung, um die hydraulischen Eigenschaften zu erreichen. Aufgrund der chemischen Zusammensetzung der LD-Schlacken sind beide Eigenschaften – Viskosität und Reaktivität – allerdings nur schwer zusammenzuführen (Algermissen 2018). Durch Konditionierung der kalkreichen LD-Schlacke mit silikathaltigen Zuschlägen kann zwar die Fließfähigkeit verbessert werden, um eine Granulation zu einem glasigen hüttensandartigen Material zu ermöglichen. Allerdings muss hierzu die konditionierte Schlacke auf 1.650 °C erwärmt und aufgeschmolzen werden, zudem müssen Resteisen und andere Metalle, wie z. B. Mangan, reduziert werden, was bislang durch Zugabe von Kohlenstoff als Reduktionsmittel erfolgt. Das Verfahren ist somit energieintensiv und führt zu CO₂-Emissionen, sodass es im Hinblick auf die Emissionsreduktion nicht zielführend erscheint.

Für EO-Schlacken gibt es zwar Hinweise, dass eine Nutzung in der Zementindustrie möglich ist, allerdings stellen sich vergleichbare Herausforderungen wie bei der LD-Schlacke (dazu und im Folgenden Schubert et al. 2016). Theoretisch lässt sich EO-Schlacke durch geeignete Konditionierung mit Zuschlägen konfektionieren, allerdings muss auch hier die Schlacke wieder aufgeschmolzen werden. Der erforderliche ökonomische Aufwand kann nach Einschätzung des FehS von einem Elektrostahlwerk nicht aufgebracht werden. Wiederum ist die notwendige Reduktion des Restmetalls durch Kohlenstoff energie- und CO₂-intensiv, sodass auch diese Ansätze unter Klimaschutzaspekten nicht gut abschneiden.

Aus heutiger Perspektive besser geeignet erscheinen SAF-Schlacken zu sein. Mithilfe der Schmelzöfen kann prinzipiell auch eine hydraulische Schlacke gewonnen werden. Mit dem SAF-Verfahren wird allerdings Neuland betreten, sodass über die dabei entstehende Schlacke keine Erfahrungen vorliegen. Insbesondere ist völlig offen, inwieweit SAF-Schlacken mit Hüttensand vergleichbare Reaktivität und Eigenschaften aufweisen. Es sind Forschungsprojekte initiiert worden, die die Eignung von SAF-Schlacken für die Zementindustrie untersuchen sollen (Bullerjahn 2021).

Flugaschen

Flugaschen fallen als Verbrennungsrückstände in Stein- oder Braunkohlekraftwerken an. Es handelt sich um feinkörnige, überwiegend aus glasigen Partikeln bestehende Stäube. Damit zählen Flugaschen zu den künstlichen Puzzolanen¹⁶¹. Wegen ihrer Reaktivität von besonderem Interesse sind die kieselsäurereichen, calciumarmen Steinkohleflugaschen. Nur rund 10 % der in Deutschland als Puzzolane geeigneten Steinkohleflugaschen (dies waren 2020 250.000 t) gehen in die Zementherstellung (Ruppert et al. 2020; VDZ 2021a), der Rest wird als Zusatzstoff für Betone eingesetzt. Flugaschen sind zwar weniger reaktionsfähig als Klinker, sie tragen jedoch langfristig zur Festigkeit des Betons bei. Zusätzlich füllen sie die Poren im Beton und verbessern so seine Dichtigkeit. Von den 250.000 t Flugasche wurden Zweidrittel als Sekundärrohstoff als Rohmehlersatz für die Klinkerherstellung (Ruppert et al. 2020) und nur etwa ein Drittel (ca. 80.000 t) als Klinkerersatzstoff eingesetzt. Im Vergleich zum Hüttensand sind diese Mengen vergleichsweise gering.

Aufgrund des vorgesehenen Kohleausstiegs im Jahr 2038¹⁶² werden Flugaschen inländisch absehbar nicht mehr zur Verfügung stehen und nur noch über Importe oder ggf. angelegte Lager verfügbar sein. Auch die internationale Verfügbarkeit dürfte sukzessive abnehmen, da im Rahmen der Pariser Klimaziele weltweit Anstrengungen unternommen werden, aus der Nutzung fossiler Kohle auszusteigen. Der Wegfall dieser Ressource bis 2045 ist besser vorhersagbar als beim Hüttensand.

Natürliche getemperte Tone

In den letzten 2 Jahrzehnten etablierten sich neben den wichtigen Puzzolanen Flugaschen und Trass weitere puzzolanische Zuschlagstoffe (dazu und im Folgenden Trümer 2020). Hierzu zählt das aus hochwertigen Kaolinen hergestellte Metakaolin. Als entwässertes Produkt von reinem Kaolinit stellt es eine äußerst reaktive Sonderform der calcinierten Tone dar. Seine Herstellung erfolgt durch thermische Behandlung im Drehrohrofen oder im Flugstromkalzinator bei Temperaturen zwischen 550 und 950 °C. Durch Erhitzung auf 1.200 °C entsteht schließlich ein keramisches Produkt, das unter dem Namen Porzellan allseits bekannt ist. Die Verfügbarkeit sehr reiner Kaoline ist allerdings stark limitiert, außerdem steht die Zementindustrie in Konkurrenz mit anderen etablierten Industrien wie die Keramik- oder Papierindustrie.

In der Natur existiert eine Vielzahl von minderwertigen Tonmineralen. Allerdings gibt es nur einige wenige Vertreter, die in allen Teilen der Welt in abbauwürdigen Mengen anzutreffen sind. Sie enthalten einen geringeren Anteil an Kaolinit als die vergleichsweise reinen Kaoline oder weisen eine komplett andere Tonmineralbasis auf (Trümer 2020, S. 31). Hier sind in der Regel die Tonminerale Illit und Montmorillonit vorherrschend. Große Vorkommen solcher Tone sind im tropischen Gürtel der Welt reichlich vorhanden (Cancio Díaz et al. 2017).

Tone dieser Art stellen seit Jahren einen wichtigen Bereich der Bindemittelforschung in der Zementindustrie dar (Scrivener/Favier 2015; Thienel/Beuntner 2018). Aufgrund der Heterogenität der Tongemische sind die Herausforderung allerdings hoch. Spezielle lagerstättenabhängige mineralogische Eigenschaften, nämlich Gittereffekte und Unordnungen im Tongefüge, scheinen bedeutende Auswirkungen auf deren Eignung als Bindemittel zu haben (Thienel/Beuntner 2018). Möglicherweise ist die Verfügbarkeit nutzbarer Ressourcen somit viel eingeschränkter als vielfach angenommen (Achterbosch et al. 2018). Hinzu kommt, dass Abbaugenehmigungen für entsprechende Lagerstätten aus Flächenschutzgründen immer schwieriger zu erhalten sind.¹⁶³ Insgesamt ist somit noch offen, in welchem Umfang keramisch minderwertige Tone als Ressource für die Zementindustrie künftig zur Verfügung stehen werden.

Ein großer Nachteil dieser Materialien ist die notwendige thermische Aktivierung. Die hierfür erforderliche Temperatur zum Calcinieren hängt vom verwendeten Tonmineral ab (Ludwig 2012) und steigt in der Reihung Kaolinit (600 bis 700 °C) über Montmorillonit (800 bis 900 °C) bis hin zum Illit (900 bis 1.000 °C) an (Trümer

¹⁶¹ Definition von Puzzolanen siehe Fußnote 49

¹⁶² Die Bundesregierung hat im Koalitionsvertrag vorgesehen, den Kohleausstieg in Deutschland idealerweise bis 2030 vorzuziehen (www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/kohleausstieg-1664496, 30.6.2023).

¹⁶³ persönliche Mitteilung eines/r Vertreter/in des DIBt vom Dezember 2022

2020). Obwohl auch in Drehrohöfen¹⁶⁴ durchführbar, scheinen Flashkalzinatoren, in denen das vorgetrocknete und feingemahlene Tonmaterial in einem Heißgasstrom von meist 800 bis 900 °C bei einer Verweilzeit von wenigen Sekunden calciniert wird, deutlich höhere Reaktivitäten zu ermöglichen. Die Technologie ermöglicht außerdem eine effiziente Wärmerückgewinnung, sodass der Energieverbrauch gegenüber dem Drehrohofen um 20 % günstig ist.¹⁶⁵ Als Energieträger wird in Flashkalzinatoren bisher Erdgas eingesetzt, für den Energiebedarf können 2.150 MJ/t Ton abgeschätzt werden.¹⁶⁶ Hinzu kommt der Energieeinsatz für den Abbau bei der Lagerstätte, den Transport, die Aufbereitung und Abtrennung unerwünschter Begleitminerale, die Trocknung und die Mahlung, die den ökologischen Rucksack erhöhen. Im Hinblick auf den hohen Energiebedarf werden seitens der Zementindustrie soweit bekannt derzeit keine Investitionen in diesem Gebiet getätigt. In Deutschland gibt es derzeit keine großtechnische Anlage zur Calcinierung von Tonen¹⁶⁷ (Stand Dezember 2022). Langfristig dürfte eine Elektrifizierung des Prozesses anstehen. Dadurch könnte sich die Einführung der Technologie verzögern.

Aufgrund der lokalen Verfügbarkeit beginnen calcinierte Tone für die Zementindustrie in Lateinamerika und Indien als Zumahlstoff eine Rolle zu spielen. Dort laufen im Rahmen des global angelegten LC3-Forschungsvorhabens¹⁶⁸ seit einigen Jahren schon Umsetzungsprojekte (Scrivener et al. 2018a). Derzeit weist das Produktportfolio selbst in Ländern wie Kuba und Indien darauf hin, dass der Weg zu leistungsfähigen Betonanwendungen noch weit ist. Es werden Betone insbesondere für Mauer- und Pflastersteine hergestellt.

Auch vom Forschungsinstitut der Zementindustrie (VDZ) werden zahlreiche Forschungsvorhaben mit calcinierten Tonen durchgeführt (Schulze et al. 2020).¹⁶⁹ Als ein Ergebnis dieser Forschung können die CEM II/C-Zemente angesehen werden, die in der neuen ergänzenden Norm DIN EN 197-5:2021-07 aufgeführt wurden.¹⁷⁰ Calcinierte Tone (Q) sind grundsätzlich von der Zementnorm DIN EN 197-1:2011-11 erfasst.

Nach Beobachtungen des TAB wird die prinzipielle Eignung zu calcinierten Tonen unter Expert/innen noch recht kontrovers bewertet. Dies wird insbesondere in persönlichen Gesprächen mit Fachleuten deutlich, u. a. mit Vertretern des DIBt.¹⁷¹ Manche Stakeholder halten die neuen getemperten Tone für marktreif, ohne bisher entsprechende Nachweise für eine Zulassung zu liefern (Stand Februar 2022). Andere bewerten die Leistungsfähigkeit wesentlich zurückhaltender. Eine gleichwertige Alternative zu Hüttensand scheinen calcinierte Tone aus derzeitiger Sicht nicht zu sein.¹⁷² Inwieweit calcinierte Tone das Potenzial haben, künftig wegfallende Mengen an Hüttensand zu kompensieren, kann somit noch nicht hinreichend beantwortet werden. Vor diesem Hintergrund erscheint die Prognose des VDZ (2020), dass in Deutschland bis 2030 bereits rund 1,2 Mio. t bzw. bis 2050 1,7 Mio. t calcinierte Tone als Klinkerersatzstoff eingesetzt werden, ambitioniert.

7.2.5 Sinkender Klinkerfaktor: Einfluss auf die Leistungsfähigkeit der Zemente

Der mittlere Klinkerfaktor in den Zementen in Deutschland lag 2020 bei 71 %. Um THG-Emissionen der Klinkerherstellung zu vermeiden, soll der Klinkerfaktor bis 2050 auf einen mittleren Wert zwischen 53 und 63 % reduziert werden (VDZ 2020). Dies hat Implikationen auf die Leistungsfähigkeit der Zemente, die aufgrund der steigenden Bedeutung von Kompositzementen zunehmend durch die weiteren Hauptbestandteile neben dem Klinker bestimmt wird. So haben die als Klinkerersatz verwendeten Zumahlstoffe Einfluss u. a. auf die Festigkeitsentwicklung des Betons, das Wärmeverhalten beim Abbinden sowie die Verarbeitbarkeit des Frischbetons auf der

¹⁶⁴ www.thyssenkrupp-industrial-solutions.com/en/products-and-services/cement-plants/green-polysius/polysius-activated-clay (30.6.2023)

¹⁶⁵ www.flsmidth.com/en-gb/solutions/calcined-clay?gclid=EAIAIqobChMIloqDqcDj9AIV5AyLCh04SQ9xEAMY-ASAAEgLHqfD_BwE (30.6.2023)

¹⁶⁶ <https://insights.thyssenkrupp-industrial-solutions.com/de/story/zementproduktion-kalziniertes-ton-senkt-co2-fussabdruck-deutlich> (31.7.2023)

¹⁶⁷ persönliche Mitteilung durch einen Vertreter/in des DIBt (2022)

¹⁶⁸ LC3: Lime Calcined Clay Cement (<https://lc3.ch>; 30.6.2023)

¹⁶⁹ Aktuell untersucht der VDZ auch weitestgehend ungenutzte mineralische Sekundärrohstoffe aus der Steine- und Erdenindustrie (www.vdz-online.de/wissensportal; 30.6.2023)

¹⁷⁰ Eine Zulassung eines entsprechenden CEM VI-Zements steht noch aus (Stand Juni 2023).

¹⁷¹ persönliche Mitteilung eines/r Vertreter/in des DIBt vom Februar 2022

¹⁷² In diesem Kontext sei auf die Zementnorm DIN 1045-2 verwiesen, in der nun auch die Q-Zemente mit in Tabelle F.5 aufgenommen wurden. Die erlaubten Expositionsklassen von CEM II/B-Q-LL, einem Zement, der höhere Klinkergehalte als CEM II/C enthalten muss. Die Anwendbarkeit ist sehr eingeschränkt.

Baustelle. Von weit reichender Konsequenz ist, dass die Senkung des Klinkerfaktors die Anwendbarkeit der entsprechenden Zemente in den verschiedenen Einsatzgebieten einschränken kann.

Die zugelassenen Zumahlstoffe zeichnen sich durch ihre latenthdraulischen, puzzolanischen und inerten Eigenschaften aus. Latent (im Sinne von verborgen) hydraulische Stoffe wie Hüttensand besitzen die Fähigkeit, bei einer entsprechenden Anregung hydraulisch erhärten zu können. Puzzolane (Flugasche oder Trass) erhärten nicht selbst, sie brauchen hierzu als Reaktionspartner Calciumhydroxid, das in wässriger Lösung aus Portlandzement oder Kalk zur Verfügung steht. Latenthdraulische bzw. puzzolanische Reaktionen laufen gegenüber dem Aushärten von Portlandzement jedoch langsamer ab, was eine veränderte Festigkeitsentwicklung der Zemente zur Folge hat. Feine inerte Füller, wie z. B. Kalkstein, verdichten das Gefüge des Betonraums und machen den Beton dichter gegen äußere Einflüsse. Zudem wird der Frischbeton geschmeidiger, um ihn auf der Baustelle besser verarbeiten zu können. Das gilt im besonderen Maße auch die feinen Puzzolane.

Die Abnahme des Klinkeranteils bedeutet eine immer komplexere Feinabstimmung der Komponenten im Zement, außerdem muss der Klinker feiner aufgemahlen werden. Die Anforderungen an die Zumahlstoffe als Klinkerersatz steigen, um die Leistungsfähigkeit des Zements bzw. Betons einzuhalten. Das Verhältnis von Anmachwasser und Zement muss neu definiert werden. Schließlich spielt die Spezialchemie (z. B. Verflüssiger) eine immer wichtigere Rolle, um die gewünschten Eigenschaften der Zemente einzustellen. Dies ist auch im Kontext von Innovationen, wie z. B. dem 3-D-Beton, zu sehen, die künftig sehr hohe Anforderungen an die Zemente bzw. Bindemittel stellen. Für manche Anwendungen mit extrem hohen Anforderungen kommt der herkömmliche Zement an seine Leistungsgrenze.

7.2.6 Die Modellzemente CEM II/C und CEM VI

Für die Erstellung der Entwicklungspfade in Kapitel 4 wurden insgesamt vier klinkerarme Modellzemente (Modell-CEM II/C-S-LL, Modell-CEM II/C-Q-LL, Modell-CEM VI-S-LL sowie Modell-CEM VI-Q-LL) definiert und die Kenngrößen durch Modellrechnungen auf Basis von plausiblen Annahmen durch das TAB abgeschätzt. Dafür konnten Wissen und Erfahrung der Systemanalyse aus einschlägigen Projekten am Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse (ITAS) des KIT genutzt werden. Es wurden Modellrechnungen zum Energiebedarf, Energieträgereinsatz und zu den CO₂-Emissionen durchgeführt. Die Kenngrößen können nicht den Anspruch erheben, die realen Zusammensetzungen der Zemente bis 2045/2050 zu prognostizieren. Sie orientieren sich an den Angaben in der DIN EN 197-5:2021-07. Für die Modellzemente CEM II/C wurde der nach Norm minimal mögliche Klinkeranteil von 50% zugrunde gelegt, u. a. auch deshalb, weil im Rahmen der LC3-Aktivitäten (Kap. 7.2.4) dieser Klinkergehalt als das zu realisierende Forschungsziel gilt. Da bei geringeren Klinkeranteilen die Anwendungsmöglichkeiten sich stark eingrenzen (VDZ 2020, S. 28), wurde für die Modellzemente CEM VI zur bestmöglichen Umsetzung die Minimierung des Klinkerfaktors nicht ganz ausgereizt, sondern mit 40% gerechnet. Des Weiteren können die technologischen Rahmenbedingungen nur aufgrund von Erfahrungswerten und Plausibilitätsannahmen abgeschätzt werden. Sie lassen sich entsprechend der Fragestellungen für die Szenarienrechnungen hinreichend genau modellieren. Die betrachteten klinkerarmen Normzemente sind daher ausdrücklich als Modellzemente deklariert. Die errechneten Kenngrößen sind in Tabelle 7.12 aufgeführt.

