

Freie wissenschaftliche Arbeit  
zur Erlangung des Grades eines Master of Science  
an der Technischen Universität Berlin



Masterarbeit

# **Fördernde und verhindernde Faktoren von Green Leakage in der deutschen Stahlbranche**

Vorgelegt von: Anke Hofmann  
Matrikelnummer: 384401  
Wirtschaftsingenieurwesen (M.Sc.)

Technische Universität Berlin  
Fakultät: 3  
Fachgebiet: Global Energy Systems Analysis  
Erster Gutachter: Prof. Dr. Luderer  
Zweiter Gutachter: Prof. Dr. Neuhoff

Berlin, den 04.10.2022

## Eidesstattliche Erklärung

Von: Hofmann, Anke

Matrikel-Nummer: 384401

Hiermit erkläre ich, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig und eigenhändig sowie ohne unerlaubte fremde Hilfe und ausschließlich unter Verwendung der aufgeführten Quellen und Hilfsmittel angefertigt habe.



Berlin, 04.10.2022

## Gender Erklärung

Aus Gründen der leichteren Lesbarkeit und zur Erhaltung des Leseflusses wird in der vorliegenden freien wissenschaftlichen Arbeit teilweise die weibliche Sprachform bei personenbezogenen Substantiven und Pronomen verwendet. Dies impliziert jedoch keinesfalls eine Benachteiligung anderer Geschlechter, sondern soll im Sinne der sprachlichen Vereinfachung als geschlechtsneutral zu verstehen sein.

## Abstract

The aim of this study is to assess decarbonization pathways for the German steel industry and to analyze the effect of relocation of industrial production. Green leakage is the migration of industry from one country to another due to more advantageous location factors, including more favorable renewable energy costs, to serve emerging markets for green products. Importantly, green leakage, unlike carbon leakage, has a low risk of interfering with efforts to reduce emissions. One key factor incentivising green leakage is the Renewables Pull. The Renewables Pull describes the incentive to relocate production due to different costs for green energy sources between two countries. The Green Leakage risk for the German steel industry is analyzed by quantifying the Renewables Pull and investigating other preventing and promoting factors through semi-structured interviews. The result is that there is a risk of Green Leakage in the German steel industry due to the Renewables Pull. The main reason is that the steel industry is electrified in the course of decarbonization, which leads to a high demand for green electricity. Inexpensive green electricity thus becomes a locational advantage for steel production. However, the Renewables Pull is not the only factor considered. Other inhibiting factors such as rising transport costs due to increasing distances between producer and customer, a higher willingness to pay in the country of origin or government subsidies to prevent migration can compensate for the Renewables Pull.

# Inhaltsverzeichnis

<b>Eidesstattliche Erklärung</b> .....	<b>II</b>
<b>Abstract</b> .....	<b>III</b>
<b>Inhaltsverzeichnis</b> .....	<b>IV</b>
<b>Abbildungsverzeichnis</b> .....	<b>VII</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b> .....	<b>IX</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis</b> .....	<b>X</b>
<b>1 Einleitung</b> .....	<b>1</b>
1.1 Motivation .....	1
1.2 Stand der Forschung .....	2
1.3 Zielsetzung der Arbeit und Forschungsfragen.....	4
1.4 Aufbau der Arbeit.....	4
<b>2 Theoretische Grundlagen</b> .....	<b>5</b>
2.1 Rohstoffgewinnung und Aufbereitung .....	7
2.1.1 Kohle als Reduktionsmittel im BF-BOF Verfahren .....	7
2.1.2 Eisenerz als Rohstoff für die Stahlherstellung.....	8
2.1.3 Grüner Strom im Stahlherstellungsprozess.....	8
2.1.4 Grüner Wasserstoff als Reduktionsgas für die Eisendirektreduktion .....	9
2.2 Roheisen- und Stahlerzeugung im BF-BOF Verfahren .....	10
2.2.1 Roheisenerzeugung im Hochofen.....	10
2.2.2 Stahlerzeugung mit dem Sauerstoff-Aufblas-Verfahren .....	11
2.3 Eisendirektreduktion und Stahlerzeugung im Elektrolichtbogenofen .....	12
2.3.1 Direktreduktion von Eisenerz mit grünem Wasserstoff.....	12
2.3.2 Stahlerzeugung im Elektrolichtbogenofen.....	15
2.4 Weiterverarbeitung des Rohstahls .....	16
2.4.1 Gießen des Rohstahls .....	16
2.4.2 Umformen.....	16
2.5 Transformationsmöglichkeiten der Stahlindustrie.....	16

