

Schlussbericht

## Ind-E – Dekarbonisierungs- und Elektrifizierungspotenziale in der deutschen Industrie – Daten, Akteure und Modelle

Teilvorhaben:

### Nachfragedaten, Handelspotenziale und Effekte auf Unternehmenstarife

Autoren: Hanhee Kim, Anna Sandhaas, Niklas Hartmann

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Laufzeit des Vorhabens: 01.03.2021 – 29.02.2024; Verlängerung bis 31.08.2024

Förderkennzeichen: 03EI1026D

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

BETREUT VOM:



Konsortium:



Hochschule für Technik, Wirtschaft und Medien Offenburg  
Badstr. 24, 77652 Offenburg

---

Verantwortliche/r des Unterprojekts: Hochschule Offenburg  
Prof. Dr.-Ing. Niklas Hartmann  
Badstrasse 24, 77652 Offenburg  
Tel.: +49 (0)781 205-4645  
Email: [niklas.hartmann@hs-offenburg.de](mailto:niklas.hartmann@hs-offenburg.de)

## Vorwort

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Arbeiten und Ergebnisse des Forschungsprojekts Ind-E – Dekarbonisierungs- und Elektrifizierungspotenziale in der deutschen Industrie – Daten, Akteure und Modelle und in diesem Forschungsprojekt des Teilvorhabens „Nachfragedaten, Handelspotenziale und Effekte auf Unternehmenstarife“ (Laufzeit 01.03.2021 – 29.02.2024 und kostenneutrale Verlängerung bis 31.08.2024), das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz „BMWK“ unter den Kennzeichen 03EI1026D gefördert wurde.

Das Ziel des Projektes bestand darin, die Energiesystemanalyse in dem Bereich der Industriemodellierung zu stärken und dabei akteursspezifische Einflussfaktoren auf Defossilisierungsmaßnahmen sowie politische Rahmenbedingungen zu berücksichtigen.

Das Projekt wurde im Verbund zwischen den Partnern:

- Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (Koordination)
- Öko-Institut
- Albert-Ludwigs Universität Freiburg, Institut für Nachhaltige Technische Systeme
- Hochschule Offenburg, Institut für nachhaltige Energiesysteme

durchgeführt. Dieser Schlussbericht fasst die Ergebnisse von zwei Arbeitspaketen zusammen, die von der Hochschule Offenburg durchgeführt werden.

Die Projektpartner danken dem BMWK für die finanzielle Unterstützung des Forschungsvorhabens und dem Projektträger Jülich für die administrative Begleitung.

## Inhaltsverzeichnis

Vorwort .....	2
Kurzdarstellung.....	4
Aufgabenstellung .....	5
Projektpartner und Arbeitsaufteilung.....	6
Planung und Ablauf des Vorhabens .....	7
Wissenschaftlich/technischer Stand zu Beginn des Vorhabens .....	9
Zusammenarbeit mit anderen Stellen .....	11
AP1 Erstellung synthetischer Wärmelastprofile für Industriebranchen.....	12
Einleitung.....	12
Methode .....	12
AP8 & AP9 Investitionsentscheidungen und Wirtschaftlichkeit .....	21
Einleitung.....	21
Überblick über energieintensive Industrien.....	21
Modellentwicklung.....	25
Ergebnisse und Diskussion.....	52

## Kurzdarstellung

Der Schlussbericht zum Forschungsprojekt „Ind-E – Dekarbonisierungs- und Elektrifizierungspotenziale in der deutschen Industrie“ dokumentiert die Fortschritte und Ergebnisse des Teilvorhabens „Nachfragedaten, Handelspotenziale und Effekte auf Unternehmenstarife“. Das Projekt zielt darauf ab, die Energiesystemanalyse in der Industrie zu verbessern, insbesondere im Hinblick auf Elektrizitätsnachfrage und Flexibilität.

Die Hochschule Offenburg hat maßgeblich an der Erstellung synthetischer Wärmelastprofile für verschiedene Industrien gearbeitet und ein techno-ökonomisches Modell entwickelt, um die Wirtschaftlichkeit von CO<sub>2</sub>-Reduktionstechnologien zu bewerten. Der Bericht zeigt, dass die Elektrifizierung und Flexibilisierung industrieller Prozesse signifikante Potenziale zur Reduktion von Treibhausgasemissionen bietet. Darüber hinaus werden verschiedene energieintensive Industrien wie Stahl, Zement und Ammoniak hinsichtlich ihrer Investitionsentscheidungen und der Wirtschaftlichkeit alternativer Technologien untersucht. Die Ergebnisse verdeutlichen die entscheidende Rolle von Energie- und Materialkosten und die Volatilität der Energiepreise für die Wettbewerbsfähigkeit der Industrien. Abschließend werden Empfehlungen formuliert, um eine strategische Anpassung an die CO<sub>2</sub>-Bepreisung und Investitionen in weniger kohlenstoffintensive Technologien voranzutreiben, unterstützt von politischen Maßnahmen zur Förderung nachhaltiger Produktionsmethoden

## Aufgabenstellung

Das Projekt hat mehrere spezifische Ziele, die sich auf die Weiterentwicklung der Industrie hinsichtlich Elektrizitätsnachfrage und Flexibilität fokussieren. Erstens soll eine Methodik entwickelt werden, um die Nachfragen unterschiedlicher Industrietypen, insbesondere im Bereich der Elektrizität, systematisch zu kategorisieren und in die Praxis umzusetzen. Ein weiteres Ziel ist die Bewertung der verschiedenen Szenarien im TTA-Modell sowie die Analyse der Erlösströme, die Unternehmen durch die Vermarktung von Flexibilitäten und Elektrifizierungsmaßnahmen generieren können. Zudem werden Transformationspfade für die Industrie identifiziert, basierend auf quantitativen Energiesystemmodellen, wobei auch die Treiber und Hemmnisse relevanter Akteure in der Industrie für die Sektorkopplung berücksichtigt werden sollen. Diese Erkenntnisse fließen in praxisnahe Lösungen ein, die zur Energiewende beitragen können.

Methodisch stehen im Vorhaben verschiedene Fragestellungen im Fokus, unter anderem die Entwicklung synthetischer Lastgänge für Industriebetriebe und die angemessene Abbildung der unterschiedlichen Unternehmensausprägungen in TTA. Auch die Aggregation der Vielzahl an Elektrifizierungsmaßnahmen und die akteurspezifische Abbildung von Treibern und Hemmnissen sind zentrale Herausforderungen. Inhaltlich wird untersucht, wie wirtschaftlich Elektrifizierungsmaßnahmen für Unternehmen sind, welches Risiko und welche Chancen die Marktteilnahme birgt und welche Ertragsströme sowie damit verbundene Kosten bei einer Elektrifizierung und Flexibilitätsvermarktung zu erwarten sind.

## Projektpartner und Arbeitsaufteilung

Die Hochschule Offenburg (HSO) ist eine sehr forschungsstarke Hochschule für Angewandte Wissenschaften (HAW). Das Institut für nachhaltige Energiesysteme (INES) kombiniert Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten an unterschiedlichen Technologien rund um die klimaneutrale Erzeugung, Wandlung, Speicherung und Nutzung von Energie. Zwölf ProfessorInnen und über 30 Beschäftigte, davon etwa ein Drittel DoktorandInnen, arbeiten interdisziplinär in mehr als 30 Forschungs- und Entwicklungsprojekten der Energiesystemtechnik, darunter Themen der Batterietechnik, Elektromobilität, Energiewirtschaft, Gebäudeenergie-technik, Photovoltaiktechnik, Smart Grids, Pflanzenkohle und Wasserstofftechnik. Ihre Gemeinsamkeiten liegen in der Fokussierung auf Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz sowie der Nutzung erneuerbarer Energien.

Prof. Dr.-Ing. Niklas Hartmann ist Professor für Energiesysteme und Energiewirtschaft an der Hochschule Offenburg mit über 15 Jahren Erfahrung in der Modellierung, Analyse und Bewertung von Energiesystemen. Er leitet die Forschungsgruppe Energiesysteme und Energiewirtschaft. Am INES der Hochschule Offenburg fokussiert Herr Hartmann die Vervollständigung des Modells MyPyPSA-Ger zu einem intersektoralen Energiesystemmodell. Prof. Hartmann hat verschiedene öffentliche und privat finanzierte Projekte in Deutschland, Europa, dem Nahen Osten und Afrika koordiniert. Schwerpunkte seiner wissenschaftlichen Arbeit ist die Entwicklung und Bewertung von Dekarbonisierungsstrategien für nationale Energiesysteme mit speziellem Fokus auf Flexibilitätsbereitstellung und Negativemissionstechnologien in den Energiesystemen.

## Planung und Ablauf des Vorhabens

Das Projekt wurde in elf Arbeitspakete strukturiert, von denen die inhaltlichen zehn Arbeitspakete in Abbildung 1 dargestellt sind. AP 0 beinhaltet die Projektleitung und Koordination und liegt beim Fraunhofer ISE.

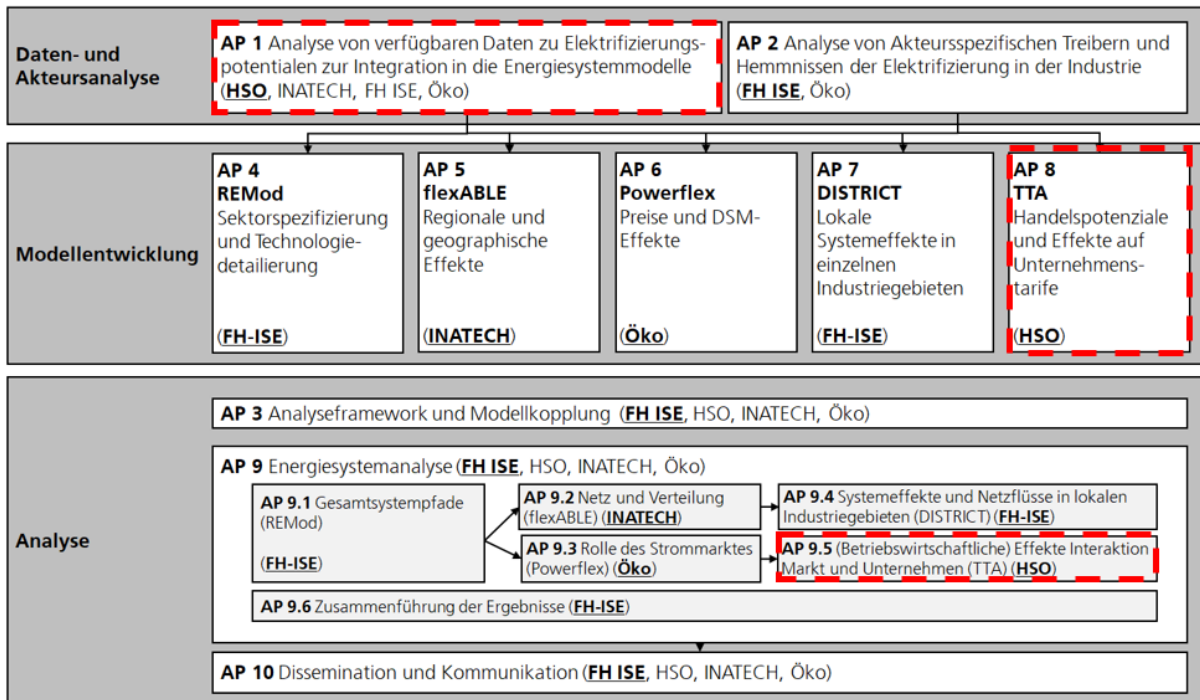


Abbildung 1 Arbeitsplan des Forschungsvorhabens (Unterstrichen und Hervorgehobene Institute sind die jeweiligen Arbeitspaketleiter)

Der Arbeitsplan teilt sich in drei Arbeitsbereiche. Die Daten- und Akteursanalyse wird in AP1 und AP2 durchgeführt. AP1 konzentriert sich dabei auf die Erhebung und Analyse branchenspezifischer Lastprofile sowie der Erhebung von Flexibilitätspotenzialen. AP2 analysiert akteurspezifische Hemmnisse der Elektrifizierung der Industrie, sodass diese in der Modellentwicklung berücksichtigt werden können. Die APs 4-8 beinhalten Modellentwicklungen, mit dem Ziel den Industriesektor jeweils detaillierter abzubilden, dabei aber unterschiedliche Fragestellungen zu beantworten.

Die getätigten Modellentwicklungen befähigen das Projektkonsortium der multidimensionalen Analyse des Industriesektors im Energiesystem. Hierzu wird zunächst in AP 3 ein Analyserahmen bestimmt, der zum einen die Schnittstellen und den Datenaustausch zwischen den Modellen sicherstellt und zum anderen werden gemeinsame Szenarien definiert. Die Szenarien werden dann in AP9 (Energiesystemanalyse) mittels der Modelle berechnet und analysiert. In AP 9.6 werden die Ergebnisse synthetisiert, um Erkenntnisse bezüglich einer Defossilisierung der Industrie zu gewinnen und dabei sowohl die Mikro als auch die Makro Ebene sowie Akteursverhalten zu berücksichtigen. In AP 10 werden die gewonnenen

Erkenntnisse (methodisch und inhaltlich) wissenschaftlich publiziert und in einer Kurzstudie zusammengefasst und veröffentlicht.

In diesem Schlussbericht werden die Arbeiten der Hochschule Offenburg in AP1, AP8 und A9.5 dargestellt.

## Wissenschaftlich/technischer Stand zu Beginn des Vorhabens

Die Energiewende erfordert neben der Umstellung der Stromerzeugung auf erneuerbare Energien auch die Nutzung erneuerbarer Energien in anderen Verbrauchssektoren (Industrie, Wärme, Verkehr). Die Elektrifizierung von industriellen Prozessen bietet dabei ein großes Potenzial zur Reduktion der THG-Emissionen<sup>1 2</sup>. Die wissenschaftliche Auseinandersetzung mit Potenzialen und insbesondere den Effekten der Elektrifizierung von Prozessen aber auch anderen Bereichen der Sektorkopplung ist nach Einschätzung der Antragsteller erst in Anfängen erfolgt. Dabei erfolgt zumeist eine Abbildung lediglich der energieintensivsten Prozesse. Eine Flexibilisierung der Stromnachfrage wird zumeist nicht berücksichtigt. Zudem findet meist eine Fokussierung auf eine bestimmte Sektorkopplungstechnologie statt<sup>3 4</sup>. Es existieren einige Untersuchungen, in denen „Elektrifizierungs-Szenarien“ und sogenannte „Power-to-X-Szenarien“ (die verstärkt auf strombasierte Stoffe zur THG-Minderung setzen) gegenübergestellt werden. Diese Studien bilden jedoch die Elektrifizierung zumeist nur sehr grob ab, um andererseits eine umfängliche Modellierung des Energiesystems zu ermöglichen<sup>5 6 7</sup>. Aus der Elektrifizierung resultiert erstens eine zusätzliche Stromnachfrage, andererseits ergibt sich jedoch auch die Möglichkeit, diese Nachfrage flexibel zu gestalten und somit an das Dargebot von erneuerbaren Energien anzupassen. Die resultierenden Effekte auf das Stromsystem (regionale und überregionale Stromnetze, Preise, Lastdeckung) und die THG-Emissionen wurden bislang nicht systematisch wissenschaftlich abgebildet und untersucht. Sie stehen darum im Fokus dieses Projektantrags. In bisherigen wissenschaftlichen Studien zur Elektrifizierung von Industrieprozessen und Energienachfragen wurden zumeist nur die energieintensivsten Prozesse (z.B. Aluminium, Grundstoffindustrie, Chlorchemie) abgebildet<sup>8 9</sup>. In den USA wird derzeit mit der Electrifications Future Study (EFS) eine sehr umfangreiche

---

<sup>1</sup> Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH; Andrej Guminski, Tobias Hübner, Elsa Rouyrre, Dr. -Ing. Serafin von Roon; Navigant Energy Germany GmbH, Matthias Schimmel, Christian Achtelik, Jan-Martin Rhiemeier; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung IER; Dr. Ulrich Fahl, Isela Bailey; Vorhaben: BMWi: I C 4 80 14 38/42; Projekt-Nr. 42/17; Projektnummer: SISDE17915; 04.06.2019; Energiewende in der Industrie Potenziale und Wechselwirkungen mit dem Energiesektor Abschlussbericht zum Arbeitspaket 1 an: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

<sup>2</sup> Öko-Institut; Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI) (2015): Klimaschutzszenario 2050 – 2. Endbericht. 2. Modellierungsrunde. Unter Mitarbeit von Hans-Joachim Ziesing. Berlin.

<sup>3</sup> Agora Energiewende (Hg.) (2018): Wert der Effizienz im Gebäudesektor in Zeiten der Sektorenkopplung. Institut für Energie- und Umweltforschung (IFEU); Fraunhofer IEE; Consentec. Berlin,

<sup>4</sup> Schierhorn, Peter-Philipp; Martensen, Nils (2015): Überblick zur Bedeutung der Elektromobilität zur Integration von EE-Strom auf Verteilnetzebene. Version 2.1, 21. Juli 2015. energynautics GmbH. Darmstadt.

<sup>5</sup> enervis energy advisors GmbH (2017): Klimaschutz durch Sektorkopplung: Optionen, Szenarien, Kosten. Berlin.

<sup>6</sup> Ecke, Julius; Fricke, Alexander (2018): META Studie Sektorenkopplung: "Analyse einer komplexen Diskussion". enervis energy advisors GmbH. Berlin.

<sup>7</sup> Klein, Sebastian; Steinert, Tim; Fricke, Alexander; Peschel, Daniel (2017): Erneuerbare Gase - ein Systemupdate der Energiewende. Hg. v. enervis energy advisors GmbH (enervis). Berlin,

<sup>8</sup> Agora Energiewende und Wuppertal Institut (2019): Klimaneutrale Industrie: Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement. Berlin, November 2019.

<sup>9</sup> Gerbert, Philipp; Herhold, Patrick; Burchardt, Jens; Schönberger, Stefan; Rechenmacher, Florian; Kirchner, Almut et al. (2018): Klimapfade für Deutschland. BCG; Prognos AG. The Boston Consulting Group (BCG); Prognos. Berlin, Basel, Hamburg, München

Elektrifizierungsstudie durchgeführt, die technische und betriebswirtschaftliche Aspekte beleuchtet und auch die Auswirkungen auf das Energiesystem untersucht<sup>10</sup>. Die Studie dauert noch an und ist teilweise sehr spezifisch auf den US-amerikanischen Kontext zugeschnitten. Nutzbare Erkenntnisse daraus werden im Projekt auf den deutschen Kontext übersetzt.

Ziel des Projektes ist es, den Detaillierungsgrad der Modellierung in diesem Themengebiet deutlich zu erhöhen um erstmalig die Effekte auf unterschiedliche Netzebenen, volkswirtschaftliche und betriebswirtschaftliche Kosten sowie Preise abbilden zu können. Das Kopernikus-Projekt Synergie dient hierbei als guter Startpunkt, da die im Projekt gewonnenen Ergebnisse in Bezug auf Umbau und Flexibilisierung der Industrieprozesse für die Energiesystemmodellierung genutzt werden kann. Andere Projekte wie beispielsweise SYNERGIE, MODEST und DYNAMIS dienen ebenfalls als Quellen, die sehr detaillierte Analyse der Industrie Daten für die Energiesystemmodelle bereitstellen können.

In Bezug auf die Abbildung von Industrie ist eine deutliche Schwäche in vielen Energiesystemmodellen identifiziert worden, da vor allem Strommarktmodelle verfügbar sind. Beispielsweise wird in Gensys<sup>11</sup> das Stromsystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energien in Europa optimiert und EMMA<sup>12</sup> ist ein Gleichgewichtsmodell des Stromsektors. Ausbaumodelle des Elektrizitätssystems sind zum Beispiel E2M2s<sup>13</sup> oder speziell für den Kraftwerkseinsatz das JMM<sup>14</sup>. Die beiden Energiesystemmodelle REMod und DISTRICT bilden die Industrie bereits ab, jedoch ist hier die Datenlage und die Abbildungstiefe noch nicht ausgereift. Die Handelsmöglichkeiten von Industriebetrieben und Analyse möglicher Ertragsströme sind in diesen Modellen nicht abgebildet. Zur Deckung des Strombedarfs von Industriebetrieben werden derzeit vor allem Produkte mit Festpreis oder Flatrates angeboten, die das Handelsrisiko für das Unternehmen ausschließen. Je größer das Unternehmen ist, desto mehr wird das Preisrisiko gestreut, so dass die Preisentwicklung an den Stromhandelsmärkten mittels Spotpreisprodukte weitergegeben wird. Das Modell TTA bildet Handelsaktivitäten von Industrieunternehmen ab und wird derzeit an der Hochschule Offenburg entwickelt.

---

<sup>10</sup> Jadun, Paige, Colin McMillan, Daniel Steinberg, Matteo Muratori, Laura Vimmerstedt, and Trieu Mai (2017): Electrification Futures Study: End-Use Electric Technology Cost and Performance Projections through 2050. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A20-70485,

<sup>11</sup> <http://www.isea.rwth-aachen.de/go/id/pkja>

<sup>12</sup> <https://neon-energie.de/emma/>

<sup>13</sup> Sun, N. (2013) „Modellgestützte Untersuchung des Elektrizitätsmarktes: Kraftwerkseinsatzplanung und -investitionen“, Forschungsbericht Band 112, IER. Universität Stuttgart, 2013

<sup>14</sup> Meibom, Peter & Larsen, Helge & Barth, R & Brand, Heike & Weber, Christoph & Voll, O. (2006). Wilmar joint market model. Documentation. WILMAR Deliverable D6.2(b), en\_GB

## Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Eine Zusammenarbeit mit anderen Stellen ist nicht erfolgt.

# AP1 Erstellung synthetischer Wärmelastprofile für Industriebranchen

## Einleitung

Ziel dieses Arbeitspaketes war es, konsistente Datensätze bzgl. der Energienachfrage der unterschiedlichen Industrietypen zu erzeugen. Als Methodik wird zunächst die Aufteilung des Energieverbrauchs nach den Wirtschaftszweigen, aufbauend auf den Anwenderbilanzen umgesetzt. Um die zeitliche Dimension in die Jahressummen aus den Anwenderbilanzen zu bekommen, soll eine Methodik entwickelt werden, die eine Disaggregation der Industrieunternehmen bis hin zu Prozessschritten ermöglicht. Nach der Disaggregation sollen die Prozessschritte in neuer Form zu weiteren bisher nicht betrachteten Industrieunternehmen zusammengesetzt werden. Im Abschluss des AP sollen die Daten als CSV Datei den Projektpartnern inklusive einer Beschreibung der Daten zur Verfügung gestellt werden. Es besteht das Ziel eine exemplarische Woche mit Stundenwerten bereit zu stellen.

## Methode

Für die synthetischen Wärmelastprofile wurden zunächst Zeitreihen für 5 unterschiedliche Typtage (Arbeitstag, Samstag, Sonntag, Feiertag und Konstante) generiert. Diese Gesamtprofile werden anhand der prozentualen Nachfrage auf die Anwendungsbereiche Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme aufgeteilt. Die Prozesswärme enthält vier weitere Anwendungsbereiche als verschiedene Temperaturniveaus. Es wird angenommen, dass der anteilige Abstand zwischen Base- und Peaklevel dem des elektrischen Profils des jeweiligen Industrietyps entspricht. Daher werden auch diese Profile anhand der ermittelten Faktoren gestreckt. Die fertigen Tageslastgänge werden zu einem Jahr zusammengesetzt und auf einen Jahreswärmebedarf von 1000 MWh skaliert. Die monatliche Zeitreihe für die Raumwärme wird zusätzlich an die durchschnittliche monatliche Außentemperatur angepasst. Schließlich wird das Jahresprofil auf den realen Verbrauch eines Jahres skaliert.

Im Folgenden werden die erforderlichen Schritte beschrieben und die Ergebnisse gezeigt. Das Modell und die Ergebnisse sind open-source <sup>15</sup> verfügbar und in einer Publikation beschrieben<sup>16</sup>.

### 1) Inputdaten

Normierte Tageslastprofile sind für die fünf Typtage Wochentag, Samstag, Sonntag, Ferien, Konstant hinterlegt.

---

<sup>15</sup> <https://github.com/asandhaa/SyntheticLoadProfiles>

<sup>16</sup> Sandhaas A., Kim H., Hartmann N.: Methodology for Generating Synthetic Load Profiles for Different Industry Types. *Energies*. 2022; 15(10):3683. <https://doi.org/10.3390/en15103683>

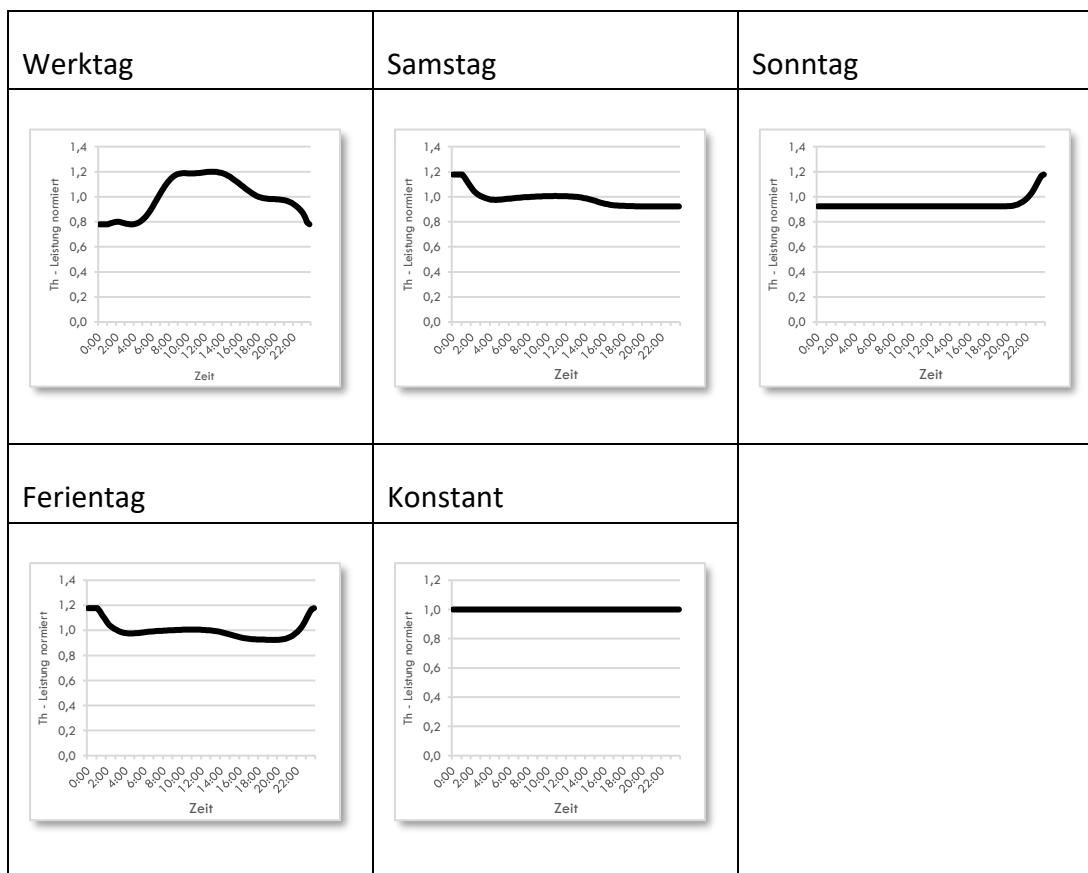


Abbildung 2: Normierte Tageslastprofile der Wärmeanwendungen für fünf Typtage

In der Tabelle 12 aus den Anwendungsbilanzen des Fraunhofer ISI [1] sind die spezifischen Werte Brennstoffe für drei Anwendungskategorien (Prozesswärme, Raumwärme und Warmwasser) für jeden Industrietyp dargestellt. Damit wurde zunächst die prozentuale Verteilung für die drei Wärmeanwendungskategorien berechnet. Die für Warmwasser und Raumwärme berechneten Prozentsätze wurden direkt übernommen, während der Prozentsatz für Prozesswärme in vier verschiedene Temperaturniveaus unterteilt wurde und zwar < 100 °C, 100 °C - 500 °C, 500 °C - 1000 °C und >1000 °C [2]. Somit ergeben sich für die industriellen Wärmeanwendungen insgesamt sechs Endnutzerkategorien.