Tab. 7.12 Kenngrößen für die modellierten klinkerarmen Zemente – aktueller Stand und Entwicklung für die Referenzpfade

| Kenngröße | Einheit | Modell-CEM II/C-S-LL | Modell-CEM II/C-Q-LL | Modell-CEM VI-S-LL | Modell-CEM VI-Q-LL | Entwicklung | Quellen |
|------------------|-------------|----------------------|----------------------|--------------------|--------------------|-------------|--------------------------------------|
| Klinkeranteil | % | 50 | 50 | 40 | 40 | konstant | Modellierung TAB |
| Brennstoffbedarf | GJ/t Zement | 2,00 | 2,53 | 1,60 | 2,35 | -0,31 %* | Modellierung TAB; Hoenig et al. 2013 |

| | | | | | | | |
|--|------------------------------------|--------------------------------------|---------|--------------------------------------|------|--------------------|---|
| Strombedarf | kWh/t Zement | 93,4 | 85,7 | 92,1 | 81,3 | -0,64%** | Modellierung TAB; Hoenig et al. 2013 |
| Emissionen, Prozess | t CO ₂ -eq/ t Zement | 0,27 | 0,27 | 0,21 | 0,21 | konstant | Modellierung TAB |
| Emissionen, Brennstoff ^{***} | t CO ₂ -eq/ t Zement | 0,12 | 0,14 | 0,09 | 0,13 | nach Brennstoffmix | Modellierung TAB |
| Emissionsreduktionspotenzial, Prozess | % | 30 | 30 | 44 | 44 | konstant | Modellierung TAB |
| Emissionsreduktionspotenzial, Brennstoff ^{§)} | % | 42 | 26 | 53 | 31 | konstant | Modellierung TAB |
| Technology-Readiness-Level (TRL) | | 8 | 4 | 5 | 4 | | Modellierung TAB |
| erwartete Marktreife | | 2025 | 2025 | 2025 | 2025 | | Modellierung TAB |
| Lebensdauer | a | 60 | 60 | 60 | 60 | konstant | Agora Energie-wende/Wuppertal Institut 2019 |
| Investitionskosten | Euro/t Zement | kein zusätzlicher Investitionsbedarf | 9,7**** | kein zusätzlicher Investitionsbedarf | 9,7 | konstant | Modellierung TAB |

* Effizienzsteigerung der Öfen, bis 2050 steigend; Effizienzanstieg gesamt rund 10%

** Effizienzsteigerung der Walzen und Mühlen, bis 2050 steigend; Effizienzanstieg gesamt rund 21 %

*** bezieht sich nur auf fossile (ohne biogene) Emissionen

**** Neuinvestition für Kalzinator notwendig

Quelle: Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 46

7.2.7 Demonstrations- und Pilotanlagen für Oxyfuel-CCS

Es folgt eine Übersicht aktueller Demonstrations- und Pilotanlagen für die Oxyfuel-CCS-Technologie (Stand 2022; dazu Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 43):

CO2MENT

Im Rahmen des Projekts »CO2MENT« in Kanada wird mit den Partnern Total und Svante eine innovative End-of-Pipe-Lösung für die CO₂-Entfernung und -Nutzung aus einem Zementwerk getestet. Total und Svante sind zusammen mit Oxy Low Carbon Ventures, LLC Partner bei einer gemeinsamen Studie über eine kommerzielle CO₂-Abscheidungsanlage im Holcim-Portlandzementwerk in Florence, Colorado (USA), um CO₂ dauerhaft unterirdisch zu binden.

CEMCAP

»CEMCAP« ist ein Horizon-2020-finanziertes Projekt, das die CO₂-Abscheidung bei der Zementherstellung im Fokus hat. Das Hauptziel von CEMCAP ist es, den Einstieg in die großtechnische Umsetzung der CO₂-Abscheidung in der europäischen Zementindustrie vorzubereiten. Es sollen Abscheidungstechnologien für die Zementindustrie in einem industriell relevanten Umfeld demonstriert werden. In erster Linie werden bestehende Versuchsanlagen im Pilotmaßstab eingesetzt, die so angepasst werden, dass sie realistische Betriebsbedingungen in Zementwerken nachbilden. Ziel ist die kostengünstige und energieeffiziente Nachrüstung der Abscheidungstechnologien, wobei ein Schwerpunkt auf der Aufrechterhaltung der Produktqualität liegt.

Westküste100

Im Zuge des von LafargeHolcim in Deutschland geleiteten Projekts »Westküste100« sollen bis 2030 1 Mio. t CO₂/Jahr abgeschieden und zumindest ein Teil davon zur Herstellung von Kerosin verwendet werden. Das abgeschiedene CO₂ kann auch in recyceltem Betongranulat genutzt werden, um die Materialfestigkeit zu erhöhen. Aktive Cluster zu diesem Thema sind Frankreich (Projekt »Fastcarb« und Solidia-Tests), Deutschland (als Zielmarkt von CarbonCure) und Schweden (als Zielmarkt von CarbonCure).

ECRA CCS

Die European Cement Research Academy (ECRA) arbeitet seit mehr als 10 Jahren an der Entwicklung von Technologien zur CO₂-Abscheidung in der Zementindustrie, mit Fokus auf die Oxyfuel-CCS-Technologie. In dieser Zeit wurde ein Oxyfuel-Zementofen so weit entwickelt, dass diese Technologie im industriellen Maßstab vorliegt. Ein Projekt nutzt den Oxyfuel-Ansatz der ECRA unmittelbar: Vier ECRA-Mitglieder gründeten das Forschungsunternehmen Cement Innovation for Climate (CI4C), das die praktische Anwendbarkeit der Oxyfuel-CCS-Technologie beim Klinkerbrennprozess untersuchen soll. Die Versuche sollen in einem Zementwerk in Süddeutschland durchgeführt werden.

7.3 Anhang zu Kapitel 3.3: Herstellung von High-Value Chemicals

7.3.1 Herstellung von HVC im Steamcracker

Beim Steamcracken – auch als Mitteltemperaturpyrolyse – erfolgt die Synthese durch Spaltung von Kohlenwasserstoffen zu reaktiven niedermolekularen Verbindungen. Im Reaktor kommt es bei Temperaturen zwischen 800 und 900 °C neben den eigentlichen Spaltprozessen zu weiteren Reaktionen, die einerseits dazu führen, dass sich

kurzkettige Spaltprodukte zu ringförmigen Strukturen verbinden, wodurch die Aromaten, wie z. B. Benzol, entstehen. Andererseits werden aber auch unerwünschte höherkettige Verbindungen gebildet, die sich zum Koks zusammenschließen und so die Ausbeute an HVC verringern. Um unerwünschte Folgereaktionen der Spaltprodukte im Reaktor zu vermeiden, wird erhitzter Wasserdampf (steam) zugesetzt, der durch Verdünnung des Gasgemischs ein häufiges Zusammentreffen der Spaltprodukte verhindert soll. Dieser Bereich einer Steamcrackeranlage wird aufgrund der hohen Temperaturen auch als hot section bezeichnet. Am Ende des Reaktors muss das heiße Gasgemisch mit verschiedenen Verfahren schnell abgekühlt werden, um Folgereaktionen zu vermeiden und schließlich Crackgase und Crackbenzin zu erhalten. Die Crackergase werden schließlich in der Cold Section in ihre Einzelbestandteile (u. a. Wasserstoff, Methan und HVC) destillativ selektiert.

Abhängig von Faktoren wie Ausgangsstoff, Temperatur, Druck, Verweilzeit im Reaktor und Dampf kann die Zusammensetzung des Produktgemisches, vor allem von Ethylen und Propylen, beeinflusst werden. Wird Leichtnaphtha als Ausgangsstoff eingesetzt, fallen neben Ethylen auch größere Mengen an Propylen, C4-Produkte und Pyrolysebenzin an. Pyrolysebenzin enthält die BTX-Aromaten (Benzol, Toluol und Xylole) sowie C5+-Verbindungen. Bei der Verwendung von Ethan, wie z. B. in den USA üblich, wird hauptsächlich Ethylen gebildet. Als weitere Nebenprodukte entstehen im Prozess Wasserstoff und Methan (Tab. 7.13).

Tab. 7.13 Produktverteilung im Cracker bei Ethan- bzw. Naphthaeinsatz

| | Ethaneinsatz Masse-% | Naphthaeinsatz Masse-% |
|------------------|-------------------------|---------------------------|
| Ethylen | 80–84 | 29–34 |
| Propylen | 1–1,6 | 13–16 |
| Butadien | 1–1,4 | 4–5 |
| Aromaten und C4+ | 2–3 | 10–16 |
| Methan | 4 | 13–14 |
| Wasserstoff | 4 | 1–2 |

Quelle: Zusammenstellung nach Sattler 2017; Tillmann 2015

In Deutschland und Europa kommt für den Steamcracker bevorzugt Leichtnaphtha zum Einsatz, das zu rund 10 % bei der Erdöldestillation anfällt (Tillmann 2015). Daneben werden Erdgaskondensate oder andere Destillationschnitte der Erdölraffinerie verwendet. In der Praxis wird das Steamcracking über die Naphtharoute so durchgeführt, dass optimale Mengen an Ethylen, Propylen und C4-Produkte erhalten werden und gleichzeitig die Bildung von unerwünschtem Wasserstoff und Methan gering ist. Nach Angaben von Tillmann (2015) werden aus Naphtha im Mittel rund 35 % Ethylen, 16 % Propylen, 14 % C4-Produkte und 13 % BTX-Aromaten gebildet.

7.3.2 Modelle zur Naphtha- und HVC-Produktion

Eine wesentliche Frage für die Bilanzierung der Herstellung von HVC ist, inwieweit sich die komplexen Prozessketten und ihre Flüsse überhaupt akkurat abbilden lassen bzw. ob eine Beschränkung auf einen Kernprozess (Cracker mit Naphtha als Rohstoff) die Herstellung aller HVC in erster Näherung hinreichend genau charakterisiert.

Wie in Kapitel 3.3.1 dargestellt, lassen sich HVC grundsätzlich aus unterschiedlichen Rohstoffen und mit verschiedenen Verfahren herstellen. Eine Abbildung sämtlicher Routen mit entsprechenden Stoff- und Energieflüssen ist schwierig, da entsprechende Daten nicht vorliegen bzw. nicht konsistent sind. Das komplexe HVC-Synthesystem muss daher durch vereinfachende Modelle abbildet werden (Geres et al. 2019). Relativ sicher ist, dass Ethylen praktisch ausschließlich aus Naphtha produziert wird, in Deutschland überwiegend aus Leichtnaphtha. Es existieren aber auch Raffinerien, die kein Reforming von Schwernaphtha durchführen und dieses auch den Crackern zuführen (Scholz et al. 2023).

Etwa die Hälfte des für die deutsche HVC-Produktion notwendigen Naphthas wird inländisch produziert, ein weiterer Teil wird importiert (en2x 2021). In der Summe sind dies rund 14 bis 15 Mio. t Naphtha/Jahr. Inwieweit die in den Statistiken des Wirtschaftsverbands Fuels und Energie (en2x) aufgeführten Mengenangaben auch das Naphtha berücksichtigen, das in einem Chemiapark als Zwischenprodukt gebildet und gleich weiterverarbeitet wird, lässt sich nicht beurteilen. Tillmann (2015) schätzt die für die HVC-Produktion notwendige Naphthamenge auf über 16 Mio. t/Jahr, also etwas höher, als in der zuvor zitierten Produktionsstatistik für den gleichen Zeitraum ausgewiesen. Im Kontext der Herstellung von HVC in Deutschland müssen noch weitere Rohstoffe, wie die Reformate, Flüssiggas (LPG) und sonstige relevanten Einsatzstoffe, berücksichtigt werden. Gemäß Geres et al. (2019) wurden 2017 in der Summe 21,5 Mio. t Rohstoffe inklusive Naphtha (ca. 15 Mio. t) benötigt, um sämtliche HVC-Produkte zu produzieren. In dem von Geres vereinfachenden Modell wird eine vollständige Produktion aller HVC aus Naphtha und in Crackern angenommen.

Die gesamte HVC-Synthese entspricht somit quasi einer Blackbox, in welche 21,5 Mio. t/Jahr an unspezifizierten Rohstoffen einfließen und aus der die HVC-Produkte in den in der Produktionsstatistik (VCI 2022) aufgeführten Mengen austreten.

Tab. 7.14 Abscheideraten für die HVC- und Non-HVC-Produkte aus HVC-Rohstoffen (in Prozent)

| | VCI-Modell* (Tillmann 2015) | BASF** (BASF SE o.J.) | TAB-Modell*** |
|----------|--------------------------------|--------------------------|---------------|
| Ethylen | 24,5 | 32 | 35 |
| Propylen | 19,6 | 17,5 | 16 |
| C4 | 10,8 | | 14 |
| BTX | 13,8 | | 13 |
| Benzol | | | 7 |
| Toluol | | | 3 |
| Xylole | | | 2 |
| C5+ | 7,5 | | |
| HVC | 76,2 | | 78 |
| Non-HVC | 23,8 | | |
| H2 | | | 2 |
| CH4 | | | 15 |
| Alkane | | | 4 |

* alle Quellen und gesamte Rohstoffe

** BASF-Steamcracker

*** nur Naphtha (Mittelwerte Deutschland)

Eigene Zusammenstellung basierend auf BASF SE o.J.; Geres et al. 2019; Tillmann 2015

In Modellierungen wird meist ein fiktives Produktverhältnis angenommen, das dem Verhältnis der Einsatzmengen dieser Produkte in Deutschland entspricht. In Tabelle 7.14 sind für verschiedene Modellierungen diese Abscheideraten für die HVC- und Non-HVC-Produkte aus den Rohstoffen aufgeführt. Des Weiteren führt die Tabelle auch gemittelte Abscheideraten für das Steamcracking von Naphtha in Deutschland nach Tillmann (2015) auf.

Auf diese Weise lässt ein einfaches Modell entwickeln, das die Mengen an HVC abschätzt, die aus Naphtha erzeugt werden sowie jene aus sonstigen Prozessen (Tab. 7.15).

Tab. 7.15 Modellproduzierte Mengen an HVC-Produkte nach Einsatzstoffen
(in Mio. t/Jahr)

| | Geres et al. aus gesamten Rostoffen: 21,5 | Tillmann aus Naphtha: 15 |
|----------|---|--------------------------------|
| Ethylen | 5,3 | 5,3 |
| Propylen | 4,2 | 2,4 |
| C4 | 2,3 | 2,1 |
| BTX | 2,5 | 2,0 |
| Benzol | 1,5 | 1,1 |
| Toluol | 0,6 | 0,5 |
| Xylol | 0,4 | 0,3 |
| C5+ | 1,6 | |
| HVC | 16,4 | 11,7 |
| Non-HVC | 5,1 | 3,2 |

Bezugsjahr 2017

Quellen: Geres et al. 2019; Tillmann 2015

Während beim TAB-Modell über Reformate ein Drittel der BTX-Aromaten erzeugt werden, werden im Modell von Scholz et al. (2023) deutlich größere Mengen an BTX durch Reforming gebildet, von denen aber nur ein kleiner Teil für die Produktion von Polymeren weiterverwendet wird. Da sich das TAB-Modell auch für BTX an der VCI-Produktionsstatistik orientiert, beruht das Modell von Scholz et al. vermutlich auf einer anderen systemischen Herangehensweise. Die Stoffflussanalyse wird von Scholz et al. nicht kommentiert. Möglicherweise handelt es sich um intermediär auftretende Zwischenprodukte, die als energetischer Feedstock weiterverwendet werden.

Das TAB-Modell impliziert, dass größenordnungsmäßig 75 % der HVC-Produkte ihren Ursprung aus Naphtha haben. In Schneider et al. (2020) wird auf ein ähnliches Verhältnis hingewiesen. Der Ansatz, für die weiteren Bilanzen eine vollständige Produktion der HVC aus Naphtha und in Crackern zu postulieren, dürfte somit vertretbar sein. Auch wenn nicht ganz gesichert ist, ob andere wichtige Verfahren wie das Reforming einen ähnlichen Energiebedarf¹⁷³ wie die Cracker aufweisen, dürfte der Fehler im Rahmen sämtlicher sonst vorhandener Unsicherheiten vertretbar sein. Somit sollte dieser Ansatz zu keinen großen Abweichungen in den Energie- und CO₂-Bilanzen führen.

Aus der Differenz der Angaben in Tabelle 7.15 können die Mengen an HVC abgeschätzt werden, die nicht über die Naphtharoute stammen. In beiden Modellen werden übereinstimmend die gleichen Mengen an Ethylen erzeugt, was plausibel ist, da Ethylen praktisch ausschließlich aus Naphtha stammt. Zu einem vergleichbaren Ergebnis kommen Scholz et al. (2023) in ihrer aufwendigen Stoffflussanalyse zur gesamten Polymerproduktion in Deutschland im Jahr 2018. Nach Berechnungen des TAB würden von den 4,2 Mio. t erzeugten Propylen nicht ganz die Hälfte, nämlich 1,8 Mio. t, aus anderen Rohstoffen stammen. Scholz et al. (2023) nehmen in erster Näherung etwas mehr als die Hälfte an. In Bezug auf BTX ergeben sich deutliche Unterschiede.

¹⁷³ Allerdings zeigen LCA-Daten aus Portha et al. (2010), dass der Energiebedarf für das katalytische Reforming von Naphtha gegenüber dem Steamcracken niedriger liegt.

7.3.3 Kenngrößen konventioneller Steamcracker

Tabelle 7.16 stellt den Status quo der Kenngrößen für den konventionelle Steamcracker in Deutschland sowie die angenommene Entwicklung bis 2050 (für Referenzpfad und die Entwicklungspfade in Kapitel 4) dar.

Tab. 7.16 Kenngrößen konventioneller Steamcracker

| Kenngröße | Einheit | Wert | Jahr | Entwicklung | Quelle(n) |
|-------------------------|-----------------------------|------|------|----------------|---|
| Brennstoffbedarf | GJ/t HVC | 11,5 | 2010 | -0,56%/a | DECHEMA 2017, Daten Prognos AG |
| davon Erdgas | % | 76 | 2010 | Residuum | Daten Prognos AG |
| davon Mineralöle* | % | 24 | 2010 | bis 2030 auf 0 | Daten Prognos AG, Annahme |
| Strombedarf (Utilities) | kWh/t HVC | 280 | | konstant | DECHEMA/FutureCamp 2019 |
| Rohstoffbedarf** | t/t HVC | 1,3 | | konstant | Ren et al. 2006 |
| Methanoutput*** | t/t HVC | 0,18 | | konstant | Worrell et al. 2007 |
| Wasserstoffoutput*** | t/t HVC | 0,01 | | konstant | Worrell et al. 2007 |
| Emissionen | t CO ₂ -eq/t HVC | 0,6 | 2020 | -0,56%/a | gemäß Brennstoffbedarf, EU-ETS |
| Lebensdauer | a | 40 | | konstant | Agora Energiewende/Wuppertal Institut 2019 |
| Investitionskosten | Euro/t HVC | 74 | | konstant | Agora Energiewende/Wuppertal Institut 2019, berechnet |

* Flüssiggas/gasförmige Öle

** gleich für Naphtha und Pyrolyseöl

*** Annahme: wird direkt als Brennstoff verwendet

Quelle: Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 57

7.3.4 Kenngrößen Vermeidungstechnologien für die HVC-Herstellung

Die Tabellen 7.17 bis 7.19 fassen den Status quo der Kenngrößen für die Vermeidungstechnologien der HVC-Herstellung (E-Cracker, MtO-Verfahren und chemisches Recycling) sowie die angenommene Entwicklung bis 2050 (für Referenzpfad und die Entwicklungspfade in Kap. 4) zusammen.