---

2.5.1	Dekarbonisierung der Hochofenroute .....	17
2.5.2	Schmelzreduktion von Eisenerz.....	19
2.5.3	Eisenelektrolyse .....	19
2.5.4	Geplante Dekarbonisierungswege der deutschen Stahlindustrie .....	20
2.6	Rahmenbedingungen für die Dekarbonisierung der Stahlindustrie.....	22
2.6.1	Politische Maßnahmen für die Transformation.....	22
2.6.2	Bereitstellung von grünem Strom.....	23
2.6.3	Bereitstellung von grünem Wasserstoff.....	24
2.7	Definition von Green Leakage und des Renewables Pull-Effekts im Vergleich zur Literatur .....	30
<b>3</b>	<b> Methode.....</b>	<b>32</b>
3.1	Systematische Literaturanalyse .....	32
3.2	Semi-strukturierte Interviews .....	34
3.2.1	Datenerhebung und Sampling Strategie .....	34
3.2.2	Interview Design .....	35
3.2.3	Datenauswertung .....	36
<b>4</b>	<b> Analyse und Ergebnisse.....</b>	<b>38</b>
4.1	Analyse der Stahlindustrie und des Stahlhandels .....	38
4.1.1	Die globalen Wertschöpfungsketten von Stahlerzeugnissen.....	38
4.1.2	Branchenüberblick über die deutsche Stahlindustrie.....	46
4.2	Einführung des Renewables Pulls in der Stahlindustrie anhand einer techno-ökonomischen Analyse .....	48
4.2.1	Energie- und Rohstoffstoffbedarf für die Produktion von grünem Stahl.....	50
4.2.2	Zugrundeliegende Kosten für die Produktion von grünem Stahl .....	56
4.2.3	Bewertung des Renewables Pulls in der Stahlindustrie .....	63
4.2.4	Einführung eines Green Leakage Schutzes in der deutschen Stahlindustrie ..	70
4.2.5	Analyse der Aufteilung der Wertschöpfungskette durch Expertinnen .....	72
4.2.6	Neubewertung der Szenarien durch einen erhöhten Energiebedarf für die Wiedererwärmung von HBI.....	76

---

4.3	Analyse der fördernden und verhindernden Faktoren von Green Leakage in der deutschen Stahlindustrie.....	78
4.3.1	Fördernde Faktoren für Green Leakage in der deutschen Stahlindustrie .....	78
4.3.2	Verhindernde Faktoren für Green Leakage in der deutschen Stahlindustrie ...	80
<b>5</b>	<b>Diskussion.....</b>	<b>86</b>
5.1	Technische Möglichkeiten zur Dekarbonisierung der Stahlindustrie.....	86
5.2	Überblick über Transformation in Deutschland .....	87
5.3	Aufteilung der Wertschöpfung unter Berücksichtigung des Renewables Pulls .....	87
5.4	Fördernde und verhindernde Faktoren für Green Leakage .....	90
5.5	Green Leakage Schutz für die deutsche Stahlindustrie.....	92
<b>6</b>	<b>Fazit und Ausblick .....</b>	<b>95</b>
	<b>Literaturverzeichnis.....</b>	<b>X</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Stahlherstellungsprozess über den BF-BOF Prozess und über den DRI-EAF Prozess.....	7
Abbildung 2 DRI-EAF Prozess.....	14
Abbildung 3 Eisenerzabbau und Rohstahlproduktion.....	39
Abbildung 4 Eisenerzabbau der 10 größten Produzenten von 2018 - 2021.....	39
Abbildung 5 Weltweite Eisenerzreserven (2021).....	40
Abbildung 6 Die zehn größten Eisenerzexporteure im Jahr 2019.....	41
Abbildung 7 Die zehn größten Eisenerzimporteure im Jahr 2019.....	41
Abbildung 8 Die 10 größten Stahlproduzenten (Länder) von 2019 und 2021 .....	42
Abbildung 9 Die größten Importeure von Halbzeug (2019).....	43
Abbildung 10 Die größten Exporteure von Halbzeug 2019.....	44
Abbildung 11 Die zehn größten Handelspartner für Halbzeug nach Deutschland in 2016....	45
Abbildung 12 Die zehn größten Handelspartner für HBI nach Deutschland .....	46
Abbildung 13 Produktionsmengen von Halbzeug in der EU .....	47
Abbildung 14 Aufteilung der Wertschöpfungskette von grünem Stahl .....	50
Abbildung 15 Eisenerzpreise 2000-2021.....	59
Abbildung 16 Strombedarf der Prozessschritte .....	62
Abbildung 17 Stromkostendifferential (20 MWh/t RSt) und Pipelinetransport (< 1.500 km) ..	64
Abbildung 18 Stromkostendifferential (20 MWh/t RSt) und Pipelinetransport (> 1.500 km) ..	65
Abbildung 19 Stromkostendifferential (20 MWh/t RSt) und Schifftransport (< 10.000 km) ....	65
Abbildung 20 Stromkostendifferential (20 MWh/t RSt) und Schifftransport (> 10.000 km) ....	66
Abbildung 21 Stromkostendifferential (30 MWh/t RSt) und Pipelinetransport (< 1.500 km) ..	68
Abbildung 22 Stromkostendifferential (30 MWh/t RSt) und Pipelinetransport (> 1.500 km) ..	68
Abbildung 23 Stromkostendifferential (30 MWh/t RSt) und Schifftransport (< 10.000 km) ....	69
Abbildung 24 Stromkostendifferential (30 MWh/t RSt) und Schifftransport (> 10.000 km) ....	69
Abbildung 25 Theoretisch benötigter Green Leakage Schutz pro Tonne Rohstahl.....	71
Abbildung 26 Theoretisch benötigter Green Leakage Schutz pro Jahr.....	71