### Beispiel für die prozentuale Verteilung des Wärmeverbrauchs für Grundstoffchemie

Tabelle 1: Prozentualen Wärmeanwendungen für Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme für die Grundstoffchemie [1]

Daten aus Fraunhofer ISI, Erstellung v. Anwendungsbilanzen, Tabelle 12, Seite 22					
industry_number	WZ_ID	Name	Raumwärme	Warmwasser	Prozesswärme
4	20.1	Grundstoffchemie	0,99%	0,10%	98,88%

Tabelle 2: Prozentuale Wärmeanwendungen für Raumwärme + Warmwasser und 4 Temperaturbereiche der Prozesswärme für die Grundstoffchemie [2]

Daten aus Naegler, T. Quantification of the European... Abb. 3, Seite 2025							
industry_number	WZ_ID	Name	Raumwärme + Warmwasser	Prozesswärme < 100 °C	Prozesswärme 100 °C - 500 °C	Prozesswärme 500 °C - 1000 °C	Prozesswärme >1000 °C
4	20.1	Grundstoffchemie	8%	13%	20%	46%	13%

Z.B Gewichtete Prozentsatz für Prozesswärme 500°C – 1000°C

$$PW_{100^{\circ}\text{C}-500^{\circ}\text{C},f} = \frac{98,8\% * 20\%}{92\%} = 21\% \quad (1)$$

Tabelle 3: Finale prozentuale Wärmeanwendungen für die sechs Endnutzerkategorien für die Grundstoffchemie

Errechnet von Fraunhofer ISI & Naegler, T.								
industry_number	WZ_ID	Name	Raumwärme	Warmwasser	Prozesswärme < 100 °C	Prozesswärme 100 °C - 500 °C	Prozesswärme 500 °C - 1000 °C	Prozesswärme >1000 °C
4	20.1	Grundstoffchemie	1%	0%	14%	21%	49%	14%

Für die jährliche Wärmeanwendung für die 14 Industrietypen werden die Brennstoffverbräuche (ohne die Anwendung für mechanische Antriebe) aus Tabelle 12 der Anwendungsbilanzen [1] entnommen. Diese werden von der Einheit PJ in GWh umgerechnet.

## 2) Anpassung der Raumwärme auf monatliche Außendurchschnittstemperatur

Schritt 1: Normierte Lastprofile pro Typtag, am Beispiel vom Industrietyt: WZ08 20.1 Grundstoffchemie

Tabelle 4: Prozentuale Verteilung des Wärmeverbrauchs für die Anwendungskategorien

industry_number	WZ_ID	Name	Raumwärme	Warmwasser	Prozesswärme < 100 °C	Prozesswärme 100 °C - 500 °C	Prozesswärme 500 °C - 1000 °C	Prozesswärme > 1000 °C
			%	%	%	%	%	%
1		8 Gew. v. Steinen u. Erden	7	1	1	2	30	59
2	10, 11, 12	Ernährung und Tabak	10	1	40	48	0	0
3	17	Papiergewerbe	2	0	16	81	0	0
4	20.1	Grundstoffchemie	1	0	14	21	49	14
5	20, 21 ohne 20.1	Sonst. chemische Industrie	9	1	13	20	45	13
6		22 Gummi- u. Kunststoffwaren	33	3	6	19	12	27
7	23.1 bis 23.3	Glas u. Keramik	3	0	1	2	31	62
8	23 ohne 23.1 und 23.3	Verarb. v. Steine u. Erden	2	0	1	2	32	63
9	24.1	Metallerzeugung	0	0	1	1	21	77
10	24.4, 24.5	NE-Metalle, -gießereien	6	1	1	1	19	72
11	24.2, 24.3, 25	Metallbearbeitung	34	3	18	17	6	22
12	28	Maschinenbau	70	8	6	6	3	7
13	29, 30	Fahrzeugbau	37	4	17	16	6	20
14	13, 14, 15, 16, 18, 26, 27	Sonstige Wirtschaftszweige	29	3	4	16	13	35

Für alle Typtage findet das gleiche Vorgehen statt: Die Zeitreihen der Typtage (Abbildung 2 & Tabelle 1) werden mit dem prozentualen Betrag der jeweiligen Anwendung multipliziert (Tabelle 2/Tabelle 4). Die sechs daraus resultierenden Profile werden zu einem Gesamtprofil addiert, das automatisch auf einen Mittelwert von 100 normiert ist (Abbildung 3). Die Einheit kW wird hinzugefügt.

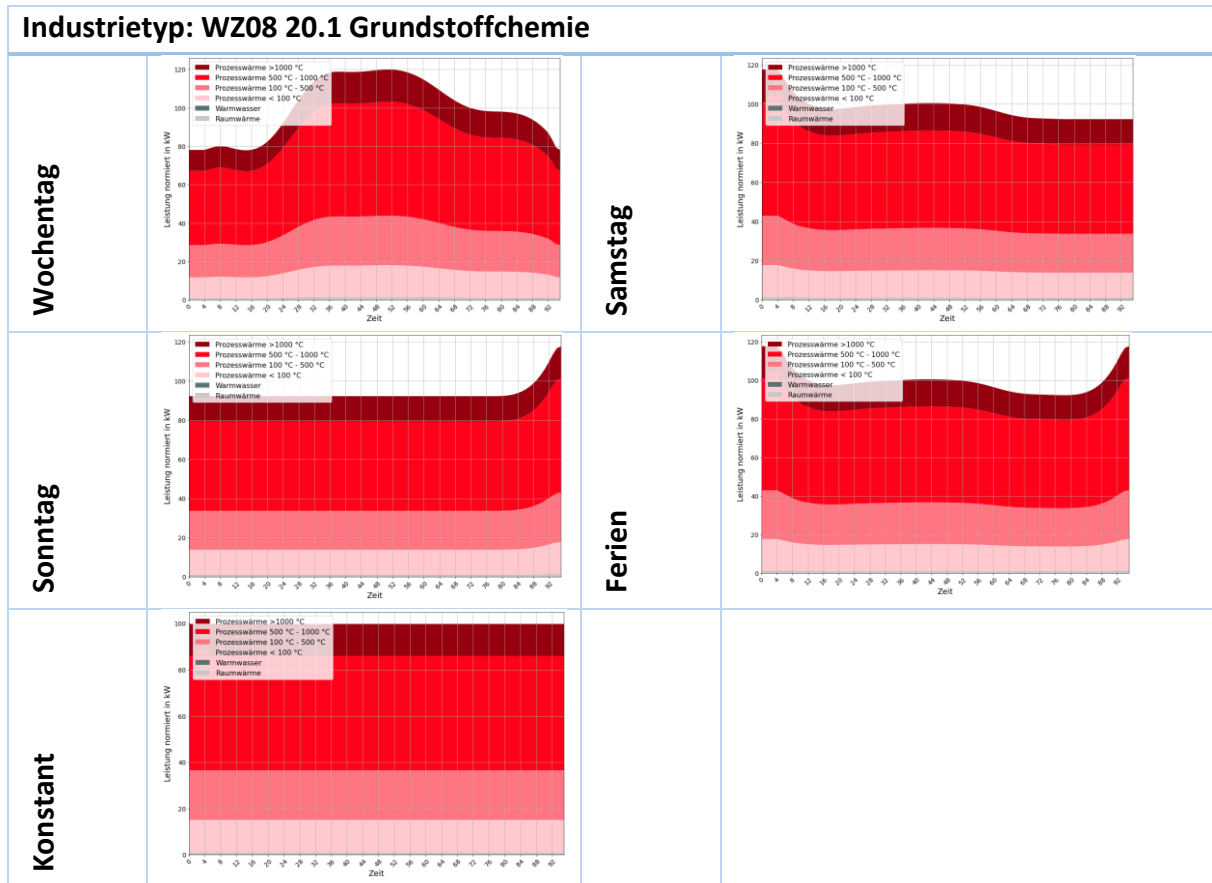


Abbildung 3: Vorläufige normierte Tageslastprofile für Industrietyp Grundstoffchemie

Schritt 2: Anpassung in vertikaler Richtung, Strecken und Stauchen anhand Base- und Peak-Faktoren. Beispiel WZ08 20.1 Grundstoffchemie: Peak-Faktor = 1,12; Base-Faktor = 0,77

Die fünf Tageslastprofile werden in vertikaler Richtung mithilfe der Peak- und Base-Faktoren gestreckt oder gestaucht. Der Peak-Faktor wird zur Anpassung des Profils „Wochentag“ verwendet. Der Base-Faktor wird zur Anpassung der Profile „Samstag“, „Sonntag“, „Ferien“ und „Konstant“ verwendet. Gleichzeitig werden die Profile auf die Basislast von 100 kW angepasst. Auf diese Weise werden glatte Übergänge zwischen verschiedenen Profilen erzielt, wenn sie für die Abbildung eines längeren Zeitraums zusammensetzt werden.

## Industrietyp: WZ08 20.1 Grundstoffchemie

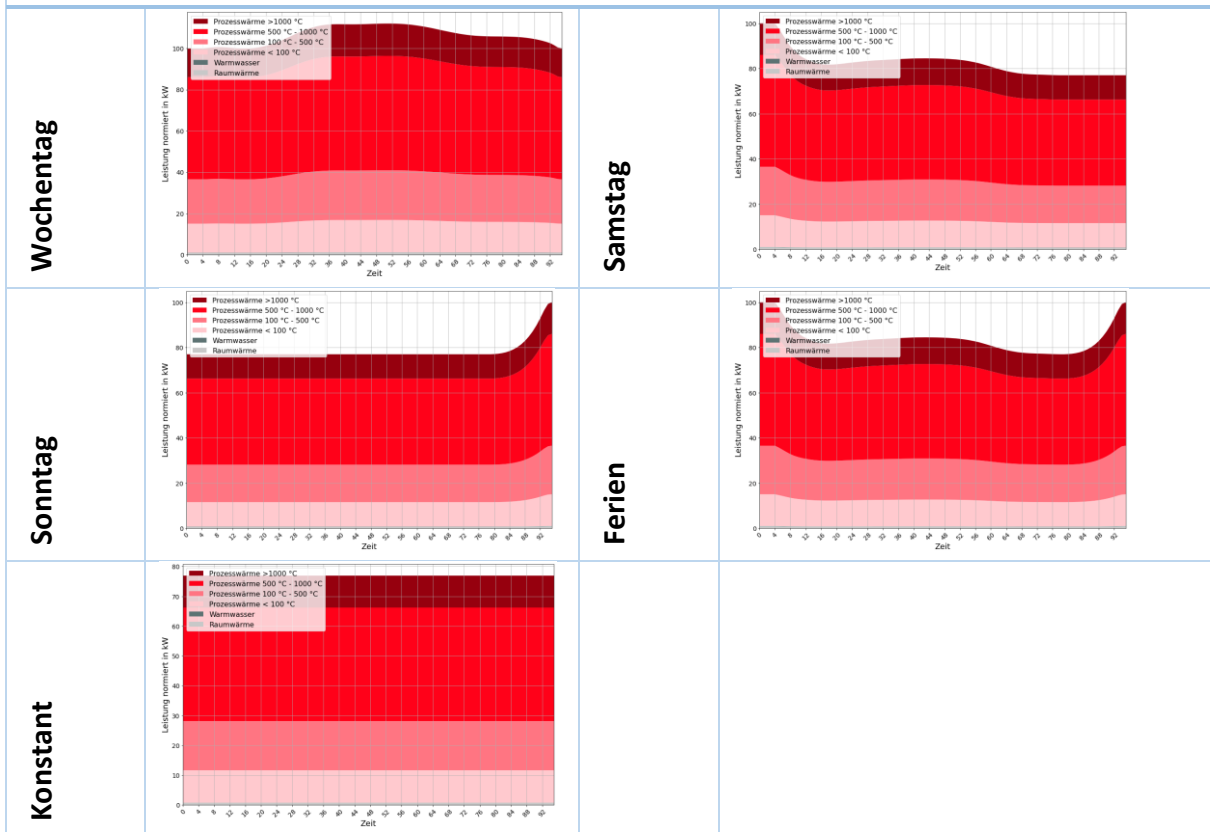


Abbildung 4: Normierte, in vertikale Richtung angepasste Tageslastprofile für Industrietyp Grundstoffchemie

Schritt 3: Zusammensetzen der Tageslastgänge zu einem Jahr und Normierung auf Gesamtverbrauch von 1000 MWh; Beispiel am synthetischen Lastprofil für Kalenderjahr 2019

Zunächst werden alle Tage eines ausgewählten Kalenderjahres (in diesem Beispiel 2019) in Arbeitstage **AT** und freie Tage **FT** (Wochenenden, Feiertage und Brückentage) eingeteilt. Einem **AT** wird immer ein „Wochentag“-Profil zugeteilt. Einem **FT** wird eines der anderen vier Profile anhand folgender Bedingungen zugeteilt:

Tabelle 5: Zuordnung der Typtage zu Kalendertagen anhand der vorherigen und nachfolgenden Tage

Vorheriger Tag	Profil für freien Tag FT	Nachfolgender Tag
AT	„Samstag“	FT
FT	„Sonntag“	AT
AT	„Ferien“	AT
FT	„Konstant“	FT
Vorheriger Tag	Profil für Arbeitstag AT	Nachfolgender Tag
	„Wochentag“	

Auf diese Weise wird jedem Kalendertag ein Profil zugeteilt und somit werden die 365 Tageslastgänge zu einem Jahreslastgang zusammengesetzt. Die Jahresgesamtlast wird im

Anschluss auf einen Gesamtverbrauch von 1000 MWh skaliert. In Abbildung 4 sind die ersten beiden Wochen des Lastgangs abgebildet.

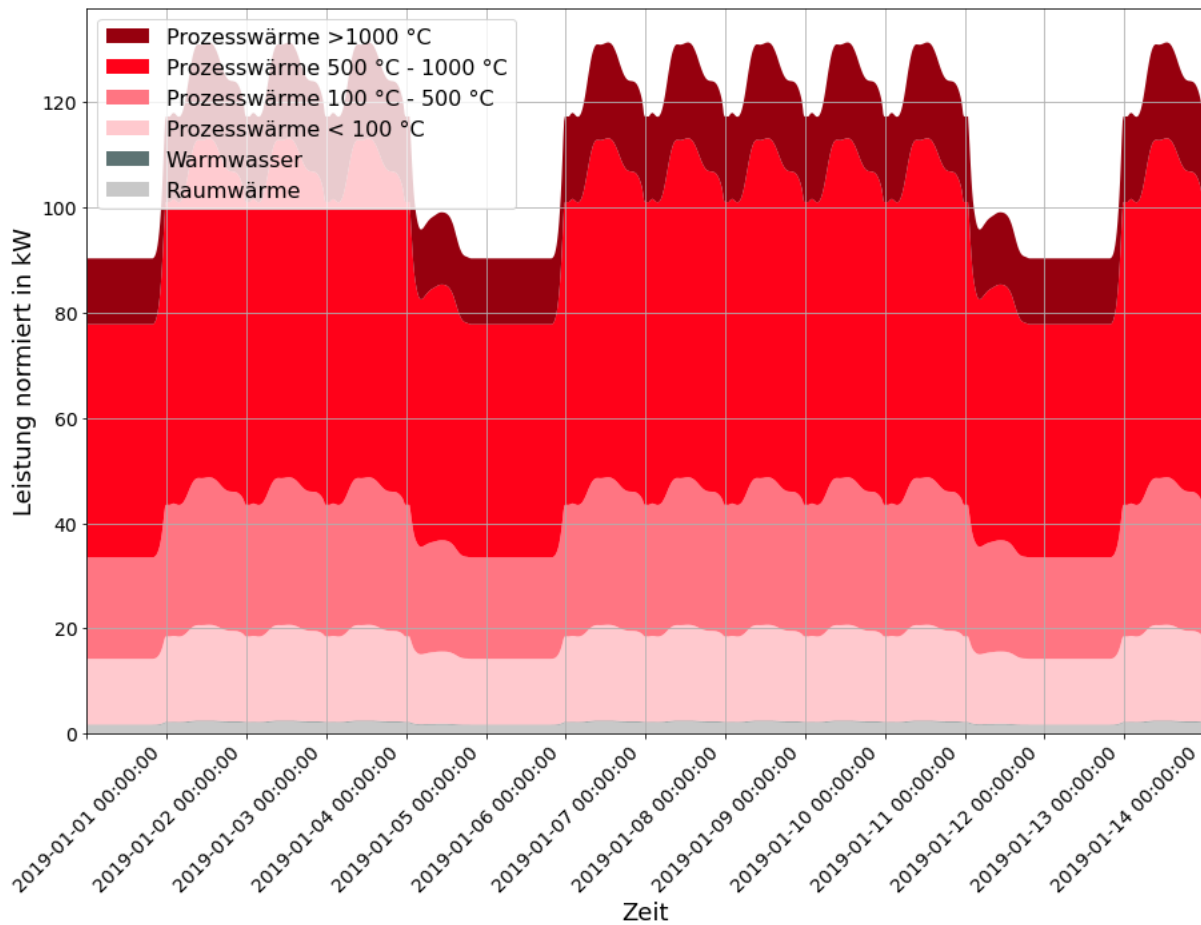


Abbildung 5: Synthetischer Last für Grundstoffchemie. Normiert auf 1000 MWh Jahresverbrauch. Abbildung der ersten zwei Kalenderwochen

### 3) Modellieren der Raumwärme anhand der monatlichen Durchschnittsaußentemperatur

In diesem Schritt werden die monatlichen Zeitreihen der Raumwärme mit einem Monatsfaktor multipliziert, der aus der durchschnittlichen monatlichen Durchschnittstemperatur der Jahre 2011 -2022 errechnet wurde.

Dazu werden zunächst Monatsfaktoren  $f_i$  für die Monate  $i$  ( $i = 1, \dots, 12$ ) berechnet, die sich aus der Differenz zwischen der Raumsolltemperatur von 20 °C und der durchschnittlichen Monatstemperatur  $T_i$  der letzten zehn Jahre [3] in Deutschland ergeben (Tabelle 6Tabelle 6) und nach Gleichung (2) auf einen Mittelwert von 1 skaliert werden.

$$f_i = \frac{T_i - 20 \text{ }^\circ\text{C}}{\frac{1}{12} \sum_{i=1}^{12} (T_i - 20 \text{ }^\circ\text{C})} \quad (2)$$

Die Heizlast eines jeden Tages wird mit dem entsprechenden Monatsfaktor multipliziert. Da jeder Monat eine unterschiedliche Anzahl von Tagen, Arbeitstagen und Feiertagen hat, muss die jährliche Raumheizungslast dann an den vorherigen Verbrauch angepasst werden.

*Tabelle 6: Durchschnittstemperatur der letzten zehn Jahre in Deutschland und berechneter Monatsfaktor für die Modellierung der Raumwärmeprofle.*

Monat $i$	Durchschnittstemperatur $T_i$ Jahre 2011-2020 in Deutschland in $^\circ\text{C}$	der Monatsfaktoren $f_i$ (normalisiert auf den Durchschnittswert 1)
Januar	1.41	1.82
Februar	1.60	1.80
März	4.95	1.47
April	9.50	1.03
Mai	13.10	0.68
Juni	16.87	0.31
Juli	18.50	0.15
August	18.44	0.15
September	14.36	0.55
Oktober	10.04	0.98
November	5.40	1.43
Dezember	3.38	1.63

#### 4) Schritt 4: Skalieren auf Jahresverbrauch (2019)

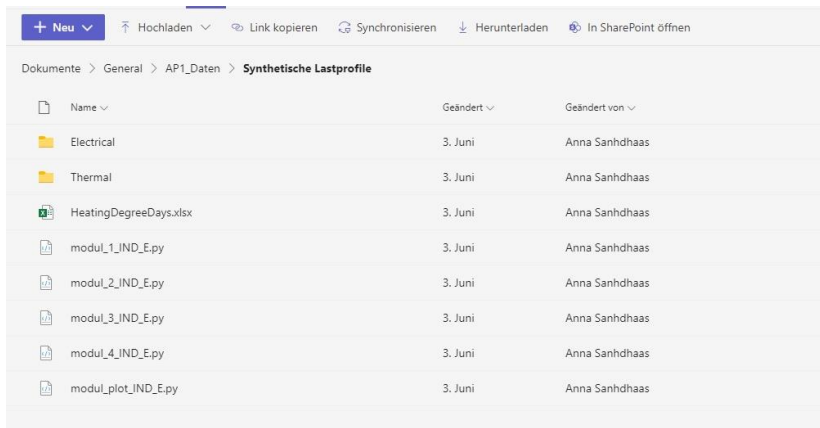
Die aus dem vorherigen Schritt resultierten Profile sind auf den Jahresverbrauch von 1 GWh normiert. In diesem Schritt werden sie auf den jährlichen Gesamtverbrauch skaliert, indem die Zeitreihen mit dem Wert in GWh aus All\_info\_industry\_types\_thermal.xlsx multipliziert werden.

#### 5) Verwendung des Python Skripts für die thermischen Lastprofile

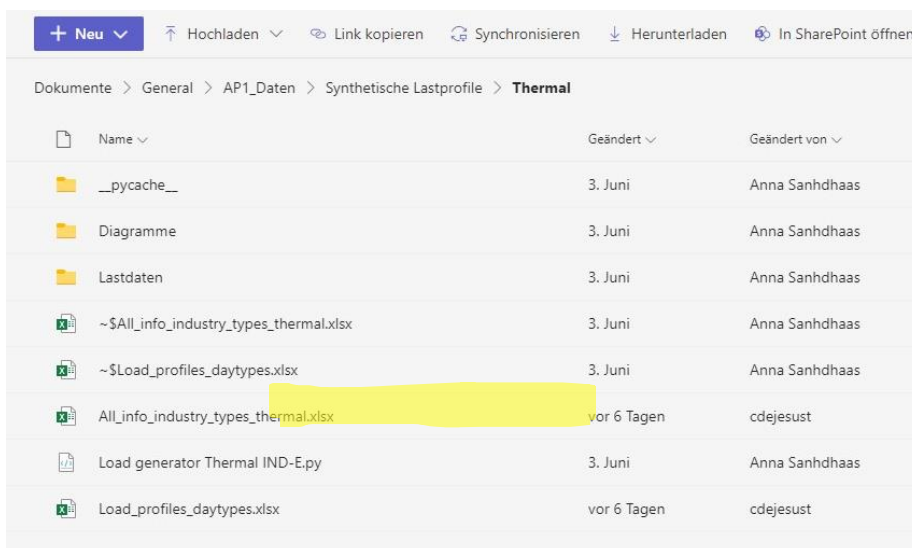
Das python Skript zur Erzeugung der synthetischen Lastprofile ist modular aufgebaut. Die vier Module enthalten entsprechend die vorgestellten Schritte 1-4. Ein ausführendes Skript „Load generator Thermal IND-E.py“ führt die Schritte aus. Die Inputdaten sind in den Excel-files „Load\_profiles\_datatypes.xlsx“, „All\_info\_industry\_types\_thermal.xlsx“ und „HeatingDegreeDays.xlsx“ enthalten.

## Vorgehen:

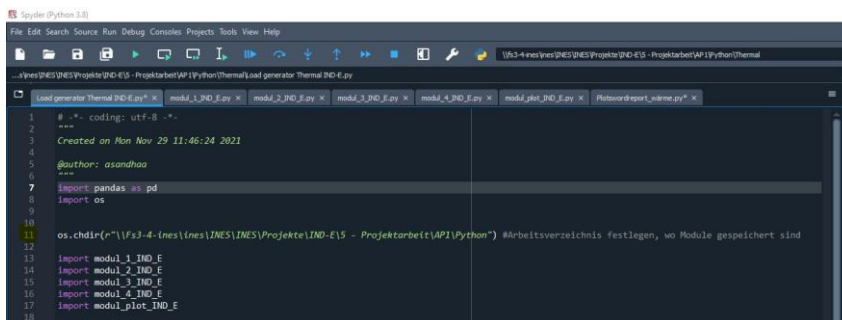
### 1. Speichere die untere Ordnerstruktur aus Teams lokal ab



### 2. Öffne „Load generator Thermal IND-E.py“ mit einem entsprechenden Programm z.B. Spyder



### 3. Zeile 10: Füge deinen lokalen Pfad aus 1) in als Arbeitsverzeichnis fest



### 4. Zeile 39: : Füge deinen lokalen Pfad aus 1) ein

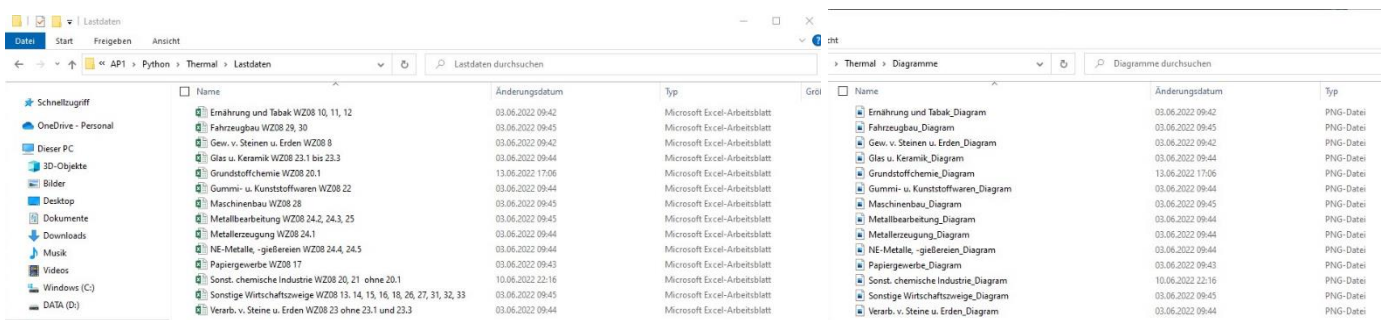
5. Zeile 40: Wähle einen Industrietyp aus und trage die industry\_number ein
6. Zeile 41: Trage das Kalenderjahr, für welches der synthetische Lastgang erzeugt werden soll in ein

```

17
18 """MANUELLE SETTINGS"""
19
20 """
21 industry_number    industry_name
22
23 1 Gew. v. Steinen u. Erden
24 2 Ernährung und Tabak
25 3 Papiergewerbe
26 4 Grundstoffchemie
27 5 Sonst. chemische Industrie
28 6 Gummi- u. Kunststoffwaren
29 7 Glas u. Keramik
30 8 Verarb. v. Steine u. Erden
31 9 Metallherzeugung
32 10 NE-Metalle, -gießereien
33 11 Metallbearbeitung
34 12 Maschinenbau
35 13 Fahrzeugbau
36 14 Sonstige Wirtschaftszweige"""
37
38 """Lege Pfad fest, wo Ergebnisse abgelegt werden"""
39 PATH = "//Fs3-4-ines/ines/INES/INES/Projekte/IND-E/5 - Projektarbeit/API/Python" #set the path
40 industry_number = 4 # Auswahl aus obiger Liste
41 year = 2019 # 2018, 2019 oder 2020
42 """

```

7. Führe das Skript aus
8. Output: 1 Excel-file in Lastdaten und 1 Diagramm in Diagramme



## Referenzen

Fraunhofer ISI Erstellung von Anwendungsbilanzen für die Jahre 2018 bis 2020: für die Sektoren Industrie und GHD

Naegler T, Simon S, Klein M et al. (2015) Quantification of the European industrial heat demand by branch and temperature level. Int J Energy Res 39:2019–2030. <https://doi.org/10.1002/er.3436>

dwd (2022) Wetter und Klima - Deutscher Wetterdienst - Klimaüberwachung - Zeitreihen und Trends. <https://www.dwd.de/DE/leistungen/zeitreihen/zeitreihen.html?nn=18256#buehneTop>. Accessed 01 Jul 2022

## AP8 & AP9 Investitionsentscheidungen und Wirtschaftlichkeit

### Einleitung

Energieintensive Industrien wie die Stahl-, Zement- und Ammoniakindustrie sind weltweit für einen bedeutenden Teil des Energieverbrauchs und der CO<sub>2</sub>-Emissionen verantwortlich. Die Entwicklung und Umsetzung von Technologien zur CO<sub>2</sub>-Reduktion in diesen Sektoren wird angesichts des Klimawandels immer wichtiger. Ziel dieser Studie ist es, zu untersuchen, unter welchen wirtschaftlichen Bedingungen diese Technologien rentabel sind und welche Faktoren ihren Einsatz beeinflussen.