Tab. 7.17 Kenngrößen elektrischer Steamcracker (E-Cracker)

| Kenngröße | Einheit | Wert | Jahr | Entwicklung | Quelle(n) |
|--------------------------|------------|-------|------|-------------|---|
| Strombedarf (Cracken) | kWh/t HVC | 2.500 | | konstant | Agora Energiewende/ Wuppertal Institut 2019 |
| Strombedarf (Utilities) | kWh/t HVC | 280 | | konstant | DECHEMA/FutureCamp 2019 |
| Rohstoffbedarf* | t/t HVC | 1,3 | | konstant | Ren et al. 2006, wie konv. Anlage |
| Methanoutput** | t/t HVC | 0,18 | | konstant | Worrell et al. 2007 |
| Wasserstoffoutput** | t/t HVC | 0,01 | | konstant | Worrell et al. 2007 |
| erwarteter Markthochlauf | | | 2028 | | Annahme, basierend auf Pressemitteilungen wichtiger HVC-Produzenten |
| Lebensdauer | a | 40 | | konstant | Agora Energiewende/ Wuppertal Institut 2019, wie konv. Anlage |
| Investitionskosten | Euro/t HVC | 74 | | konstant | Annahme: gleich wie konv. Anlage*** |

* gleich für Naphtha und Pyrolyseöl

** Verkauf angenommen

*** nicht auf Neubau bezogen, sondern auf Umrüstung konventioneller Anlage (Schneider et al. 2020, S. 56)

Quelle: Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 62

Tab. 7.18 Kenngrößen Methanol-to-Olefins-Verfahren

| Kenngröße | Einheit | Wert | Jahr | Entwick- lung | Quelle(n) |
|-------------------------------|---------------|-------|------|------------------|---|
| Strombedarf | GJ/t HVC | 1.400 | | konstant | DECHEMA 2017, Daten Prognos AG |
| Methanolbedarf | t/t HVC | 780 | | konstant | DECHEMA/FutureCamp 2019, stöchiometrisch |
| Wasseroutput | t/t HVC | 0,2 | | konstant | stöchiometrisch |
| erwarteter Markt- hochlauf | | | 2025 | | Annahme* |
| Lebensdauer | a | 30 | | konstant | Annahme |
| Investitions- kosten | Euro/t HVC | 191 | | konstant | Agora Energiewende/Wuppertal Institut 2019 |

* bereits am Markt (vor allem in China, zur HVC-Produktion aus Kohle und Erdgas), bislang nicht in Europa und aus erneuerbaren Rohstoffen

Quelle: Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 65

Tab. 7.19 Kenngrößen chemisches Recycling (Pyrolyse von Altkunststoffen)

| Kenngröße | Einheit | Wert | Jahr | Entwicklung | Quelle(n) |
|--------------------------|------------|-------|------|-------------|---|
| Strombedarf (Pyrolyse) | kWh/t Öl | 4.000 | | konstant | Agora Energiewende/Wuppertal Institut 2019; Fivga/Dimitriou 2018; Material Economics 2019, Annahme* |
| Strombedarf (Utilities) | kWh/t Öl | 360 | | konstant | Agora Energiewende/Wuppertal Institut 2019; Fivga/Dimitriou 2018 |
| Altplastikbedarf | t/t Öl | 1,18 | | konstant | Fivga/Dimitriou 2018 |
| erwarteter Markthochlauf | | | 2025 | | Annahme** |
| Lebensdauer | a | 30 | | | Annahme |
| Investitionskosten | Euro/t HVC | 480 | | konstant | DECHEMA/FutureCamp 2019 |

* strombasierte Pyrolyse

** DECHEMA und FutureCamp (2019) geben 2030 an, wird aber bereits umgesetzt, siehe OMV 2022, Hochlauf in kleinen, aber relevanten Mengen ab 2025 angenommen

Quelle: Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 68

7.4 Anhang zu Kapitel 4: technische Entwicklungspfade für eine klimaneutrale Produktion

7.4.1 Kennzahlen für die restlichen Industrien und Sektoren aus externen Szenariostudien

Für die Erstellung der Entwicklungspfade in Kapitel 4 zogen die Gutachter/innen von Prognos und Wuppertal Institut (2022, S. 71 f.) eine Reihe von bestehenden externen Szenariostudien heran. Das erfolgte einerseits, um relevante Vermeidungstechnologien für die betrachteten Grundstoffindustrien Eisen/Stahl, Zement und HVC zu identifizieren. Andererseits wurden die externen Szenariostudien dazu verwendet, um über die betrachteten Grundstoffindustrien hinaus ein Bild des übrigen Energiesystems abzuleiten, denn nur durch die Betrachtung des Gesamtsystems konnten etwaige Restriktionen (z. B. im Hinblick auf die Verfügbarkeit von Energieträgern) oder Widersprüche berücksichtigt werden. Der Rückgriff auf bestehende Szenariostudien wurde notwendig, da eigene Rechnungen zur Szenarientwicklung für das Gesamtsystem den Rahmen des TA-Projekts gesprengt hätten und daher nicht möglich waren. Die folgenden externen Szenariostudien wurden berücksichtigt:

- Klimaneutrales Deutschland 2045 (Prognos et al. 2021b) im Auftrag der Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende, Agora Verkehrswende; Szenario: KNDE2045
- Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland (Consentec et al. 2021) im Auftrag des BMWK; Szenario: TN-Strom
- dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität (EWI et al. 2021) im Auftrag der dena; Szenario: KN 100
- Klimapfade 2.0. Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft (BCG 2021) im Auftrag des BDI; Szenario: Zielpfad
- Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 (DLR-FK et al. 2021) im Auftrag der Ariadne-Kopernikus-Projekte; Szenario: Technologiemix

Aus den externen Szenariostudien wurden sämtliche verfügbare Aussagen zum Energiebedarf nach Sektor (zusätzlich aufgeschlüsselt nach Energieträger) (Tab. 7.20), zu den THG-Emissionen nach Emittentengruppe (Tab. 7.21) sowie zur Energieerzeugung nach Erzeuger (Tab. 7.22) zusammengetragen. Die verfügbaren Werte aus den jeweiligen Szenarien wurden gemittelt und die Standardabweichung bestimmt. An wenigen Stellen wurden durch die Gutachter/innen von Prognos und Wuppertal Institut (2022, S. 71 f.) Abschätzungen auf Grundlage eigener Daten vorgenommen.

Zu beachten ist, dass alle externen Szenariostudien vor Beginn des russischen Angriffskriegs gegen die Ukraine veröffentlicht wurden und daher die jüngsten Verwerfungen auf den Energiemärkten nicht berücksichtigten (Szenariostudien, die die Auswirkungen des Ukrainekriegs einbeziehen, lagen zum Zeitpunkt der Pfaderstellung noch nicht vor). Dadurch verzerrt sich das aus diesen Szenariostudien abgeleitete Bild des übrigen Energiesystems gegenüber dem für die Grundstoffindustrien Eisen/Stahl, Zement und HVC gewählten Ansatz (Erdgas ist keine Brückentechnologie) geringfügig, was aber nicht zu vermeiden war.

Tab. 7.20 Endenergieverbrauch der restlichen Sektoren der Vergleichsstudien
(ohne die Grundstoffindustrien Eisen/Stahl, Zement, HVC)

| Verbraucher | Mittelwert | | | | Änderung in % | Unsicherheit | |
|--|------------|-------|-------|-------|------------------|--------------|-----------------|
| | in PJ | | | | | absolut | relativ in % |
| | 2020 | 2030 | 2040 | 2045 | 2020–2045 | 2045 | |
| Verkehr | 2.817 | 2.464 | 1.739 | 1.377 | -51 | ±214 | ±16 |
| Gebäude | 3.491 | 3.015 | 2.396 | 2.086 | -40 | ±317 | ±15 |
| sonstige Industrie | 1.290 | 1.223 | 1.597 | 1.784 | 38 | ±261 | ±15 |
| gesamt | 7.598 | 6.702 | 5.732 | 5.247 | -31 | ±463 | ±9 |
| davon: | | | | | | | |
| Strom | 1.533 | 1.850 | 2.185 | 2.353 | 54 | ±334 | ±14 |
| Fernwärme | 388 | 470 | 441 | 427 | 10 | ±193 | ±45 |
| Biomasse | 609 | 643 | 699 | 727 | 19 | ±380 | ±52 |
| Umweltwärme | 0 | 313 | 376 | 407 | | ±97 | ±24 |
| Wasserstoff | 0 | 29 | 343 | 500 | | ±329 | ±66 |
| synthetische Energie- träger (ohne H ₂) | 0 | 88 | 568 | 808 | | ±250 | ±31 |
| fossile Brennstoffe | 5.069 | 3.309 | 1.121 | 27 | -99 | ±0 | ±0 |

Quelle: Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 72, auf Basis der genannten externen Szenariostudien

Tab. 7.21 THG-Emissionen der restlichen Sektoren der Vergleichsstudien
(ohne Grundstoffindustrien Eisen/Stahl, Zement, HVC)

| Emittentengruppe | Mittelwert | | | | Änderung in % | Unsicherheit | |
|---|---------------------------|-------|-------|-------|------------------|--------------|--------------|
| | in Mt CO ₂ -eq | | | | | absolut | relativ in % |
| | 2020 | 2030 | 2040 | 2045 | 2020–2045 | 2045 | |
| CRF 1A1 Energie CRF 1B diffuse Emissionen | 219,2 | 91 | 30 | -0,5 | -100 | ±0,5 | ±100 |
| CRF 1A2 Industrie (ohne Stahl, Zement, HVC) | 44,9 | 26,1 | 10,4 | 2,5 | -94 | ±0 | ±0 |
| CRF 1A3 Verkehr | 147,2 | 105,5 | 35,2 | 0 | -100 | ±0 | |
| CRF 1A4 Gebäude | 125,6 | 76,0 | 25,3 | 0 | -100 | ±0 | |
| CRF 2 Industrieprozesse* (ohne Stahl, Zement, HVC) | 28,5 | 16,7 | 8,1 | 6,6 | -77 | ±0 | ±0 |
| CRF 3 Landwirtschaft CRF 5 Abfall | 64,9 | 60 | 53,3 | 50 | -23 | ±11 | ±22 |
| CRF 4 LULUCF | -11,3 | -13,5 | -21,8 | -26,0 | 131 | ±15 | ±58 |
| gesamt | 619 | 362 | 141 | 33 | -95 | ±15 | ±57 |

* zum Teil geschätzt

Quelle: Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 72, auf Basis der genannten externen Szenariostudien

Tab. 7.22 Erzeugerseite der Vergleichsstudien insgesamt (inklusive Eisen/Stahl, Zement, HVC)

| Erzeuger | Mittelwert | | | | Änderung in % | Unsicherheit | |
|---|------------|------|------|-------|------------------|--------------|--------------|
| | in TWh | | | | | absolut | relativ in % |
| | 2020 | 2030 | 2040 | 2045 | 2020–2045 | 2045 | |
| Stromerzeugung | 522 | 653 | 949 | 1.097 | 110 | ±361 | ±33 |
| davon aus Wind, Wasser und Photovoltaik | 115 | 361 | 688 | 852 | 641 | ±114 | ±13 |
| davon aus Biomasse* | 121 | 119 | 69 | 44 | -64 | ±6 | ±13 |
| Fernwärmeerzeugung/Müllverbrennung | 118 | 150 | 176 | 190 | 61 | ±71 | ±37 |
| Wasserstofferzeugung (Elektrolyse)** | 0 | 8 | 95 | 139 | | ±25 | ±18 |

* zum Teil geschätzt

** ohne Wasserstoffbedarf der Grundstoffindustrien Eisen/Stahl, Zement, HVC

Quelle: Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 72, auf Basis der genannten externen Szenariostudien

7.4.2 Stahl/Eisen: Kenngrößen aktiver Hochöfen in Deutschland

In Deutschland werden derzeit 16 Hochöfen von insgesamt sechs Unternehmen in fünf Regionen (überwiegend im Westen und Norden Deutschlands) betrieben. Im Mittel besitzt ein einzelner Hochofen eine Kapazität von rund 2,2 Mio. t Rohstahl/Jahr. Die letzten Neuzustellungen fanden überwiegend in den frühen 2010er Jahren statt, weshalb die kommenden Neuzustellungen überwiegend Anfang der 2030er passieren sollten – falls es zu einer Weiternutzung der Hochöfen kommt (Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 13). Tabelle 7.23 fasst die wichtigsten Kenngrößen der 16 Hochofen zusammen.

Tab. 7.23 Kenngrößen aktiver Hochöfen in Deutschland (Stand 2021)

| Unternehmen | Standort | Kapazität | Ofenreise | Neuzustellung | | Quellen |
|------------------------------------|--------------------|-----------------|-----------|---------------|---------|---|
| | | Mio. t/ Jahr | Jahre | letzte | nächste | |
| ArcelorMittal | Bremen | 1,3 | 19 | 2008 | 2027 | ArcelorMittal o. J.a; ArcelorMittal o. J.b; Hartbrich 2022b; Kreiszeitung.de 2017; TVF ALTWERT GmbH o. J. |
| | Bremen | 2,5 | 18 | 2017 | 2035 | |
| | Eisenhüttenstadt | 1,8 | 18 | 2015 | 2033 | |
| | Duisburg | 1,5 | 18 | 2005 | 2023 | |
| DK Recycling | Duisburg | 0,4 * | 20 | 2016 | 2036 | |
| Hüttenwerke Krupp Mannesmann | Duisburg | 2,2 | 20 | 2010 | 2030 | |
| | Duisburg | 2,7 | 16 | 2016 | 2032 | Mohrs 2016 |
| Rogesa/ Dillinger/ Saarstahl | Dillingen/ Saar | 2,2 | 20 | 2016 | 2036 | |
| | Dillingen/ Saar | 2,6 | 20 | 2010 | 2030 | Dillinger Hüttenwerke 2010 |
| Salzgitter Stahl | Salzgitter | 2,1 | 20 | 2015 | 2035 | |
| | Salzgitter | 2,3 | 20 | 2016 | 2036 | |
| | Salzgitter | 1,5 | 15 | 2013 | 2028 | |
| Thyssenkrupp Steel | Duisburg | 1,9 | 13 | 2012 | 2025 | |
| | Duisburg | 1,9 | 20 | 2007 | 2027 | Thyssenkrupp Steel Europe AG 2022 |
| | Duisburg | 3,5 | 15 | 2021 | 2036 | Thyssenkrupp Steel Europe AG 2021 |
| | Duisburg | 4,4 | 16 | 2014 | 2030 | |

* nur Eisen-, keine Stahlproduktion

Quelle: Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 16 auf Grundlage von webstexx GmbH o.J.; Wikipedia o.J.; WV Stahl 2021 sowie den genannten Quellen

7.4.3 Eisen/Stahl: von den Unternehmen kommunizierte Transformationsstrategien

Ausgangspunkt für die durch die Gutachter/innen von Prognos und Wuppertal Institut erstellten Entwicklungspfade für die Grundstoffindustrie Eisen/Stahl waren die zum Zeitpunkt der Pfaderstellung (und vor Beginn des Ukrainekriegs) kommunizierten Transformationsstrategien der Anlagenbetreiber. Die Strategien je Unternehmen und Standort werden nachfolgend überblicksartig vorgestellt (Prognos/Wuppertal Institut 2022, S. 90 ff.):

ArcelorMittal

ArcelorMittal Europe (ArcelorMittal 2020) hat sich selbst das Ziel gesetzt, seine THG-Emissionen bis 2030 um 30% zu reduzieren und bis 2050 komplett zu vermeiden. Für die einzelnen Standorte bedeutet das:

- › Am Standort Hamburg plant das Unternehmen eine zusätzliche DR-Anlage (zur bestehenden, mit Erdgas befeuerten) zu installieren, um die DRI-Kapazität auf insgesamt 0,9 Mio. t/Jahr zu erhöhen. Wasserstoff soll Erdgas sukzessive ersetzen. Dafür ist ab 2025 der Bau eines 50 MW Elektrolyseurs am Standort vorgesehen (ArcelorMittal 2020).
- › Am Standort Bremen ist geplant, zu Beginn mehr Erdgas und Wasserstoff im Hochofen einzusetzen und mittels einer neuen elektrischen Schrottschmelzanlage den Schrottanteil in der konventionellen Route zu erhöhen (ArcelorMittal 2020). Auch hier soll ein Elektrolyseur mit einer Leistung von 100 bis 300 MW gebaut werden. Für diesen Standort werden zwei Strategien ergebnisoffen verfolgt: entweder das Smart Carbon, das im Wesentlichen CO₂-Abscheidung und -nutzung an dem/den bestehenden Hochofen/Hochöfen ist (BF+BOF+CCU), oder der Ersatz der bestehenden Hochofenroute mit DR+EAF (ArcelorMittal 2020). Für Entwicklungspfad B wurde angenommen, dass der kleinere Hochofen durch einen größeren DR-Ofen ersetzt wird, der anfangs auch den Standort Eisenhüttenstadt mit DRI beliefert, bis dieser autark ist. Danach ist eventuell ein zweiter EAF zur Verarbeitung des dann höheren DRI-Aufkommens vor Ort geplant (Hartbrich 2022b; Neiser 2021).
- › Am Standort Eisenhüttenstadt ist langfristig der Technologiewechsel hin zu H₂-DR+EAF gesetzt. Als Brückentechnologie kommt zunächst eine Pyrolyseanlage zum Einsatz, die Wasserstoff aus Methan abspaltet. Ebenfalls als Zwischenschritt soll eine elektrische Schrottschmelzanlage den Schrottanteil in der konventionellen Hochofenroute erhöhen (Neiser 2021). DRI wird in einer Übergangsphase per Bahn aus Bremen angeliefert. Zeitgleich startet vor Ort der Betrieb einer DR-Demonstrationsanlage (vom Hyfor-Typ, der Feinerz statt Erzpellets reduziert). Später ist der Bau von zwei EAFs geplant (Hartbrich 2022b).
- › Für den Hochofen am Standort Duisburg ist geplant, zunächst DRI aus Hamburg als teilweisen Ersatz für Eisenerz im Hochofen zu nutzen. Später soll die komplette Umstellung des Standorts auf H₂-DR+EAF mit einer Kapazität von rund 1 Mio. t Rohstahl/Jahr inklusive eigenem Elektrolyseur angegangen werden (ArcelorMittal 2020).

DK Recycling

DK Recycling produziert in einem vergleichsweise kleinen Hochofen in Duisburg Roheisen, das nicht zu Stahl weiterverarbeitet, sondern als Gusseisen genutzt wird. Zum Zeitpunkt der Pfaderstellung lagen keine (veröffentlichten) Pläne für eine Umstellung seitens des Betreibers vor. In den Entwicklungspfaden A und B wird davon ausgegangen, dass am Werk unverändert Gusseisen produziert wird. Die geringe Produktion von ausschließlich

Eisen sowie die Möglichkeit, im Hochofen einen hohen Schrottanteil zu verwerten, führte zur Einschätzung, dass diese Anlage außer Konkurrenz läuft.