---

Abbildung 27 Erhöhter Energiebedarf für importiertes HBI (Stromkostendifferenz: 20 €/MWh; Pipelinetransport von H <sub>2</sub> < 1.500 km).....	77
Abbildung 28 Erhöhter Energiebedarf für importiertes HBI (Stromkostendifferenz: 30 €/MWh; Pipelinetransport von H <sub>2</sub> < 1.500 km).....	77
Abbildung 29 Fördernde Faktoren für Green Leakage .....	78
Abbildung 30 Verhindernde Faktoren für Green Leakage .....	80

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 <i>Klimaziele der drei größten deutschen Stahlhersteller</i> .....	21
Tabelle 2 <i>Dekarbonisierungswege der Stahlindustrie</i> .....	22
Tabelle 3 <i>Transportmöglichkeiten für Wasserstoff und ihre Vor- und Nachteile</i> .....	28
Tabelle 4 <i>Mögliche mittelfristige und langfristige Handelspartner für grünen Wasserstoff</i> ....	30
Tabelle 5 <i>Verwendete Suchstrings</i> .....	33
Tabelle 6 <i>Interviews</i> .....	35
Tabelle 7 <i>Importmengen für Eisenerz, HBI und Halbzeug nach Deutschland</i> .....	46
Tabelle 8 <i>Literaturanalyse der benötigten Rohstoffe und Energieströme für die Direktreduktionsanlage</i> .....	53
Tabelle 9 <i>Literaturanalyse der benötigten Rohstoffe und Energieströme für den EAF</i> .....	55
Tabelle 10 <i>Transportkosten für Wasserstoff</i> .....	61
Tabelle 11 <i>Bezeichnung der Szenarien</i> .....	63
Tabelle 12 <i>Bewertung der Szenarien durch Expertinnen</i> .....	73

## Abkürzungsverzeichnis

CBAM	CO <sub>2</sub> – Grenzausgleichsmechanismus (engl. Carbon Border Adjustment Mechanism)
BF-BOF	Hochofen – Sauerstoffaufblaskonverter (engl. Blast Furnace - Basic Oxygen Furnace)
BF-GR	Hochofen mit Hochofengasrecycling (engl. Blast Furnace - Gas Recycling)
CAPEX	Investitionsausgaben (engl. Capital Expenditure)
CCS	Carbon Capture and Storage
CCU	Carbon Capture and Usage
CGH <sub>2</sub>	Komprimierter gasförmiger Wasserstoff (engl. Compressed Gaseous Hydrogen)
DRI	Direkt reduziertes Eisen (engl. Directly Reduced Iron)
DRI-Anlage	Direktreduktionsanlage
EAF	Lichtbogenofen (engl. Electric Arc Furnace)
EEA	Erneuerbare Energien Anlagen
FF	Forschungsfrage
GHT	Gewichtshundertteile
H <sub>2</sub>	Wasserstoff
HBI	heiß brikettiertes Eisen (engl. Hot Briquetted Iron)
LCOE	Stromgestehungskosten (engl. Levelized Cost of Electricity)
LH <sub>2</sub>	Verflüssigter Wasserstoff (engl. Liquified Hydrogen)
Mio.	Millionen
Mrd.	Milliarden
Mt	Megatonnen
OPEX	Betriebsausgaben (engl. Operating Expenditures)
RP	Renewables Pull
RSt	Rohstahl
TRL	Technologie – Reifegrad (engl. Technological Readiness Level)