Im Rahmen dieser Studie wurde ein techno-ökonomisches Modell namens TTA entwickelt. Dieses Modell bewertet die Wirtschaftlichkeit von CO<sub>2</sub>-Reduktionstechnologien anhand von wirtschaftlichen Kennzahlen wie Investitionskosten (CAPEX), Betriebskosten (OPEX) und Materialkosten. Diese Parameter sind entscheidend, um die Kosteneffizienz der Technologien zu beurteilen.

Das Modell analysiert auch, wie sich veränderte Energiepreise (Strom, Gas, Kohle) auf die Wirtschaftlichkeit der Technologien auswirken. Darüber hinaus wird die Preisentwicklung von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten im Europäischen Emissionshandelssystem (EU-ETS 1) untersucht. Dies ermöglicht die Berechnung der durchschnittlichen Kosten unter Berücksichtigung der CO<sub>2</sub>-Preise und die Bewertung der Wettbewerbsfähigkeit von CO<sub>2</sub>-Reduktionstechnologien. Die Studie liefert somit Erkenntnisse darüber, wie die Technologien sowohl zur CO<sub>2</sub>-Reduktion beitragen als auch wirtschaftlich rentabel sein können.

### Überblick über energieintensive Industrien

Angesichts des Klimawandels und des Ziels einer nachhaltigeren Industrie ist es wichtig, sich auf die Sektoren mit dem höchsten Energieverbrauch und den größten CO<sub>2</sub>-Emissionen zu konzentrieren. Die Stahl- und Zementindustrie wurden für diese Studie ausgewählt, da sie einen wesentlichen Anteil am globalen Energieverbrauch haben. Sie bilden das Rückgrat des Bau- und Infrastruktursektors, sind aber auch große industrielle Energieverbraucher und tragen erheblich zu den weltweiten CO<sub>2</sub>-Emissionen bei. Laut der World Steel Association ist die Stahlindustrie für 7–9 % der globalen CO<sub>2</sub>-Emissionen verantwortlich, hauptsächlich aufgrund energieintensiver Produktionsprozesse. Die Zementindustrie verursacht laut der Internationalen Energieagentur (IEA) etwa 8 % der weltweiten CO<sub>2</sub>-Emissionen. Hier sind insbesondere der Kalzinierungsprozess (chemische Umwandlung von Kalkstein) und der hohe Energiebedarf für Hochtemperaturöfen die Hauptursachen. Die Ammoniakproduktion in der chemischen Industrie ist ebenfalls von Bedeutung, da sie eine zentrale Rolle in der globalen Landwirtschaft spielt und einen hohen Energiebedarf hat. Die Ammoniakproduktion erfolgt

hauptsächlich über das Haber-Bosch-Verfahren, das große Mengen an Erdgas verbraucht. Angesichts des weltweiten Bevölkerungswachstums und des steigenden Bedarfs an Nahrungsmittelproduktion wird diese Industrie immer wichtiger, was eine genauere Untersuchung ihres CO<sub>2</sub>-Fußabdrucks und die Suche nach Dekarbonisierungstechnologien erforderlich macht.

### Prozessübersicht

Diese Studie konzentriert sich auf drei zentrale energieintensive Industrien – Stahl, Zement und Ammoniak – und vergleicht herkömmliche Produktionsverfahren mit alternativen, kohlenstoffärmeren Technologien.

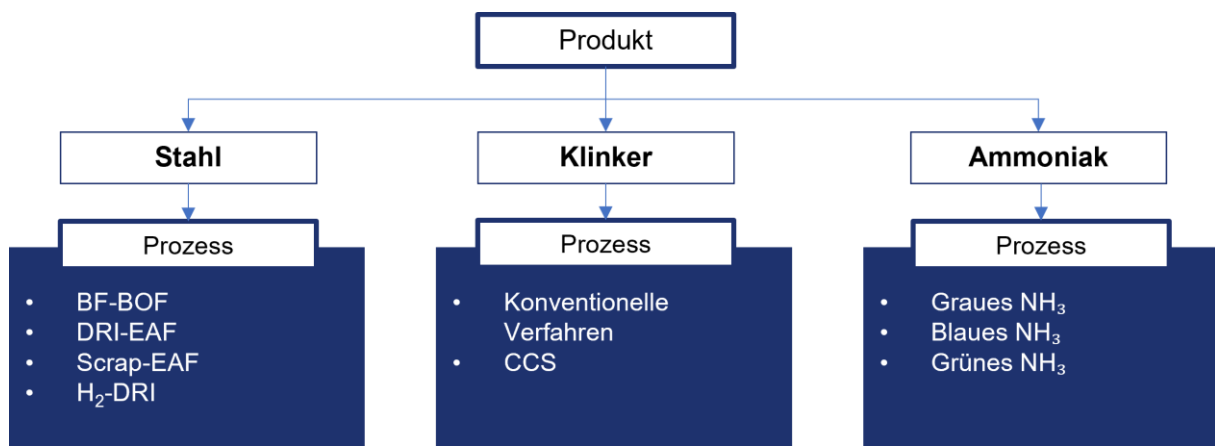


Abbildung 6: Branchen- und Prozesskonfiguration für das TTA-Modell

### Stahlindustrie

- **BF-BOF (Konventionelles Verfahren):** Das traditionelle Verfahren der Stahlproduktion erfolgt durch Hochofen (Blast Furnace, BF) zur Eisengewinnung, gefolgt vom Sauerstoffaufblasverfahren (Basic Oxygen Furnace, BOF) zur Stahlherstellung. Dieses Verfahren ist aufgrund der Nutzung von Koks Kohle mit hohen CO<sub>2</sub>-Emissionen verbunden. Aktuell werden rund 70 % der weltweiten produzierten Stahls mit dieser Methode hergestellt (IEA, 2023).
- **DRI-EAF:** Das Verfahren mit Direktreduziertem Eisen (Direct Reduced Iron, DRI) und Elektroofen (Electric Arc Furnace, EAF) nutzt hauptsächlich wasserstoff- oder kohlenmonoxidbasierte Reduktionsmittel sowie Erdgas. Diese Methode gilt als sauberer und effizienter und führt im Vergleich zu kohlebasierten DRI-Prozessen zu einer erheblichen Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen.
- **Scrap-EAF:** Dieses Verfahren basiert auf der Wiederverwertung von Stahlschrott, der im Elektroofen (EAF) eingeschmolzen wird. Es zählt zu den energieeffizientesten und kohlenstoffärmsten Technologien für die Stahlproduktion, da es elektrische Energie nutzt, die potenziell aus erneuerbaren Quellen stammen kann.

- **H<sub>2</sub>-DRI:** Das H<sub>2</sub>-DRI-Verfahren (Hydrogen-based Direct Reduced Iron) ist eine innovative Technologie, bei der reiner Wasserstoff als Reduktionsmittel anstelle von Erdgas zur Reduktion von Eisenerz verwendet wird. Dieses Verfahren kann die CO<sub>2</sub>-Emissionen erheblich senken und ermöglicht eine nahezu kohlenstofffreie Stahlproduktion, wenn der verwendete Wasserstoff aus erneuerbaren Energiequellen stammt. Während herkömmliche DRI-EAF-Prozesse hauptsächlich auf Erdgas basieren, setzt das H<sub>2</sub>-DRI-Verfahren zu 100 % auf Wasserstoff, wodurch anstelle von CO<sub>2</sub> lediglich Wasser (H<sub>2</sub>O) als Nebenprodukt entsteht. Diese Technologie gilt als ein zentraler Lösungsansatz zur Dekarbonisierung der Stahlindustrie und kann insbesondere mit grünem Wasserstoff aus erneuerbaren Energien vollständig klimaneutral gestaltet werden.

### Zementindustrie

- **Referenzanlage (Konventionelles Verfahren):** Der konventionelle Klinkerproduktionsprozess erfordert Hochtemperaturöfen und stellt eine erhebliche CO<sub>2</sub>-Emissionsquelle dar. Hauptemissionen entstehen durch die Kalzinierung von Kalkstein und die Verbrennung fossiler Brennstoffe.
- **Oxyfuel:** Eine innovative Technologie, die Sauerstoffverbrennung in den Öfen einsetzt, um die Effizienz zu steigern und die CO<sub>2</sub>-Abscheidung zu erleichtern. Im Zementsektor spielt die CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung (Carbon Capture and Storage, CCS) eine zentrale Rolle, da die Emissionen an einzelnen Standorten relativ hoch sind und sich Zementwerke oft außerhalb großer Industriezentren befinden (Wuppertal Institut, 2020).

### Ammoniakindustrie

- **Graues Ammoniak (SMR - Konventionelles Verfahren):** Das herkömmliche Verfahren zur Ammoniakproduktion basiert auf der Dampfreformierung von Methan (Steam Methane Reforming, SMR), die durch die Nutzung von Erdgas hohe CO<sub>2</sub>-Emissionen verursacht.
- **Blaues Ammoniak (GSR):** Die Produktion von blauem Ammoniak erfolgt mittels Dampfreformierung (Gas Switching Reforming, GSR), bei der CO<sub>2</sub>-Emissionen abgeschieden und gespeichert werden (CCS). Dadurch wird der CO<sub>2</sub>-Fußabdruck des Produktionsprozesses erheblich reduziert.
- **Grünes Ammoniak (Elektrolyseur):** Dieses Verfahren nutzt einen Elektrolyseur zur Spaltung von Wasser in Wasserstoff, der anschließend für die Ammoniaksynthese verwendet wird. Es gilt als CO<sub>2</sub>-neutral, wenn der benötigte Strom aus erneuerbaren Energiequellen stammt.

## Energieintensität

Tabelle 7 veranschaulicht die Energieintensität verschiedener industrieller Prozesse innerhalb der ausgewählten Sektoren. Die Energieintensität ist ein entscheidender Faktor, da sie den Energieverbrauch pro Produktionseinheit widerspiegelt. Sie dient als zentraler Indikator für die allgemeine Effizienz und die Umweltauswirkungen eines Prozesses. Höhere Energieintensitäten gehen in der Regel mit erhöhten CO<sub>2</sub>-Emissionen und höheren Produktionskosten einher, was ihre Bedeutung für die Bewertung industrieller Nachhaltigkeit unterstreicht.

Tabelle 7: Aufschlüsselung der Energieintensität

Industrieller Prozess	Erdgas (GJ/t Produkt)	Kohle (t Kohle/t Produkt)	Strom (MWh/t Produkt)	Quellen
<b>Stahl</b>				
BF-BOF	6.343	0.855	0.137	Steelonthenet, 2022a
DRI-EAF	9.6	-	0.799	Facchini et al., 2021
H <sub>2</sub> -DRI	-	-	3.48	Vogl et al., 2018
Schrott-EAF	2.09	-	0.444	Steelonthenet, 2022b
<b>Klinker (Zement)</b>				
Referenzanlage	-	0.129	0.132	Voldsund et al., 2019
Oxyfuel (mit CCS)	-	0.129	0.278	Voldsund et al., 2019
<b>Ammoniak</b>				
Graues Ammoniak	24.2	-	0.083	Lerede et al., 2021
Blaues Ammoniak	26.3	-	0.56	Lerede et al., 2021; Saygin et al, 2023
Grünes Ammoniak	-	-	8.33 - 10	Saygin et al, 2023

### Stahlindustrie

Der Übergang von der traditionellen BF-BOF-Technologie (Hochofen-Basis-Sauerstoffofen) zu den DRI-EAF- und Schrott-EAF-Verfahren markiert einen Wandel von der Kohleabhängigkeit hin zu einem verstärkten Einsatz von Erdgas und Strom. Während das BF-BOF-Verfahren stark auf Kohle angewiesen ist und somit erheblich zur CO<sub>2</sub>-Emission beiträgt, nutzt das DRI-EAF-Verfahren mehr Erdgas und Strom, was auf eine potenzielle Verringerung des CO<sub>2</sub>-Fußabdrucks hindeutet – insbesondere, wenn der Strom aus nachhaltigen Quellen stammt. Das Schrott-EAF-Verfahren ist die stromintensivste Methode, weist aber die geringste Kohlenstoffintensität unter den Stahlproduktionsprozessen auf, da es auf recyceltem Stahlschrott basiert und vollständig mit erneuerbarer Energie betrieben werden kann. Das H<sub>2</sub>-DRI-Verfahren stellt eine weitere Alternative dar, die vollständig auf fossile Brennstoffe verzichtet, da reiner Wasserstoff als Reduktionsmittel verwendet wird. Allerdings ist der

Stromverbrauch dieses Verfahrens besonders hoch, insbesondere wenn der benötigte Wasserstoff durch Elektrolyse erzeugt wird.

### Zementindustrie

In der Zementindustrie trägt die Integration des Oxyfuel-Prozesses zur Reduzierung von Emissionen bei. Traditionelle Anlagen setzen vor allem auf Kohle, was zu hohen CO<sub>2</sub>-Emissionen führt. Der Oxyfuel-Prozess nutzt zwar weiterhin Kohle, benötigt jedoch mehr elektrische Energie. Die entscheidende Herausforderung besteht darin, sicherzustellen, dass die durch die CO<sub>2</sub>-Abscheidung vermiedenen Emissionen die zusätzlichen Emissionen aus dem höheren Stromverbrauch übersteigen. Das Erreichen einer Netto-Emissionsreduktion ist dabei unerlässlich, um die Umweltbilanz von Oxyfuel insgesamt positiv zu gestalten.

### Ammoniakindustrie

Der Übergang von grauer zu blauer und schließlich grüner Ammoniakproduktion stellt eine Entwicklung von einem hohen Erdgasverbrauch hin zu einem stärkeren Einsatz von elektrischer Energie dar. Die Produktion von grauem Ammoniak über die Dampfreformierung von Methan (SMR) ist besonders erdgasintensiv und trägt erheblich zur CO<sub>2</sub>-Bilanz bei. Die Produktion von blauem Ammoniak über das Gas Switching Reforming (GSR) erhöht den Stromverbrauch, was auf die zusätzlichen Prozesse der CO<sub>2</sub>-Abscheidung zurückzuführen ist. Die grüne Ammoniakproduktion mithilfe von Elektrolyseuren ist die stromintensivste Methode, stellt aber einen bedeutenden Schritt in Richtung einer nachhaltigen chemischen Produktion dar. Insbesondere, wenn der benötigte Strom aus erneuerbaren Energien stammt, kann diese Technologie eine nahezu CO<sub>2</sub>-freie Alternative bieten.

### Modellentwicklung

In diesem Abschnitt wird ein Modell entwickelt, um die wirtschaftlichen und ökologischen Auswirkungen energieintensiver Industrien wie Stahl, Klinker und Ammoniak zu analysieren. Das Modell konzentriert sich auf die Bewertung der finanziellen Implikationen verschiedener Technologien und Verfahren in diesen Industrien. Dabei werden Investitionsausgaben (CAPEX), Betriebskosten (OPEX) und andere zentrale finanzielle Faktoren untersucht, die die Rentabilität und Tragfähigkeit dieser Technologien beeinflussen.

Zusätzlich analysiert das Modell die aktuellen und zukünftigen Kosten kritischer Energieträger wie Strom und Gas, die für das Verständnis der wirtschaftlichen Machbarkeit industrieller Prozesse und der Auswirkungen von Preisschwankungen entscheidend sind. Darüber hinaus werden die Dynamiken der CO<sub>2</sub>-Bepreisung berücksichtigt, indem bestehende politische Rahmenbedingungen und CO<sub>2</sub>-Preise im Rahmen des Emissionshandelssystems (EU-ETS 1) untersucht werden. Dieser modellbasierte Ansatz soll den Stakeholdern umfassende Einblicke

bieten, um fundierte Entscheidungen zu treffen, die sowohl wirtschaftlichen als auch ökologischen Zielen entsprechen.

### **Wirtschaftliche Parameter**

Dieser Unterabschnitt widmet sich einer detaillierten Untersuchung der wirtschaftlichen Aspekte der Stahl-, Klinker- und Ammoniakindustrie. Dabei werden Investitionsausgaben (CAPEX), Betriebskosten (OPEX) und weitere finanzielle Faktoren eingehend analysiert, die die Rentabilität und wirtschaftliche Tragfähigkeit verschiedener Technologien in diesen Sektoren maßgeblich beeinflussen.

### **Stahl**

Die Produktionskosten in der Stahlindustrie lassen sich nach einer Analyse von Moya und Boulamanti (2016) in verschiedene Kategorien unterteilen: Energie, Arbeitskosten, Rohstoffe und sonstige Kosten. Die Energiekosten umfassen dabei sowohl Strom als auch Erdgas; Rohstoffkosten beziehen sich unter anderem auf Eisenerz und Reduktionsmittel. Sonstige Kosten beinhalten Verbrauchsmaterialien wie Elektroden und feuerfeste Materialien. Tabelle 8 zeigt die Kostenkomponenten für die einzelnen Stahlherstellungsverfahren. In dieser Studie werden die Arbeitskosten in den sonstigen Kosten berücksichtigt.

*Tabelle 8: Kostenelemente der Stahlproduktion*

Kostenkategorie	BF-BOF	DRI-EAF	Schrott-EAF	H2-DRI
Investitionskosten	Hochofen (BF) Sauerstoffaufblasofen (BOF) Sinteranlage Kokerei	Direktreduktionsanlage (DRI) Elektrostahlwerk (EAF)	Elektrostahlwerk (EAF)	Elektrolyseur Direktreduktionsanlage (DRI) Elektrostahlwerk (EAF)
Materialkosten	Eisenerz Kalkstein	Eisenerz Stahlschrott Kalk	Stahlschrott Kalk	Eisenerz
Energiekosten	Kohle Erdgas Strom	Erdgas Strom	Erdgas Strom	Strom
Sonstige Kosten	Arbeitskosten Sonstige Verbrauchsmaterialien (Flussmittel, Elektroden, feuerfeste Materialien, Sauerstoff, Inertgase, Industrierwasser, Bentonit, Kaltwalzöl, Beizsäure, Lack)			

## CAPEX

Tabelle 9 zeigt die Investitionsausgaben (CAPEX) für die Stahlproduktion sowohl für die BF-BOF- als auch für die DRI-EAF-Prozesse, basierend auf Daten aus verschiedenen Studien. Retrofit-Kosten beinhalten die Reparaturen und Modernisierungen, Stilllegung werden allerdings ausgeklammert. Die Retrofit-Kosten, sind in der Regel niedriger als Greenfield-Investitionen, bei denen der Bau völlig neuer Anlagen berücksichtigt wird. Die Kosten für die Stilllegung können stark variieren – zwischen 50 und 500 €/t installierter Kapazität, abhängig vom Alter und der Struktur der Anlage (Wörtler et al., 2013).

Tabelle 9: CAPEX-Parameter der BF-BOF- und DRI-EAF-Strecken

Quelle	Prozess	Typ	Kosten	Einheit
Wörtler et al. (2013)	BF-BOF	Retrofit	170	€/t cs
	Sinteranlage	Retrofit	17	€/t cs
	Kokerei	Retrofit	15	€/t cs
	Hochofen	Retrofit	74	€/t cs
	BOF	Retrofit	64	€/t cs
	BF-BOF	Greenfield	442	€/t cs
	BOF	Greenfield	128	€/t cs
	BF	Greenfield	149	€/t cs
	Sinteranlage	Greenfield	51	€/t cs
	Kokerei	Greenfield	114	€/t cs
Simbolotti et al. (2010)	BF-BOF	-	311	\$/t cs
	BOF	-	100	\$/t cs
	BF	-	211	\$/t cs
Steelonthenet (2022a)	BF-BOF	-	32,73	\$/t cs/Jahr
Wörtler et al. (2013)	DRI-EAF	-	414	€/t cs
	DRI	-	230	€/t cs
	EAF	-	184	€/t cs
Facchini et al. (2021)	DRI-EAF	-	437,28	M€
	DR-NG	-	237,28	M€
	EAF	-	200	M€
Simbolotti et al. (2010)	DRI-EAF	-	220	\$/t cs
	DRI	-	143,5	\$/t cs
	EAF	-	80	\$/t cs
Steelonthenet (2022b)	EAF	-	18,54	\$/t cs/Jahr

Jüngere Studien in der Stahlindustrie (Lerede et al., 2021; Agora Industry, 2022b) haben die von Wörtler et al. (2013) präsentierten CAPEX-Werte übernommen. Die auffallend niedrigeren CAPEX-Werte, die von Simbolotti et al. (2010) berichtet wurden, könnten darauf zurückzuführen sein, dass Sinter- und Kokereianlagen nicht berücksichtigt wurden, was die Abweichung erklären würde. Unter der Annahme einer Anlagenlebensdauer von 15 Jahren und einer Verzinsung von 5 % liegen die CAPEX-Kosten für Greenfield-BF-BOF und DRI-EAF-Prozesse im Bereich von 38-42 €/t<sub>cs</sub>-Jahr, während Retrofit-BF-BOF und Schrott-EAF-Prozesse eine niedrigere Spanne von 16-17 €/t<sub>cs</sub>-Jahr aufweisen.

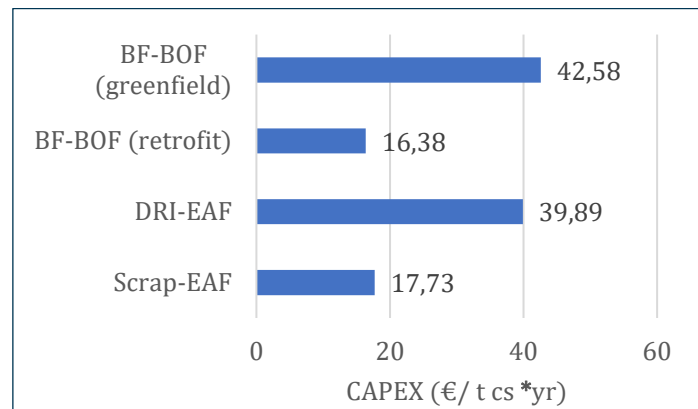


Abbildung 7: Annualisierte Kapitalausgaben pro Tonne Rohstahl (Wörtler et al., 2013)

### Materialkosten

Material- und Energiekosten sind variable Ausgaben mit starken Schwankungen und spielen eine entscheidende Rolle bei der Bestimmung des endgültigen Produktionspreises. Aufgrund ihrer hohen Sensitivität gegenüber Marktveränderungen haben diese variablen Kosten einen erheblichen Einfluss auf die gesamten Produktionskosten.

Im Stahlherstellungsprozess sind Eisenerz und Stahlschrott die wichtigsten Rohstoffe. Die Preise dieser Materialien werden von einer Vielzahl von Faktoren beeinflusst. Laut Daten von Tradingeconomics (Abbildung 8) unterlag der Eisenerzpreis in der Vergangenheit erheblichen Schwankungen, wobei er zwischen 200 USD/t und 50 USD/t variierte. Seit 2016 war ein kontinuierlicher Anstieg des Eisenerzpreises zu beobachten, bis die COVID-19-Pandemie zu einem Anstieg von über 100 % führte, wodurch die 200-USD-pro-Tonne-Marke überschritten wurde. Nach diesem Höchststand sind die Preise wieder gesunken und schwanken derzeit zwischen 100 und 150 USD pro Tonne. Verschiedene Studien haben unterschiedliche Zahlen für den Eisenerzpreis präsentiert. Pardo et al. (2010) gaben einen Preis von 106 €/t an, während Steelonthenet (2022) einen Preis von 132,5 \$/t berichtete. Laut Fishedick et al. (2014) ist der Eisenerzpreis in den letzten 50 Jahren mit einer durchschnittlichen jährlichen Rate von 2,56 % gestiegen, wobei eine jährliche Wachstumsrate von 1,2 % bis 2050 prognostiziert wird. Sie schätzen, dass der Preis für Eisenerz im Jahr 2010 bei 106 €/t lag, bis 2020 auf 114 €/t anstieg, bis 2030 auf 123 €/t, bis 2040 auf 133 €/t und bis 2050 auf 143 €/t

steigen wird. Diese Prognosen wurden auch in neueren Studien von Agora Industry (2022b) verwendet. Der Preis für Stahlschrott steht in engem Zusammenhang mit dem Preis für Eisenerz, wird jedoch auch von weiteren Faktoren beeinflusst. In der Regel ist der Preis für Schrott etwa doppelt so hoch wie der für Eisenerz. Da erwartet wird, dass die CO<sub>2</sub>-Preise steigen und die Sekundärstahlproduktion begünstigen, wird ein schnellerer Anstieg der Schrottpreise bis 2050 prognostiziert. Danach könnte die Einführung kohlenstofffreier Produktionstechnologien wie H-DR oder EW die Schrottnachfrage verringern, was zu einem Preisrückgang führen würde (Agora Industry, 2022b).

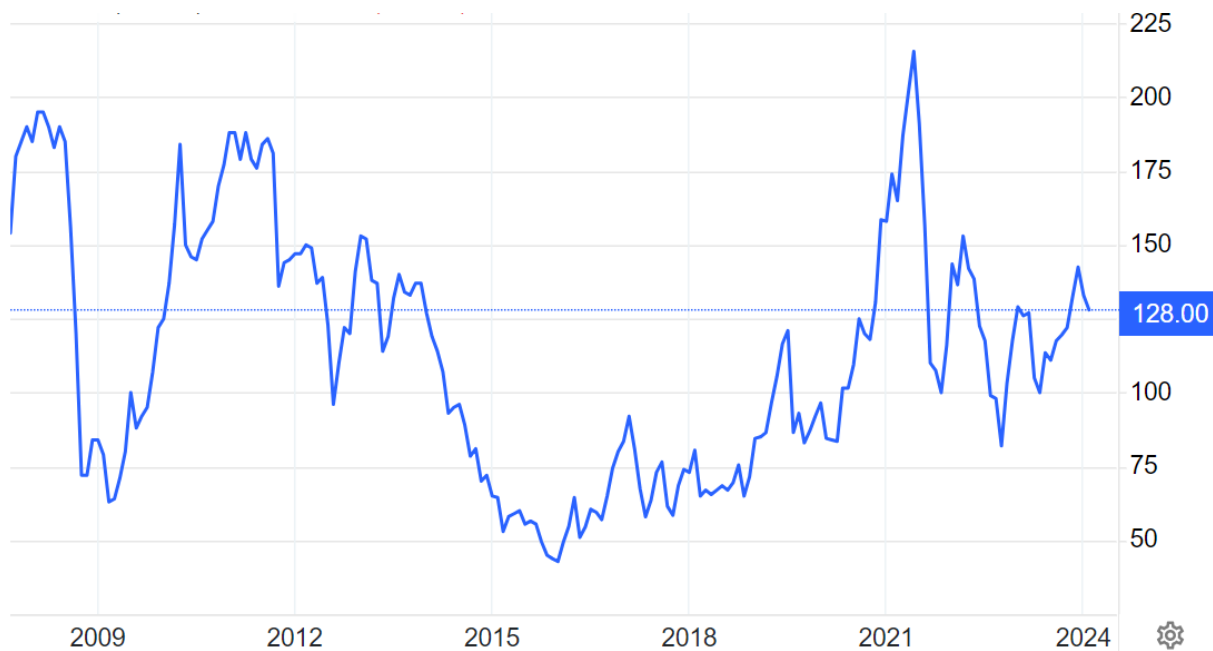


Abbildung 8: Eisenerzkosten [\$/t] von 2008 bis 2024 (Tradingeconomics, 2024)

Die Preise für Stahlschrott haben in der Vergangenheit erhebliche Schwankungen erlebt und wurden durch verschiedene Faktoren beeinflusst. Laut der Steel Scrap CFR Turkey (Platts) Closing Prices-Grafik der LME stieg der Stahlschrottpreis um über 50 Prozent von 300 USD pro Tonne vor der Pandemie auf 450 bis 550 USD pro Tonne. Zu Beginn des Jahres 2022 schnellten die Preise weiter in die Höhe und erreichten einen Höchststand von über 700 USD pro Tonne. Danach erfolgte eine Korrektur, und die Preise pendeln sich derzeit zwischen 350 und 400 USD pro Tonne ein, was etwa dem Dreifachen des Eisenerzpreises entspricht.