Hüttenwerke Krupp Mannesmann

Bei den Hüttenwerken Krupp Mannesmann (HKM) in **Duisburg** liegt der Fokus klar auf einer wasserstoffbasierten Stahlherstellung. HKM ist Gründungsmitglied des Hy.Region.Rhein.Ruhr e. V., welcher die regionale Erzeugung und Verteilung von grünem Wasserstoff anstrebt (Hüttenwerke Krupp Mannesmann GmbH o. J.).

Rogesa/Dillinger/Saarstahl

Während des Zeitraums der Pfaderstellung wurde kein konkreter Umstellungsplan von Unternehmensseite gefunden. Stattdessen wurde der Ansatz kommuniziert, am Standort **Dillingen** die Hochofeneffizienz zu verbessern und im Hochofen zusätzlich anstelle von Eisenerz DRI aus den eigenen französischen Werken einzubinden (Saarstahl AG o. J.). Mangels Hinweise für die Transformation wurde in Entwicklungspfad B die H₂-DR+EAF-Route gesetzt. Eine aktuelle Strategie wurde im Juni 2022 kommuniziert (SHS 2022), die jedoch nicht mehr in der Pfadgestaltung berücksichtigt werden konnte. Nach dieser soll 2027 bis 2030 ein erster EAF installiert werden, um den ersten Hochofen abstellen zu können. Danach wird auch der zweite Hochofen inklusive des Konverters abgebaut und durch einen zweiten EAF ersetzt. Unklar ist noch, ob DRI bezogen oder vor Ort via Direktreduktion selbst erzeugt werden soll (VDI 2022).

Salzgitter Stahl

Salzgitter Stahl verfolgt ein eigenes Konzept für eine Direktreduktion. Eine entsprechende Demonstrationsanlage mit einer Jahreskapazität von 20.000 t DRI wird seit 2021 aufgebaut (Stahleisen.de 2021). Beim Verfahren lassen sich Erdgas und Wasserstoff in beliebigen Anteilen (von 0 bis 100%) flexibel mischen. Damit strebt Salzgitter Stahl nach eigenen Angaben letztlich eine THG-Reduktion von 95% an (Salzgitter AG o. J.). Aufgrund dieses eigenen bereits begonnen Vorhabens wird in beiden Entwicklungspfaden davon ausgegangen, dass die H₂-DR+EAF-Route umfänglich am Standort **Salzgitter** kommt.

Thyssenkrupp Steel

Mit dem Konzept von Thyssenkrupp Steel werden die bisher erwähnten Technologieoptionen um eine weitere ergänzt (Quitter 2021): Direktreduziertes Eisen soll direkt in ein neuartiges Einschmelzaggregat (Schmelzofen, SAF) geleitet werden, wo daraus flüssiges Roheisen erzeugt wird, welches direkt in den Konverter zur Stahlherstellung geleitet wird. Diese DR+SAF+BOF-Route hat den Vorteil, vollumfänglich in bestehende Eisenhütten integriert werden zu können (Kap. 3.1.3.2). Auf dem Weg dorthin soll Hochofen 9 (der älteste der vier Hochöfen mit einer Kapazität von 1,9 Mio. t/Jahr) bis 2025 zugunsten einer DR-Anlage stillgelegt werden. Hochofenfrei möchte Thyssenkrupp bis etwa 2045 sein (Hartbrich 2022b). 2021 wurde noch eine der letzten Neuzustellungen in der Unternehmensgeschichte vollzogen (Hochofen »Schwelgern 1«, Baujahr 1973, Kapazität 3,5 Mio. t/Jahr). Künftig sollen laut Unternehmen alle Hochöfen am zentralen Firmenstandort **Duisburg** schrittweise auf DR+SAF umgestellt werden (Thyssenkrupp Steel Europe AG 2021). Eine neue DR+SAF-Anlage mit 2,5 Mio. t Kapazität wurde 2022 beschlossen und soll bereits 2026 Stahl produzieren (Thyssenkrupp Steel Europe AG 2022).

7.5 Abbildungen

| | Seite |
|-----------|---|
| Abb. 3.1 | Entwicklung ausgewählter Kenngrößen der Stahlindustrie 16 |
| Abb. 3.2 | Entwicklung der Stahlproduktion in Deutschland nach Routen..... 17 |
| Abb. 3.3 | Schematische Darstellung der Prozessrouten Primär- und Sekundärstahlherstellung 18 |
| Abb. 3.4 | Entwicklung des Energieverbrauchs in der Eisen- und Stahlherstellung in Deutschland 22 |
| Abb. 3.5 | Entwicklung der spezifischen und absoluten Treibhausgasemissionen der deutschen Stahlindustrie 24 |
| Abb. 3.6 | Ausgewählte alternative Routen der Stahlproduktion mit Prozessschritten und Zwischenprodukten..... 25 |
| Abb. 3.7 | Ökonomische Kenngrößen WZ08-23.51: Herstellung von Zement 2005 bis 2021..... 36 |
| Abb. 3.8 | Klinker- und Zementproduktion in Deutschland 37 |
| Abb. 3.9 | Zementherstellung im Trockenverfahren mit Zyklonvorwärmer 39 |
| Abb. 3.10 | In Deutschland bedeutende Zementarten nach DIN EN 197-1..... 41 |
| Abb. 3.11 | Inlandsversand der Verbandsmitglieder an Zement..... 42 |
| Abb. 3.12 | Absolute CO ₂ -Emissionen und Brennstoffrate alternativer Brennstoffe der deutschen Zementindustrie 43 |
| Abb. 3.13 | Routen der Zementproduktion mit Prozessschritten und Zwischenprodukten (vereinfachte Darstellung)..... 46 |
| Abb. 3.14 | Normzemente, mit abnehmenden Klinkeranteil, die nach dem VDZ für eine klimaneutrale Zementherstellung bis 2050 relevant sind 47 |
| Abb. 3.15 | Produktionsstammbaum aus Grundchemikalien der organischen Chemie..... 61 |
| Abb. 3.16 | Schematische Darstellung der wichtigsten Stoffflüsse in den Verfahren zur Herstellung von HVC aus Rohöl 63 |
| Abb. 3.17 | Ökonomische Kenngrößen WZ08-20.14 »Herstellung von sonstigen organischen Grundstoffen«..... 65 |
| Abb. 3.18 | HVC-Produktion der Grundchemikalien von 1995–2022 66 |
| Abb. 3.19 | Wichtige Chemiecluster in Deutschland..... 67 |
| Abb. 3.20 | Routen der HVC-Produktion 70 |
| Abb. 4.1 | Sozioökonomische Rahmendaten: Bevölkerung und Haushalte (links); Bruttowertschöpfung und Erwerbstätige (rechts)..... 86 |
| Abb. 4.2 | Energieträgerpreise für Großkunden und Preis für Emissionszertifikate des EU-ETS..... 87 |

| | Seite |
|-----------|---|
| Abb. 4.3 | Emissionsintensive Standorte (Stand 2020) und hypothetisches CO ₂ -Netz in Deutschland..... 89 |
| Abb. 4.4 | Geplantes H ₂ -Netz der Fernleitungsnetzbetreiber Gas 91 |
| Abb. 4.5 | Entwicklungspfad A: Produktionsmenge Stahl nach Route 94 |
| Abb. 4.6 | Entwicklungspfad A: Stahlvorprodukte und Roheisenanteil..... 95 |
| Abb. 4.7 | Entwicklungspfad B: Produktionsmenge Stahl nach Route 96 |
| Abb. 4.8 | Entwicklungspfad B: Stahlvorprodukte und Roheisenanteil..... 97 |
| Abb. 4.9 | Endenergieverbrauch Eisen/Stahl nach Anlagen 98 |
| Abb. 4.10 | Endenergieverbrauch Eisen/Stahl nach Energieträger 99 |
| Abb. 4.11 | Treibhausgasemissionen Eisen/Stahl 100 |
| Abb. 4.12 | Produktionskosten Eisen/Stahl..... 101 |
| Abb. 4.13 | Absolute Kostenstruktur Eisen/Stahl 101 |
| Abb. 4.14 | Spezifische Kosten nach Route Eisen/Stahl..... 102 |
| Abb. 4.15 | Entwicklungspfad A: Produktionsmenge Zement bis 2050..... 103 |
| Abb. 4.16 | Entwicklungspfad A: Produktionsanteile nach Zement- und Bindemittelarten..... 104 |
| Abb. 4.17 | Entwicklungspfad A: Rohstoffeinsatz für die Zementherstellung 105 |
| Abb. 4.18 | Entwicklungspfad A: Hüttensandbedarf und -verfügbarkeit..... 106 |
| Abb. 4.19 | Entwicklungspfad B: Produktionsmenge Zement bis 2050..... 107 |
| Abb. 4.20 | Entwicklungspfad B: Produktionsanteile nach Zement- und Bindemittelarten..... 107 |
| Abb. 4.21 | Entwicklungspfad B: Rohstoffeinsatz für die Zementherstellung 108 |
| Abb. 4.22 | Entwicklungspfad B: Hüttensandbedarf und -verfügbarkeit..... 109 |
| Abb. 4.23 | Abgeschiedenes CO ₂ über Oxyfuel-CCS..... 110 |
| Abb. 4.24 | Energieverbrauch der Zementproduktion nach Energieträgern..... 110 |
| Abb. 4.25 | THG-Emissionen Zement 111 |
| Abb. 4.26 | Kostenstrukturen Zementherstellung 112 |
| Abb. 4.27 | Produktionsmenge HVC nach Chemikalien bis 2050..... 113 |
| Abb. 4.28 | Entwicklungspfad A: Produktionsmenge nach Technologieroute und Rohstoffmengen..... 115 |
| Abb. 4.29 | Entwicklungspfad B: Produktionsmenge nach Technologieroute und Rohstoffmengen..... 116 |

| | Seite |
|-----------|--|
| Abb. 4.30 | Energieverbrauch HVC-Produktion nach Brennstoffen und Strom..... 117 |
| Abb. 4.31 | Bereitstellung von Wasserstoff für die Synthesegasproduktion 118 |
| Abb. 4.32 | THG-Emissionen der HVC-Produktion (ohne Rohstoffproduktion)..... 119 |
| Abb. 4.33 | Spezifische Kosten HVC-Produktion 120 |
| Abb. 4.34 | Kostenstruktur HVC-Produktion 120 |
| Abb. 4.35 | THG-Emissionen des Gesamtsystems 128 |
| Abb. 4.36 | Endenergiebedarf des Gesamtsystems 129 |
| Abb. 4.37 | Investitionsimpulse je Grundstoffindustrie..... 133 |
| Abb. 4.38 | Investitionsimpulse und gesamtwirtschaftliche Effekte (Abweichung gegenüber Referenzentwicklung)..... 135 |
| Abb. 4.39 | Gesamtwirtschaftliche Effekte auf Bruttowertschöpfung und Arbeitsmarkt..... 137 |
| Abb. 4.40 | Eisen/Stahl: relative Produktionskostendifferenz emissionsarm (H2-DR+EAF) gegenüber konventionell (BF+BOF) 139 |
| Abb. 4.41 | Relative Preisänderung in anderen Produktionsbereichen bei einem Preisschock in der Eisen/Stahlproduktion in Höhe von 1 % 140 |
| Abb. 4.42 | Zement: relative Produktionskostendifferenz emissionsarm (mit CO ₂ -Abscheidung) gegenüber konventionell (ohne CO ₂ -Abscheidung)..... 141 |
| Abb. 4.43 | Relative Preisänderung in anderen Produktionsbereichen bei einem Preisschock in der Zementherstellung in Höhe von 1 %..... 142 |
| Abb. 4.44 | HVC: relative Produktionskostendifferenz emissionsarm (E-Cracker, MtO/MtA) gegenüber konventionell (fossil beheizter Cracker)..... 143 |
| Abb. 4.45 | Relative Preisänderung in anderen Produktionsbereichen bei einem Preisschock in der HVC-Produktion in Höhe von 1 % 144 |
| Abb. 5.1 | Gaspreise Großhandel Terminkontrakt Folgemonat THE-Handelspunkt 165 |
| Abb. 5.2 | Day-ahead-Großhandelsstrompreis im Monatsdurchschnitt von 2019 bis 2023 166 |

7.6 Tabellen

| | Seite |
|-----------|--|
| Tab. 3.1 | Ausgewählte Kenngrößen der konventionellen Prozessrouten..... 23 |
| Tab. 3.2 | Kenngrößen für die konventionelle Zementherstellung Referenzzement 2020 44 |
| Tab. 3.3 | Energiebedarfe für die klinkerarmen Modellzemente..... 50 |
| Tab. 3.4 | THG-Emissionen und Reduktionspotenziale für die klinkerarmen Modellzemente 51 |
| Tab. 3.5 | Ausgewählte Kenngrößen für modellierte neue Bindemittelsysteme..... 56 |
| Tab. 3.6 | Ausgewählte Kenngrößen Oxyful-CCS..... 58 |
| Tab. 4.1 | Kenngrößen von Standorten der Stahlherstellung mit in der Modellierung angenommenen Technologiewechsel..... 93 |
| Tab. 4.2 | Vergleich der Entwicklungspfade..... 124 |
| Tab. 4.3 | Übersicht über die Technologieoptionen der Vergleichsstudien (Zieljahre 2045/2050)..... 127 |
| Tab. 4.4 | Gesamtwirtschaftliche Effekte gegenüber Referenzentwicklung (2020–2050 kumuliert); Erwerbstätige: max. Abweichung..... 136 |
| Tab. 7.1 | Kenngrößen Kokereien..... 181 |
| Tab. 7.2 | Kenngrößen Sinteranlagen..... 182 |
| Tab. 7.3 | Kenngrößen Pelletieranlagen..... 183 |
| Tab. 7.4 | Kenngrößen Hochofen..... 184 |
| Tab. 7.5 | Kenngrößen Konverter 186 |
| Tab. 7.6 | Kenngrößen Elektrolichtbogenofen (EAF)..... 187 |
| Tab. 7.7 | Kenngrößen Direktreduktionsofen (via Erdgas), Typ MIDREX 188 |
| Tab. 7.8 | Kenngrößen Direktreduktionsofen (via Wasserstoff)..... 189 |
| Tab. 7.9 | Kenngrößen Elektrolyseur 190 |
| Tab. 7.10 | Kenngrößen CO ₂ -Abscheidung beim Stahlwerk 191 |
| Tab. 7.11 | Kenngrößen Schmelzofen (SAF)..... 192 |
| Tab. 7.12 | Kenngrößen für die modellierten klinkerarmen Zemente – aktueller Stand und Entwicklung für die Referenzpfade 199 |
| Tab. 7.13 | Produktverteilung im Cracker bei Ethan- bzw. Naphthaeinsatz..... 202 |
| Tab. 7.14 | Abscheideraten für die HVC- und Non-HVC-Produkte aus HVC-Rohstoffen (in Prozent)..... 203 |
| Tab. 7.15 | Modellproduzierte Mengen an HVC-Produkte nach Einsatzstoffen (in Mio. t/Jahr) 204 |

| | Seite |
|-----------|--|
| Tab. 7.16 | Kenngrößen konventioneller Steamcracker 205 |
| Tab. 7.17 | Kenngrößen elektrischer Steamcracker (E-Cracker) 206 |
| Tab. 7.18 | Kenngrößen Methanol-to-Olefins-Verfahren 207 |
| Tab. 7.19 | Kenngrößen chemisches Recycling (Pyrolyse von Altkunststoffen)..... 208 |
| Tab. 7.20 | Endenergieverbrauch der restlichen Sektoren der Vergleichsstudien (ohne die Grundstoffindustrien Eisen/Stahl, Zement, HVC) 210 |
| Tab. 7.21 | THG-Emissionen der restlichen Sektoren der Vergleichsstudien (ohne Grundstoffindustrien Eisen/Stahl, Zement, HVC) 211 |
| Tab. 7.22 | Erzeugerseite der Vergleichsstudien insgesamt (inklusive Eisen/Stahl, Zement, HVC) 212 |
| Tab. 7.23 | Kenngrößen aktiver Hochöfen in Deutschland (Stand 2021)..... 213 |

7.7 Kästen

| | |
|------------|--|
| Kasten 3.1 | Nicht berücksichtigte Vermeidungsoptionen 25 |
| Kasten 3.2 | Absolute Emissionen 44 |
| Kasten 3.3 | Zulassung von (neuen) Zementen 49 |
| Kasten 3.4 | Synthesegas und seine Produkte 70 |
| Kasten 4.1 | Beginn des Ukrainekriegs und Auswirkungen auf das TA-Projekt 79 |
| Kasten 4.2 | Die Farben des Wasserstoffs..... 83 |
| Kasten 4.3 | Simulationsmodell DINOS der Prognos AG 131 |
| Kasten 5.1 | Förderprogramm Klimaschutzverträge 164 |
| Kasten 7.1 | Das Dilemma der Nullemissionen 194 |

7.8 Abkürzungen

| | |
|-----------------|---|
| BF | Blast Furnace/Hochofen |
| BIP | Bruttoinlandprodukt |
| BMWK | Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz |
| BOF | Basic Oxygen Furnace/Einblaskonverter |
| C | Kohlenstoff |
| CBAM | Carbon Border Adjustment Mechanism/CO ₂ -Grenzausgleichssystem |
| CCS | Carbon Capture and Storage/Kohlenstoffabscheidung und -speicherung |
| CCU | Carbon Capture and Usage/Kohlenstoffabscheidung und -nutzung |
| CO | Kohlenstoffmonoxid |
| CO ₂ | Kohlenstoffdioxid |
| DIBt | Deutsches Institut für Bautechnik |
| DR | Direct Reduktion/Direktreduktion |
| DRI | Direct Reduced Iron/direktreduziertes Eisen, auch Eisenschwamm |
| EAf | Electric Arc Furnace/Elektrolichtbogenofen |
| EUA | EU-Allowances/Emissionszertifikate des EU-ETS |
| EU-ETS | European Union Emission Trading System/EU-Emissionshandelssystem |
| GWh | Gigawattstunde, entspricht 0,0036 PJ |
| H ₂ | Wasserstoff |
| HVC | High-Value Chemicals/Plattformchemikalien, Ausgangsprodukte für Kunststoffe, Waschmittel, Lacke, Kühlmittel, Weichmacher etc. |
| LL | Limestone/Kalkstein in der Zementnomenklatur |
| LNG | Liquefied Natural Gas/Flüssigerdgas |
| MtA | Methanol-to-Aromatics/Verfahren für die HVC-Produktion |
| MtHVC | Methanol-to-HVC |
| MtO | Methanol-to-Olefins/Verfahren für die HVC-Produktion |
| MVV TB | Musterverwaltungsvorschrift Technische Baubestimmungen |
| PJ | Petajoule, entspricht 278 GWh |
| Q | calcinierte Tone in der Zementnomenklatur |
| RE | Roheisen |
| RS | Rohstahl |
| S | Slag/Hüttensand in der Zementnomenklatur |
| SAF | Submerged Arc Furnace/Elektroniederschachtofen, auch Schmelzreduktionsofen |
| THG | Treibhausgas(e) |
| VDZ | Verein Deutscher Zementwerke e. V. |