# 1 Einleitung

In diesem Kapitel wird die Motivation für das Thema begründet und der aktuelle Stand der Forschung aufgezeigt. Anschließend wird die Zielsetzung der Arbeit sowie die Forschungsfragen vorgestellt und zum Schluss wird der Aufbau dieser Arbeit beschrieben.

## 1.1 Motivation

Deutschland hat sich zum Ziel gesetzt, bis 2045 klimaneutral zu sein (§ 3 Absatz 2 Satz 1 KSG). Eine große Herausforderung hierbei ist die Dekarbonisierung der Industrie, insbesondere der energieintensiven Branchen wie der Stahlindustrie, aber auch der Zement- und Chemieindustrie. Allein die deutsche Stahlindustrie emittierte 2019 37 Mt CO<sub>2</sub>-Äquivalente. Das entspricht 4% der deutschen Gesamtemissionen (Statistisches Bundesamt, 2021). Gleichzeitig ist die Stahlindustrie jedoch auch ein wichtiger Bestandteil der deutschen und europäischen Wirtschaft. Deshalb hat sich die EU zum Ziel gesetzt die Stahlindustrie zu dekarbonisieren, ohne dass diese als Folge ins nicht-europäische Ausland abwandert (European Parliament et al., 2022).

Nach aktuellem Stand der Forschung muss der Hochofenprozess in der Primärstahlproduktion ersetzt werden, um die Stahlproduktion zu dekarbonisieren. Eine vielversprechende, neue Produktionsmöglichkeit für die emissionsarme Primärstahlproduktion ist die Direktreduktion von Eisenerz mit grünem Wasserstoff (H<sub>2</sub>) als Reduktionsmittel und die anschließende Weiterverarbeitung im Elektrolichtbogenofen (engl. Electric Arc Furnace (EAF)) (Agora Energiewende und Wuppertal Institut, 2019; European Parliament et al., 2022; Hasanbeigi et al., 2014). Auch die drei größten Stahlunternehmen Deutschlands<sup>1</sup> Thyssenkrupp Steel Europe, ArcelorMittal Deutschland und die Salzgitter AG setzen langfristig auf die Dekarbonisierung der Stahlproduktion durch die Direktreduktion von Eisenerz mit grünem Wasserstoff (ArcelorMittal Deutschland, o. J.-a; Salzgitter AG, o. J.-b; Thyssenkrupp Steel Europe, o. J.).

Damit das Ziel einer emissionsfreien Produktion von Stahl erreicht werden kann, muss sowohl der für die Reduktion benötigte Wasserstoff als auch der Strom zum Betreiben der Anlagen aus erneuerbaren Energien hergestellt werden. Die große Herausforderung hierbei ist die Bereitstellung von ausreichend Strom aus erneuerbaren Energien für die direkte Nutzung in der Stahlproduktion als auch für die Herstellung von grünem Wasserstoff zur Direktreduktion von Eisenerz am Produktionsstandort Deutschland (Agora Energiewende und Wuppertal Institut, 2019; Schmidt et al., 2019). Allein für die Erhaltung der Stahlproduktionsmengen des Jahres

---

<sup>1</sup> nach Produktionsmenge im Jahr 2020 (BGR – Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 2021)

2021 werden, bei einem Strombedarf von 3,98 MWh/t RSt<sup>2</sup>, 160 TWh<sup>3</sup> grüner Strom pro Jahr benötigt. Im Vergleich dazu lag der Stromverbrauch in Deutschland im Jahr 2021 bei 565 TWh (Umweltbundesamt, 2022) mit einem Anteil der erneuerbaren Energien von 237 TWh (Umweltbundesamt, 2021). An diesem Beispiel zeigt sich bereits der immens steigende Bedarf an erneuerbaren Energien, der allein für die Dekarbonisierung der Stahlindustrie notwendig ist. Darüber hinaus muss neben der Dekarbonisierung weiterer Industrien und Sektoren der Energiebedarf privater Haushalte gedeckt werden können.