Abbildung 9: Stahlschrottkosten [\$/t] von 2022 bis 2024 (LME, 2024)

Pardo et al. (2010) gaben einen Preis von 255 Euro pro Tonne an, während Steelonthenet (2022) einen Preis von 453,64 US-Dollar pro Tonne zeigen. Facchini et al. (2021) berichteten von einem Preis von 219,21 Euro pro Tonne, während Vogl et al. (2018) einen Preis von 180 Euro pro Tonne angaben. Laut Fishedick et al. (2014) wurde prognostiziert, dass der Stahlschrottpreis bis 2020 auf 287 Euro pro Tonne ansteigen würde, bis 2030 auf 324 Euro pro Tonne, bis 2040 auf 365 Euro pro Tonne und bis 2050 auf 411 Euro pro Tonne.

Tabelle 10: Material Verhältnisse für Stahl Produktionsprozesse

Prozess	Material	Verhältnis (t/t_cs)	Quelle
BF-BOF	Eisenerz	1,552	Lavelaine et al., 2016
	Kalkstein	0,285	Lavelaine et al., 2016
DRI-EAF	Eisenerz	0,805	Facchini et al., 2021
	Stahlschrott	0,575	Facchini et al., 2021
	Kalkstein	0,05	Facchini et al., 2021
Scrap-EAF	Stahlschrott	1,108	Steelonthenet, 2022

Tabelle 10 fasst die Materialverbrauchsverhältnisse zusammen, die für verschiedene Stahlproduktionsprozesse erforderlich sind. Im Hochofenprozess (BF) wird eine größere Menge an Eisenerz und Kalkstein benötigt, mit Verhältnissen von 1,552 bzw. 0,285 Tonnen pro Tonne Rohstahl, wie von Lavelaine et al. (2016) angegeben. Für das H<sub>2</sub>-DRI-Modell wurde das gleiche Eisenerzverbrauchsverhältnis wie beim BF-BOF-Verfahren verwendet.

Beim DRI-EAF-Prozess, der Direktreduziertes Eisen mit einem Elektrostahlwerk kombiniert, wird der Eisenerzverbrauch auf 0,805 Tonnen pro Tonne Rohstahl reduziert. Gleichzeitig werden 0,575 Tonnen Stahlschrott sowie eine geringe Menge Kalk (0,05 Tonnen) pro Tonne Rohstahl verwendet, laut Facchini et al. (2021). Dieser Prozess geht von einer Nutzung von 50 Prozent Stahlschrott aus. Schließlich benötigt das Schrott-EAF-Verfahren, das vollständig auf Stahlschrott zur Rohstahlerzeugung setzt, 1,108 Tonnen Stahlschrott pro Tonne Rohstahl, basierend auf Daten von Steelonthenet (2022) unter der Annahme, dass 100 Prozent Stahlschrott verwendet wird.

### Sonstige Kosten

In vielen anderen Studien werden die CO<sub>2</sub>-Kosten in die Berechnung der sonstigen Kosten einbezogen (Moya und Boulamanti, 2016; Steelonthenet, 2022; Pardo et al., 2010). Dagegen werden in dieser Studie die CO<sub>2</sub>-Kosten separat berechnet, um eine eindeutige Kalkulation zu ermöglichen. Eine Zusammenfassung der Betriebskosten (OPEX) und sonstigen Kosten basiert auf mehreren Referenzen (Tabelle 11). Die in den einzelnen Quellen berücksichtigten Prozesse variieren und umfassen unterschiedliche Kostenkomponenten, was einen direkten Vergleich erschwert. Für die Analyse wurden nur jene Referenzen ausgewählt, die den definierten Kriterien für sonstige Kosten entsprechen.

*Tabelle 11: Sonstige Kosten in Stahlproduktionsprozessen*

Quelle	Prozess	Sonstige Kosten (€/t cs)	Sonstige Kosten (\$/t cs)	Anmerkungen
Simbolotti et al., 2010	BF	-	90	O&M-Kosten
Pardo et al., 2010	BF-BOF	64	-	Enthält L&M, CO <sub>2</sub>
Lerede et al., 2021	BF	14,6	-	Feste O&M-Kosten
Steelonthenet, 2022	BF-BOF	-	121,14	Ferrolegerungen: 32,77 \$/t cs
				Flussmittel etc.: 33,49 \$/t cs
				Feuerfestmaterialien: 6,24 \$/t cs
				Sonstige Kosten: 21,56 \$/t cs
				Arbeitskosten: 27,06 \$/t cs
Simbolotti et al., 2010	DRI-EAF	-	45	O&M-Kosten
				DRI: 13 \$/t cs
				EAF: 32 \$/t cs
Facchini et al., 2021	DRI-EAF	83,41	-	O&M (DRI-EAF): 1,26 \$/t cs
				Allgemeine Ausgaben: 28,94 \$/t cs (3 % der Investitionskosten)
				Feuerfestmaterialien: 6,2452 \$/t cs

				Arbeitskosten: 53,2 \$/t cs (5 % der jährlichen Gesamtkosten)
Lerede et al., 2021	DRI-EAF	20,9	-	Feste O&M-Kosten
Pardo et al., 2010	EAF	37	-	OPEX
Steelonthenet, 2022	EAF	-	80,75	Stahlschrott 100 %
				Ferrolegerungen: 25,6 \$/t cs
				Flussmittel etc.: 11,98 \$/t cs
				Elektroden: 5,5 \$/t cs
				Feuerfestmaterialien: 7,80 \$/t cs
				Sonstige Kosten: 16,65 \$/t cs
				Arbeitskosten: 13,21 \$/t cs

### **Zement**

In der Zementindustrie ist der energieintensivste Prozess die Herstellung von Klinker. Die Produktionskosten von Zement werden zunächst durch die Berechnung der Produktionskosten von Klinker ermittelt und anschließend durch den Klinker/Zement-Faktor geteilt, der bei 0,74 t Klinker pro Tonne Zement liegt (Voldsund et al., 2019). Die Kosten für Zement setzen sich aus Investitionsausgaben (CAPEX), festen Betriebsausgaben (Fixed OPEX) und variablen Betriebsausgaben (Variable OPEX) zusammen.

### CAPEX

Tabelle 12 stellt einen Vergleich der Gesamtkosten, einschließlich Prozessreserve (TDC), sowie zusätzlicher Ausgaben für den Bau einer Industrieanlage auf der Grundlage von drei verschiedenen Studien dar: Voldsund et al. (2019), MEA (2017) und Cemzero (2019). Die Gesamtdirektkosten (TDC) umfassen die grundlegenden Ausgaben für den Bau und die Einrichtung der Anlage. Die Werte in den Studien liegen zwischen 145 Millionen Euro und 149,82 Millionen Euro, mit einem Durchschnitt von etwa 147,94 Millionen Euro. Indirekte Kosten werden als Prozentsatz der TDC angegeben und umfassen zusätzliche Ausgaben, die nicht direkt mit dem physischen Bau verbunden sind, wie Verwaltungsgebühren oder juristische Kosten. Diese Kosten variieren stark zwischen den Quellen und liegen zwischen 14 und 45 Prozent, was auf erhebliche Unterschiede in den Projektgemeinkosten hinweist. Die Kosten für Engineering, Procurement und Construction (EPC) beziehen sich auf spezialisierte Dienstleistungen, die sicherstellen, dass das Projekt nach den erforderlichen Standards entworfen, beliefert und gebaut wird. Die in den Studien angegebenen Kosten schwanken erheblich und haben einen Durchschnitt von etwa 35,91 Millionen Euro, was auf Unterschiede in der Komplexität oder im Umfang der betrachteten Projekte hindeutet.

Tabelle 12: CAPEX von Referenzanlagen

Beschreibung	Einheit	Voldsund et al., 2019	MEA, 2017	Cemzero, 2018	Durchschnitt
Gesamtdirektkosten einschließlich Prozessreserve (TDC)	M€	149,82	149,00	145,00	147,94
Indirekte Kosten	(% von TDC)	0,14	0,14	0,45	0,24
Engineering, Procurement & Construction (EPC)	M€	20,97	20,86	65,00	35,91
Zwischensumme	-	170,79	169,86	210,00	183,85
Kosten des Eigentümers	(% von TDC)	0,07	0,19	0,05	0,06
Projektreserve	(% von TDC)	0,14	-	0,05	0,13
Kosten des Eigentümers	M€	11,96	32,27	10,50	11,03
Projektreservekosten	-	23,91	-	10,50	23,29
Gesamtkapitalbedarf	M€	206,66	202,13	231,00	218,17

Die Kosten des Eigentümers sowie die Projektreserve umfassen einerseits die vom Projektträger getragenen Kosten, die nicht direkt mit dem Bau zusammenhängen, und andererseits ein Budget für unvorhergesehene Ausgaben während des Projekts. Die durchschnittlichen Eigentümerkosten betragen 11,03 Millionen Euro, während die durchschnittlichen Projektreservekosten bei rund 23,29 Millionen Euro liegen. Die Gesamtkapitalanforderung ergibt sich aus der Summe aller oben genannten Kosten. Der Durchschnitt der drei Studien beträgt etwa 218,17 Millionen Euro und zeigt den erheblichen finanziellen Aufwand, der für solche industriellen Vorhaben erforderlich ist. Die Unterschiede in den angegebenen Werten lassen sich auf Variationen im Projektumfang, Standort, die jeweiligen Marktbedingungen zur Zeit der Studie sowie auf spezifische Industriestandards zurückführen.

Tabelle 13 bietet eine umfassende Aufschlüsselung der Kosten, die mit der Implementierung der Oxyfuel-Technologie sowie der Kohlenstoffabscheidung und -speicherung (CCS) in Industrieanlagen verbunden sind. Die Daten stammen aus verschiedenen Studien, darunter Voldsund et al. (2019), Davison (2008), Gardarsdottir et al. (2019) und die European Cement Research Academy (ECRA). Die Gesamtdirektkosten (TDC) umfassen die grundlegenden Ausgaben für den Bau und beinhalten eine Prozessreserve. Die angegebenen Werte variieren erheblich, von 20 Millionen Euro in der Studie von Davison (2008) bis zu 160,5 Millionen Euro, wie von ECRA berichtet. Diese Unterschiede spiegeln verschiedene Projektumfänge und

technologische Anforderungen wider. Indirekte Kosten und Prozessreserven decken zusätzliche Ausgaben ab, die nicht direkt mit dem Bau verbunden sind, darunter Verwaltungs- und Rechtsgebühren sowie Mittel für unvorhergesehene Kosten. Voldsund et al. (2019) berichten über indirekte Kosten von 13,2 Millionen Euro und Prozessreserven in Höhe von 20,9 Millionen Euro.

Tabelle 13: Kapitalaufwand für Oxyfuel-Technologie

Beschreibung	Einheit	Voldsund et al., 2019	Davison, 2008	Gardarsdottir et al., 2019	ECRA	Durchschnitt (ohne ECRA)
Gesamtdirektkosten einschließlich Prozessreserve (TDC)	M€	73,1	20,0	-	160,5	-
Indirekte Kosten	M€	13,2	-	-	-	-
Prozessreserve	M€	20,9	-	-	-	-
Engineering, Procurement & Construction (EPC)	M€	-	23,0	-	144,5	-
Kosten des Eigentümers	M€	6,6	2,6	-	15,0	-
Projektreservekosten	M€	14,1	4,0	-	17,0	-
Gebühren	-	-	1,0	-	6,0	-
Kapitalkosten für Oxyfuel	M€	127,9	50,6	128,0	343,0	102,2
Kapitalkosten für Anlagen ohne CCS	M€	206,7	276,0	204,0	231,0	228,9
Kapitalkosten für Anlagen mit CCS-Abscheidung	M€	334,6	326,6	332,0	574,0	331,1

Die Kosten für Engineering, Procurement und Construction (EPC) umfassen professionelle Dienstleistungen für die Planung, Beschaffung von Materialien und den Bau der Anlage. Lediglich Davison (2008) und ECRA liefern spezifische Angaben zu diesen Kosten, wobei ECRA mit 144,5 Millionen Euro eine deutlich höhere Schätzung angibt. Zusätzlich fallen Kosten für den Eigentümer, Projektreservekosten und Gebühren an, die von den Projektträgern getragen werden. Diese Kosten zeigen eine erhebliche Variabilität, was auf unterschiedliche Finanzierungsansätze und Risikomanagementstrategien in den einzelnen Studien hinweist.

Die Kapitalkosten für die Oxyfuel-Technologie entsprechen dem gesamten Kapitalbedarf für deren Implementierung in einer Anlage. Die angegebenen Werte reichen von 50,6 Millionen Euro in der Studie von Davison (2008) bis zu 343 Millionen Euro in der Untersuchung von ECRA, mit einem durchschnittlichen Wert von 102,2 Millionen Euro. Die Kapitalkosten für Anlagen ohne CCS liegen im Durchschnitt bei 228,9 Millionen Euro. Die Kosten für Anlagen mit integrierter CCS-Technologie sind deutlich höher und liegen zwischen 326,6 Millionen Euro (Davison, 2008) und 574 Millionen Euro (ECRA), mit einem Durchschnittswert von 331,1 Millionen Euro. Besonders bemerkenswert ist, dass die Kapitalkosten für Anlagen mit CCS-Technologie (durchschnittlich 331,1 Millionen Euro) erheblich über den Investitionen für Anlagen ohne CCS (durchschnittlich 228,9 Millionen Euro) liegen. Dieser Vergleich verdeutlicht die erheblichen finanziellen Aufwendungen, die für die Integration der Oxyfuel-Technologie in industrielle Prozesse erforderlich sind.

### Feste Betriebsausgaben (Fixed OPEX)

Tabelle 15 wandelt die Prozentsätze aus Tabelle 14 in tatsächliche Kostenwerte um. Für die Berechnung gehen JRC 2016, die Europäische Kommission 2017 und IEAGHG 2008 von Gesamtkosten der Produktion in Höhe von 42,5 €/t Klinker aus und wenden die jeweiligen Prozentsätze an, um die einzelnen Kostenkomponenten zu ermitteln. Gardarsdottir et al., 2019, verwendet hingegen einen Gesamtproduktionskostenwert von 62,6 €/t Klinker, wie in ihrer Studie angegeben. Die resultierenden Werte für Wartung, Versicherung und Steuern sowie Arbeitskosten (operative, administrative und unterstützende Tätigkeiten) sind in Tabelle 15 sind die festen Betriebsausgaben (Fixed OPEX) für den Zementproduktionsprozess mit Carbon Capture and Storage (CCS) aufgeführt. Die von Voldsund et al. (2019), IEAGHG (2008) und ECRA (2009) angegebenen Werte wurden gemittelt, um ein Gesamtbild der fixen Betriebskosten bei Integration der CCS-Technologie in die Zementproduktion zu erhalten.

*Tabelle 14: Wartungskosten als Prozentsatz der gesamten Produktionskosten für Referenzanlagen*

Kategorie	JRC, 2016	Gardarsdottir et al., 2019	European Commission, 2017	IEAGHG, 2008
Wartung	22%	33%	13%	5%
Versicherung und Steuern	23%		6%	1%
Arbeitskosten			22%	30%

Vergleicht man diese Werte mit den Referenzanlagen ohne CCS-Integration, wird deutlich, dass die Einbindung von CCS-Technologie im Allgemeinen zu höheren festen Betriebsausgaben führt. Dieser Anstieg ist auf den zusätzlichen Wartungsaufwand für die CCS-Anlagen, höhere Versicherungskosten aufgrund des gestiegenen Anlagenwerts und potenzieller Risiken sowie möglicherweise auf einen höheren Personalbedarf für den Betrieb und die Überwachung des CCS-Prozesses zurückzuführen.

Der durchschnittliche Gesamtwert der festen Betriebsausgaben für die Option mit CCS beträgt 23,62 € pro Tonne Klinker, während der Durchschnitt für Referenzanlagen ohne CCS-Integration bei 18,11 € pro Tonne Klinker liegt.

*Tabelle 15: Feste Betriebsausgaben für Referenzanlagen [€/t Klinker]*

Kategorie	Voldsund et al., 2019	JRC, 2016	Gardarsdottir et al., 2019	European Commission, 2017	IEAGHG, 2008	Durchschnitt
Wartung	5,30	9,35	20,66	5,53	2,13	
Versicherung und Steuern	4,02	9,78		2,55	0,43	
Arbeitskosten (operative, administrative und unterstützende Tätigkeiten)	8,70			9,35	12,75	
Gesamt	18,02	19,13	20,66	17,43	15,30	18,11

In Tabelle 16 sind die festen Betriebsausgaben (Fixed OPEX) für den Zementproduktionsprozess mit Carbon Capture and Storage (CCS) aufgeführt. Die von Voldsund et al. (2019), IEAGHG (2008) und ECRA (2009) angegebenen Werte wurden gemittelt, um ein Gesamtbild der fixen Betriebskosten bei Integration der CCS-Technologie in die Zementproduktion zu erhalten. Vergleicht man diese Werte mit den Referenzanlagen ohne CCS-Integration, wird deutlich, dass die Einbindung von CCS-Technologie im Allgemeinen zu höheren festen Betriebsausgaben führt. Dieser Anstieg ist auf den zusätzlichen Wartungsaufwand für die CCS-Anlagen, höhere Versicherungskosten aufgrund des gestiegenen Anlagenwerts und potenzieller Risiken sowie möglicherweise auf einen höheren Personalbedarf für den Betrieb und die Überwachung des CCS-Prozesses zurückzuführen. Der durchschnittliche Gesamtwert der festen Betriebsausgaben für die Option mit CCS beträgt 23,62 € pro Tonne Klinker, während der Durchschnitt für Referenzanlagen ohne CCS-Integration bei 18,11 € pro Tonne Klinker liegt.

*Tabelle 16: Feste Betriebsausgaben für die Klinkerproduktion mit CCS-Integration [€/t Klinker]*

Kategorie	Voldsund et al., 2019	Gardarsdottir et al., 2019	IEAGHG, 2008	ECRA, 2009	Durchschnitt
Wartung	8,30	25,30	10,80	10,7	9,93
Versicherung und Steuern	6,60		5,8	5,8	6,07
Arbeitskosten	10,40		6,20	6,25	7,62
Gesamt	25,30	25,30	22,80	22,75	23,62

## **Ammoniak**

In dieser Studie werden die Produktionskosten von Ammoniak grob in zwei Hauptkategorien unterteilt: Investitionsausgaben (CAPEX) und sonstige Kosten. CAPEX umfasst die anfänglichen

Investitionen, die für die Errichtung und Inbetriebnahme von Ammoniakproduktionsanlagen erforderlich sind, einschließlich der Kosten für den Erwerb von Grundstücken, den Bau der Anlageninfrastruktur und den Kauf der notwendigen Ausrüstung. Sonstige Kosten beinhalten Arbeitskosten, Wartung, Verbrauchsmaterialien sowie die Einhaltung von Umweltauflagen.

### CAPEX

Tabelle 17 fasst die Investitionskostendaten aus verschiedenen Quellen für unterschiedliche Ammoniakproduktionsverfahren zusammen und bietet einen umfassenden Überblick über die finanziellen Investitionen, die für jedes Verfahren erforderlich sind. Die Produktionsverfahren werden in konventionelle (graue und blaue) sowie erneuerbare (grüne) Ammoniakproduktion unterteilt. Cloete et al. (2020) liefert eine detaillierte Aufschlüsselung der Investitionskosten für drei verschiedene Arten der Ammoniakproduktion: eine Referenzanlage (traditionelle graue Ammoniakproduktion mittels Dampfreformierung von Methan – SMR), eine Referenzanlage mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung (blaue Ammoniakproduktion mit CCS) sowie MA-ATR (ein fortschrittliches Verfahren für die grüne Ammoniakproduktion). Die Gesamtkosten variieren dabei zwischen 337 Mio. € für das MA-ATR-Verfahren, das eine kosteneffizientere Lösung darstellt, und 471,6 Mio. € für die Referenzanlage mit Kohlenstoffabscheidung, die die zusätzlichen Investitionen für CCS-Technologie widerspiegelt. Lerede et al. (2021) gibt die Kosten pro Tonne Ammoniak für die Dampfreformierung mit Erdgas (NG SR) sowohl mit als auch ohne CCS an. Die Einbindung von CCS-Technologie erhöht die Investitionskosten von 860 \$/t auf 930 \$/t Ammoniak. Die Kosten für die Synthese durch Elektrolyse liegen bei 110 \$/t Ammoniak und zeigen das Potenzial einer kostengünstigen grünen Ammoniakproduktion auf. Saygin et al. (2023) gibt die Produktionskosten für Ammoniak in kW an, da der Fokus auf dessen Nutzung als Energieträger liegt. Seddon (2013) berichtet über die Produktionskosten für Ammoniak aus Erdgas in Australien an einem neuen Industriestandort (Greenfield). Die Gesamtinvestition beläuft sich auf 1050,95 Mio. \$ für eine Anlage mit einer jährlichen Produktionskapazität von 850 kt/a, was Investitionskosten von 1236 \$/t Ammoniak entspricht.

*Tabelle 17: Investitionskosten (CAPEX) für Ammoniakanlagen*

Quelle	Prozess	Kapitalkosten	Hilfseinrichtungen	Rücklagen und Gebühren	Zinsen während des Baus	Gesamt
Cloete et al., 2020	Referenzanlage	273 M€	79,8 M€	49,2 M€	40,2 M€	442,2 M€
	Referenzanlage mit CO <sub>2</sub> -Abscheidung	291,1 M€	85,2 M€	52,4 M€	42,9 M€	471,6 M€
	MA-ATR	214 M€	53,9 M€	38,5 M€	30,6 M€	337 M€

Lerede et al., 2021	NG SR	860 \$/t Ammoniak	-	-	-	860 \$/t Ammoniak
	NG SR mit CCS	930 \$/t Ammoniak	-	-	-	930 \$/t Ammoniak
	Synthese durch Elektrolyse	110 \$/t Ammoniak	-	-	-	110 \$/t Ammoniak
Saygin et al., 2023	SMR	910 \$/kW	-	-	-	910 \$/kW
	CCS	300 \$/t CO <sub>2</sub> /Jahr	-	-	-	300 \$/t CO <sub>2</sub> /Jahr
	Elektrolyseur	750 \$/kW	-	-	-	750 \$/kW
Seddon, 2013	Ammoniak	1236 \$/t Ammoniak	-	-	-	1236 \$/t Ammoniak

### Sonstige Kosten

Bei der wirtschaftlichen Bewertung der Ammoniakproduktion ist es entscheidend, die sonstigen Kosten zu berücksichtigen, die einen erheblichen Anteil an den gesamten Betriebsausgaben ausmachen. Diese Kosten umfassen eine Vielzahl wiederkehrender, nicht-kapitalgebundener Ausgaben wie Arbeitskosten, Wartung, Versicherungen sowie den Verbrauch wesentlicher Materialien wie Katalysatoren, Sauerstoffträger und Wasser. Die folgende Tabelle 18, basierend auf mehreren Studien, bietet eine detaillierte Darstellung dieser Kosten.

*Tabelle 18: Feste Betriebsausgaben in der Ammoniakproduktion*

Quelle	Prozess	Feste O&M-Kosten	OPEX	Arbeitskosten	Betrieb und Versicherung
Arnaiz del Pozo et al., 2022	-	-	-	3,3 M€/Jahr	Wartung: 2,5 % TOC
					Versicherung: 1 % TOC
Cloete et al., 2020	Referenzanlage	-	-	4 M€/Jahr	18,1 M€/Jahr
	Referenzanlage mit CO <sub>2</sub> -Abscheidung	-	-	4,3 M€/Jahr	19,3 M€/Jahr
	MA-ATR	-	-	3,1 M€/Jahr	13,8 M€/Jahr

Lerede et al., 2021	NG SR	22 \$/t NH <sub>3</sub> /Jahr	-	-	-
	Synthese durch Elektrolyse	3 \$/t NH <sub>3</sub> /Jahr	-	-	-
	NG SR mit CCS	51 \$/t NH <sub>3</sub> /Jahr	-	-	-
Saygin et al., 2023	SMR	-	42,77 USD/kW	-	-
	CCS	-	21 USD/t CO <sub>2</sub> /Jahr	-	-
	Elektrolyseur	-	18,75 USD/kW	-	-

Die Arbeitskosten für verschiedene Ammoniakproduktionsverfahren liegen laut Cloete et al. (2020) zwischen 3,1 M€/Jahr und 4,3 M€/Jahr. Diese Werte umfassen die von Arnaiz del Pozo et al. (2022) angegebene Arbeitskostenstruktur, die ein Team von 55 Personen mit einem individuellen Kostenaufwand von 60.000 €/Jahr vorsieht und somit innerhalb dieser Spanne liegt. Darüber hinaus liefert Cloete et al. (2020) Daten zu weiteren Verbrauchsmaterialien, die für den Produktionsprozess erforderlich sind, wie Katalysatoren, Sauerstoffträger, Membranersatz und Wasserkosten. Diese sind von besonderer Bedeutung, da sie als jährliche Zusatzkosten die Gesamtkosteneffizienz des Produktionsprozesses direkt beeinflussen. Die Kosten für Katalysatoren und Sauerstoffträger betragen für alle Prozesse 0,7 M€/Jahr, während der Membranersatz ausschließlich für das MA-ATR-Verfahren erforderlich ist und mit 2,8 M€/Jahr veranschlagt wird. Die Wasserkosten variieren je nach Prozess leicht zwischen 3,2 M€ und 4 M€/Jahr.

### ***Energiepreise und Entwicklung***

In diesem Abschnitt werden die aktuellen und prognostizierten Kosten der wichtigsten Energiequellen, nämlich Strom und Gas, analysiert. Diese Untersuchung ist entscheidend, um zu verstehen, wie sich Schwankungen der Energiepreise auf die Gesamtkosten verschiedener industrieller Prozesse im Laufe der Zeit auswirken können.

#### Elektrizität

Die Einzelhandelspreise für Strom im Industriesektor in Deutschland bewegten sich zwischen 2008 und 2019 in einem ähnlichen Bereich wie im gesamten EU27-Raum und schwankten zwischen 0,050 EUR/kWh und 0,220 EUR/kWh. Während dieses Zeitraums stiegen die durchschnittlichen Preise von etwa 0,095 EUR/kWh im Jahr 2008 auf rund 0,115 EUR/kWh bis Ende 2019, mit einem Höchststand von 0,125 EUR/kWh im Jahr 2013. Diese Preise enthalten keine Mehrwertsteuer (VAT) und rückerstattbare Steuern und Abgaben, beinhalten jedoch nicht rückerstattbare Verbrauchssteuern und sonstige Abgaben (Rademaekers et al., 2020).