8 Literatur

8.1 In Auftrag gegebenes Gutachten

Prognos AG; Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH (2022): Optionen für eine klimaneutrale und nachhaltige Grundstoffindustrie in Deutschland – Entwicklungspfade für ausgewählte Wirtschaftszweige. (Piégsa, A.; Muralter, F.; Kulkarni, P.; Limbers, J.; Lübbers, S.; Kirchner, A.; Samadi, S.) Basel

8.2 Weitere Literatur

Acatech (2018): CCU und CCS – Bausteine für den Klimaschutz in der Industrie (acatech POSITION). acatech, München (15.11.2023)

Achtelik, C.; Schimmel, M.; Rhiemeier, J.-M. (2019): Energiewende in der Industrie. Branchensteckbrief der Grundstoffchemie. Vorhaben: I C 4 – 80 14 38/42. Navigant Energy Germany GmbH

Achternbosch, M. (2018): Technikfolgenabschätzung zum Thema Betone der Zukunft – Herausforderungen und Chancen. In: Nolting, U.; Dehn, F.; Haist, M.; Link, J. (Hg.): Betone der Zukunft. Herausforderungen und Chancen: 14. Symposium Baustoffe und Bauwerkserhaltung, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), 21. März 2018. Karlsruhe, S. 1–12

Achternbosch, M.; Bräutigam, K.-R. (2000): Herstellung von Zementklinkern Verfahrensbeschreibungen und Analysen zum Einsatz von Sekundärbrennstoffen. Forschungszentrum Karlsruhe, Wissenschaftliche Berichte Nr. FZKA 6508, Karlsruhe

Achternbosch, M.; Dewald, U.; Nieke, E.; Sardemann, G. (2016): New calcium hydrosilicate-based cements: Celiment – a Technology Assessment. In: ZKG International (6), S. 48–57

Achternbosch, M.; Dewald, U.; Nieke, E.; Sardemann, G. (2018): Why it is so hard to develop new binder systems for mass application? In: ZKG International 70(9), S. 68–79

Achternbosch, M.; Dewald, U.; Nieke, E.; Sardemann, G. (2019): Towards a low-carbon post OPC era – External framing conditions. In: ZKG International 72(9), S. 46–60

Achternbosch, M.; Kupsch, C.; Nieke, E.; Sardemann, G. (2011): Klimaschonende Produktion von Zement: eine Utopie? In: GAIA – Ökologische Perspektiven für Wissenschaft und Gesellschaft (20), S. 30–41

Achternbosch, M.; Kupsch, C.; Nieke, E.; Sardemann, G. (2012): Sind magnesiabasierte Zemente die Zukunft? Teil 2: Novacem – eine Bewertung neuer Entwicklungen. In: ZKG International 65(3), S. 64–72

AG Energiebilanzen (o.J.): Energiebilanz der Bundesrepublik 2020. <https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2022/04/bilanz20d.xlsx> (12.7.2023)

Agora Energiewende; Guidehouse (2021): Making renewable hydrogen cost-competitive. Policy instruments for supporting green H₂. Study. Berlin, www.agora-energiawende.org/fileadmin/Projekte/2020/2020_11_EU_H2-Instruments/A-EW_223_H2-Instruments_WEB.pdf (1.11.2023)

Agora Energiewende; Wuppertal Institut (2019): Klimaneutrale Industrie: Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement. Studie. Agora Energiewende, Berlin, https://static.agora-energiawende.de/fileadmin/Projekte/2018/Dekarbonisierung_Industrie/164_A-EW_Klimaneutrale-Industrie_Studie_WEB.pdf (16.6.2023)

Aichinger, M. (2015): Technologievergleich von Elektrostahlerzeugungsverfahren. Masterarbeit. Montanuniversität Leoben, Leoben

- Albrecht, U.; Ball, M.; Bünger, U.; Kutz, C.; Michalski, J. (2022): Emissionsfreie Stahlerzeugung. Metastudie zu den technischen, technologischen und wirtschaftlichen Parametern für die Umstellung der deutschen Stahlindustrie auf eine emissionsarme Stahlproduktion auf Basis von grünem Wasserstoff. Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, Ottobrunn
- Algermissen, D. (2018): Praxisnahe Entwicklung neuer Produkte aus LD-Schlacke. In: Thiel, S.; Thomé-Kozmiensky, E.; Friedrich, B.; Pretz, T.; Quicker, P.; Senk, D.; Wotruba, H. (Hg.): Mineralische Nebenprodukte und Abfälle. Aschen, Schlacken, Stäube und Baurestmassen. Neuruppin, S. 300–309
- Algermissen, D. (2020): Zukünftige Schlackenerzeugung in einer CO₂-armen Stahlindustrie. In: Thiel, S.; Thomé-Kozmiensky, E.; Senk, D. (Hg.): Mineralische Nebenprodukte und Abfälle. Aschen, Schlacken, Stäube und Baurestmassen. Neuruppin, S. 180–191
- Anthonsen, K.; Aagaard, P.; Bergmo, P.; Erlström, M.; Fareide, J.; Gislason, S.; Mortensen, G.; Snæbjörnsdóttir, S. (2013): CO₂ Storage Potential in the Nordic Region. In: Energy Procedia 37, S. 5080–5092
- Apfel, J. (2023): Interview mit Dr. Jens Apfel, Experte aus der Stahlindustrie, durchgeführt vom TAB.
- ArcelorMittal Duisburg GmbH (o. J.a): ArcelorMittal Duisburg. ArcelorMittal steht für Stahl – Weltweit. <https://duisburg.arcelormittal.com/Ueber-uns/ArcelorMittal-Duisburg/> (3.5.2023)
- ArcelorMittal Duisburg GmbH (2020): Auf dem Weg zum grünen Stahl: Unsere Strategie. <https://duisburg.arcelormittal.com/icc/arcelor-duisburg-de/broker.jsp?uMen=225105eb-017c-8e51-a18f-7ff407d7b2f2&uCon=bbd463e5-b391-6714-d297-3e40f2a4a10b&uTem=aaaaaaaa-aaaa-aaaa-aaaa-000000000042> (2.5.2023)
- ArcelorMittal Eisenhüttenstadt GmbH (o. J.b): Roheisenerzeugung. <https://eisenhuettenstadt.arcelormittal.com/icc/arcelor-ehst-de/broker.jsp?uMen=ebd422ba-1fff-a51e-8fe1-a327d7b2f25d> (3.5.2023)
- Bafa (2023): Informationsblatt CO₂-Faktoren. Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft – Zuschuss. Eschborn
- Bähr, C.; Bardt, H. (2021): Standort Deutschland nach der Großen Koalition. Eine Bewertung mit dem IW-Standortindex. In: IW-Trends 48(3), S. 111–125
- Bähr, C.; Bothe, D.; Brändle, G.; Klink, H.; Lichtblau, K.; Sonnen, L.; Zink, B. (2023): Die Zukunft energieintensiver Industrien in Deutschland. Eine Studie von IW Consult und Frontier Economics im Auftrag des Dezernat Zukunft. IW Consult GmbH, Köln
- Bartos, R. (Hg.) (2015): Stahlfibel. Stahlinstitut VDEh, Düsseldorf
- BASF SE (o. J.): Das Herz des Verbunds. www.basf.com/global/de/who-we-are/organization/locations/europe/german-sites/ludwigshafen/production/the-production-verbund/Steamcracker.html (2.6.2023)
- Baustoffwissen (2017): Was ist Portlandzement? Grundstoffe des Bauens. <https://www.baustoffwissen.de/baustoffe/baustoffknowhow/grundstoffe-des-bauens/portlandzement-definition-geschichte-joseph-aspdin-isaac-charles-johnson-zement-klinker-din-en-197-1-portlandkompositzement-hochofenzement/> (17.12.2023)
- BCG (2013): Steel's Contribution to a Low-Carbon Europe 2050 – Technical and Economic Analysis of the Sector's CO₂ Abatement Potential (Autoren: Wörtler, M.; Schuler, F.; Voigt, N.; Schmidt, T.; Dahlmann, P.; Lungen, H.; Ghenda, J.). Boston Consulting Group and Steel Institute VDEh (15.11.2023)
- BCG (2021): Klimapfade 2.0. Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft. <https://web-assets.bcg.com/58/57/2042392542079ff8c9ee2cb74278/klimapfade-study-german.pdf> (13.4.2023)
- BCG; Prognos (2018): Klimapfade für Deutschland. <https://bdi.eu/publikation/news/klimapfade-fuer-deutschland/> (9.10.2023)

- BDEW (2023): BDEW-Strompreisanalyse. Juli 2023. Haushalte und Industrie.
www.bdew.de/media/documents/BDEW-Strompreisanalyse_o_dw_halbjaehrlich_Ba_online_24072023.pdf (18.9.2023)
- BDI; Stahlinstitut VDEh (2013): Steel's Contribution to a Low-Carbon Europe 2050 – Technical and Economic Analysis of the Sector's CO₂ Abatement Potential, Boston Consulting Group. www.stahl-online.de/wp-content/uploads/Schlussbericht-Studie-Low-carbon-Europe-2050_-Mai-20131.pdf (16.5.2023)
- BDZ (2009): Zement-Jahresbericht 2008–2009. Berlin
- Behr, A.; Agar, D. W.; Jörissen, J. (2010): Einführung in die Technische Chemie. Heidelberg
- Bellmann, E.; Zimmermann, P. (2019): Klimaschutz in der Beton- und Zementindustrie. Hintergrund und Handlungsoptionen. WWF Deutschland, Berlin
- Benrath, D. (2021): Rechtliche Rahmenbedingungen einer Kohlendioxidwirtschaft. Gutachten zu Fragestellungen aus der IN4climate.NRW-Arbeitsgruppe Kohlendioxidwirtschaft. Gelsenkirchen, www.energy4climate.nrw/fileadmin/Service/Publikationen/Ergebnisse_IN4climate.NRW/2021/in4climate.nrw-gutachten-ag-kdw-rechtliche-rahmenbedingungen-kohlendioxidwirtschaft.pdf (31.10.2023)
- Beste, D. (2019): Carbon2Chem-Pilotanlage nimmt Betrieb auf. 7.8.2019. In: Springer Professional 2019
- BHP (2023): BHP and Hatch commence design study for an electric smelting furnace pilot 23.3.2023. www.bhp.com/news/media-centre/releases/2023/03/bhp-and-hatch-commence-design-study-for-an-electric-smelting-furnace-pilot (8.5.2023)
- Billig, M.; Wermter, B. (2021): Das schmutzige Millionen-Geschäft: So lukrativ ist das Verbrennen von Müll für die Zementindustrie und darum wird so ein Geheimnis daraus gemacht. 13. Mai 2021. <https://www.businessinsider.de/wirtschaft/das-schmutzige-millionen-geschaeft-so-lukrativ-ist-das-verbrennen-von-muell-fuer-die-zementindustrie-und-darum-wird-so-ein-geheimnis-daraus-gemacht-c/> (6.5.2024)
- Bioökonomirat (2014): Die deutsche Chemieindustrie – Wettbewerbsfähigkeit und Bioökonomie. Bioökonomirat, BÖRMEMO Nr. 02 (29.10.2019)
- Blesl, M.; Kessler, A. (2013): Energieeffizienz in der Industrie. Berlin, Heidelberg
- BMF (2023): Wachstumschancen schaffen. Das Bundeskabinett hat heute den Entwurf des Wachstumschancengesetzes beschlossen. Pressemitteilung Nr. 13/2023. <https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Pressemitteilungen/Finanzpolitik/2023/08/2023-08-30-wachstumschancengesetz.html> (8.11.2023)
- BMWK (o. J.): CCU/CCS: Baustein für eine klimaneutrale und wettbewerbsfähige Industrie. www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Industrie/weitere-entwicklung-ccs-technologien.html (21.12.2023)
- BMWK (2023a): Förderprogramm für Klimaschutzverträge startet. www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/20.6.23230605-foerderprogramm-fuer-klimaschutzvertraege-startet.html (14.9.2023)
- BMWK (2023b): Förderrichtlinie Klimaschutzverträge. Erläuterungen zum Förderinstrument. Berlin, www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/F/foerderrichtlinie-klimaschutzvertraege.pdf (14.9.2023)
- BMWK (2023c): Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie im Kabinett beschlossen. www.bmwk.de/Redaktion/DE/Infografiken/Schlaglichter-der-Wirtschaftspolitik/2023/09/06-fortschreibung-der-nationalen-wasserstoffstrategie-download.pdf (20.11.2023)
- BMWK (2023d): Industriepolitik in der Zeitenwende. Industriestandort sichern, Wohlstand erneuern, Wirtschaftssicherheit stärken. Berlin, www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Industrie/industriepolitik-in-der-zeitenwende.pdf (31.10.2023)

- BMWK (2023e): Richtlinie zur Förderung von klimaneutralen Produktionsverfahren in der Industrie durch Klimaschutzverträge. Entwurf vom 6.6.2023. Berlin, www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/F/klimaschutzvertraege-foerderrichtlinie.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (8.11.2023)
- BMWK (2023f): Stahl und Metall. Wirtschaftsbranchen.
- BMWK (2023g): Wettbewerbsfähige Strompreise für die energieintensiven Unternehmen in Deutschland und Europa sicherstellen Arbeitspapier des BMWK zum Industriestrompreis für das Treffen Bündnis Zukunft der Industrie. www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/W/wettbewerbsfaehige-strompreise-fuer-die-energieintensiven-unternehmen-in-deutschland-und-europa-sicherstellen.pdf (2.11.2023)
- Bolo, P.; Préville, A. (2023): Le recyclage des plastiques. Les notes scientifiques d'office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et techniques. Assemblée Nationale et Sénat, Note scientifique Nr. 39, Paris
- Booth, M. (2018): Not carbon neutral: Assessing the net emissions impact of residues burned for bioenergy. In: *Environ. Res. Lett.* 13(3), S. 35001
- Boutabba, M.; Lardic, S. (2017): EU Emissions Trading Scheme, competitiveness and carbon leakage: new evidence from cement and steel industries. In: *Ann Oper Res* 255(1-2), S. 47–61
- Bringezu, S.; Ritthoff, M.; Steger, S.; Bahn-Walkowiak, B. (2015): Rohstoffversorgung und Ressourcenproduktivität in der deutschen Zementindustrie. Analyse des Status quo und Perspektiven. Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH
- Büchel, J.; Hickmann, H.; Matthes, J.; Neligan, A.; Schaefer, T. (2022): Branchenportrait der Chemischen Industrie in Deutschland. IW-Report 31/2022. Köln, www.iwkoeln.de/fileadmin/user_upload/Studien/Report/PDF/2022/IW-Report_2022-Chemie_Branchenportrait-neu.pdf (19.9.2023)
- Bui, M.; Adjiman, C.; Bardow, A.; Anthony, E.; Boston, A.; Brown, S.; Fennell, P.; Fuss, S.; Galindo, A.; Hackett, L.; Hallett, J. et al. (2018): Carbon capture and storage (CCS): the way forward. In: *Energy Environ. Sci.* 11(5), S. 1062–1176
- Buis, A. (2019): The Atmosphere: Getting a Handle on Carbon Dioxide. Part Two. <https://climate.nasa.gov/news/2915/the-atmosphere-getting-a-handle-on-carbon-dioxide/> (3.7.2023)
- Bullerjahn, F. (2021): Forschungsprojekt »SAVE CO2«: Neuartige Schlacken für Zemente der Zukunft. September 2021. In: *Newslettertechnik HeidelbergCement*, S. 20–23
- Bundesnetzagentur (o. J.a): Aktuelle Lage der Gasversorgung in Deutschland. www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/aktuelle_gasversorgung/start.html (21.12.2023)
- Bundesnetzagentur (o. J.b): Gaspreise Großhandel in EUR/MWh. www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/aktuelle_gasversorgung/_svg/Gaspreise/Gaspreise.html (3.1.2024)
- Bundesnetzagentur (o. J.c): SMARD. Strommarktdaten. <https://www.smard.de/home/marktdaten> (3.1.2024)
- Bundesnetzagentur (o. J.d): So funktioniert der Strommarkt. www.smard.de/page/home/wiki-article/446/384 (25.9.2023)
- Bundesregierung (2023): Strompreispaket für produzierende Unternehmen – Bundesregierung entlastet stromintensive Unternehmen. 9.11.2023. www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/strompreispaket-fuer-produzierende-unternehmen-undesregierung-entlastet-stromintensive-unternehmen-2235602 (21.11.2023)
- Bvse (o. J.): Markt für Altkunststoffe und Kunststoffrecyclate 2017. www.bvse.de/themen-kunststoff-recycling/kunststoffaufkommen/marktbericht.html (30.6.2023)