Ein Vergleich der Einzelhandelspreise für Haushalte mit denen für die Industrie, wobei Deutschland als Referenz dient, zeigt erhebliche Preisunterschiede. Zwischen 2008 und 2019 stiegen die Strompreise für Haushalte in der EU27 von etwa 0,156 EUR/kWh auf 0,208 EUR/kWh, wobei seit 2013 ein relativ stabiler Trend bei etwa 0,210 EUR/kWh zu beobachten war. Im Durchschnitt sind die Haushaltsstrompreise doppelt so hoch wie die Industriestrompreise. Diese Diskrepanz ist auf verschiedene Faktoren zurückzuführen, darunter Netzentgelte, Steuern und Abgaben, die für Haushaltskunden in der Regel höher ausfallen (Rademaekers et al., 2020). Die von Eurostat bereitgestellten Strompreiskomponenten für Nicht-Haushaltskunden spiegeln den durchschnittlichen Gesamtpreis wider, den Verbraucher in Deutschland zahlen. Die Verbrauchssegmente sind unterteilt, und für energieintensive Industrien wie Stahl, Zement und Chemie, die eine Produktionsmenge von etwa 1 Million Tonnen pro Jahr aufweisen, gilt das höchste Verbrauchsband (Stromverbrauch von 150.000 MWh oder mehr – Band IG).

*Tabelle 19: Industriestrompreiskomponenten in Deutschland für einen Verbrauch von 150.000 MWh oder mehr [€/kWh] (Eurostat, 2023a)*

Kategorie	2019	2020	2021	2022
Energie und Versorgung	0,0236	0,0293	0,0633	0,1576
Netzentgelte	0,0112	0,0072	0,0099	0,0129
Steuern, Gebühren, Abgaben und Umlagen	0,0766	0,0638	0,0753	0,0745
Mehrwertsteuer (VAT)	0,0178	0,0149	0,0237	0,0391
Erneuerbare-Energien-Umlage	0,0336	0,0259	0,0282	0,0105
Kapazitätsabgaben	0,0034	0,0022	0,0025	0,0037
Umweltsteuern	0,0205	0,0205	0,0205	0,0205
Sonstige	0,0013	0,0003	0,0004	0,0007
SUMME	0,1880	0,1641	0,2238	0,3195

Abbildung 10 zeigt die Strompreiskomponenten für die Industrie in Deutschland in Euro pro kWh für die Jahre 2019 bis 2022. Jede Linie stellt eine unterschiedliche Komponente der Gesamtkosten dar. Der wichtigste Faktor, der die gesamten Stromkosten beeinflusst, sind die Energie- und Versorgungskosten. Während andere Kosten weitgehend stabil bleiben oder nur minimale Veränderungen aufweisen, sind die Energie- und Versorgungskosten jährlich gestiegen und haben sich als Haupttreiber für den Anstieg der Strompreise erwiesen. Darüber hinaus sind auch die Abgaben und Umlagen gestiegen, was zusätzlich zur Erhöhung der Strompreise beigetragen hat. Die einzige signifikante Reduzierung ist bei den Umlagen für erneuerbare Energien zu beobachten. Der starke Anstieg des gesamten industriellen Strompreises im Jahr 2022, der in der Grafik durch die schwarze Linie dargestellt wird, ist in erster Linie auf den sprunghaften Anstieg der Energiepreise infolge des Ausbruchs des Konflikts in der Ukraine zurückzuführen. Dieses Ereignis hatte tiefgreifende Auswirkungen auf

die Energiemärkte und trieb die Preise aufgrund von Versorgungsunsicherheiten und geopolitischen Spannungen in die Höhe.

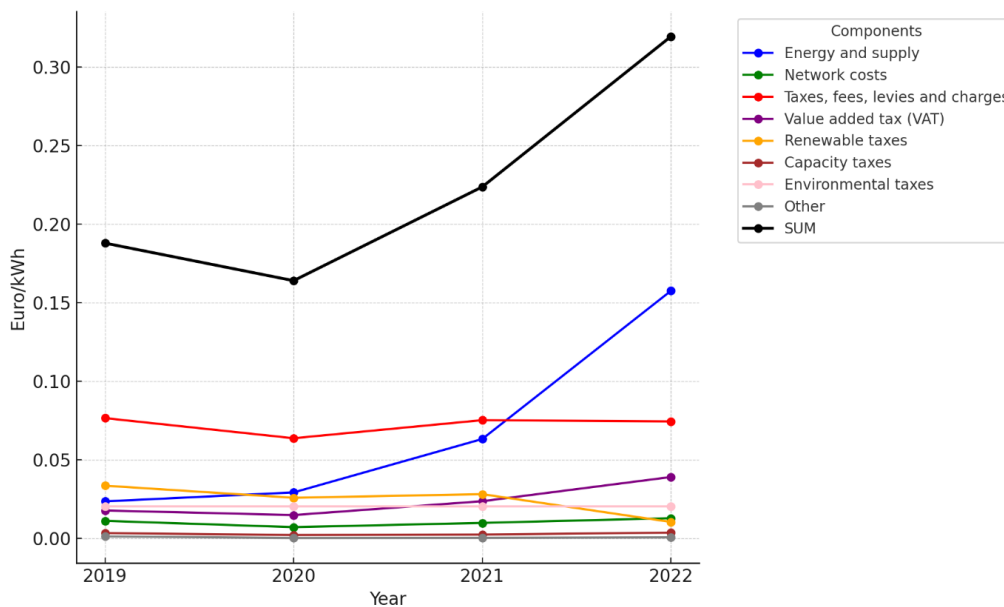


Abbildung 10: Industrielle Strompreiskomponenten in Deutschland [€/kWh] (Eurostat, 2023a)

Der Schock für die Energiemärkte hat die inhärente Volatilität und Fragilität der globalen Energiepreise verdeutlicht. Die Forschung zur Beeinflussung der Energiepreise durch externe Faktoren wie Konflikte ist umfassend. Zahlreiche Studien (Mier, 2023; Acatech, 2022) untersuchen, wie plötzliche geopolitische Ereignisse Lieferketten unterbrechen, Ungleichgewichte zwischen Angebot und Nachfrage schaffen und Panik auf den Rohstoffmärkten auslösen, was zu Preisspitzen führt. Darüber hinaus analysieren sie die anschließenden Marktkorrekturen, sobald die ersten Reaktionen abklingen und sich die Märkte an neue Bedingungen anpassen. In Mier (2023) werden die Strompreise in drei Szenarien dargestellt: Business-as-usual (BAU), Erholung und Hoch. Das BAU-Szenario geht von der Fortsetzung bestehender Trends aus, ohne unvorhergesehene Ereignisse einzubeziehen. Es berücksichtigt daher nicht die Auswirkungen der COVID-19-Pandemie, der darauffolgenden wirtschaftlichen Schocks oder der Energiepreiskrise von 2022, die unter anderem durch Probleme mit der französischen Kernenergie und eine verringerte Wasserkraftproduktion aufgrund mangelnder Niederschläge verursacht wurde. Das Erholungsszenario bietet eine optimistischere Perspektive, wobei die Erdgaspreise voraussichtlich ab 2035 wieder das für BAU prognostizierte Niveau von 0,0202 €/kWh erreichen, was auf eine Marktnormalisierung nach der Krise hindeutet. Im Gegensatz dazu geht das Hoch-Szenario davon aus, dass die Erdgaspreise um 50 % höher bleiben, bei 0,0303 €/kWh, was auf anhaltende Auswirkungen der Krise und dauerhaft hohe Energiekosten hinweist. Beide Szenarien berücksichtigen die unerwarteten Preissteigerungen für Kohle im Jahr 2022, wobei erwartet wird, dass sich die Preise für Kohle, Öl und Uran bis 2027 an die BAU-Prognosen angleichen (Mier, 2023).

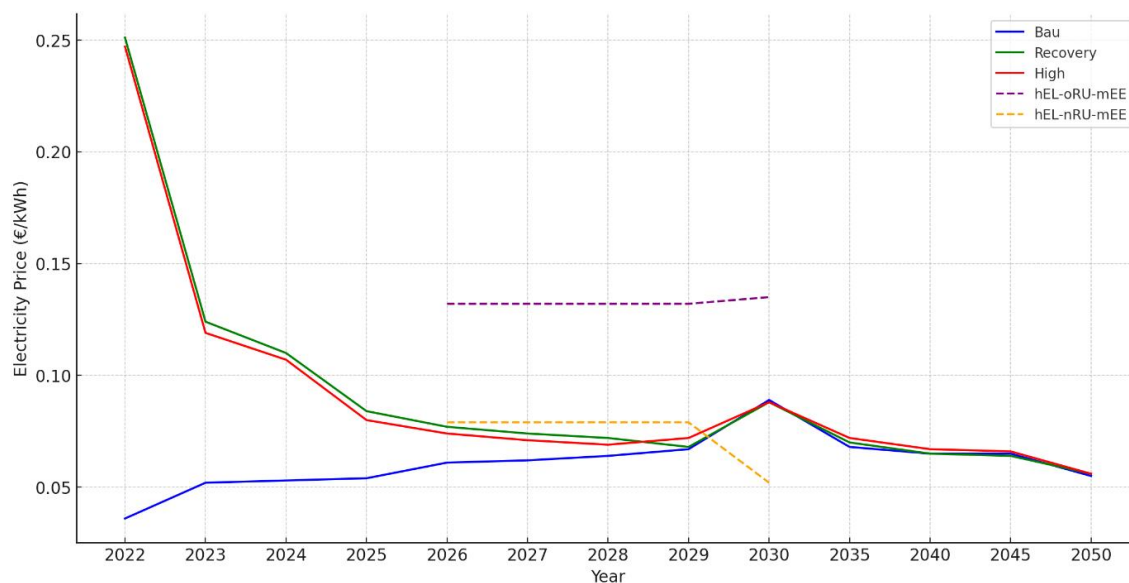


Abbildung 11: Strompreisprognosen mit verschiedenen Szenarien (hEL: hohe Elektrifizierung; oRU: keine russischen Importe; nRU: begrenzte russische Importe; mEE: moderates Wachstum erneuerbarer Energien) (Mier, 2023; Acatech, 2022)

In Abbildung 11 zeigt das BAU-Szenario einen allmählichen Anstieg der Strompreise von 0,036 €/kWh im Jahr 2022 auf 0,055 €/kWh bis 2050 und spiegelt damit eine Wachstumstendenz ohne größere Störungen wider. Im Gegensatz dazu veranschaulichen das Krisenszenario und sein anschließender Erholungspfad (hoch) einen starken Preisanstieg auf 0,251 €/kWh bzw. 0,247 €/kWh im Jahr 2022. Diese Szenarien unterstreichen die Volatilität der Strompreise als Reaktion auf Brennstoffkosten, geopolitische Stabilität und Umweltbedingungen und betonen die Notwendigkeit, eine Vielzahl möglicher künftiger Entwicklungen in der Energiepolitik zu berücksichtigen. Nach der anfänglichen Eskalation halbieren sich die Preise in den Krisenszenarien bis 2023 und sinken dann schrittweise auf ein moderateres Niveau. Ab 2029 und 2030 nähern sich die Erholungspreise (hoch) den Basiswerten an, was darauf hindeutet, dass langfristige Preisunterschiede zwischen diesen Szenarien unwesentlich werden (Mier, 2023).

Laut der Studie von Acatech (2022) wird erwartet, dass die Großhandelspreise für Strom trotz eines voraussichtlichen erheblichen Rückgangs von den Höchstständen seit Mitte 2021 weiterhin deutlich über den historischen langfristigen Durchschnittswerten bleiben. In den extremsten Szenarien könnten die durchschnittlichen Jahrespreise bis 2026 auf bis zu 0,132 €/kWh und bis 2030 auf 0,135 €/kWh steigen. Diese Entwicklung wird durch Faktoren wie eine hohe Stromnachfrage, den Wegfall russischer Importe und nur moderates Wachstum bei erneuerbaren Energien beeinflusst. In einem optimistischeren Szenario könnten die Preise jedoch auf 0,079 €/kWh im Jahr 2026 und bis 2030 auf 0,052 €/kWh sinken, wenn eine moderate Stromnachfrage, begrenzte russische Importe und ein starker Ausbau erneuerbarer Energien vorherrschen (Acatech, 2022). Die Sensibilität energieintensiver Industrien wie Stahl,

Zement und Chemie gegenüber Schwankungen der Energiepreise erfordert strategische Maßnahmen zur Bewältigung der steigenden Produktionskosten. Diese Sektoren erforschen energieeffiziente Technologien, alternative Energiequellen und Absicherungsstrategien, um die finanziellen Auswirkungen zukünftiger Preisvolatilitäten zu minimieren. Als Reaktion auf diese Herausforderungen werden politische Maßnahmen zur Unterstützung dieser Schlüsselindustrien umgesetzt. Eine bemerkenswerte Initiative ist die erhebliche Senkung der Stromsteuer für den produzierenden Sektor, die 2024 und 2025 von derzeit 1,537 Cent pro Kilowattstunde auf das EU-Mindestniveau von 0,05 Cent pro Kilowattstunde gesenkt wird (Amelang, 2023; Lemonde, 2023). Diese Steuerermäßigung soll die finanzielle Belastung der Hersteller verringern und könnte für den Zeitraum 2026–2028 verlängert werden, abhängig von den verfügbaren Mitteln im Bundeshaushalt (Amelang, 2023).

### Erdgas

Die Großhandelspreise für Erdgas in Deutschland von 2008 bis 2019 zeigen eine erhebliche Beeinflussung durch die globalen LNG-Preise und eine starke Korrelation mit Rohölpreisen, insbesondere in langfristigen Verträgen. Die durchschnittlichen Großhandelspreise in der EU27, einschließlich Deutschlands, schwankten zwischen 0,010 €/kWh und 0,027 €/kWh, mit einem Durchschnitt von etwa 0,018 €/kWh, bevor sie bis Ende 2018 auf 0,010 €/kWh sanken und sich 2019 bei 0,013 €/kWh stabilisierten. Im Industriesektor bewegten sich die Einzelhandelspreise für Gas zwischen 0,025 €/kWh und 0,040 €/kWh, stabilisierten sich jedoch seit 2016 bei etwa 0,024 €/kWh, was einen signifikanten Rückgang im Laufe des Zeitraums widerspiegelt (Rademaekers et al., 2020). Die von Eurostat bereitgestellten Gaspreiskomponenten für Nicht-Haushaltskunden spiegeln den durchschnittlichen Gesamtpreis wider, den Verbraucher zahlen. Die Verbrauchssegmente sind unterteilt, wobei große industrielle Sektoren wie Stahl, Zement und Chemie in die höchste Verbrauchsgruppe fallen (Gasverbrauch von 4.000.000 GJ oder mehr – Band I6).

*Tabelle 20: Industrielle Gaspreiskomponenten in Deutschland für einen Verbrauch von 4.000.000 GJ oder mehr [€/kWh] (Eurostat, 2023b)*

Kategorie	2019	2020	2021	2022
Energie und Versorgung	0,0147	0,0116	0,0342	0,0894
Netzentgelte	0,0010	0,0014	0,0010	0,0015
Steuern, Gebühren, Abgaben und Umlagen	0,0095	0,0088	0,0133	0,0216
Mehrwertsteuer (VAT)	0,0040	0,0033	0,0077	0,0156
Kapazitätsabgaben	0,0000	0,0000	0,0000	0,0006
Umweltsteuern	0,0055	0,0055	0,0056	0,0054
SUMME	0,0347	0,0306	0,0618	0,1341

Abbildung 12 zeigt die Komponenten der Gaspreise für Nicht-Haushaltskunden im Zeitraum von 2019 bis 2022. Eine zentrale Beobachtung ist der deutliche Anstieg der Kosten für „Energie

und Versorgung“, die sich von 2019 bis 2022 mehr als verfünffacht haben. Dieser starke Anstieg war der Haupttreiber für den Anstieg der Gesamtgaspreise in diesem Zeitraum. Auch andere Komponenten zeigen Veränderungen, insbesondere die Kategorien „Steuern, Gebühren, Abgaben und Umlagen“ sowie „Mehrwertsteuer (VAT)“, die zwar ebenfalls gestiegen sind, aber in geringerem Umfang als die Energie- und Versorgungskosten.

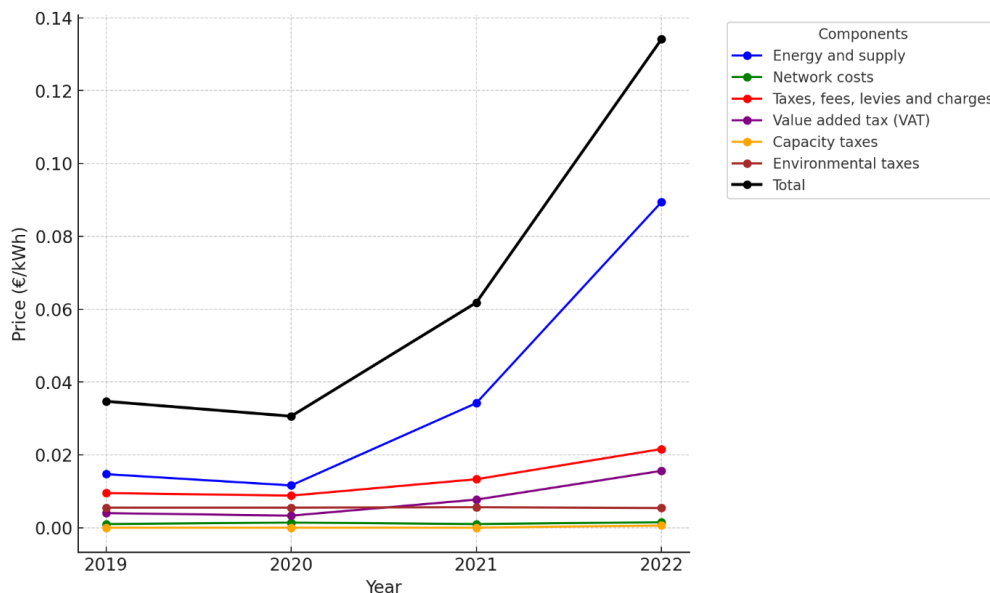


Abbildung 12: Industrielle Gaspreiskomponenten in Deutschland [€/kWh] (Eurostat, 2023b)

Diese Entwicklung der Gaspreise, insbesondere der deutliche Preisanstieg im Jahr 2022, ist auf die Auswirkungen des Ukraine-Krieges zurückzuführen. Der Konflikt hat zu erhöhten geopolitischen Spannungen und Unsicherheiten auf den globalen Energiemärkten geführt, insbesondere im Hinblick auf die Gasversorgungsketten, und hat somit die Preisvolatilität erheblich verschärft.

Tabelle 21: Prognose der Gaspreise in verschiedenen Szenarien [€/MWh] (hEL: high electrification; oRU: no Russian imports; nRU: limited Russian imports; mEL: moderate electrification, stable gas demand)

Quelle	Szenario	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2045	2050
Mier, 2023	bau	20,2	20,2	20,2	20,2	20,2	20,2	20,2	20,2	20,2	20,2	20,2	20,2	20,2
	recovery	138,9	69,5	69,4	51,8	38,2	34,7	29,8	24,8	22,3	20,2	20,2	20,2	20,2
	high	138,9	69,5	69,4	51,8	38,2	34,7	30,3	30,3	30,3	30,3	30,3	30,3	30,3
Acatech, 2022	hEL-oRU	-	-	-	-	43	-	-	-	22	-	-	-	-
	hEL-nRU	-	-	-	-	25	-	-	-	18	-	-	-	-
	mEL-oRU	-	-	-	-	66	-	-	-	59	-	-	-	-
	mEL-nRU	-	-	-	-	29	-	-	-	28	-	-	-	-
Fitch Ratings, 2022	TTF - Base	125,0	131,6	65,8	32,9	16,5	-	-	-	16,5	-	-	-	-
	TTF - Stress	115,2	49,4	23,0	14,8	14,8	-	-	-	14,8	-	-	-	-

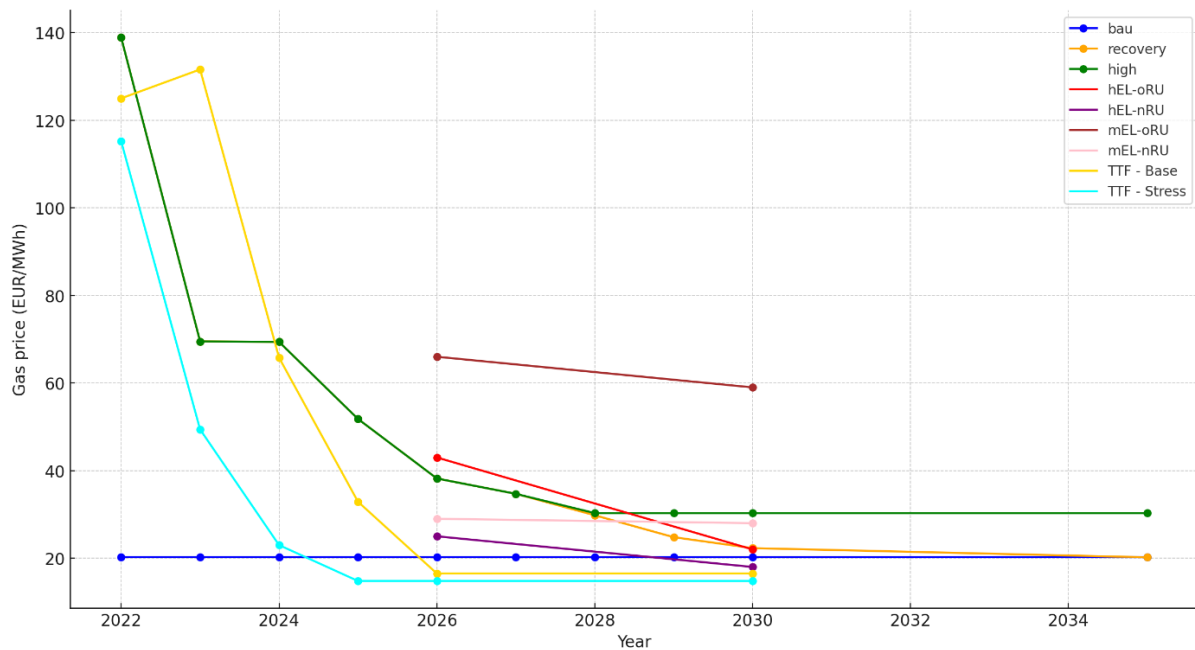


Abbildung 13: Gaspreisprognosen für verschiedene Szenarien von 2022 bis 2035 (Mier, 2023; Acatech, 2022; Fitch Ratings, 2022)

Abbildung 13 zeigt verschiedene prognostizierte Szenarien für die Entwicklung der Gaspreise. Das BAU-Szenario geht davon aus, dass keine unerwarteten Ereignisse eintreten, insbesondere werden die Auswirkungen der COVID-19-Pandemie, die nachfolgenden wirtschaftlichen Störungen und die Energiekrise von 2022 – einschließlich der Schwierigkeiten in der französischen Kernenergie und des verringerten Niederschlags – nicht berücksichtigt. In diesem Szenario bleiben die Gaspreise ab 2035 konstant bei 20,20 €/MWh. Dies steht im starken Kontrast zu dem sprunghaften Anstieg der Erdgas- und Kohlepreise im Jahr 2022. Das Erholungsszenario prognostiziert einen Rückgang der Erdgaspreise auf das BAU-Niveau bis 2035, während das Hoch-Szenario davon ausgeht, dass die Preise dauerhaft um 50 % über dem BAU-Niveau bei 30,30 €/MWh bleiben werden (Mier, 2023). Die Studie von Acatech (2022) ergänzt, dass aggressive Maßnahmen zur Reduzierung der Gasnachfrage sowie umfangreiche Investitionen in die LNG-Infrastruktur dazu beitragen könnten, die Gaspreise in der EU bis 2026 auf ein Niveau zwischen den Werten von 2021 und 2018 zu stabilisieren. Bis 2030 könnte das Preisniveau dann sogar das von 2018 erreichen – selbst ohne russische Gasimporte. Dies verdeutlicht, dass ein strategisches Nachfragemanagement und eine Diversifizierung der Energiequellen entscheidend sind, um die Auswirkungen von Unterbrechungen in der russischen Gasversorgung abzumildern. Für die TTF - Basis- und TTF - Stress-Szenarien zeigt sich zunächst ein steiler Preisanstieg, gefolgt von einem raschen Rückgang der Gaspreise bis 2026. Bis 2030 erreichen die Preise ihren Tiefpunkt, wobei die meisten Szenarien – mit Ausnahme von mEL-oRU – Werte zwischen 14,8 €/MWh und 30,3 €/MWh vorhersagen. Diese Annäherung der verschiedenen Prognosen deutet darauf hin, dass die Gaspreise nach dem anfänglichen Schock wieder sinken könnten, was auf eine langfristige Stabilisierung auf einem niedrigeren Niveau als die Spitzenwerte der Krise von 2022 hindeutet.

## Kohlenstoffbepreisung und Entwicklung

Dieser Abschnitt befasst sich mit den Mechanismen der CO<sub>2</sub>-Bepreisung und deren zukünftiger Entwicklung, insbesondere innerhalb des Emissionshandelssystems der Europäischen Union (EU-ETS 1). Diese Analyse untersucht nicht nur die sich verändernde Preislandschaft für CO<sub>2</sub>-Zertifikate, sondern auch die strategischen Auswirkungen der kostenlosen Zuteilung von Emissionsrechten an Industrien im Rahmen des EU-ETS 1. Da diese kostenlosen Emissionszertifikate eine entscheidende Rolle bei der Minderung der wirtschaftlichen Belastung für emissionsintensive Industrien spielen, ist es von großer Bedeutung, ihre Auswirkungen auf das Marktverhalten, Investitionsstrategien und die Einhaltung von regulatorischen Vorgaben zu verstehen.

Tabelle 22 bietet eine detaillierte Analyse verschiedener Szenarien zur Prognose der zukünftigen Preise für CO<sub>2</sub>-Zertifikate im Rahmen des Emissionshandelssystems (EU-ETS 1) und integriert Erkenntnisse aus mehreren Quellen. Jedes Szenario gibt einen Einblick in mögliche Entwicklungen der CO<sub>2</sub>-Bepreisung und zeigt unterschiedliche Strategien zur Erreichung von Netto-Null-Emissionen (NZE) sowie deren Auswirkungen auf die globalen Bemühungen zur Begrenzung der Erderwärmung, insbesondere mit Fokus auf den Wandel im Energiesektor. Die KIT-Szenarien skizzieren zwei unterschiedliche Wege zur Erreichung von Netto-Null-Emissionen. Szenario 1 strebt das Zieljahr 2050 an, während Szenario 2 eine ambitioniertere Umsetzung bis 2040 vorsieht. Beide Szenarien zielen darauf ab, den Temperaturanstieg auf etwa 1,75°C zu begrenzen. Pietzcker et al. (2021) analysieren Szenarien, die unter anderem den Kohleausstieg bis spätestens 2040 sowie eine Reduzierung des Gasverbrauchs umfassen, was eine Abkehr von fossilen Brennstoffen hin zu nachhaltigeren Energiequellen signalisiert. Varsani et al. (2022) untersuchen die Auswirkungen verschiedener klimapolitischer Szenarien mit dem Ziel, die globale Erwärmung auf 1,5°C, 2°C oder 3°C zu begrenzen. Ihre Ergebnisse zeigen, dass zur Erreichung niedrigerer Temperaturziele die CO<sub>2</sub>-Preise schneller und stärker ansteigen müssen. Die Modellierungsgruppen in Pahle et al. (2022) berücksichtigen EU-ETS 1-Ziele sowie das Design der Marktstabilitätsreserve (MSR) im Rahmen des Fit-for-55-Pakets (FF55). Mier (2023) bietet mit den Szenarien bau, recovery und high eine zusätzliche Perspektive auf verschiedene CO<sub>2</sub>-Preisverläufe und Emissionsminderungsmaßnahmen. Diese Szenarien veranschaulichen mögliche Entwicklungen der CO<sub>2</sub>-Bepreisung und deren Einfluss auf Investitionsentscheidungen und politische Strategien zur Erreichung der Klimaziele.