- Cancio Díaz, Y.; Sánchez Berriel, S.; Heierli, U.; Favier, A.; Sánchez Machado, I.; Scrivener, K.; Martirena Hernández, J.; Habert, G. (2017): Limestone calcined clay cement as a low-carbon solution to meet expanding cement demand in emerging economies. In: *Development Engineering* 2, S. 82–91
- Caron, J. (2022): Empirical evidence and projections of carbon leakage: some, but not too much, probably. In: Jakob, M. (Hg.): *Handbook on trade policy and climate change*. Cheltenham, UK/Northampton, MA, S. 58 ff.
- Carpenter, A. (2012): *CO₂ abatement in the iron and steel industry*. Copyright IEA Clean Coal Centre. IEA
- Chemietechnik (2020): Projekt Carbon2Chem erhält Förderung für zweite Phase. (20.12.2023)
- CISL; Agora Energiewende (2021): *Tomorrow's markets today: Scaling up demand for climate neutral basic materials and products*. Berlin/Cambridge, https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021-02_EU_Lead_markets/A-EW_214_Tomorrows-markets-today_WEB.pdf (31.10.2023)
- Climate Action Tracker (o. J.): *Countries*. <https://climateactiontracker.org/countries/> (21.8.2022)
- Consentec; Fraunhofer ISI; TU Berlin; ifeu (2021): *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Treibhausgasneutrale Hauptszenarien. Modul Energieangebot*. Aachen u. a. O. <https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3-Langbericht-Energieangebot-final.pdf> (13.4.2023)
- Conversio (2022): *Stoffstrombild Kunststoffe in Deutschland 2021: Zahlen und Fakten zum Lebensweg von Kunststoffen. Kurzfassung der Conversio Studie*. Conversio Market & Strategy GmbH, https://www.bvse.de/dateien2020/2-PDF/01-Nachrichten/03-Kunststoff/2022/Kurzfassung_Stoffstrombild_2021_13102022_1_.pdf (6.5.2024)
- CRU Consulting (2021): *Assessing the drivers and scale of potential resource shuffling under a CBAM*. London, www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/A/assessing-drivers-and-scale-of-pot-resource-shuffling-under-CBAM.pdf (31.10.2023)
- Dahlmann, P.; Endemann, G.; Fandrich, R.; Kessler, K.; Motz, H. (2012): Zur Bedeutung der Stahlwerksschlacke als Sekundärbaustoff und Rohstoffpotential. In: Thomé-Kozmiensky, K. Goldmann, D. (Hg.): *Recycling und Rohstoffe*, Band 5. Neuruppin, S. 785–796
- Dahlmann, P.; Endemann, G.; Kerkhoff, H. J.; Lungen, H. (2010): *Wege zur Effizienzsteigerung in der Stahlindustrie. Faktensammlung (Stand: September 2010)*. Düsseldorf, <https://docplayer.org/storage/61/45416229/1689162991/4nGESQO5knktmV4k9I9TQQ/45416229.pdf> (12.7.2023)
- DECHEMA (2017): *Low carbon energy and Technology Study Low Carbon Energy and Feedstock for the European Chemical Industry* (Autoren: Bazzanella, A.; Ausfelder, F.). DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e. V. Frankfurt a. M. https://dechema.de/dechema_media/Downloads/Positionspapiere/Technology_study_Low_carbon_energy_and_feedstock_for_the_european_chemical_industry.pdf (5.6.2023)
- DECHEMA; FutureCamp (2019): *Roadmap Chemie 2050: Auf dem Weg zu einer treibhausgasneutralen chemischen Industrie in Deutschland*. München, www.vci.de/vci/downloads-vci/publikation/2019-10-09-studie-roadmap-chemie-2050-treibhausgasneutralitaet.pdf (16.6.2023)
- Degel, R.; Germershausen, T.; Nörthemann, R.; Köneke, M.; van Niekerk, A. (2013): *Innovative Electric Smelter Solutions of the SMS Group for the Ferroalloys and Si-Metall Industry FOR THE FERROALLOYS AND SI-METAL INDUSTRY*. In: Dipner, P. (Hg.): *The Thirteenth International Ferroalloys Congress. Efficient Technologies in Ferroalloy Industry*. Almaty, 9.–11.6.2013. In: *Public Association INFACON XIII*. 2 Bände: Public Association INFACON XIII, S. 291–306
- DEHSt (2021): *Emissionshandelspflichtige Anlagen in Deutschland 2020 (Stand 3.5.2021)*. Umweltbundesamt und Deutsche Emissionshandelsstelle

- DEHSt (2022): Leitfaden zur Erstellung von Überwachungsplänen Leitfaden zur Erstellung von Überwachungsplänen und Emissionsberichten für stationäre Anlagen. 4. Handelsperiode (2021–2030) des europäischen Emissionshandels. Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) im Umweltbundesamt, Berlin
- DERA (2019): DERA-Rohstoffliste 2019. DERA (Deutsche Rohstoffagentur in der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe), DERA-Rohstoffinformationen 40, Berlin
- Dewald, U.; Achternbosch, M. (2016): Why more sustainable cements failed so far? Disruptive innovations and their barriers in a basic industry. In: *Environmental Innovation and Societal Transitions* 19, S. 15–30
- Dillinger Hüttenwerke (2010): Beginn der Neuzustellung des Hochofens 5 der ROGESA. 9.7.2010, <https://www.dillinger.de/d/de/aktuelles/news/beginn-der-neuzustellung-des-hochofens-5-der-rogesa-68163.shtml> (3.5.2023)
- DLR-FK; DLR-VE; DLR-VF; Fhg-IEE; Fhg-IEG; Fhg-ISE; Fhg-ISI; Hereon; IER; MCC; PIK et al. (2021): Ariadne-Report. Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045. Szenarien und Pfade im Modellvergleich. https://ariadneprojekt.de/media/2022/02/Ariadne_Szenarienreport_Oktober2021_corr0222.pdf (13.4.2023)
- Doyle, A.; Voet, T. (2021): The DRI dilemma: Could raw material shortages hinder the steel industry's green transition? 13.7.2021. www.mckinsey.com/industries/metals-and-mining/our-insights/the-dri-dilemma-could-raw-material-shortages-hinder-the-steel-industrys-green-transition#/ (11.9.2023)
- Duarte, P.; Dorndorf, M. (2019): Technological achievements and experience on H2 use for DRI production in ENERGIRON Plants. In: *stahl und eisen* 139(10), S. 38–43
- Echterhof, T. (2021): Review on the Use of Alternative Carbon Sources in EAF Steelmaking. In: *Metals* 11(2), S. 222
- ECRA (European Cement Research Academy) (2017): Development of State of the Art Techniques in Cement Manufacturing: Trying to Look Ahead. CSI/ECRA-Technology Papers Nr. A-2016/2305, Düsseldorf
- EEA (o.J.): European Union Emissions Trading System (EU ETS) data from EUTL. 5.6.2023, www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/european-union-emissions-trading-scheme-17 (26.10.2023)
- En2x (2021): Klimaschutz braucht Energievielfalt, Gründungsbericht 2021. Wirtschaftsverband Fuels und Energie e. V. Berlin
- Energy institute (2023): Statistical Review of World Energy. www.energyinst.org/_data/assets/pdf_file/0004/1055542/EI_Stat_Review_PDF_single_3.pdf (26.10.2023)
- Europäisches Parlament (2022): CO₂-Grenzausgleichssystem. I. Abänderungen des Europäischen Parlaments vom 22. Juni 2022 zu dem Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates zur Schaffung eines CO₂-Grenzausgleichssystems (COM(2021)0564 – C9-0328/2021 – 2021/0214(COD)). P9_TA(2022)0248. www.europarl.europa.eu/doceo/document/TA-9-2022-0248_DE.html (14.9.2023)
- EWI (2022): Szenarien für die Preisentwicklung von Energieträgern. Endbericht. Köln, www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2022/07/EWI-Studie_Preisentwicklung-von-Energietraegern_220714.pdf (14.9.2023)
- EWI; FIW; ITG; JUB; SUER; WI (2021): dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht_dena-Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet.pdf (13.4.2023)
- Favier, A.; Wolf, C. de; Scrivener, K.; Habert, G. (2018): A sustainable future for the European Cement and Concrete Industry: Technology assessment for full decarbonisation of the industry by 2050. https://www.research-collection.ethz.ch/bitstream/handle/20.500.11850/301843/AB_SP_Decarbonisation_report_Final-v2.pdf?sequence=14&isAllowed=y (6.5.2024)

- Fehrenbach, H.; Giegrich, J.; Köppen, S.; Wern, B.; Pertagnol, J.; Baur, F.; Hünecke, K.; Dehoust, G.; Bulach, W.; Wiegmann, K. (2019): BioRest: Verfügbarkeit und Nutzungsoptionen biogener Abfall- und Reststoffe im Energiesystem (Strom-, Wärme- und Verkehrssektor). UBA (Hg.), Texte 115. Dessau-Roßlau, www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-09-24_texte_115-2019_biorest.pdf (24.4.2023)
- Fischer, E. (2021): Zehn Länder und noch mehr Probleme: Welche Staaten bis wann klimaneutral sein wollen. In: Handelsblatt 28.10.2021
- Fivga, A.; Dimitriou, I. (2018): Pyrolysis of plastic waste for production of heavy fuel substitute: A techno-economic assessment. In: Energy 149, S. 865–874
- Fleischanderl, A. (2022): Interview mit Herrn Alexander Fleischanderl von Primetals Technologies, durchgeführt von den Gutachter/innen von Prognos und Wuppertal Institut im September 2022
- Fleiter, T. (Hg.) (2013): Energieverbrauch und CO₂-Emissionen industrieller Prozesstechnologien. Einsparpotenziale, Hemmnisse und Instrumente. Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung; Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, ISI-Schriftenreihe »Innovationspotenziale«, Stuttgart
- Fluxys (2022): Fluxys and Equinor launch solution for large-scale decarbonisation in North-Western Europe. 29.6.2022, www.fluxys.com/en/press-releases/fluxys-group/2022/220629_press_equinor_industry_decarbonisation (24.4.2023)
- FNB Gas (o. J.a): Fernleitungsnetz. <https://fnb-gas.de/deutschland-sicher-mit-erdgas-versorgen/fernleitungsnetz/> (20.4.2023)
- FNB Gas (o. J.b): Wasserstoffnetz 2050: für ein klimaneutrales Deutschland. <https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz/h2-netz-2050/> (24.4.2023)
- Friedrich, B.; Kalisch, M.; Friedmann, D.; Degel, R.; Kaußen, F.; Böhlke, J. (2018): The Submerged Arc Furnace (SAF): State-of-the-Art Metal Recovery from Nonferrous Slags. published online 11.1.2018. In: Journal of Sustainable Metallurgy (4), S. 77–94
- Geres, R.; Kohn, A.; Lenz, S.; Ausfelder, F.; Bazzanella, A.; Möller, A. (2019): Roadmap Chemie 2050. Auf dem Weg zu einer treibhausgasneutralen chemischen Industrie in Deutschland: eine Studie von DECHEMA und FutureCamp für den VCI. Frankfurt a. M.
- Gerspacher, A.; Arens, M.; Eichhammer, W. (2011): Zukunftsmarkt Energieeffiziente Stahlherstellung. Fallstudie im Rahmen des Vorhabens »Wissenschaftliche Begleitforschung zu übergreifenden technischen, ökologischen, ökonomischen und strategischen Aspekten des nationalen Teils der Klimaschutzinitiative« FKZ 03KSW016A und B. Karlsruhe, <https://public-rest.fraunhofer.de/server/api/core/bitstreams/3ae87305-c5f0-4699-bdb1-7a096d88158c/content> (12.7.2023)
- Geyer, R.; Jambeck, J.; Law, K. (2017): Production, use, and fate of all plastics ever made. In: Science advances 3(7), S. e1700782
- Gielen, D.; Saygin, D.; Taibi, E.; Birat, J.-P. (2020): Renewables-based decarbonization and relocation of iron and steel making: A case study. In: Journal of Industrial Ecology 24(5), S. 1113–1125
- Global CCS Institute (o. J.): The Costs of CO₂ Transport – Post-demonstration CCS in the EU, European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants (ZEP). Brüssel, www.globalccsinstitute.com/archive/hub/publications/119811/costs-co2-transport-post-demonstration-ccs-eu.pdf (20.4.2023)
- Global CCS Institute (2017): CCS: a necessary technology for decarbonising the steel sector. 17.6.2017. www.globalccsinstitute.com/news-media/insights/ccs-a-necessary-technology-for-decarbonising-the-steel-sector/ (16.5.2023)
- Gogate, M. (2019): Methanol-to-olefins process technology: current status and future prospects. In: Petroleum Science and Technology 37(5), S. 559–565

- Grassano, N.; Hernandez Guevara, H.; Tuebke, A.; Amoroso, S.; Dosso, M.; Georgakaki, A.; Pasimeni, F. (2020): The 2020 EU Industrial R&D Investment Scoreboard. EUR 30519 EN. Publications Office of the European Union, Luxembourg
- Green Car Congress (2022): thyssenkrupp greenlights construction of €2B hydrogen-powered direct reduction plant for low-CO2 steel. 9.9.2022. www.greencarcongress.com/2022/09/20220909-thyssenkrupp.html (15.5.2023)
- Gumbau, A. (2022): Exportsubventionen stellen »rote Linie« bei Verhandlungen zum EU-Emissionszoll dar. 9.5.2022. In: EUROAKTIV Deutschland 2022
- Gutowski, T.; Sahni, S.; Allwood, J.; Ashby, M.; Worrell, E. (2013): The energy required to produce materials: constraints on energy-intensity improvements, parameters of demand. In: Philosophical transactions. Series A, Mathematical, physical, and engineering sciences 371(1986), S.20120003
- Harder, J. (2018): Carbon capture, utilization and storage in the cement industry. In: ZKG International (11), S.36–43
- Harmsen, S. (2022): Elektrischer Steamcracker von BASF erhält Bundesförderung. In: Energie & Management 2.9.2022
- Hartbrich, I. (2022a): Stahl: Diese Anlagentechnik wird bei Thyssenkrupp und Co. den Hochofen ablösen. In: VDI Nachrichten 8.8.2022
- Hartbrich, I. (2022b): Umbau in der Stahlindustrie. In: VDI Nachrichten 31.12.2022
- HDB (2023): Die Preissteigerungen bei Baumaterialien hatten durch den Krieg in der Ukraine einen weiteren Schub bekommen. Seit Mitte 2022 ist eine Beruhigung bei einzelnen Produkten festzustellen. 21.8.2023. <https://www.bauindustrie.de/zahlen-fakten/auf-den-punkt-gebracht/entwicklung-erzeugerpreise> (21.9.2023)
- Heinz, D.; Schubert, J. (2006): F250 – Nachhaltige Verwertung von Betonbrechsand als Betonzusatzstoff. Schlussbericht Nr.: F 10013/03. Im Auftrag des Bayerischen Staatsministeriums für Umwelt
- Hoenig, V.; Koring, K.; Fleiger, P.; Müller, C.; Palm, S.; Reiners, J. (2013): Energy efficiency in cement production: part 2. In: Cement International (11(4)), S.46–65
- Hoffmann, C.; van Hoy, M.; Zeumer, B. (2020): Decarbonization challenge for steel. Hydrogen as a solution in Europe. McKinsey & Company
- Hölling, M.; Schäfers, H.; Gellert, S.; Grasenack, M.; Jürgens, L.; Tedjosantoso, N.; Schüttler, S. (2021): Projektbericht »Windstahl aus Norddeutschland« (WiSaNo). Hamburg, www.researchgate.net/profile/Marc-Hoelling/publication/352120497_Projektbericht_Windstahl_aus_Norddeutschland_WiSaNo/links/60b9ef24a6fdcc22ead4875d/Projektbericht-Windstahl-aus-Norddeutschland-WiSaNo.pdf?origin=publication_detail (12.7.2023)
- Hölling, M.; Weng, M.; Gellert, S. (2017): Bewertung der Herstellung von Eisenschwamm unter Verwendung von Wasserstoff. In: stahl und eisen 137(6), S.47–53
- Holst, M.; Aschbrenner, S.; Smolinka, T.; Voglstätter, C.; Grimm, G. (2021): Cost Forecast for Low-Temperature Electrolysis – Technology Driven Bottom-Up Prognosis for Pem and Alkaline Water Electrolysis Systems. Fraunhofer ISE
- Hornby, S.; Brooks, G. (2021): Impact of Hydrogen DRI on EAF Steelmaking. Tech Article June 2021. Iron & Steel Industry.
- Hübner, T.; Guminski, A.; von Roon, S.; Rouyrre, E. (2019): Energiewende in der Industrie, Branchensteckbrief der Zement- und Kalkindustrie. Potenziale und Wechselwirkungen mit dem Energiesektor. Navigant Energy Germany GmbH

- Huellen, M.; Schrade, C.; Wilhelm, U.; Zulhan, Z. (2006): EAF-Based Flat-Steel Production Applying Secondary Metallurgical Processes. In: Siemens VAI (Hg.): EAF-Based Flat-Steel Production Applying Secondary Metallurgical Processes. IS'06 – Siemens VAI's Iron and Steelmaking Conference. Linz, 9.–11.10.2006. In: Secondary Steelmaking Session – Paper No. 7.1, S. 1–10
- Hüttenwerke Krupp Mannesmann GmbH (o.J.): Wasserstoff treibt uns an – Gründung des Wasserstoffvereins Hy.Region.Rhein.Ruhr. <https://www.hkm.de/unternehmen/hkm-ist-gruendungsmitglied-bei-hyregionrheinruhr> (2.5.2023)
- Hybrit (2018): Hybrit – Fossil Free Steel. Summary of findings from HYBRIT Pre-Feasibility Study 2016–2017. <https://dh5k8ug1gwbyz.cloudfront.net/uploads/2021/02/Hybrit-broschue-engelska.pdf> (12.7.2023)
- HyIron (2023a): Habeck gibt Startschuss für grünes Eisen aus Namibia. 2023, <https://hyiron.com/wp-content/uploads/2023/08/PR-habeck-gibt-startschuss-fuer-gruenes-eisen-namibia.pdf> (6.10.2023)
- HyIron (2023b): In Lingen wird weltweit größte Wasserstoff-Direktreduktionsanlage zur Herstellung von grünem Eisen von Niedersachsens Umwelt- und Energieminister Meyer eröffnet. 2023, https://hyiron.com/wp-content/uploads/2023/08/presse-eroeffnung_DRI_Lingen.pdf (6.10.2023)
- IEA (o.J.): Industry. www.iea.org/energy-system/industry (22.8.2022)
- IEA (2013): Technology Roadmap Energy and GHG Reductions in the Chemical Industry via Catalytic Processes. IEA (International Energy Agency); International Council of Chemical Associations; DECHEMA, Paris
- IEA (2021): World Energy Outlook 2021. OECD Publishing, Paris. <https://doi.org/10.1787/14fcb638-en> (25.4.2023)
- IEA (2022): Achieving Net Zero. Heavy Industry Sectors in G7 Members. www.iea.org/reports/achieving-net-zero-heavy-industry-sectors-in-g7-members (31.10.2023)
- IN4climate.NRW (2020): Chemisches Kunststoffrecycling – Potenziale und Entwicklungsperspektiven. Ein Beitrag zur Defossilisierung der chemischen und kunststoffverarbeitenden Industrie in NRW. Gelsenkirchen, https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7605/file/7605_Kunststoffrecycling.pdf (16.6.2023)
- INDUSTR.com (2018): Modernisierung von Steamcrackern: Sicherheit auf Vordermann gebracht. 5.3.2018
- IPCC (2023): Global Carbon and Other Biogeochemical Cycles and Feedbacks (Autoren: Canadell, J.; Monteiro, P.). In: Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) (Hg.): Climate Change 2021 – The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, S. 673–816
- Jenkins, S. (2018): World's largest single-train methanol-to-olefins plant now operating. In: Chemical Engineering 2.3.2018
- Ji, T.; Lin, T.; Lin, X. (2006): A concrete mix proportion design algorithm based on artificial neural networks. In: Cement and Concrete Research 36(7), S. 1399–1408
- Kainersdorfer, F. (2017): Dekarbonisierung der Stahlproduktion. Energiekonferenz »energy2050: Am Marktplatz Energiezukunft: Was wollen Kunden, was kann die Branche?«. 27.–29.9.2017 in Hof. <http://docplayer.org/storage/75/72518086/1689165160/Z7aCHQE4gL5x5Vv7QbHRrg/72518086.pdf> (12.7.2023)
- Kern, M. (2021): Thermische Analyse des Aufschmelzverhalten von Direct Reduced Iron. Masterarbeit. Montanuniversität Leoben, Leoben
- Kleier, T. (2022): Interview mit Herrn Tim Kleier von SMS Group, durchgeführt von den Gutachter/innen von Prognos und Wuppertal Institut im September 2022