In fast allen Szenarien zeigt sich ein steigender Trend der CO<sub>2</sub>-Preise bis 2050, wenn auch mit unterschiedlichen Steigerungsraten. Die CO<sub>2</sub>-Preise variieren erheblich zwischen den verschiedenen Szenarien und spiegeln die unterschiedlichen Annahmen und Strategien wider, die in jeder Prognose berücksichtigt wurden. Das extremste Szenario von Varsani et al. (2022), Divergent NZ (1,5°C), prognostiziert mit 785,0 €/t CO<sub>2</sub> den höchsten Preis. Auch andere ambitionierte Szenarien überschreiten die Marke von 200 €/t CO<sub>2</sub>, darunter 350,0 €/t CO<sub>2</sub> (Pietzcker et al., 2021) und 233 €/t CO<sub>2</sub>. Diese Werte verdeutlichen die finanziellen

Auswirkungen strenger Klimapolitiken und die wirtschaftlichen Anreize zur Emissionsreduktion innerhalb des Emissionshandelssystems (EU-ETS 1). Höhere CO<sub>2</sub>-Preise setzen starke Markimpulse für Investitionen in kohlenstoffarme Technologien und beschleunigen den Übergang zu nachhaltigen Energiequellen. Sie zeigen zudem, wie unterschiedliche klimapolitische Maßnahmen die Preisentwicklung beeinflussen können und welche wirtschaftlichen Herausforderungen sowie Chancen sich für Industrie und Wirtschaft daraus ergeben.

Tabelle 22: Zukünftige Preisgestaltung für CO2-Zertifikate: Eine vergleichende Analyse von Emissionshandelsszenarien (EU-ETS 1) [€/t CO2]

Quelle	Szenario	2020	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2045	2050
Victoria et al., 2020	scenario 1	0	0	0	5,6	13,0	20,4	27,8	35,2	42,6	50,0	118,0	248,0	329,0	386,0
Victoria et al., 2020	scenario 2	0	0	0	0	0	7,3	14,5	21,6	28,8	36,0	258,0	424,0	392,0	328,0
Pietzcker et al., 2021	ambitious	25	82,6	88	94,2	100,0	105,8	111,6	117,4	123,2	129,0	165,0	212,0	272,0	350,0
Pietzcker et al., 2021	Reference	25	21	23	24,4	26,0	27,6	29,2	30,8	32,4	34,0	43,0	56,0	73,0	92,0
Varsani et al., 2022	Divergent NZ (1.5°C)	0	0	0	168,8	187,0	205,2	223,4	241,6	259,8	278,0	391,0	513,0	647,0	785,0
Varsani et al., 2022	Net Zero 2050 (1.5°C)	0	108,2	117,8	127,4	137,0	146,6	156,2	165,8	175,4	185,0	269,0	370,0	507,0	674,0
Varsani et al., 2022	Delayed transition (1.8°C)	0	0	0	0	0	1,6	3,2	4,8	6,4	8,0	232,0	331,0	457,0	625,0
Varsani et al., 2022	Below 2°C (1.7°C)	0	31,8	35,2	38,6	42,0	45,4	48,8	52,2	55,6	59,0	78,0	109,0	144,0	195,0
Varsani et al., 2022	NDCs (2.5°C)	0	0	0	0	1,5	3,0	4,5	6,0	7,5	9,0	16,0	22,0	29,0	35,0
Varsani et al., 2022	Current policies (3°C)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pahle et al., 2022	Refinitive	60	80	90	77	76	84	96	106	116	127	-	-	-	-
Pahle et al., 2022	BloombergNEF	64	80	88	97	106	119	122	124	132	147	-	-	-	-
Pahle et al., 2022	ICIS	82	80	79	79	78	82	85	86	83	84	-	-	-	-
Pahle et al., 2022	Enerdata	94	80	73	65	56	74	93	114	138	163	-	-	-	-
Pahle et al., 2022	PIK	60	80	90	101	111	118	123	129	135	142	-	-	-	-
Pahle et al., 2022	CAKE	76	80	82	84	85	98	111	124	137	150	-	-	-	-
Mier, 2023	Bau	-	41	43	46	48	50	53	55	58	61	70	90	114	164
Mier, 2023	Recovery	-	40	42	44	46	49	51	54	56	59	68	87	111	233
Mier, 2023	High	-	32	33	35	36	38	40	42	44	47	54	68	87	232

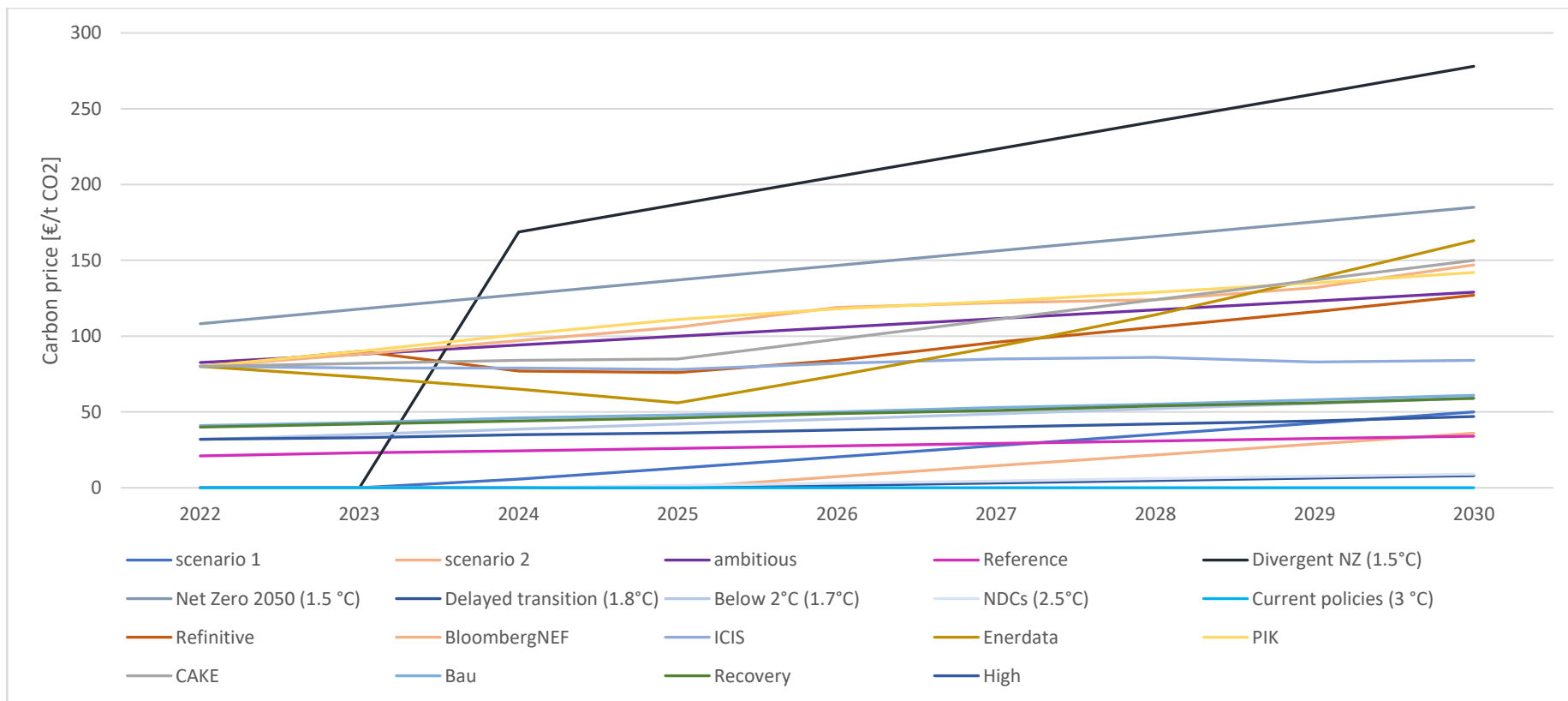


Abbildung 14: Preisentwicklung für CO<sub>2</sub>-Zertifikate: ETS-Szenarioanalyse 2022–2030

## EU-ETS 1 Rahmenwerk

Dieser Abschnitt untersucht die bestehenden politischen Maßnahmen und ihre Auswirkungen auf die Industrie. Zudem wird eine Analyse der CO<sub>2</sub>-Bepreisung im Rahmen des Emissionshandelssystems (EU-ETS 1) durchgeführt, um eine Prognose darüber zu geben, wie sich die CO<sub>2</sub>-Preise entwickeln könnten und welchen Einfluss sie auf industrielle Entscheidungen und Strategien haben.

Tabelle 23: Benchmark-Werte und Kohlenstoffintensität für ausgewählte Industrieprodukte (2021-2025)

Produkt	Kohlenstoffintensität (t CO <sub>2</sub> / t Produkt)	Benchmark-Wert (Zuteilungen/t)	Durchschnittswert der 10 % effizientesten Anlagen in 2016 und 2017
Roheisen	-	1,288	1,331
Stahl	1,99	-	-
EAF-Stahl	0,7	0,215	0,209
EAF-Schrott (100 % Schrott)	0,357	-	-
Grauer Zementklinker	0,85	0,693	0,722
Klinker mit CCS	0,085	-	-

Tabelle 23 gibt einen detaillierten Überblick über die Benchmark-Werte und die Kohlenstoffintensität ausgewählter Industrieprodukte für den Zeitraum 2021-2025. Die Benchmark-Werte im Rahmen des EU-Emissionshandelssystems (EU-ETS 1) sind entscheidende Kennzahlen zur Zuteilung kostenloser Emissionsrechte an Industrien. Sie basieren auf der durchschnittlichen Leistung der 10 % effizientesten Anlagen in den Jahren 2016 und 2017 und dienen als Anreiz für Unternehmen, ihre CO<sub>2</sub>-Emissionen zu senken. Durch den Vergleich der Kohlenstoffintensität, gemessen in Tonnen CO<sub>2</sub> pro Tonne Produkt, mit den Benchmark-Werten für die freien Zuteilungen pro Tonne Produkt zeigt die Tabelle den regulatorischen und marktwirtschaftlichen Druck auf die Industrien, ihre Emissionseffizienz zu verbessern.

Tabelle 24: Free allocation reduction rate,  $r_f$  (Beschluss 2011/278/EU und EU-Zuteilungsverordnung (EU-ZuVO) (EU) 2019/331)

2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
2,50%	5%	10%	22,50%	48,50%	61%	73,50%	86%	100%

Tabelle 24 zeigt die geplanten Reduktionsraten für die freien Zuteilungen im Rahmen des EU-Emissionshandelssystems (EU-ETS 1), wie sie durch den Beschluss 2011/278/EU und die EU-Zuteilungsverordnung (EU) 2019/331 festgelegt wurden. Die Tabelle umfasst die Jahre 2026 bis 2034 und gibt an, in welchem Maße die jährlich kostenlos zugeteilten Emissionsrechte für Industrien reduziert werden.

Die schrittweise Senkung der freien Zuteilungen verdeutlicht die zunehmende Verschärfung der Emissionsrichtlinien im Einklang mit den Klimazielen der EU. Während die Reduktion im Jahr 2026 mit 2,50 % beginnt, steigt sie kontinuierlich an und erreicht im Jahr 2034 eine vollständige Streichung der kostenlosen Emissionsrechte. Diese Entwicklung zwingt die Industrien dazu, entweder ihre Kohlenstoffeffizienz erheblich zu verbessern oder Emissionsrechte auf dem Markt zu erwerben, um ihre Emissionsgrenzen einzuhalten. Besonders auffällig ist der starke Anstieg der Reduktionsrate von 22,50 % im Jahr 2029 auf 100 % im Jahr 2034. Die Berechnung der tatsächlichen Kosten für Industrien im Rahmen des EU-Emissionshandelssystems (EU-ETS 1) erfolgt durch einen mehrstufigen Prozess, der sowohl die Reduktionsrate der freien Zuteilungen als auch die Kohlenstoffintensität berücksichtigt. Um die Reduktion der freien Zuteilung in Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalente pro Tonne Produkt zu bestimmen, wird der Benchmark-Wert mit dem Faktor (1-rf) angepasst. Dieser angepasste Benchmark-Wert stellt die reduzierte Anzahl der kostenlosen Zuteilungen dar, die eine Anlage erhält. Durch die Subtraktion der angepassten freien Zuteilung von der Kohlenstoffintensität, die die tatsächliche Menge der CO<sub>2</sub>-Emissionen repräsentiert, kann die Nettoemissionsmenge berechnet werden, für die eine Industrie zahlen muss. Die Multiplikation dieses Werts mit dem aktuellen CO<sub>2</sub>-Preis ergibt die tatsächlichen Kosten in Euro pro Tonne Produkt (€/t Produkt) und damit die finanzielle Belastung für die Unternehmen nach Berücksichtigung der Emissionszuteilungen.

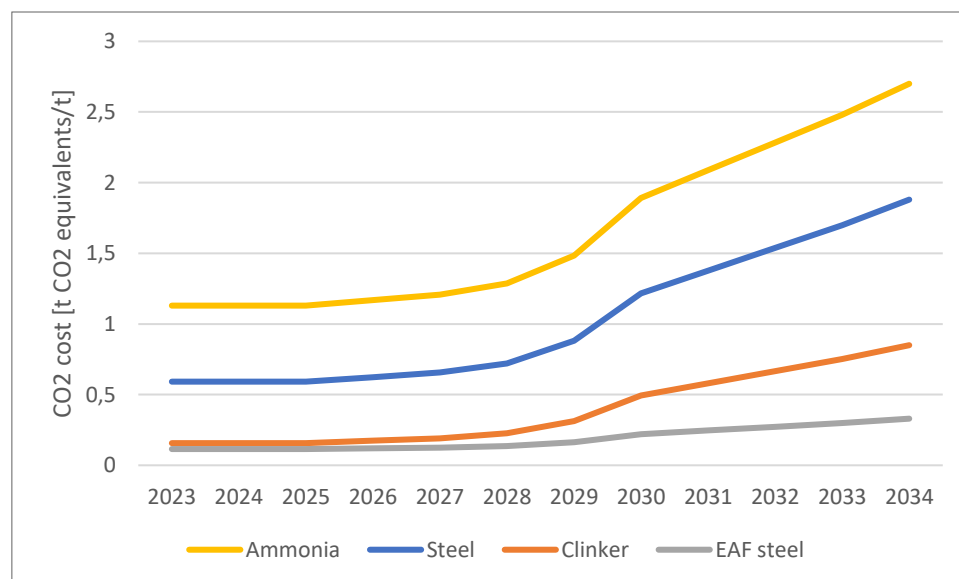


Abbildung 15: Prognostizierte Kosten der CO<sub>2</sub>-Emissionen für die Industrie von 2023 bis 2034

Abbildung 10 veranschaulicht das Ergebnis dieser Berechnung für verschiedene Industrien und zeigt die prognostizierte Kostenentwicklung von 2023 bis 2034 für Produkte wie Ammoniak, Stahl, Klinker und Elektrostahl (EAF-Stahl). Die Grafik stellt den zunehmenden Kostenanstieg pro Tonne Produkt im Laufe der Zeit dar und spiegelt damit die wachsende finanzielle Belastung wider, die durch die schrittweise Reduzierung der kostenlosen

Emissionszuteilungen entsteht. Besonders auffällig ist der starke Kostenanstieg in den späteren Jahren, insbesondere nach 2029. Dies unterstreicht die zunehmende Notwendigkeit für Unternehmen, in kohlenstoffeffiziente Technologien und Prozesse zu investieren, um die Auswirkungen der strengeren CO<sub>2</sub>-Bepreisung zu minimieren. Die stetige Reduktion der freien Zuteilungen und die damit verbundenen steigenden Kosten dienen als Anreiz für die Industrie, ihre Emissionsstrategien anzupassen und auf nachhaltigere Produktionsmethoden umzustellen.

## Ergebnisse und Diskussion

### **Schlüsselparameter für die Projektionen der Energie- und Materialkosten**

Dieser Abschnitt legt die Parameter für die Energie- und Materialkosten fest, die im Total Cost of Ownership (TCO)-Modell für die industrielle Produktion verwendet werden. Es wird eine Begründung für die Einbeziehung dieser Kosten gegeben, wobei der Fokus auf ihrer hohen Variabilität liegt, die die finanzielle Modellierung von Produktionsprozessen erheblich beeinflusst. Die Diskussion umfasst die Preisgestaltung von Energiekomponenten wie Erdgas, Kohle und Strom, die häufigen Marktschwankungen unterliegen. Auch die Materialkosten werden hervorgehoben, da sie einen erheblichen Anteil an den variablen Kosten in der Stahlindustrie ausmachen, einem Sektor, in dem diese Ausgaben besonders volatil sind und daher für eine genaue Kostenprognose und -steuerung von entscheidender Bedeutung sind. Der Abschnitt soll die Auswahl dieser Kosten als Schlüsselparameter im TCO-Modell rechtfertigen und ihre Relevanz sowie ihren Einfluss auf die Kostenentwicklung erklären.

### **Energiekosten**

*Tabelle 25: Energiekostenentwicklung*

Energie	Einheit	2023	2025	2030	2045
Kohle	EUR/t	140	122	69	66
Erdgas	EUR/MWh	60	50	40	30
Strom	EUR/kWh	0,144	0,12	0,1	0,07

Die in diesem Dokument verwendeten Energiepreise basieren auf aktuellen Marktentwicklungen, historischen Daten und erwarteten zukünftigen Entwicklungen, die die Energieversorgung und -nachfrage beeinflussen. Die Annahmen zu den Energiepreisen werden wie folgt begründet:

- **Kohle (EUR/t):** Der Preis für Kohle wird voraussichtlich von 140 EUR/t im Jahr 2023 auf 66 EUR/t im Jahr 2045 sinken. Dieser Rückgang wird auf den globalen Übergang zu erneuerbaren Energiequellen zurückgeführt, was zu einer verringerten Nachfrage nach Kohle führt. Politiken zur Reduzierung von CO<sub>2</sub>-Emissionen tragen ebenfalls dazu bei, den Einsatz von Kohle zur Energieproduktion zu verringern.

- **Erdgas (EUR/MWh):** Der Preis für Erdgas wird voraussichtlich von 60 EUR/MWh im Jahr 2023 auf 30 EUR/MWh im Jahr 2045 sinken. Dieser Trend könnte auf die erwarteten Investitionen in LNG-Infrastruktur und die Diversifizierung der Versorgungsquellen zurückzuführen sein, wie in Acatech (2022) erwähnt. Dies führt zu einem stabileren und wettbewerbsfähigeren Markt, der die Preise senkt. Strategische Bemühungen zur Reduzierung der Gasnachfrage und zum Ausbau erneuerbarer Energiekapazitäten, auch in Szenarien ohne russische Gasimporte, tragen zu diesem rückläufigen Preistrend bei.
- **Strom (EUR/kWh):** Die Strompreise werden voraussichtlich von 0,144 EUR/kWh im Jahr 2023 auf 0,07 EUR/kWh im Jahr 2045 sinken. Der erwartete Rückgang ist auf eine Kombination von Faktoren zurückzuführen, einschließlich der Ausweitung der erneuerbaren Stromerzeugung, die tendenziell die Großhandelspreise für Strom senkt, sowie technologischer Fortschritte, die zu effizienteren Produktions- und Verteilungsverfahren führen.

Der insgesamt rückläufige Trend der Energiepreise steht im Einklang mit dem globalen Übergang zu nachhaltiger Energie, Verbesserungen in der Energieeffizienz und den erwarteten langfristigen Auswirkungen politischer Maßnahmen zur Reduzierung der Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen. Die prognostizierten Preise für Kohle und Erdgas spiegeln insbesondere die Marktreaktion auf die Energiekrise von 2022 wider und die anschließende Anpassung an stabilere und nachhaltigere Energiequellen, wie in den Berichten von Mier (2023) und Acatech (2022) hervorgehoben.

## **Material**

*Tabelle 26: Entwicklung der Materialkosten*

Material	Einheit	2023	2025	2030	2045
Eisenerz	EUR/t	120	130	140	70
Stahlschrott	EUR/t	350	400	450	300

Tabelle 26 zeigt die prognostizierten Preise für Eisenerz und Stahlschrott basierend auf umfassenden Analysen und Prognosen aus verschiedenen Studien, die die bedeutende Rolle der Materialkosten in der Stahlindustrie widerspiegeln. Für Eisenerz kann der allmähliche Anstieg der Preise bis 2030 auf den historischen Wachstumstrend und den durch die Pandemie ausgelösten Preisanstieg zurückgeführt werden. Der anschließend prognostizierte Rückgang bis 2045 deutet auf eine erwartete Veränderung in der Dynamik der Stahlindustrie hin, möglicherweise bedingt durch die Einführung innovativer Produktionstechnologien oder durch Veränderungen im globalen Angebot und der Nachfrage. Die Preisentwicklung von Stahlschrott folgt einer anderen Linie. Anfangs steigt der Preis in ähnlicher Weise wie der für Eisenerz und überschreitet diesen dann aufgrund des zu erwartenden Anstiegs der CO<sub>2</sub>-Preise, der die sekundäre Stahlproduktion begünstigt. Dieser Trend wird voraussichtlich bis 2030

anhalten, was den wachsenden Wert von Stahlschrott in einem Markt widerspiegelt, der sich auf nachhaltigere Produktionsmethoden umstellt. Der prognostizierte Preisrückgang bis 2045 deutet auf eine signifikante Veränderung in der Industrie hin, die möglicherweise durch die Einführung und Skalierung von kohlenstofffreien Stahlproduktionstechnologien beeinflusst wird, die die Nachfrage nach Stahlschrott als Hauptrohstoff verringern könnten. Diese Preisstrategie fasst die Komplexität des Stahlmarktes zusammen und berücksichtigt historische Daten, aktuelle Marktentwicklungen und langfristige Prognosen. Sie antizipiert die Auswirkungen von sich entwickelnden Umweltpolitiken, technologischen Fortschritten und sich verändernden Marktkräften auf die grundlegenden Inputkosten der Stahlindustrie.

### **Produktionskosten**

In diesem Abschnitt gehen wir auf eine detaillierte Analyse der Produktionskosten für die Herstellung von Stahl, Klinker und Ammoniak ein. Basierend auf den zuvor festgelegten Parametern haben wir die Produktionskosten berechnet, wobei der Fokus auf den Jahren 2023 und 2030 liegt. Diese Analyse dient dazu, die Komponenten zu identifizieren, die die Produktionsausgaben hauptsächlich beeinflussen, und wie sie zur gesamten Kostenstruktur beitragen. Es ist wichtig zu beachten, dass die hier dargestellten Zahlen keine CO<sub>2</sub>-Preise berücksichtigen. Dies ermöglicht eine klare Beobachtung der intrinsischen Kostendynamik, bevor die zusätzliche Schicht der CO<sub>2</sub>-Bepreisung in Betracht gezogen wird.

#### Stahl

Abbildung 16 zeigt die vergleichenden Kostenstrukturen verschiedener Stahlproduktionsprozesse in zwei unterschiedlichen Jahren: 2023 und 2030. Jeder Prozess—BF-BOF (greenfield), BF-BOF (retrofit), DRI-EAF und Scrap-EAF—weist Kostenprofile auf, die auf verschiedenen Parametern wie CAPEX, Rohmaterialien, Erdgas, Kohle, Strom und anderen Kosten basieren. Im Jahr 2023 ist der Scrap-EAF-Prozess die kosteneffizienteste Option mit den niedrigsten Gesamtherstellungskosten von 557 €/t cs. Dieser wirtschaftliche Vorteil ergibt sich aus niedrigeren Kosten für Rohmaterialien und Erdgas im Vergleich zu anderen Prozessen, insbesondere im Vergleich zum DRI-EAF-Prozess, der mit 665 €/t cs die höchsten Kosten aufweist. Bis 2030 ändern sich die Kostendynamiken erheblich. Der BF-BOF (Retrofit)-Prozess wird die kostengünstigste Methode, mit einem gesenkten Gesamtpreis von 498 €/t cs, was hauptsächlich auf erhebliche Senkungen der Kohlen- und Stromkosten zurückzuführen ist.

Rohmaterialien treten als dominanter Kostentreiber in allen Prozessen auf. Die Rohmaterialkosten steigen in allen Prozessen an. Besonders der Scrap-EAF-Prozess verzeichnet einen Anstieg der Gesamtkosten bis 2030, wobei die Reduzierung des Erdgaspreises nicht ausreicht, um den allgemeinen Anstieg der Rohmaterialkosten auszugleichen. Dies unterstreicht die erhebliche Rolle der Rohstoffpreisgestaltung im Scrap-EAF-Prozess. Die Gesamtkosten für den BF-BOF-Prozess zeigen jedoch eine Netto-Reduzierung aufgrund erheblicher Senkungen der Energiekosten, insbesondere bei Kohle und

Strom. Dies deutet darauf hin, dass trotz des Anstiegs der Rohmaterialpreise Fortschritte bei der Energieeffizienz oder ein Rückgang der Energiepreise einen stärkeren Einfluss auf die gesamten Produktionskosten haben. Für den BF-BOF-Prozess könnte der Übergang zu energieeffizienteren Technologien oder die Nutzung günstigerer Energiequellen die allgemeine Kostenreduzierung erklären.

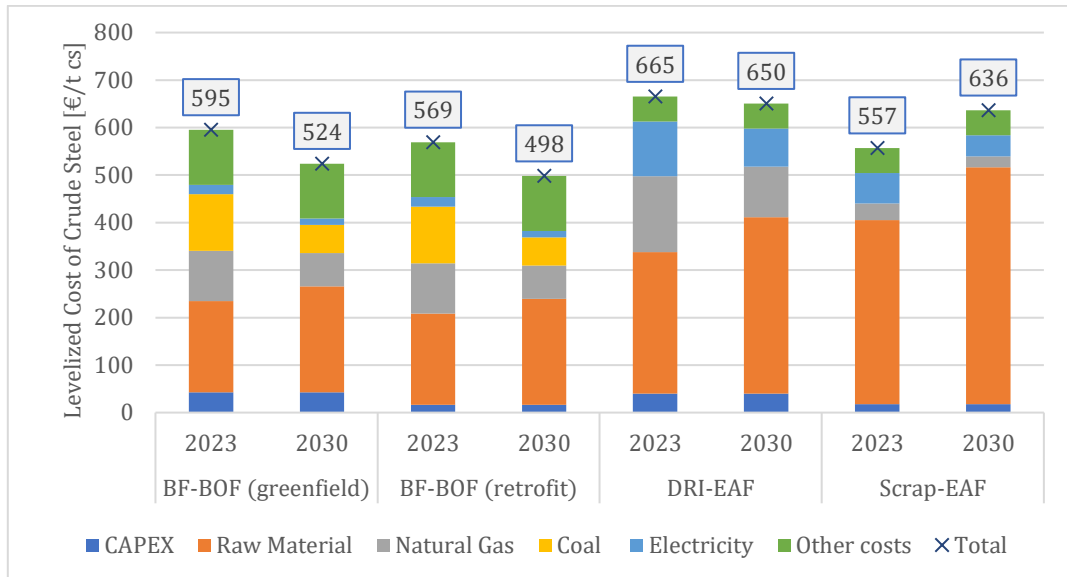


Abbildung 16: Nivellierte Kosten für Rohstahl in den Jahren 2023 und 2030

### Klinker

Im Jahr 2023 zeigt die Referenzanlage ohne CCS niedrigere Gesamtherstellungskosten von 80,56 €/t clk im Vergleich zu 114,63 €/t clk für das Werk mit CCS. Der signifikante Kostenunterschied ist hauptsächlich auf die höheren Ausgaben für Strom und feste O&M im CCS-ausgestatteten Werk zurückzuführen, was wahrscheinlich die Energie- und Betriebsanforderungen für die CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung widerspiegelt. Bis 2030 zeigen beide Werke eine Verringerung der Gesamtherstellungskosten; das Referenzwerk sinkt auf 65,60 €/t clk, während das Werk mit CCS auf 93,24 €/t clk sinkt. Bemerkenswerterweise trägt der Rückgang der Strom- und Kohlekosten zu den verringerten Gesamtkosten für das Referenzwerk bei. Im Gegensatz dazu verzeichnet das Referenzwerk mit CCS einen erheblichen Rückgang der Stromkosten, was möglicherweise auf Verbesserungen in der Effizienz der CCS-Technologie oder eine Senkung der Strompreise zurückzuführen ist. Das mit CCS ausgestattete Werk bleibt aufgrund der zusätzlichen Kosten des CCS-Prozesses teurer. Allerdings verringert sich die Preislücke im Laufe der Zeit, was darauf hinweist, dass, wenn CCS-Technologien reifen und möglicherweise integrierter und kostengünstiger werden, sie eine praktikable Option zur signifikanten Reduzierung von CO<sub>2</sub>-Emissionen in industriellen Betriebsabläufen darstellen könnten.

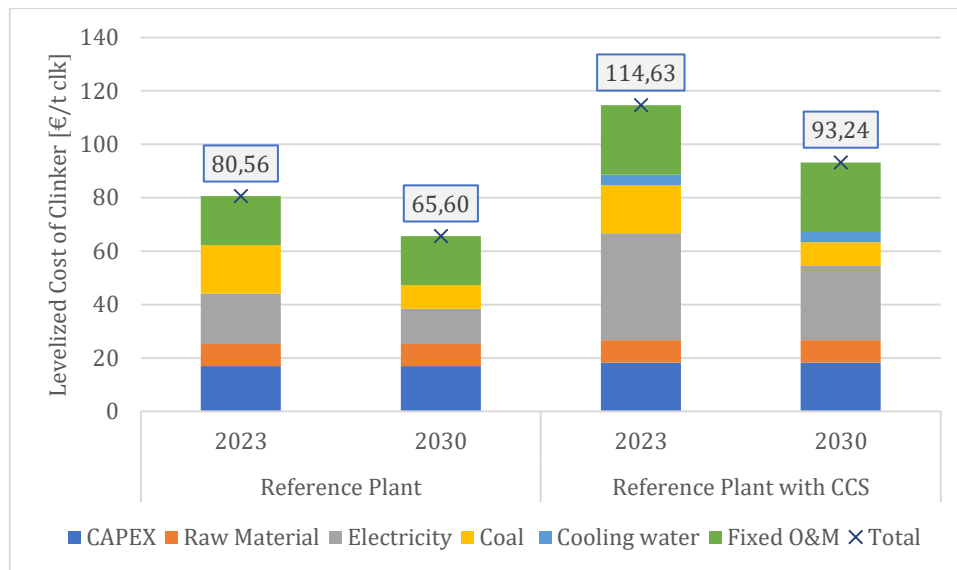


Abbildung 17: Nivellierte Klinkerkosten in den Jahren 2023 und 2030

### Ammoniak

Für das Jahr 2023 zeigt die Graue (Grey SMR)-Technologie, die auf Dampfreformierung von Methan basiert, Gesamtkosten von 595 €/t NH<sub>3</sub>. Bis 2030 wird erwartet, dass diese Kosten auf 445 €/t NH<sub>3</sub> sinken, was hauptsächlich auf die Reduzierung der Erdgaspreise zurückzuführen ist, da dieser Rohstoff eine kritische Komponente im SMR-Prozess darstellt. Die Blaue (Blue GSR)-Methode, die Gasdampf-Reformierung mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung kombiniert, beginnt 2023 bei 637 €/t NH<sub>3</sub> und wird voraussichtlich bis 2030 auf 478 €/t NH<sub>3</sub> sinken. Diese Reduktion ist auf die erwartete Senkung sowohl der Erdgas- als auch der Strompreise zurückzuführen, wobei letztere aufgrund der Energieanforderungen des CO<sub>2</sub>-Abscheidungsprozesses besonders signifikant ist. Der Grüne (Green Elektrolyzer)-Prozess ist zu Beginn der teuerste mit 1.528 €/t NH<sub>3</sub> im Jahr 2023, was auf die hohen Energiekosten im Zusammenhang mit der Elektrolyse zurückzuführen ist. Bis 2030 wird jedoch ein erheblicher Rückgang auf 1.125 €/t NH<sub>3</sub> erwartet, hauptsächlich durch den erheblichen Rückgang der Strompreise, da erneuerbare Energiequellen zunehmend verbreitet und kostengünstiger werden. Trotz der erwarteten erheblichen Kostenreduktionen bis 2030 wird der Green (Elektrolyse)-Prozess voraussichtlich mehr als doppelt so hohe Produktionskosten haben wie die Grey (SMR)- und Blue (GSR)-Methoden, mit 1125 €/t NH<sub>3</sub> im Vergleich zu 445 €/t NH<sub>3</sub> bzw. 478 €/t NH<sub>3</sub>. Dieser erhebliche Unterschied hebt den potenziellen Einfluss der CO<sub>2</sub>-Bepreisung auf die Wettbewerbsfähigkeit von Wasserstoffproduktionstechnologien hervor. Wenn CO<sub>2</sub>-Steuern oder ähnliche Preisgestaltungen zunehmend verbreitet werden, könnten die finanziellen Auswirkungen auf kohlenstoffintensive Produktionsmethoden das wirtschaftliche Gleichgewicht verschieben.

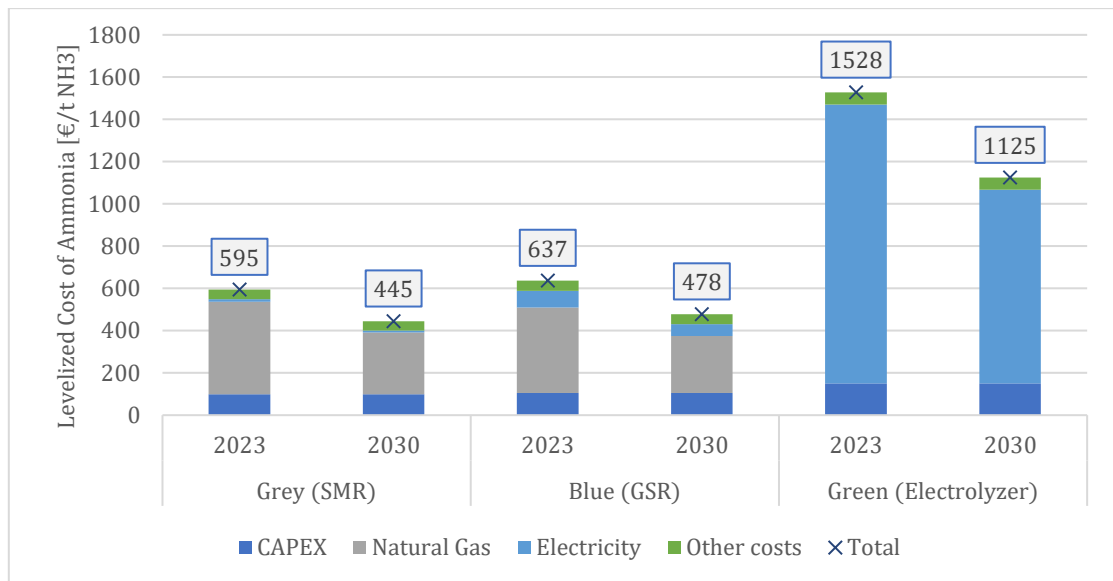


Abbildung 18: Nivellierte Kosten für Ammoniak in den Jahren 2023 und 2030

### **Auswirkungen von Änderungen der Energie- und CO<sub>2</sub>-Preise**

Dieser Abschnitt untersucht, wie die Einführung einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung die Kosten von Produktionsprozessen beeinflusst, indem die Break-even-Punkte für verschiedene Produktionstechnologien ermittelt werden, wenn sie mit der zusätzlichen finanziellen Belastung durch die CO<sub>2</sub>-Besteuerung konfrontiert werden. Durch die Integration der zuvor berechneten Gesamtherstellungskosten mit den erwarteten CO<sub>2</sub>-Abgaben zielt die Analyse darauf ab, die Schwellenwerte zu erläutern, bei denen jede Produktionsmethode wirtschaftlich nachhaltig bleibt. Diese Analyse ist entscheidend, um die Widerstandsfähigkeit dieser Technologien im Hinblick auf politisch bedingte Marktveränderungen zu verstehen und um strategische industrielle Entscheidungen in einer Ära zu lenken, die zunehmend von CO<sub>2</sub>-Verantwortung und Umweltregulierung geprägt ist. Der gewählte Verlauf der CO<sub>2</sub>-Preise, der ab einem anfänglichen Preis von 85 €/tCO<sub>2</sub> im Jahr 2023 jährlich um 4 % steigt, entspricht dem allmählichen, aber stetigen Wachstum der CO<sub>2</sub>-Kosten, das in der aktuellen Literatur und den Marktprognosen vorgesehen ist. Diese Erhöhungsrate kann als plausibel betrachtet werden, wenn man sie vor dem Hintergrund steigender Druckmaßnahmen für die Dekarbonisierung, der erwarteten Verschärfung der Emissionshandelssysteme und der voraussichtlichen steigenden Nachfrage nach CO<sub>2</sub>-Zertifikaten betrachtet. Die prognostizierten Preise liegen im unteren bis mittleren Bereich der in der referenzierten Literatur dargestellten Szenarien. Die Prognosen von Pietzcker et al. (2021) und Varsani et al. (2022) bieten ein Spektrum möglicher zukünftiger CO<sub>2</sub>-Preise, wobei die höheren Werte aggressive politische Maßnahmen widerspiegeln, um eine Erwärmung von 1,5°C bis 2°C zu begrenzen. Der vorgeschlagene 4%-Anstieg liegt gut im Rahmen dieses Spektrums, insbesondere in den frühen Jahren bis 2030. Die Annahme erreicht nicht die höheren Extremwerte, die von einigen pessimistischen Szenarien, wie denen von Pahle et al. (2022), vorgeschlagen werden, bei denen CO<sub>2</sub>-Preise je

nach Strenge zukünftiger Klimapolitiken und dem Erfolg der Emissionsreduktionsbemühungen stark ansteigen könnten. Dennoch ist der 4%-Satz eine konservative Schätzung, die eine Welt repräsentiert, in der schrittweise Änderungen in Richtung CO<sub>2</sub>-Bepreisung vorgenommen werden und der Markt sich allmählich an den zunehmenden Wert der Emissionsminderung anpasst.

## Stahl

Die Berücksichtigung von CO<sub>2</sub>-Kosten in die Gesamtherstellungskosten bietet einen umfassenden Überblick über die Wettbewerbsfähigkeit verschiedener Stahlproduktionstechnologien. Der entscheidende Aspekt dieser Break-even-Analyse ist die Identifizierung des Punktes, an dem alternative Stahlproduktionstechnologien kostengünstiger werden als die herkömmliche BF-BOF-Methode. Durch die Einbeziehung der CO<sub>2</sub>-Kosten liefert die Analyse eine Prognose darüber, wann und wie sich die finanziellen Dynamiken der Stahlproduktion zugunsten potenziell weniger kohlenstoffintensiver Prozesse verschieben könnten. Die Daten zeigen, dass die DRI-EAF-Methode voraussichtlich bis 2032 ihren Break-even-Punkt erreicht, an dem ihre Kosten von 690,50 €/t cs niedriger werden als die der BF-BOF-Methode, deren Kosten voraussichtlich höher bei 748,50 €/t cs liegen. Im Vergleich der Scrap-EAF-Methode mit der BF-BOF-Methode zeigt die Grafik bis 2030 einen wettbewerbsintensiven Kampf, bei dem die Kosten schwanken und relativ nah beieinander bleiben. Nach 2030 zeigt die Scrap-EAF-Methode jedoch einen klaren Kostenvorteil, da ihre Produktionskosten konsequent unter denen von BF-BOF liegen und bis 2034 auf 633,77 €/t cs sinken. Dieser deutliche Abwärtstrend zeigt, dass die Scrap-EAF-Methode, gestützt durch ihren nachhaltigen Einsatz von recyceltem Material, sich zur kostengünstigsten Option entwickeln wird, die die Kosten des traditionellen BF-BOF-Prozesses erheblich unterbietet.

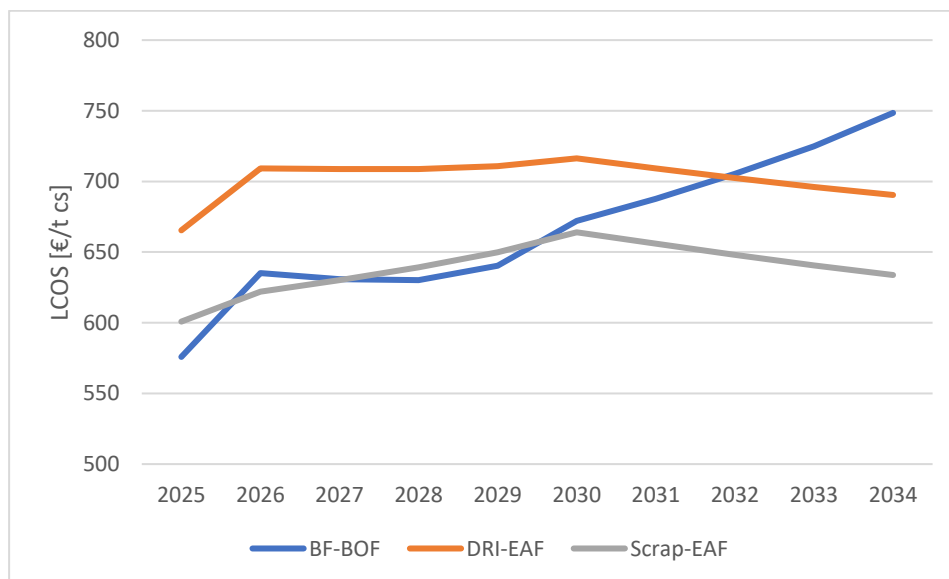


Abbildung 19: Levelized Cost of Steel Production: CO<sub>2</sub>-Kosten inbegriffen Break-Even-Analyse

Diese Erkenntnisse verdeutlichen einen entscheidenden Wandel in der wirtschaftlichen Landschaft der Stahlindustrie, der durch die Integration der CO<sub>2</sub>-Bepreisung in die Produktionskosten vorangetrieben wird. Scrap-EAF als führende Technologie in Bezug auf die Kosten bis 2030 stärkt die Erwartung, dass nachhaltige Stahlproduktionstechnologien nicht nur eine entscheidende Rolle bei der Reduzierung von CO<sub>2</sub>-Emissionen spielen, sondern auch langfristig erhebliche finanzielle Vorteile bieten werden.

### Klinker

Die Grafik zeigt die Levelized Cost of Clinker Production (LCOC) für den Zeitraum von 2025 bis 2034 und vergleicht ein Standard-Referenzwerk mit einem, das die Carbon Capture and Storage (CCS)-Technologie implementiert (Abbildung 15). Ein wesentlicher Aspekt dieses Vergleichs ist der finanzielle Aspekt von CCS, das zwar zusätzliche Kosten für die CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung verursacht, aber auch potenzielle Einnahmen durch den Verkauf von CO<sub>2</sub> eröffnet. Im Jahr 2026, wenn die CO<sub>2</sub>-Besteuerung eingeführt wird, erreicht das Werk mit CCS sofort den Break-even-Punkt, ab dem der CCS-inklusive Prozess weiterhin wirtschaftlich tragfähig bleibt.

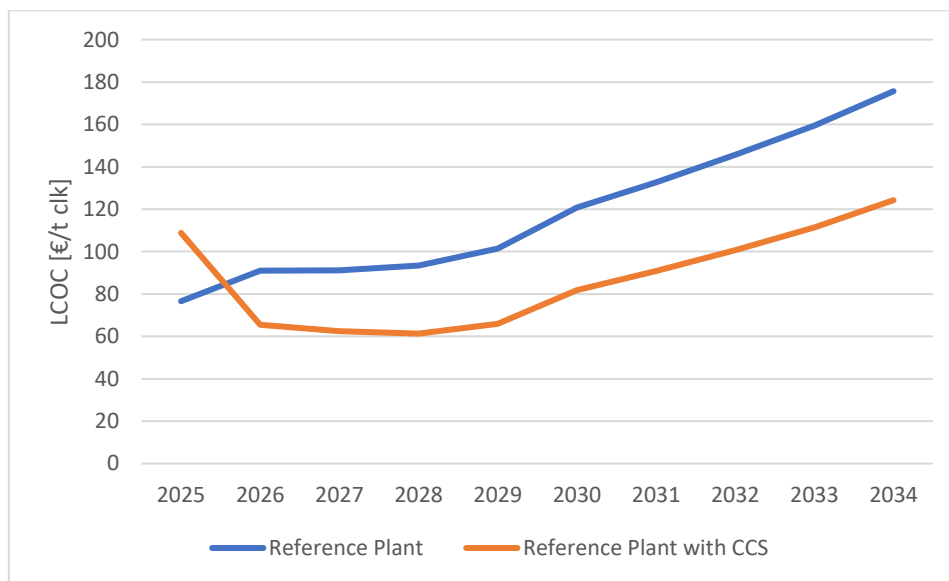


Abbildung 20: Levelized Cost of Clinker Production: CO<sub>2</sub>-Kosten inklusive Break-Even-Analyse

Diese Kostenparität beruht auf der Annahme, dass das CO<sub>2</sub>, das das Werk mit CCS verkauft, zu 50 % des CO<sub>2</sub>-Preises bewertet wird. Im Jahr 2026, mit einer kostenlosen Zuteilung, kompensiert das Werk mit CCS nicht nur seine Betriebskosten, sondern beginnt auch, Einnahmen zu generieren, bei einem CO<sub>2</sub>-Verkaufspreis von 39 EUR/t. Dieser frühe Break-even-Punkt zeigt, dass der CCS-Prozess wirtschaftlich vorteilhaft wird, sobald die CO<sub>2</sub>-Steuer eingeführt wird. Dieses Szenario ist besonders bedeutend für die Zementindustrie, die im Vergleich zu anderen Industrien niedrigere Produktionskosten pro Tonne aufweist. Die Implikation ist, dass die CO<sub>2</sub>-Bepreisung einen unmittelbaren und transformierenden Effekt

auf Branchen wie die Zementindustrie haben kann, in denen schon eine bescheidene CO<sub>2</sub>-Steuer den Ausschlag für die Einführung von CCS-Technologie geben kann.

### Ammoniak

Mit der Einführung einer CO<sub>2</sub>-Steuer im Jahr 2026 wird blaues Ammoniak, das die CO<sub>2</sub>-Abscheidung in seinem Produktionsprozess integriert, kostengünstiger als graues Ammoniak. Zu Beginn hat graues Ammoniak die niedrigsten Produktionskosten. Wenn jedoch die CO<sub>2</sub>-Steuer in Kraft tritt, sinken die Gesamtkosten für blaues Ammoniak unter die des grauen Ammoniaks, was darauf hinweist, dass die Integration der CO<sub>2</sub>-Abscheidung nicht nur die Emissionen reduziert, sondern sich aufgrund der CO<sub>2</sub>-Steuer auch finanziell vorteilhaft auswirkt. Dieser Kostenvorteil für blaues Ammoniak wächst bis 2034 weiter, was darauf hindeutet, dass die finanziellen Anreize zur Reduzierung von CO<sub>2</sub>-Emissionen die Technologieakzeptanz in der Ammoniakindustrie erheblich beeinflussen können. Auf der anderen Seite zeigt grünes Ammoniak, das durch Elektrolyse hergestellt wird und idealerweise mit erneuerbarer Energie betrieben wird, einen sinkenden Kostentrend, bleibt jedoch über den gesamten Zeitraum hinweg die teuerste Option, mit Kosten, die konstant über 1000 €/t NH<sub>3</sub> liegen. Trotz seiner ökologischen Vorteile bedeutet die mangelnde Kosteneffizienz von grünem Ammoniak, dass eine CO<sub>2</sub>-Besteuerung allein möglicherweise nicht ausreicht, um die Wettbewerbsbedingungen zu nivellieren. Um wettbewerbsfähig zu werden, benötigt die Produktion von grünem Ammoniak zusätzliche Subventionen oder finanzielle Unterstützungsmechanismen wie CCfDs, die über die CO<sub>2</sub>-Bepreisung hinausgehen, um die höheren Produktionskosten im Vergleich zu grauem und blauem Ammoniak zu berücksichtigen.

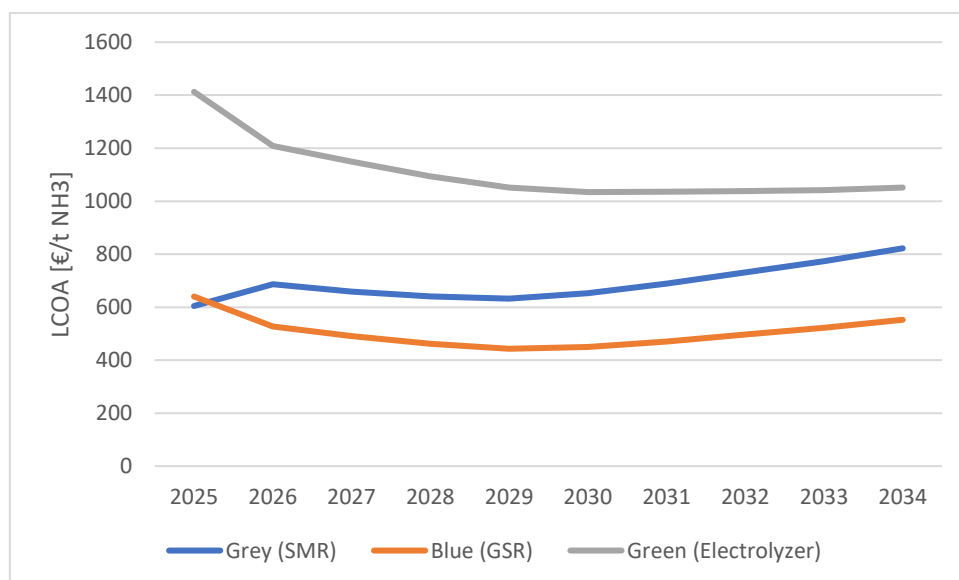


Abbildung 21: Levelized Cost of Ammonia Production: CO<sub>2</sub>-Kosten inklusive Break-Even-Analyse

## Sensitivitätsanalyse

Diese Sensitivitätsanalyse untersucht die wichtigsten variablen Kosten in verschiedenen Industriesektoren, wobei der Fokus auf den Materialkosten der Stahlindustrie und den für die Klinker- und Ammoniakproduktion entscheidenden Energiepreisen liegt. Die Analyse verwendet das Jahr 2023 als Basisjahr, um das Ausmaß der Schwankungen der Preise für diese Inputs zu bewerten. Für Stahl betrachten wir die Auswirkungen von Veränderungen der Eisenerz- und Stahlschrottkosten, während für Klinker und Ammoniak die Volatilität der Kohle-, Erdgas- und Strompreise berücksichtigt wird. Die CO<sub>2</sub>-Steuer ist nicht in den Gesamtherstellungskosten enthalten. Eisenerz und andere Energiekosten zeigen eine Schwankungsbreite von 50% um ihren Mittelwert. Nur Stahlschrott zeigt eine engere Schwankung von 28,6%.

Tabelle 27: Sensitivitätsanalyse der variablen Kosten in Industriesektoren

	Einheit	Min		Mittel		Max
Eisenerz	€/t	50	75	100	125	150
Stahlschrott	€/t	250	300	350	400	450
Kohle	€/t	60	90	120	150	180
Erdgas	€/MWh	30	45	60	75	90
Strom	€/kWh	0,06	0,09	0,12	0,15	0,18

## Stahl

Unter den verschiedenen Komponenten, die zu den Produktionskosten von Stahl beitragen, stechen Eisenerz und Stahlschrott als die bedeutendsten variablen Kosten heraus. Aufgrund ihrer Wichtigkeit wurde eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt, die sich auf Eisenerz und Stahlschrott konzentrierte, um die potenziellen Auswirkungen von Preisänderungen auf die Produktionskosten der verschiedenen Stahlerstellungsverfahren zu bewerten.

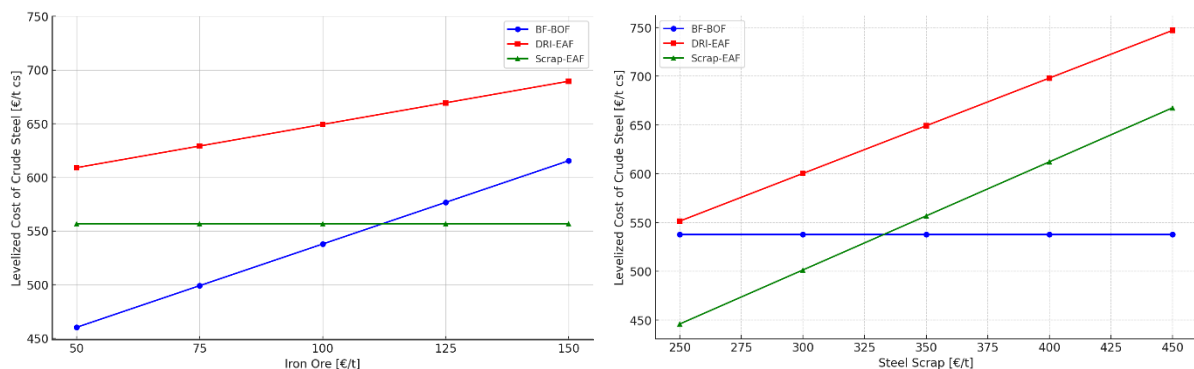


Abbildung 22: Sensitivitätsanalyse für die verschiedenen Stahlerstellungsverfahren (links: Eisenerz, rechts: Stahlschrott)

Die Preise für Eisenerz zeigen eine Sensitivität von 50 % um den Mittelwert, was bedeutet, dass der Preis um 50 % von diesem Medianwert steigen oder sinken kann. Für den Stahlschrott

liegt die Sensitivität bei etwa 28,57 % um den Mittelwert, was im Vergleich zu Eisenerz eine geringere Volatilität anzeigt. Im BF-BOF führt die Sensitivität der Preisänderungen bei Eisenerz zu einer Senkung der Produktionskosten um 7,78 % bis zu einer Erhöhung von 23,33 %. Beim Stahlschrott zeigt der BF-BOF-Prozess keine Sensitivität, da die Produktionskosten unabhängig von Preisänderungen bei Schrott konstant bleiben. Im DRI-EAF-Prozess zeigt die Produktionskosten eine symmetrische Sensitivität von etwa 6,20 % nach oben und unten, wenn die Preise sowohl für Eisenerz als auch für Stahlschrott vom Mittelwert abweichen. Dies deutet auf ein moderates Maß an Sensitivität gegenüber den Rohmaterialpreisen hin. Im Scrap-EAF-Prozess, der unter der Annahme betrieben wird, dass 100 % des Rohmaterialinputs aus Stahlschrott bestehen, wird eine Schwankung der Produktionskosten von 19,90 % vom Mittelwert beobachtet. Diese Schwankung ist sowohl bei Preiserhöhungen als auch -senkungen für Stahlschrott konstant und zeigt die hohe Sensitivität des Prozesses gegenüber Bewegungen der Schrottpreise.