- Kleimt, B.; Dettmer, B.; Haverkamp, V.; Deinet, T.; Tassot, P. (2012): Erhöhung der Energie- und Materialeffizienz der Stahlerzeugung im Lichtbogenofen. – optimiertes Wärmemanagement und kontinuierliche dynamische Prozessführung –. In: Heußen, M.; Motz, H. (Hg.): Schlacken aus der Metallurgie, Band 2. Ressourceneffizienz und Stand der Technik; [2. Symposium Schlacken aus der Metallurgie; Meitingen, Oktober 2012. Neuruppin, S. 77–103
- Köhler, P.; Hauck, J.; Völker, C.; Wolf-Gladrow, D.; Butzin, M.; Halpern, J.; Rice, K.; Zeebe, R. (2018): Comment on « Scrutinizing the carbon cycle and CO₂ residence time in the atmosphere » by H. Harde. In: Global and Planetary Change 164, S. 67–71
- Kreiszeitung.de (2017): Stahl-Zukunft in Bremen gesichert. 4.12.2017.
www.kreiszeitung.de/lokales/bremen/stahl-zukunft-bremen-gesichert-9421624.html (3.5.2023)
- Küchlin, D. (2021): Die neue Zementnorm DIN EN 197-5 für CEM 11/C- und CEM VI-Zemente ist erschienen. September 2021. In: Newslettertechnik HeidelbergCement, S. 1–2
- Kühle-Weidemeier, M. (2019): Waste-to-Resources 2019. VIII International Symposium MBT, MRF and Recycling Resources and Energy from Waste. Proceedings 14.–16.5.2019, Göttingen
- Küster Simic, A.; Schönfeldt, J. (2022): H₂-Transformation der Stahlindustrie und des Energieanlagenbaus. Working Paper 260. Hans Böckler Stiftung. Düsseldorf, www.boeckler.de/fpdf/HBS-008461/p_fofoe_WP_260_2022.pdf (17.8.2023)
- LafargeHolcim (2020): LafargeHolcim verstärkt Partnerschaft zur CO₂-Speicherung in Baustoffen und Baulösungen. Medienmitteilung Zug, 20.5.2020
- Lampe, K. (2022): Interview mit Herrn Dr.-Ing. Karl Lampe, Leiter für Prozesstechnologien im Bereich Zement bei Thyssenkrupp Industrial Solutions, durchgeführt von den Gutachter/innen von Prognos und Wuppertal Institut im September 2022
- Lechleitner, A.; Schwabl, D.; Schubert, T.; Bauer, M.; Lehner, M. (2020): Chemisches Recycling von gemischten Kunststoffabfällen als ergänzender Recyclingpfad zur Erhöhung der Recyclingquote. In: Österreichische Wasser- und Abfallwirtschaft 72(1-2), S. 47–60
- Lemken, T.; Liedtke, C.; Bienge, K.; Salzer, C. (2008): Stahl – ein Werkstoff mit Innovationspotenzial. Ergebnisse des Zukunftsdialogs Rohstoffproduktivität und Ressourcenschonung. Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, Wuppertal (17.11.2023)
- Löffler, M. (2022): Interview mit Herrn Marcus Löffler von Thyssenkrupp Steel, durchgeführt von den Gutachter/innen von Prognos und Wuppertal Institut im September 2022
- Lötter, G.; van Niekerk, A.; Farmer, G. (2021): Pig Iron Production (post Blast Furnace era). In: Wærnes, A.; Tranell, G.; Tangstad, M.; Ringdalen, E.; van der Eijk, C. (Hg.): Infacon XVI: International Ferro-Alloys Congress. Trondheim, 6.–9.6.2021. In: SINTEF/NTNU/FFF
- Ludwig, H. M. (2012): Trends bei der Entwicklung von CO₂-reduzierten Zementen. Die Aktuelle-Wochenschau der GDCh zu Bauen und Chemie. Gesellschaft deutscher Chemiker
- Lüngen, H. (2021): Wege zur Minderung von CO₂-Emissionen in der Eisen- und Stahlindustrie in Europa. Mai 2021. Stahlinstitut VDEh, Düsseldorf
- Lüngen, H.; Schmöle, P. (2022): Wege zu einer klimaneutralen Stahlerzeugung. Vorgetragen in der Mitgliederversammlung des Stahlinstituts VDEh in Düsseldorf am 9.6.2022
- Maisels, A.; Hiller, A.; Simon, F.-G. (2021): Chemisches Recycling für Kunststoffe: Status und Perspektiven. In: Chemie Ingenieur Technik 93(11), S. 1742–1750
- Mandal, T.; Maity, A.; Sinha, K.; Chatterjee, S.; Mukherjee, A. (2018): A Comparative Analysis of Various Types of EAFs Based on Flexibility and Operational Performance. Proceedings of the Iron & Steel Technology Conference, 7-10 May 2018, Philadelphia. Association for Iron & Steel Technology

- Material Economics (2019): Industrial Transformation 2050 – Pathways to Net-Zero Emissions from EU Heavy Industry
- Meyer, V.; DeCristofaro, N.; Bryant, J.; Sahu, S. (2017): Solidia Cement an example of Carbon Capture and Utilization. In: Brno University of Technology – Faculties of Civil Engineering and Chemistry, VSB–TUO: Technical University of Ostrava – Faculty of Civil Engineering, ZPSV, a.s. (Production of concrete elements), and Institute of Physics of Materials, Academy of Sciences of the Czech Republic (Hg.): 6th International Conference on Non-Traditional Cement and Concrete. Brno, 19.–22.6.2017
- Meyer, V.; Sahu, S.; Dunster, A. (Hg.) (2019): Properties of Solidia Cement and Concrete. 1st International Conference on Innovation in Low-carbon cement concrete technology (ILCCC). London, 24.–26.6.2019
- Michalski, J.; Altmann, M.; Bünger, U.; Weindorf, W. (2019): Wasserstoffstudie Nordrhein-Westfalen. Durchgeführt durch die Ludwig-Bölkow- Systemtechnik GmbH. https://lbst.de/wp-content/uploads/2021/03/LBST_Wasserstoffstudie_NRW.pdf (16.8.2023)
- Midrex Technologies Inc. (2021): Midrex: Direct from Midrex – 1st quarter 2021. Charlotte
- Mohrs, W. (2016): Duisburger Hüttenwerk erneuert Hochofen. In: Neue Rhein/Neue Ruhr Zeitung 29.11.2016
- Möller, H. (2023): Celiment – A novel cement based on hydraulic calcium hydrosilicates (hCHS). Celiment GmbH
- Moser, S.; Goers, S.; Bruyn, K. de; Steinmüller, H.; Hofmann, R.; Panuschka, S.; Kienberger, T.; Sejkora, C.; Haider, M.; Brunner, C.; Fluch, J.; Grubbauer, A. (2018): Renewables4Industry. Abstimmung des Energiebedarfs von industriellen Anlagen und der Energieversorgung aus fluktuierenden Erneuerbaren. Endberichtsteil 2 von 3. Diskussionspapier zum Projekt Renewables4Industry. <https://energieinstitut-linz.at/wp-content/uploads/2018/04/Renewables4Industry-Diskussionspapier.pdf> (12.7.2023)
- Müller, A. (2016): Erschließung der Ressourceneffizienzpotenziale im Bereich der Kreislaufwirtschaft Bau. Endbericht. Weimar
- Müller, C.; Mohr, M. (2021): Wie gelingt die Dekarbonisierung des Betonbaus in der Praxis? September 2021. In: Newslettertechnik HeidelbergCement, S. 2–19
- Müller, C.; Palm, S. (2020): Anwendung klimaeffizienter Zemente. September 2020 Engineering und Innovation. In: Newslettertechnik HeidelbergCement, S. 12–23
- Müller, N.; Herz, G.; Reichelt, E.; Jahn, M.; Michaelis, A. (2021): Assessment of fossil-free steelmaking based on direct reduction applying high-temperature electrolysis. In: Cleaner Engineering and Technology 4, S. 100158
- Münnich, P. (2022): Power-2-Heat: Direkte Elektrifizierung von industrieller Prozesswärme. Elektrifizierung und Flexibilisierung von industrieller Prozesswärme als Low Hanging Fruit auf dem Weg zur Klimaneutralität. Präsentationsfolien. Berlin, https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021-05_IND_DE-P4Heat/2022-07-07_Praesentation_Webinar_Power-2-Heat.pdf (1.11.2023)
- Neiser, J. (2021): Grüner Stahl: ArcelorMittal legt konkretes Konzept für grünen Stahl aus Eisenhüttenstadt und Bremen vor. In: MOZ.de 5.3.2021
- Nestler, R. (2023): Schmutziger Baustoff. Wie Beton ersetzt werden kann. 1.8.2023, www.tagesspiegel.de/wissen/schmutziger-baustoff-die-lange-suche-nach-einem-ersatz-fur-beton-10206373.html (14.12.2023)
- Northern Lights (o.J.): About the Longship Project. <https://norlights.com/about-the-longship-project/> (24.4.2023)
- Öbika (o.J.): Alternative char coal for the EAF-steel production – InnoSYN EAF & Restpyrolysekoks EAF. <https://oebika.com/alternative-char-coal-for-the-eaf-steel-production-innosyn-eaf-restpyrolysekoks-eaf/> (15.12.2023)

- OMV (2022): Chemisches Recycling. Letzte Aktualisierung 13.4.2022.
<https://reports.omv.com/de/nachhaltigkeitsbericht/2021/schwerpunktbereiche/management-natuerlicher-ressourcen/kreislaufwirtschaft/chemisches-recycling.html> (16.6.2023)
- Ondrey, G. (2008): Total inaugurates MTO demonstration unit. In: Chemical Engineering 1.10.2008
- Pfeiffer, A.; Wimmer, G.; Schenk, J. (2022): Investigations on the Interaction Behavior between Direct Reduced Iron and Various Melts. In: Materials 5691(15), S. 1–14
- Plasticseurope (2021): Plastics – the Facts 2021, An analysis of European plastics production, demand and waste data.
- Portha, J.-F.; Jaubert, J.-N.; Louret, S.; Pons, M.-N. (2010): Life Cycle Assessment Applied to Naphtha Catalytic Reforming. In: Oil Gas Sci. Technol. – Rev. IFP Energies nouvelles 65(5), S. 793–805
- Process-worldwide (2021): Decarbonization: Progress on E-Cracking (Autor: Rais, A.). <https://www.process-worldwide.com/progress-on-e-cracking-a-1032656/>
- Prognos AG (2021): Technische CO₂-Senken. Techno-ökonomische Analyse ausgewählter CO₂-Negativemissionstechnologien. Kurzgutachten zur dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (Hg.). Berlin,
www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/211005_DLS_Gutachten_Prognos_final.pdf (24.4.2023)
- Prognos AG; Fraunhofer ISI; GWS; iinas (2021a): Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050. www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Industrie/energiewirtschaftliche-projektionen-und-folgeabschaetzungen-2030-2050.pdf (5.7.2023)
- Prognos AG; Öko-Institut; IREES (2023): Systemischer Vergleich verschiedener Wasserstofftransportrouten. https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/H2_Transportouten_Abschlussbericht.pdf (6.5.2024)
- Prognos AG; Öko-Institut; Wuppertal Institut (2021b): Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_04_KNDE45/A-EW_231_KNDE2045_Langfassung_DE_WEB.pdf (13.4.2023)
- Quitter, D. (2021): Eisen in bestehenden Hütten direktreduzieren und einschmelzen. In: konstruktionspraxis.de 23.3.2021
- Rat der EU (2021): Europäisches Klimagesetz: Rat und Parlament erzielen vorläufige Einigung. <https://www.consilium.europa.eu/de/press/press-releases/2021/05/05/european-climate-law-council-and-parliament-reach-provisional-agreement/> (26.4.2023)
- Ren, T.; Patel, M.; Blok, K. (2006): Olefins from conventional and heavy feedstocks: Energy use in steam cracking and alternative processes. In: Energy 31(4), S. 425–451
- Rothermel, J. (2022): Interview mit Herrn Dr. Jörg Rothermel vom Verband der Chemischen Industrie, durchgeführt von den Gutachter/innen von Prognos und Wuppertal Institut im August 2022
- RP-online (2020): Bei Ineos wird aus Müll neuer Kunststoff. 4.5.2020
- Ruppert, J.; Wagener, C.; Palm, S.; Scheuer, W. (2020): Prozesskettenorientierte Ermittlung der Material- und Energieeffizienzpotentiale in der Zementindustrie. Abschlussbericht. Im Auftrag des Umweltbundesamtes. UBA (Umweltbundesamt)
- RWI (2015): Die volkswirtschaftliche Bedeutung der Stahlindustrie – Eine Aktualisierung im Lichte neuer Daten. Gutachten im Auftrag der Wirtschaftsvereinigung Stahl. Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung, Essen
- Saarstahl AG (o. J.): Nachhaltige Stahlproduktion. Unser Weg zur CO₂-neutralen Stahlproduktion »offensiv, CO₂-frei, effizient«. <https://www.saarstahl.com/sag/de/konzern/verantwortung/nachhaltigkeit/nachhaltige-stahlproduktion/index.shtml> (2.5.2023)

- Sahu, S.; Meininger, R. (2020): Sustainability and Durability of Solidia Cement Concrete. In: concrete international (August 2020), S. 29–34
- Salzgitter AG (o. J.): µDRAL. Hydrogen Direct Reduction. <https://salcos.salzgitter-ag.com/de/mydral.html> (2.5.2023)
- Samadi, S.; Lechtenböhrer, S.; Viebahn, P.; Fischer, A. (2021): Renewables Pull – Verlagerung industrieller Produktion aufgrund unterschiedlicher Kosten erneuerbarer Energien. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 71(7-8), S. 10–13
- Sarc, R. (2015): Herstellung, Qualität und Qualitätssicherung von Ersatzbrennstoffen zur Erreichung der 100%igen thermischen Substitution in der Zementindustrie. Dissertation. Montanuniversität Leoben
- Sattler, C. (2017): Untersuchung und Bewertung alternativer Produktverteilungen zwischen Anlagen eines Raffinerieverbundes. Masterarbeit. TU Graz
- Schlemme, J.; Schimmel, M.; Achtelik, C. (2019): Energiewende in der Industrie. Potenziale und Wechselwirkungen mit dem Energiesektor Branchensteckbrief der Eisen- und Stahlindustrie. Bericht an: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Navigant Energy Germany GmbH, Berlin
- Schneider, C.; Samadi, S.; Holtz, G.; Kobiela, G.; Lechtenböhrer, S.; Witecka, W. (2020): Klimaneutrale Industrie. Ausführliche Darstellung der Schlüsseltechnologien für die Branchen Stahl, Chemie und Zement. Analyse. Version: 1.1. Agora Energiewende, Berlin, https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2018/Dekarbonisierung_Industrie/166_A-EW_Klimaneutrale_Industrie_Ausfuehrliche-Darstellung_WEB.pdf (16.6.2023)
- Scholz, A.; Schneider, C.; Saurat, M. Theisen, S. (2023): Das petrochemische System in Deutschland und Westeuropa. Regionale Analyse der Polymer-Produktion in Deutschland, den Niederlanden und Belgien. Ergebnisse aus dem Forschungsprojekt GreenFeed – Green Feedstock for a Sustainable Chemistry. Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH
- Schubert, M.; Mudersbach, W.; Ehrenberg, A.; Algermissen, D. (2016): Umweltentlastung durch Schonung von Primärressourcen und Vermeidung von Kohlendioxidemissionen bei der Rohstoffaufbereitung sowie Nutzung des Energieinhaltes von flüssiger Elektroofenschlacke bei gleichzeitiger Vermeidung der Deponierung von Reststoffen durch Umwandlung der schmelzflüssigen Elektroofenschlacke in ein Material mit Klinkereigenschaften. Abschlussbericht über ein Entwicklungsprojekt gefördert unter dem Aktenzeichen 29689-21/2 von der Deutschen Bundesstiftung Umwelt. HEEP&P GmbH und FEhS – Institut für Baustoff-Forschung e. V.
- Schüler, S.; Algermissen, D.; Markus, H.; Mudersbach, D.; Drissen, P. (2016): Metallurgische Maßnahmen zur Einstellung der Nachhaltigkeit von Elektroofenschlacke. Kreislaufwirtschaft stabil weiterentwickeln. In: Thomé-Kozmiensky, K. (Hg.): Mineralische Nebenprodukte und Abfälle. Aschen, Schlacken, Stäube und Baurestmassen. Neuruppin, S. 259–277
- Schulze, S.; Pierkes, R.; Rickert, J. (2020): Activated Calcined Clays as Cement Main Constituent. In: Bishnoi, S. (Hg.): CALCINED CLAYS FOR SUSTAINABLE CONCRETE. Proceedings of the 3rd. [S.l.], S. 139–145
- Schuppert, A. (2022): Carbon Contracts for Difference: Was sind Klimaschutzverträge? https://bdi.eu/artikel/news?tx_news_pi1%5Bnews%5D=8980&cHash=ea80c950b2129ac7a1c0ac94e1ead94a (1.12.2023)
- Klaus Schwab (2019): The Global Competitiveness Report 2019. Inside Report. World Economic Forum. Genf, https://www3.weforum.org/docs/WEF_TheGlobalCompetitivenessReport2019.pdf (1.11.2023)
- Schwarzböck, T.; Rechberger, H.; · Aschenbrenner, P.; ·Spacek, S.; ·Szidat, S. (2018): Klimarelevanz von Ersatzbrennstoffen – Anwendung und Vergleich verschiedener Bestimmungsmethoden. In: Österr Wasser- und Abfallwirtschaft 70, S. 179–193