## Klinker

Energiekosten sind die variabelsten Kosten im Klinkerproduktionsprozess. Diese Energiequellen stellen nicht nur einen erheblichen Anteil an den Gesamtherstellungskosten dar, sondern unterliegen auch erheblichen Preisschwankungen auf den globalen Märkten. Daher ist eine Sensitivitätsanalyse, die sich auf Kohle und Strom konzentriert, unerlässlich, um die potenziellen Auswirkungen ihrer Preisschwankungen auf die Kostenstruktur der Klinkerproduktion zu bewerten.

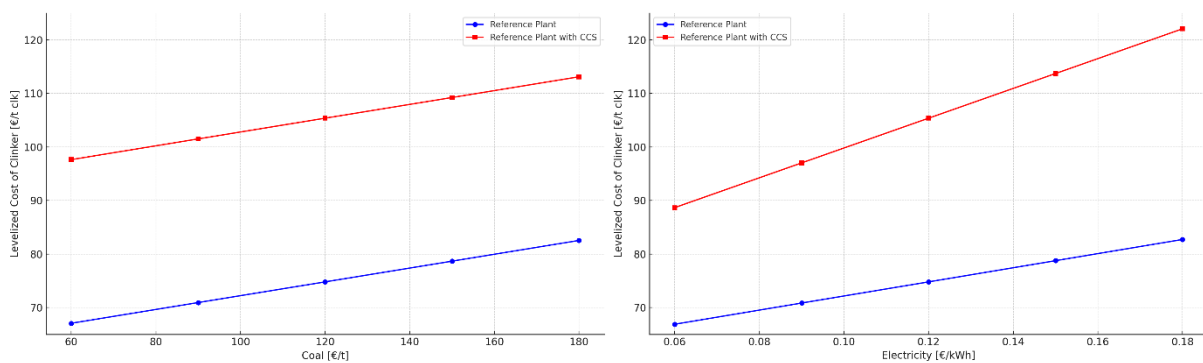


Abbildung 23: Sensitivitätsanalyse für die verschiedenen Klinkerherstellungsverfahren (links: Kohle, rechts: Strom)

Für diese Analyse wurden die Mittelwerte der Kohle- und Strompreise auf 120 €/t und 0,12 €/kWh festgelegt, die als Basiswerte dienen, um die Sensitivität zu messen. Die Analyse ergab, dass sowohl Kohle- als auch Strompreise ein erhebliches Schwankungspotential aufweisen, wobei beide um bis zu 50 % von ihren festgelegten Mittelwerten steigen oder fallen können. Die Sensitivitätsanalyse der Levelized Cost of Clinker (LCOC) in Bezug auf Schwankungen der Kohle- und Strompreise liefert wichtige Erkenntnisse über die Kostendynamik der Klinkerproduktionsprozesse. Für das Referenzwerk zeigt die LCOC eine Erhöhung von etwa 23,06 % bei Änderungen des Kohlenpreises, was auf eine erhebliche Sensitivität gegenüber

Kohle als primärer Energiequelle hinweist. Dieser Anstieg verdeutlicht die Auswirkungen der Kohlepreise auf die Betriebskosten und unterstreicht die Notwendigkeit effektiver Beschaffungs- und Kostenmanagementstrategien für Kohle. Im Gegensatz dazu zeigt das Referenzwerk mit CCS-Technologie eine Erhöhung der LCOC um 15,84 % bei Schwankungen der Kohlenpreise. Die Auswirkungen von Strompreisschwankungen haben einen noch deutlicheren Effekt, insbesondere für das Werk mit CCS. Die LCOC des Standard-Referenzwerks steigt bei Änderungen der Strompreise um etwa 23,66 %, was die entscheidende Rolle von Strom als Kostentreiber unterstreicht. Für das Referenzwerk mit CCS ist der Anstieg noch deutlicher, bei etwa 37,65 %. Diese erhöhte Sensitivität spiegelt die energieintensive Natur der CCS-Technologie wider und hebt die Bedeutung des Stromkostenmanagements sowie der Energieeffizienz zur Minderung der gesamten Produktionsausgaben hervor.

### Ammoniak

In dieser Sensitivitätsanalyse konzentrieren wir uns auf die Levelized Cost of Ammonia (LCOA) in Reaktion auf Änderungen der Erdgas- und Strompreise, wobei die Mittelwerte für Erdgas mit 60 €/MWh und Strom mit 0,12 €/kWh als Basis für unsere Berechnungen dienen. Für Erdgas zeigt graues Ammoniak eine Erhöhung der Produktionskosten von 355,88 auf 759,22 €/t NH<sub>3</sub>, wenn die Erdgaspreise von 30 auf 90 €/MWh schwanken. Dies stellt eine erhebliche Erhöhung von etwa 113,3 % vom niedrigsten zum höchsten Preis dar. Blaues Ammoniak zeigt einen kontinuierlichen Anstieg der Produktionskosten von 439,65 auf 877,98 €/t NH<sub>3</sub>, was einer Erhöhung von 99,9 % über den gesamten Bereich der Erdgaspreise entspricht.

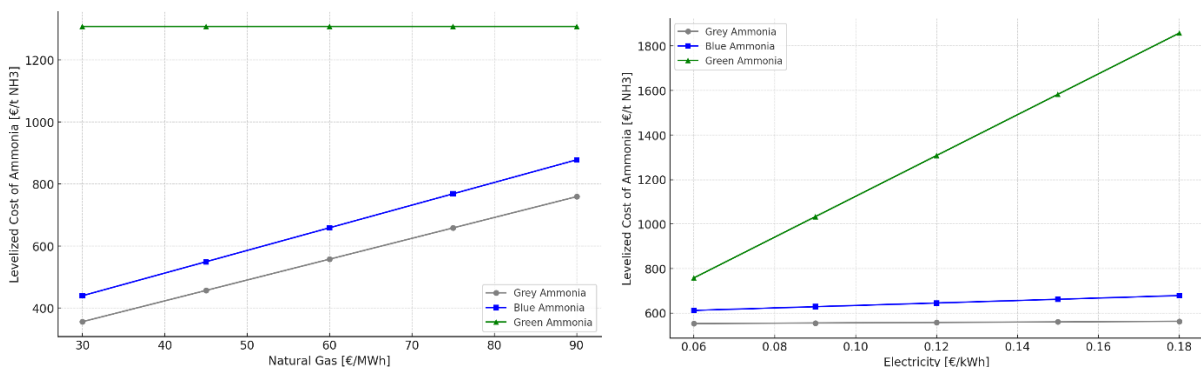


Abbildung 24: Sensitivitätsanalyse für die verschiedenen Ammoniakherstellungsverfahren (links: Erdgas; rechts: Strom)

Graues Ammoniak zeigt eine geringe Erhöhung der Produktionskosten als Reaktion auf steigende Strompreise, von 552,55 auf 562,55 €/t NH<sub>3</sub>. Diese geringe Änderung bedeutet eine Erhöhung von nur 1,8 % über den Bereich der Strompreise und zeigt eine geringe Sensitivität gegenüber Strompreisschwankungen. Blaues Ammoniak zeigt ebenfalls einen kontinuierlichen Anstieg der Produktionskosten von 611,67 auf 678,33 €/t NH<sub>3</sub>, was eine Erhöhung von 10,9 % darstellt. Die Produktionskosten für grünes Ammoniak zeigen einen steilen Anstieg mit steigenden Strompreisen, der von 758,00 auf 1858,00 €/t NH<sub>3</sub> ansteigt.

Dieser dramatische Anstieg entspricht einer Erhöhung von etwa 145,1 % und zeigt eine hohe Sensitivität gegenüber Strompreisen. Diese Analyse zeigt, dass graue und blaue Ammoniakproduktionskosten eine moderate bis erhebliche Sensitivität gegenüber Änderungen der Erdgas- und Strompreise aufweisen, während die Produktionskosten für grünes Ammoniak stark auf Änderungen der Strompreise reagieren.

### ***Fazit und Empfehlungen***

Ziel dieser Studie ist es, die Total Cost of Ownership TCO der Stahl-, Klinker- und Ammoniakproduktion zu analysieren und die Änderungen der Rohmaterial-, Energie- und CO<sub>2</sub>-Kosten auf die Kostenwettbewerbsfähigkeit dieser Industrien zu bewerten. Durch die Analyse der Kostenentwicklung verschiedener Produktionstechnologien in einem Szenario ohne CO<sub>2</sub>-Bepreisung soll die Studie strategische Ansätze für den Übergang zu nachhaltigen Produktionsmethoden untersuchen. Insbesondere hebt diese Forschung die signifikanten Auswirkungen der steigenden Energiekosten und die Volatilität der Rohstoffpreise auf die wirtschaftliche Nachhaltigkeit der betroffenen Industrien hervor und bietet Lösungen für die praktischen Herausforderungen, vor denen die Stahl-, Zement- und chemische Produktfertigungssektoren stehen. Besonders die Analyse der Auswirkungen der CO<sub>2</sub>-Bepreisung auf die finanzielle Nachhaltigkeit verschiedener Produktionstechnologien, die die Break-even-Punkte über verschiedene Technologien hinweg aufzeigt, verdeutlicht das komplexe Zusammenspiel zwischen Betriebskosten und CO<sub>2</sub>-Bepreisung und bietet Einblicke in die zukünftige wirtschaftliche Landschaft unter sich entwickelnden Umweltvorschriften.

Bis 2032 wird erwartet, dass DRI-EAF in der Kosteneffizienz den BF-BOF überholen wird, was einen bedeutenden Meilenstein darstellt, bei dem weniger kohlenstoffintensive Methoden einen finanziellen Vorteil erlangen. Die Scrap-EAF-Methode, die auf recyceltem Material basiert, wird bis 2034 zur kostengünstigsten Option, was die wachsende wirtschaftliche Machbarkeit nachhaltiger Produktionsmethoden unterstreicht. In der Klinkerindustrie führt die Einführung der CO<sub>2</sub>-Bepreisung sofort zu einer wirtschaftlichen Vorteilhaftigkeit der Carbon Capture and Storage-Technologie aufgrund relativ niedriger Produktionskosten. Für die Ammoniakindustrie kann zusammengefasst werden, dass mit einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung blaues Ammoniak gegenüber grauem Ammoniak einen direkten ökonomischen Vorteil erlangt. Im Gegensatz dazu erfordern die höheren Kosten für grünes Ammoniak zusätzliche Unterstützung wie CCfDs über die CO<sub>2</sub>-Bepreisung hinaus, um wirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit zu erreichen. Besonders in der Stahlindustrie zeigen die Materialkosten einen großen Einfluss auf die Gesamtkosten. Die durchgeführte Sensitivitätsanalyse hat die hohe Anfälligkeit der betreffenden Industrien gegenüber den Schwankungen der Energiepreise verdeutlicht.

Aus diesen Ergebnissen ergeben sich mehrere Empfehlungen. Es wird empfohlen, dass Industrien ihre Risikomanagementstrategien verstärken, fortschrittliche Techniken zur

Prognose von Energiepreisschwankungen integrieren und Finanzabsicherungen schaffen, um sich gegen die unberechenbare Natur der Energiemärkte abzusichern. Investitionen in energieeffiziente Technologien stellen einen praktikablen Weg dar, um die Auswirkungen steigender Energiekosten zu dämpfen und eine langfristige operative Nachhaltigkeit sicherzustellen. Darüber hinaus bietet die Diversifizierung von Energiequellen, insbesondere durch die Integration erneuerbarer Energien, den doppelten Vorteil, Industrien vor der Instabilität fossiler Brennstoffpreise zu schützen und gleichzeitig mit den wachsenden regulatorischen Anforderungen zur Verringerung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes in Einklang zu kommen. Für Industrien, die mit hoher Materialkostenvolatilität kämpfen, könnte eine strategische Vorratshaltung als Absicherung gegen Marktschwankungen und Störungen in der Lieferkette dienen.

## Referenzen

- Acatech, 2022 Acatech/Leopoldina/Akademienunion (2022): "The Impacts of the War in Ukraine on Energy Prices and Security of Supply in Europe (Discussion Paper)", Academies' Project "Energy Systems of the Future" (ESYS), [https://www.bdew.de/media/documents/220504\\_BDEW-Gaspreisanalyse\\_April\\_2022\\_04.05.2022.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/220504_BDEW-Gaspreisanalyse_April_2022_04.05.2022.pdf)
- Agora Energiewende, Prognos, Consentec, 2022 Agora Energiewende, Prognos, Consentec (2022): Klimaneutrales Stromsystem 2035. Wie der deutsche Stromsektor bis zum Jahr 2035 klimaneutral werden kann., [https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021\\_11\\_DE\\_KNStrom2035/A-EW\\_264\\_KNStrom2035\\_WEB.pdf](https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_11_DE_KNStrom2035/A-EW_264_KNStrom2035_WEB.pdf)
- Agora Industry, 2022a Agora Industry, FutureCamp, Wuppertal Institute and Ecologic Institute (2022): Transforming industry through carbon contracts: Analysis of the German steel sector. [www.agora-industry.org](http://www.agora-industry.org)
- Agora Industry, 2022b Agora Industry, FutureCamp, Wuppertal Institute (2022): Carbon Contracts for the transformation of Industry: Calculator for the assessment of transformation costs for low-CO<sub>2</sub> primary steel production Model version 1.1, Berlin, 16.12.22
- Allwood et al., 2012 Allwood, J.M., Cullen, J.M., Milford, R.L., 2012. Options for Achieving a 50% Cut in Industrial Carbon Emissions by 2050. *Environmental Science & Technology*.
- Amelang, 2023 <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/qa-germany-plans-shield-industry-electricity-tax-breaks-subsidies>
- Arnaiz del Pozo et al., 2022 Carlos Arnaiz del Pozo, Schalk Cloete, Techno-economic assessment of blue and green ammonia as energy carriers in a low-carbon future, *Energy Conversion and Management*, Volume 255, 2022, 115312, ISSN 0196-8904
- Bataille et al., 2018 Bataille, C., Åhman, M., Neuhoff, K., Nilsson, L.J., Fishedick, M., Lechtenböhmer, S., Solano-Rodriguez, B., Denis-Ryan, A., 2018. A Review of Technology and Policy Deep Decarbonization Pathway Options for Making Energy-Intensive Industry Production Consistent with the Paris Agreement. *Journal of Cleaner Production*.
- BDEW, 2022 BDEW (2022). BDEW-Gaspreisanalyse April 2022
- Cloete et al., 2020 Cloete, Schalk & Khan, Mohammed & Nazir, Shareq Mohd & Amini, Shahriar. (2020). Cost-effective clean ammonia production using membrane-assisted autothermal reforming. *Chemical Engineering Journal*. 404. 126550. 10.1016/j.cej.2020.126550.

- Czigler et al., 2020 Czigler, T., Reiter, S., Schulze, P. and Somers, K., 2020. Laying the foundation for zero-carbon cement. McKinsey & Company. [online] Available at: <https://www.mckinsey.com/industries/chemicals/our-insights/laying-the-foundation-for-zero-carbon-cement> [Accessed 18 February 2023].
- Davison, 2008 John Davison. IEA Greenhouse Gas R&D Programme, CO2 capture in the cement industry, July 2008
- Erisman, 2008 Erisman, J.W., Sutton, M.A., Galloway, J., Klimont, Z., Winiwarter, W., 2008. How a century of ammonia synthesis changed the world. *Nature Geoscience*.
- Facchini et al., 2021 Facchini, F., Mossa, G., Mummolo, G., & Vitti, M. (2021). An Economic Model to Assess Profitable Scenarios of EAF-Based Steelmaking Plants under Uncertain Conditions. *Energies*, 14, 7395. <https://doi.org/10.3390/en14217395>
- Fischedick et al., 2014 Fischedick, M., Marzinkowski, J., Winzer, P., Weigel, M. (2014). Techno-economic evaluation of innovative steel production technologies. *Journal of Cleaner Production*, Vol. 84, pp. 563-580., <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S095965261400540X>
- Fitch Ratings, 2022 <https://www.fitchratings.com/research/corporate-finance/fitch-ratings-cuts-near-term-gas-price-assumptions-oil-prices-unchanged-05-12-2022>
- Gardarsdottir et al. 2019 Gardarsdottir S, Lena E de, Romano M, Roussanaly S, Voldsund M, Pérez-Calvo J-F et al. Comparison of Technologies for CO2 Capture from Cement Production—Part 2: Cost Analysis. *Energies* 2019;12(3):542. <https://doi.org/10.3390/en12030542>.
- Gielen et al., 2002 Gielen, D., Moriguchi, Y., 2002. CO2 in the Iron and Steel Industry: An Analysis of Japanese Emission Reduction Potentials. *Energy Policy*.
- Hoppe, 2018 Hoppe, H., 2018. D4.5-CO2 capture from cement production: D4.5 Retrofitability study for CO2 capture technologies in cement plants. various & VDZ.
- IEA, 2023 The Breakthrough Agenda Report 2023, <https://www.iea.org/reports/breakthrough-agenda-report-2023/steel>
- Jordal, 2019 Jordal, K., 2019. D2.11 CO2 capture from cement production: D2.11 CEMCAP Strategic conclusions – progressing CO2 capture from cement towards demonstration Revision 1.
- Lavelaine et al., 2016 Lavelaine de Maubeuge, H., Olsen, K., Van der Laan, S., & et al. (2016). Iron production by electrochemical reduction of its oxide for high CO2 mitigation (IERO): final report. Publications Office. <https://data.europa.eu/doi/10.2777/084034>
- Lechtenböhmer et al., 2016 Lechtenböhmer, S., Nilsson, L.J., Åhman, M., Schneider, C., 2016. Decarbonising the energy intensive basic materials industry through electrification - Implications for future EU electricity demand. *Energy*.
- LEILAC Project, 2021 LEILAC Project, 2021. LEILAC-Techno-economic-Summary-2021: D2.5 Techno-economics report summary A Cost-effective path to carbon neutral industrial production.
- Lemonde, 2023 [https://www.lemonde.fr/en/economy/article/2023/11/09/germany-unveils-huge-electricity-price-support-package-for-industry\\_6241070\\_19.html#:~:text=In%202024%20and%202025%2C%20electricity,the%20government%20in%20a%20statement.](https://www.lemonde.fr/en/economy/article/2023/11/09/germany-unveils-huge-electricity-price-support-package-for-industry_6241070_19.html#:~:text=In%202024%20and%202025%2C%20electricity,the%20government%20in%20a%20statement.)
- Lerede et al., 2021 Lerede, D., Bustreo, C., Gracceva, F., Saccone, M., Savoldi, L. Techno-economic and environmental characterization of industrial technologies for transparent bottom-up energy modeling (2021) *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 140, art. no. 110742
- Medarac et al., 2020 Medarac, H., Moya, J.A. and Somers, J. (2020) Production costs from iron and steel industry in the EU and third countries, EUR 30316 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2020, ISBN 978-92-76-20886-0, doi:10.2760/705636, JRC121276.

- Mier, 2023 Mathias Mier (2023) European Electricity Prices in Times of Multiple Crises, ifo Working Papers No. 394, ifo Institute – Leibniz Institute for Economic Research at the University of Munich
- Morgan et al., 2022 Morgan, E.J., Booth, H.P., 2022. Techno-economic Analysis of Carbon Capture in the Chemical Industry: A Case Study of Ethylene Production. Chemical Engineering Journal.
- Moya and Boulamanti, 2016 Moya, J.A., and A. Boulamanti, Production Costs Form Energy-Intensive Industries in the EU and Third Countries, Petten, 2016.
- Pahle et al., 2022 M. Pahle, J. Sitarz, S. Osorio, B. Görlach (2022) The EU-ETS price through 2030 and beyond: A closer look at drivers, models and assumptions, Kopernikus-Projekt Ariadne, 30 November 2022
- Pardo et al., 2010 Pardo, N., Moya, J. A., & Vatopoulos, K. (2010). Prospective Scenarios on Energy Efficiency and CO2 Emissions in the EU Iron & Steel Industry. Luxembourg: Publications Office of the European Union. ISBN 9789279541919.
- Pietzcker et al., 2021 Robert C. Pietzcker, Sebastian Osorio, Renato Rodrigues (2021) Tightening EU ETS targets in line with the European Green Deal: Impacts on the decarbonization of the EU power sector, Applied Energy, Volume 293, 2021, 116914, ISSN 0306-2619, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.116914>.
- Rademaekers et al., 2020 Rademaekers, K., Smith, M., Demurtas, A., Torres Vega, P. C., Janzow, N., Zibell, L., & Hoogland, O. (2020). Study on Energy Prices, Costs and Their Impact on Industry and Households. Trinomics B.V. for the European Commission, DG ENER. Service request ENER/A4/2019-179 – under framework contract MOVE/ENER/SRD/2016-498 Lot-2. DOI: 10.2833/49063. ISBN: 978-92-76-18954-1.
- Rönsch, 2016 Rönsch, S., Schneider, J., Matthischke, S., Schlüter, M., Götz, M., Lefebvre, J., Prabhakaran, P., Bajohr, S., 2016. Review on methanation – From fundamentals to current projects. Fuel.
- Ruth et al., 2000 Ruth, M., Worrell, E., Price, L., 2000. Evaluating the Lowest Achievable Emissions Rate for Integrated Iron and Steel Manufacturing. Environmental Science & Technology.
- Samsatli, 2020 Samsatli, S., Samsatli, N.J., Shah, N., 2020. The role of renewable hydrogen and inter-seasonal storage in decarbonising heat - Comprehensive optimisation of future renewable energy value chains. Energy Conversion and Management.
- Saygin et al., 2023 Saygin, D.; Blanco, H.; Boshell, F.; Cordonnier, J.; Rouwenhorst, K.; Lathwal, P.; Gielen, D. The Role of Green Ammonia in Transitioning the Non-Energy Use of Natural Gas. Sustainability 2023, 15, 1623. <https://doi.org/10.3390/su15021623>
- Schneider et al., 2019 Schneider, C., Samadi, S., Holtz, G., Kobiela, G., Lechtenböhmer, S., Witecka, W. (2019). Klimaneutrale Industrie: Ausführliche Darstellung der Schlüsseltechnologien für die Branchen Stahl, Chemie und Zement. Analyse im Auftrag von Agora Energiewende. Berlin, November 2019., [https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7676/file/7676\\_Klimaneutrale\\_Industrie.pdf](https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7676/file/7676_Klimaneutrale_Industrie.pdf)
- The Royal Society, 2020 The Royal Society, Ammonia: zero-carbon fertiliser, fuel and energy store Issued: February 2020 DES5711 ISBN: 978-1-78252-448-9 ©
- Tradingeconomics, 2024 <https://tradingeconomics.com/commodity/iron-ore>
- Turner et al., 2021 Turner, D.R., Wang, X., 2021. Decarbonization of the Chemical Sector: The Role of Carbon Capture and Utilization. Industrial & Engineering Chemistry Research.

- Victoria et al., 2019 Victoria, M., Zhu, K., Brown, T., Andresen, G. B., & Greiner, M. (2019). The role of photovoltaics in a sustainable European energy system under variable CO<sub>2</sub> emissions targets, transmission capacities, and costs assumptions. Department of Engineering, Aarhus University; iCLIMATE Interdisciplinary Centre for Climate Change, Aarhus University; Institute for Automation and Applied Informatics (IAI), Karlsruhe Institute of Technology (KIT).
- Vogl et al., 2018 Vogl, V., Åhman, M., Nilsson, L. J. (2018). Assessment of hydrogen direct reduction for fossil-free steelmaking. *Journal of Cleaner Production*, Vol. 203, pp. 736-745., <https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S0959652618326301?token=141CBDF6F88338E77A3D37AB4B08B4BBBBDD032E4E72E31BB7DB4EB5F3C4AC2DA5F87F2DC7E28FABE2C99C649C1A4806>
- Voldsund et al., 2019 Voldsund et al. (2019): CEMCAP comparative techno-economic analysis of CO<sub>2</sub> capture in cement plants
- Wörtler et al., 2013 Wörtler, M., Schuler, F., Voigt, N., Schmidt, T., Dahlmann, P., Lungen, H. B., Ghenda, J-T. (2013). Steel's Contribution to a Low-Carbon Europe 2050: Technical and Economic Analysis of the Sector's CO<sub>2</sub> Abatement Potential. BCG und VDEh., [https://www.stahl-online.de/wp-content/uploads/Schlussbericht-Studie-Low-carbon-Europe-2050\\_-Mai-20131.pdf](https://www.stahl-online.de/wp-content/uploads/Schlussbericht-Studie-Low-carbon-Europe-2050_-Mai-20131.pdf)
- Wuppertal Institut, 2020 Wuppertal Institut (2020): „Policy Brief – Infrastructure needs of an EU industrial transformation towards deep decarbonisation”, based on research project funded by EIT Climate-KIC. Task ID: TC\_2.11.1\_190229\_P259-1B, Wuppertal/Berlin, June 2020
- Zhang et al., 2020 Zhang, Y., Li, M., 2020. Carbon-neutral Chemical Industry: Recent Advances in CO<sub>2</sub> Conversion and Utilization. *Green Chemistry*.

## Berichtsblatt

1. ISBN oder ISSN - keine -	2. Berichtsart (Schlussbericht oder Veröffentlichung) <b>Schlussbericht</b>
3. Titel <b>Ind-E – Dekarbonisierungs- und Elektrifizierungspotenziale in der deutschen Industrie – Daten, Akteure und Modelle</b> Teilvorhaben: <b>Nachfragedaten, Handelspotenziale und Effekte auf Unternehmenstarife</b>	
4. Autor(en) [Name(n), Vorname(n)] <b>Kim, Hanhee</b> <b>Sandhaas, Anna</b> <b>Hartmann, Niklas</b>	5. Abschlussdatum des Vorhabens <b>31.08.2024</b>
	6. Veröffentlichungsdatum <b>28.02.2025</b>
	7. Form der Publikation <b>Schlussbericht</b>
8. Durchführende Institution(en) (Name, Adresse) <b>Hochschule Offenburg</b> <b>Badstraße 24</b> <b>77652 Offenburg</b>	9. Ber. Nr. Durchführende Institution
	10. Förderkennzeichen <b>FKZ 03E11026D</b>
	11. Seitenzahl <b>70</b>
12. Fördernde Institution (Name, Adresse) <b>Bundesministerium für</b> <b>Wirtschaft und Klimaschutz</b> <b>(BMWK)</b> <b>11019 Berlin</b>	13. Literaturangaben <b>59</b>
	14. Tabellen <b>27</b>
	15. Abbildungen <b>24</b>
16. Zusätzliche Angaben	
17. Vorgelegt bei (Titel, Ort, Datum)	
18. Kurzfassung <p>In diesem Projekt wurde eine Methodik entwickelt, um die Nachfragen unterschiedlicher Industrietypen, insbesondere im Bereich der Elektrizität, systematisch zu kategorisieren ein Modell für die Erzeugung synthetischer Lastprofile umzusetzen. Ein weiteres Ziel ist die Bewertung der Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Elektrifizierungsmaßnahmen für Unternehmen anhand verschiedenen Szenarien. Die Ergebnisse zeigen, dass die Elektrifizierung und Flexibilisierung industrieller Prozesse signifikante Potenziale zur Reduktion von Treibhausgasemissionen bietet. Die Ergebnisse verdeutlichen die entscheidende Rolle von Energie- und Materialkosten und die Volatilität der Energiepreise für die Wettbewerbsfähigkeit der Industrien.</p>	
19. Schlagwörter <b>Kategorisierung Industrietypen, Synthetische Nachfrage, Modell, Wirtschaftlichkeit, Elektrifizierungsmaßnahmen</b>	
20. Verlag - keiner -	21. Preis