- SCI4climate.NRW (2023): Treibhausgasneutralität bis 2045 – Ein Szenario aus dem Projekt SCI4climate.NRW (Autoren: Doré, L.; Fishedick, M.; Fischer, A.; Hanke, T.; Holtz, G.; Krüger, C.; Lechtenböhrer, S.; Samadi, S.; Saurat, M.; Schneider, C.; Tönjes, A.). Wuppertal Institut & Institut der deutschen Wirtschaft, Wuppertal
- Scrivener, K.; Favier, A. (Hg.) (2015): Calcined Clays for Sustainable Concrete. RILEM Bookseries 10
- Scrivener, K.; Martirena, F.; Bishnoi, S.; Maity, S. (2018a): Calcined clay limestone cements (LC3). In: Cement and Concrete Research 114, S. 49–56
- Scrivener, K.; John, V.; Gartner, E. (2018b): Eco-efficient cements: Potential economically viable solutions for a low-CO2 cement-based materials industry. In: Cement and Concrete Research 114, S. 2–26
- Severins, K.; Müller, C. (2017): Brechsand als Hauptbestandteil im Zement. Fachsymposium R-Beton. In: Beton (9), S. 323–326
- Shell Chemicals (2015): Shell Chemicals completes investment to strengthen German plant. 13.3.2015
- SHS – Stahl-Holding-Saar (2022): Aufsichtsräte beschließen: Grüner Stahl soll an der Saar produziert werden. 20.6.2022. <https://www.stahl-holding-saar.de/shs/de/presse/pressemitteilungen/aufsichtsrate-beschliessen-gruener-stahl-soll-an-der-saar-produziert-werden-102780.shtml> (2.5.2023)
- Simon, B.; Abdelshafy, A.; Schleier, J.; Walther, G. (2020): Materialflüsse und Wertschöpfungskette der Stahl- und Zementindustrie in Nordrhein- Westfalen. Mai 2020. gefördert vom Ministerium für Wirtschaft, Innovation. SCI4climate.NRW
- Six, A. (2020): Alternativer Zement – Rezeptur für Ökobeton. empa, 4.6.2020, <https://idw-online.de/de/news748893> (14.12.2023)
- Solidia (2019): The Science Behind Solidia. Solidia Technologies Inc. https://assets.ctfassets.net/jv4d7wct8mc0/5DwEAeEYqsFAYA9UC53EF7/4f8b7566221a8d9cb38f970867003226/Solidia_Science_Backgrounder_11.21.19_5_.pdf (6.5.2024)
- SRU (2021): Wasserstoff im Klimaschutz: Klasse statt Masse. Stellungnahme. Berlin, www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/04_Stellungnahmen/2020_2024/2021_06_stellungnahme_wasserstoff_im_klimaschutz.pdf (24.8.2023)
- Stahleisen.de (2021): Salzgitter AG startet Bau von Eisenerz-Direktreduktionsanlage. 19.5.2021. www.stahleisen.de/2021/05/19/salzgitter-ag-startet-bau-von-eisenerz-direktreduktionsanlage/ (2.5.2023)
- Statista (2022): Market volume of benzene worldwide from 2015 to 2021, with a forecast for 2022 to 2029
- Statista (2023): Weltweite Kohleförderung in den Jahren von 1981 bis 2022. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/41380/umfrage/welt-insgesamt-kohleproduktion-in-millionen-tonnen-oelaequivalent/> (26.10.2023)
- Statistisches Bundesamt (2022a): Aus- und Einfuhr (Außenhandel): Deutschland, Jahre, Land, Warenverzeichnis (8-Steller). (GENESIS-Tabelle: 51000-0015)
- Statistisches Bundesamt (2022b): Kostenstrukturerhebung im Verarbeitenden Gewerbe, Bergbau – Beschäftigte, Umsatz, Produktionswert und Wertschöpfung der Unternehmen im Verarbeitenden Gewerbe: Deutschland, Jahre, Wirtschaftszweige (WZ2008 2-4-Steller Hierarchie) (GENESIS-Tabelle: 42251-0003)
- Statistisches Bundesamt (2022c): Monatsbericht im Verarbeitenden Gewerbe – Beschäftigte und Umsatz der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe: Deutschland, Jahre, Wirtschaftszweige (WZ2008 2-4-Steller Hierarchie) (GENESIS-Tabelle: 42111-0005)
- Statistisches Bundesamt (2022d): Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen des Bundes – Bruttowertschöpfung (nominal/preisbereinigt): Deutschland, Jahre, Wirtschaftsbereiche (GENESIS-Tabelle: 81000-0103)

- Statistisches Bundesamt (2022e): Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen. Input-Output-Rechnung. 2018 (Revision 2019, Stand: August 2021).
www.statistischebibliothek.de/mir/servlets/MCRFileNodeServlet/DEHeft_derivate_00064236/2180200187004_Aug_2021.pdf (28.6.2023)
- Staubmann, T. (2021): Erstellung eines Lastprofilgenerators für die Eisen- und Stahlbranche mittels ereignisorientierter Simulation. Masterarbeit, Leoben
- Stiftung Klimaneutralität; Agora Verkehrswende; Agora Energiewende; BSI; BMWK (2022): Vergleich der »Big 5« Klimaneutralitätsszenarien. www.stiftung-klima.de/app/uploads/2022/03/2022-03-16-Big5_Szenarienvergleich_final.pdf (24.4.2023)
- TAB (o. J.): Chancen und Risiken von Wasserstoffpartnerschaften und -technologien in Entwicklungsländern. https://www.tab-beim-bundestag.de/projekte_chancen-und-risiken-von-wasserstoffpartnerschaften-und-technologien-in-entwicklungslaendern.php (7.2.2024)
- TAB (2022): Innovative Technologien, Prozesse und Produkte in der Bauwirtschaft. (Kehl, C.; Achternbosch, M.; Revermann, C.) TAB-Arbeitsbericht Nr. 199, Berlin
- Tabrizi, S.; Rollinson, A. N.; Hoffmann, M.; Favoino, E. (2020): Die Umweltauswirkungen des chemischen Recyclings von Kunststoffen. Zehn Kritikpunkte an vorliegenden Ökobilanzen.
www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Pressemitteilungen/Kreislaufwirtschaft/Chemisches_Recycling/201218_Verb%C3%A4ndestudie_Die_Umweltauswirkungen_des_chemischen_Recyclings_von_Kunststoffen_final.pdf (7.9.2023)
- Tata Steel (o. J.): Hlsarna: Bahnbrechend für die Stahlindustrie. www.stahleisen.de/wp-content/uploads/2020/03/Faktenblatt_Hlsarna.pdf (9.10.2023)
- Tenova (2020): Private Diskussion TENOVA bezüglich DRI, Agora Energiewende, 9.7.2020 an Prognos AG
- Theuringer, M.; Klatte, A. (2022): Interview mit Dr. Martin Theuringer und Alexander Klatte von der Wirtschaftsvereinigung Stahl (WV Stahl), durchgeführt von den Gutachter/innen von Prognos und Wuppertal Institut im August 2022
- Thienel, K. (2023): Bauchemie und Werkstoffe des Bauwesens Chemie und Eigenschaften mineralischer Baustoffe und Bindemittel. Frühjahrstrimester 2023. München
- Thienel, K. C.; Beuntner, N. (2018): Calcinierte Tone und ihr Potenzial für die moderne Betontechnologie. In: Nolting, U.; Dehn, F.; Haist, M.; Link, J. (Hg.): Betone der Zukunft. Herausforderungen und Chancen: 14. Symposium Baustoffe und Bauwerkserhaltung, Karlsruher Institut für Technologie, 21. März 2018. Karlsruhe, S. 37–46
- Thonemann, N.; Stießel, S.; Maga, D.; Hiebel, M.; Dresen, B.; Hunstock, B.; Deerberg, G.; Weidner, E. (2019): Standortplanung für die Herstellung CO₂-basierter Chemikalien am Beispiel der Olefinproduktion. In: Chemie Ingenieur Technik 91(9), S. 1238–1250
- Thyssenkrupp Steel Europe (o. J.): Unsere Innovationen und Lösungen aus Stahl setzen Trends in wichtigen Branchen. 30.10.2023, www.thyssenkrupp-steel.com/de/innovationen/innovationen-uebersicht.html (6.5.2024)
- Thyssenkrupp Steel Europe AG (2021): Modernisierter Hochofen »Schwelgern 1« produziert wieder. Pressemeldung vom 4.10.2021. www.thyssenkrupp-steel.com/de/newsroom/pressemitteilungen/modernisierter-hochofen-schwelgern-1-produziert-wieder.html (2.5.2023)
- Thyssenkrupp Steel Europe AG (2022): Thyssenkrupp beschleunigt grüne Transformation: Bau der größten deutschen Direktreduktionsanlage für CO₂-armen Stahl entschieden. 8.9.2022.
www.thyssenkrupp.com/de/newsroom/pressemitteilungen/presseedetailseite/thyssenkrupp-beschleunigt-gruene-transformation--bau-der-grossten-deutschen-direktreduktionsanlage-fur-co2-armen-stahl-entschieden-146808 (2.5.2023)

- Tillmann, U. (2015): Chemiekonjunktur und die Bedeutung von Rohöl. VCI-Hauptgeschäftsführer Dr. Utz Tillmann, Presseabend 2015, VCI (Verband der Chemischen Industrie e. V.), Frankfurt a. M.
- Totalmateria (2015): Ultra Low Carbon Interstitial Free Steels.
<https://www.totalmateria.com/page.aspx?ID=CheckArticle&site=kts&LN=ES&NM=449> (15.12.2023)
- Tree Energy Solutions GmbH (o. J.): Wilhelmshaven Green Energy Hub. ree Energy Solutions GmbH,
<https://tes-h2.com/de/wilhelmshaven-green-energy-hub/> (24.4.2023)
- Trollip, H.; McCall, B.; Bataille, C. (2022): How green primary iron production in South Africa could help global decarbonization. In: Climate Policy 22(2), S. 236–247
- Trümer, A. (2020): Calcinierte Tone als Puzzolane der Zukunft – Von den Rohstoffen bis zur Wirkung im Beton. Dissertation. Weimar
- TVF ALTWERT GmbH (o. J.): Neuzustellung Hochofen 3. <https://tvf-altwert.de/profil/projekte/neuzustellung-hochofen-3/> (3.5.2023)
- UBA (2012): Merkblatt über die Besten Verfügbare Techniken in der Eisen- und Stahlerzeugung nach der Industrie-Emissionen-Richtlinie 2010/75/EU. Dessau-Roßlau,
www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/367/dokumente/bvt-merkblatt_eisen-und_stahlerzeugung_endfassung.pdf (12.7.2023)
- UBA (2013): Globale Landflächen und Biomasse nachhaltig und ressourcenschonend nutzen. Dessau-Roßlau,
www.umweltbundesamt.de/publikationen/globale-landflaechen-biomasse (5.9.2023)
- UBA (2014): Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050 – Studie. Dessau-Roßlau,
www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/07_2014_climate_change_dt.pdf (12.7.2023)
- UBA (2020a): Dekarbonisierung der Zementindustrie. Stand: 10. Februar 2020. Stand: 10. Februar 2020. Für Mensch und Umwelt. Dessau-Roßlau,
www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/dokumente/factsheet_zementindustrie.pdf (30.6.2023)
- UBA (2020b): Hintergrund. Chemisches Recycling. Dessau-Roßlau,
www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2020-07-17_hgp_chemisches-recycling_online.pdf (6.9.2023)
- UBA (2022): Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen 1990–2020. Stand: 12.1.2022.
www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/361/dokumente/2022_01_12_em_entwicklung_in_d_trendtabelle_thg_v1.0.xlsx (26.9.2023)
- UBA (2023): Berechnung der Treibhausgasemissionsdaten für das Jahr 2022 gemäß Bundesklimaschutzgesetz. Begleitender Bericht. Kurzfassung vom 15.3.2023. Dessau-Roßlau,
www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/361/dokumente/vjs_2022_-_begleitbericht_final_kurzfassung.pdf (10.5.2023)
- UBA (Umweltbundesamt) (2020c): Prozessdetails: Raffinerie-Öl-Naphta-DE-2020.
<https://www.probas.umweltbundesamt.de/php/prozessdetails.php?id=%7B25F9913E-054A-4897-9922-B20C52746A63%7D> (6.5.2024)
- VCI (2007): Biomasse – Rohstoff für die chemische Industrie. Kernaussagen einer IFEU-Studie und Schlussfolgerungen des VCI (Verband der Chemischen Industrie e. V.)
- VCI (2015a): Branchenporträt der deutschen chemisch-pharmazeutischen Industrie 2015. Stand August 2015. VCI (Verband der Chemischen Industrie e. V.) (29.10.2023)
- VCI (2015b): Chancen und Grenzen des Einsatzes nachwachsender Rohstoffe in der chemischen Industrie. VCI-Positionspapier. VCI (Verband der Chemischen Industrie e. V.), Frankfurt

- VCI (2022): Chemiewirtschaft in Zahlen 2022. VCI (Verband der Chemischen Industrie e. V.), Frankfurt a. M.
- VCI (2023): Branchenporträt. Daten und Fakten im Überblick. Stand August 2023. VCI (Verband der Chemischen Industrie e. V.) (29.10.2023)
- VCI; DECHEMA; Plastics Europe; BKV (2021): Forschungspolitische Empfehlungen zum chemischen Kunststoffrecycling – neue Verfahren und Konzepte. VCI
- VDEh (2022): Kohlenstoffbasierte Stahlerzeugung
- VDI (2021): Shell: Energiewende in Deutschlands größter Raffinerie. 4.11.2021 (Autoren: Burger, C.; Eder, S.).
- VDI (2022): Umbau in der Stahlindustrie (Autor: Hartbrich, I.). (10.11.2023)
- VDW (2022): Marktbericht 2021. Die deutsche Werkzeugmaschinenindustrie und ihre Stellung im Weltmarkt. Frankfurt a. M. https://vdw.de/wp-content/uploads/2022/06/pub_vdw-marktbericht_2021_2022-06-10_web.pdf (24.8.2023)
- VDZ (o. J.): Umweltdaten der deutschen Zementindustrie 2021. <https://www.vdz-online.de/wissensportal/publikationen/umweltdaten-der-deutschen-zementindustrie-2021> (21.9.2023)
- VDZ (2015): Umweltdaten der deutschen Zementindustrie 2014. Düsseldorf, www.vdz-online.de/fileadmin/wissensportal/publikationen/umweltschutz/Umweltdaten/VDZ_Umweltdaten_Environmental_Data_2014.pdf (23.8.2023)
- VDZ (2020): Dekarbonisierung von Zement und Beton – Minderungspfade und Handlungsstrategien. Eine CO₂-Roadmap für die deutsche Zementindustrie. November 2020. VDZ (Verein Deutscher Zementwerke e. V.), Düsseldorf
- VDZ (2021a): Umweltdaten der deutschen Zementindustrie 2020. VDZ (Verein Deutscher Zementwerke e. V.), Düsseldorf
- VDZ (2021b): Umweltdaten der deutschen Zementindustrie 2021. VDZ (Verein Deutscher Zementwerke e. V.), Düsseldorf
- VDZ (2021c): Zahlen und Daten. Zementindustrie in Deutschland 2020. VDZ (Verein Deutscher Zementwerke e. V.), Düsseldorf
- VDZ (2021d): Zementindustrie im Überblick 2021/2022. VDZ (Verein Deutscher Zementwerke e. V.), Düsseldorf/Berlin, www.vdz-online.de/fileadmin/wissensportal/publikationen/zementindustrie/zementindustrie_ueberblick/VDZ-Zementindustrie_im_Ueberblick_2021_2022.pdf (23.8.2023)
- VDZ (2022a): Ressourcen der Zukunft für Zement und Beton – Potenziale und Handlungsstrategien. VDZ (Verein Deutscher Zementwerke e. V.), Düsseldorf
- VDZ (2022b): Umweltdaten der deutschen Zementindustrie 2022. VDZ (Verein Deutscher Zementwerke e. V.), Düsseldorf
- Verde, S. F. (2020): The Impact of the EU Emissions Trading System on Competitiveness and Carbon Leakage: The Economic Evidence. In: *Journal of Economic Surveys* 34(2), S. 320–343
- VNG AG (2022): Equinor und VNG erweitern Zusammenarbeit im Bereich Wasserstoff, Ammoniak und CO₂-Abscheidung. 4.7.2022. www.vng.de/de/newsroom/2022-07-04-equinor-und-vng-erweitern-zusammenarbeit-im-bereich-wasserstoff-ammoniak-und (24.4.2023)
- Vogl, V.; Åhman, M.; Nilsson, L. J. (2021): The making of green steel in the EU: a policy evaluation for the early commercialization phase. In: *Climate Policy* 21(1), S. 78–92
- Volk, R.; Stallkamp, C.; Steins, J.; Yogish, S.; Müller, R.; Stapf, D.; Schultmann, F. (2021): Techno-economic assessment and comparison of different plastic recycling pathways: A German case study. In: *Journal of Industrial Ecology* 25(5), S. 1318–1337

- Voß, W. (2013): Ressourceneffizienz als Herausforderung für die Grundstoffchemie in Deutschland. Hans-Böckler-Stiftung, Düsseldorf
- Wanjari, A. (2021): Methods to optimize energy consumption in Conarc furnaces. In: SN Appl. Sci. 3(12)
- Webstexx GmbH (o.J.): Alle Stahlwerke in Deutschland. <https://stahl.webstexx.de/daten-und-statistik/stahlstatistiken-deutschland/alle-stahlwerke-deutschland/> (3.5.2023)
- Weigel, M.; Fishedick, M.; Marzinkowski, J.; Winzer, P. (2016): Multicriteria analysis of primary steelmaking technologies. In: Journal of Cleaner Production 112, S. 1064–1076
- Weissenberger-Eibl, M. (2017): Innovationsforschung – ein systemischer Ansatz. Merkmale, Methoden und Herausforderungen. In: Denkströme. Journal der Sächsischen Akademie der Wissenschaften (17), S. 33–56
- Westküste 100 (o.J.): Sektorenkopplung komplett: Grüner Wasserstoff und Dekarbonisierung im industriellen Maßstab. www.westkueste100.de/#ProjektHome (24.8.2023)
- Wikipedia (o.J.): Liste europäischer Hochofenwerke. https://de.wikipedia.org/wiki/Liste_europ%C3%A4ischer_Hochofenwerke (3.5.2023)
- Windisch, S. (2018): Untersuchung der Möglichkeiten einer reduzierenden Behandlung von LD-Schlacke in einem induktiv beheizten Koksbett. Masterarbeit. Leoben (6.11.2023)
- Wintershall Dea AG (2022): Wintershall Dea und Equinor entwickeln gemeinsam CCS-Infrastruktur in der Nordsee. 30.8.2022. <https://wintershalldea.com/de/newsroom/wintershall-dea-und-equinor-entwickeln-gemeinsam-ccs-infrastruktur-der-nordsee> (24.4.2023)
- Wirtschaftsvereinigung Stahl (2021): Wirtschaft begrüßt Einigung im Stahlstreit – weitere Schritte müssen folgen. Stahl-Online-News 2.11.2021. www.stahl-online.de/stahl-online-news/wirtschaft-begruesst-einigung-im-stahlstreit-weitere-schritte-muessen-folgen/ (30.10.2023)
- Worrell, E.; Price, L.; Neelis, M.; Galitsky, C.; Zhou, N. (2007): World Best Practice Energy Intensity Values for Selected Industrial Sectors. Lawrence Berkeley National Laboratory. <https://escholarship.org/uc/item/77n9d4sp> (16.6.2023)
- Worzewski, T. (2020): Zurück in den Kreislauf. In: Spektrum.de 7.10.2020
- WV Stahl (2015): Stahl und Nachhaltigkeit – Eine Bestandsaufnahme in Deutschland, Wirtschaftsvereinigung Stahl. Düsseldorf, https://issuu.com/stahlonline/docs/stahl_nachhaltigkeit_2015_web_1_1 (12.7.2023)
- WV Stahl (2021): Fakten zur Stahlindustrie in Deutschland 2021. Berlin, www.stahl-online.de/wp-content/uploads/WV-Stahl_Fakten-2021_RZ_Web_neu.pdf (3.5.2023)
- Yang, L.; Jiang, T.; Li, G.; Guo, Y. (2017): Discussion of Carbon Emissions for Charging Hot Metal in EAF Steelmaking Process. In: High Temperature Materials and Processes 36(6), S. 615–621
- Zogg, C. (2017): Auf der Spur der Zementformel. <https://www.empa.ch/de/web/s604/lothenbach1> (17.11.2023)