Die daraus resultierende Frage ist, ob die Transformation der Stahlindustrie in Deutschland stattfinden wird oder ob hohe Energiepreise für grüne Energieträger bzw. die Nichtverfügbarkeit von grünen Energieträgern dazu führt, dass Teile der Wertschöpfung ins Ausland abwandern. Die Verlagerung der Wertschöpfung selbst aufgrund von günstigeren Standortfaktoren, einschließlich günstigerer Kosten für erneuerbare Energien, um aufstrebende Märkte für grüne Produkte zu bedienen, wird unter dem Begriff Green Leakage zusammengefasst und kann durch diverse Faktoren gefördert oder verhindert werden. Ein aktuelles Beispiel für die teilweise Verlagerung der Wertschöpfungskette ins Ausland ist der Kauf der Direktreduktionsanlage (DRI-Anlage) in Corpus Christi, Texas von ArcelorMittal. Von dort soll zukünftig auch der europäische Markt mit direkt reduziertem und brikettiertem Eisen (engl. Hot Briquetted Iron (HBI)) beliefert werden (ArcelorMittal, 2022).

Nun stellt sich die Frage, ob die Aufteilung der Wertschöpfungsketten und die Abwanderung von energieintensiven Prozessschritten ins Ausland ein realistisches Szenario oder lediglich eine Randerscheinung im Zuge der Transformation der Stahlindustrie ist. Um diese Frage beantworten zu können, werden fördernde und verhindernde Faktoren für Green Leakage erforscht. Ein fördernder Faktor für Green Leakage ist der Renewables Pull (RP). Der RP beschreibt den Anreiz zur Verlagerung des Produktionsstandorts aufgrund von unterschiedlich hohen Kosten für grüne Energieträger zwischen zwei Ländern. Somit bietet der RP einen Anreiz für die Verlagerung energieintensiver Prozessschritte, um die Produktionskosten zu senken. In dieser Arbeit wird der RP somit als ein Grund für die Verlagerung von Wertschöpfung an Standorte mit niedrigeren Kosten für grüne Energieträger definiert.

## 1.2 Stand der Forschung

In der Industrie liegt derzeit der Fokus auf der Schaffung der geeigneten Rahmenbedingungen, damit die Transformation der Stahlindustrie in Deutschland beginnen kann. Hierfür werden

---

<sup>2</sup> Eigene Berechnung. Siehe Anlage 1

<sup>3</sup> Bei einer Produktionsmenge von 40.066.000 t in 2021 (Bundesvereinigung Deutscher Stahlrecycling- und Entsorgungsunternehmen e.V., 2022)

verlässliche Finanzierungsgrundlagen wie Klimaschutzverträge benötigt. Außerdem müssen grüne Leitmärkte geschaffen werden, die eine höhere Zahlungsbereitschaft für grünen Stahl haben. Damit die Stahlindustrie während der Transformation auch international wettbewerbsfähig bleibt, wird eine weiterhin kostenlose Zuteilung von CO<sub>2</sub> Zertifikaten unter dem EU ETS gefordert. Hintergrund ist, dass die Transformation stufenweise erfolgen wird. Das bedeutet, dass die Primärstahlproduktion vorerst über die Hochofenroute stattfindet, während parallel sukzessive die Technologie für die grüne Stahlproduktion in den integrierten Hüttenwerken aufgebaut wird. Darüber hinaus wird ein Grenzausgleich für den Import von CO<sub>2</sub>-intensiven Stahlprodukten gefordert, damit teurere, grüne Produkte zumindest innerhalb der EU wettbewerbsfähig sind. Zudem müssen ausreichend grüne Energieträger zu wettbewerbsfähigen Preisen zur Verfügung gestellt werden (Wirtschaftsvereinigung Stahl, 2022).

Die Literatur betrachtet derzeit insbesondere die technischen Möglichkeiten zur Dekarbonisierung der Stahlindustrie und ebenfalls die hierfür benötigten Investitionsanreize und (politischen) Rahmenbedingungen. Eine vielversprechende Möglichkeit zur Dekarbonisierung der Stahlindustrie ist die Nutzung von direkt reduziertem Eisen, welches mit grünem Wasserstoff hergestellt worden ist (Bataille, 2020; European Commission et al., 2022; Rechberger et al., 2020; Vogl et al., 2018). Andere Studien analysieren, welche Länder derzeit die besten Voraussetzungen für die Dekarbonisierung der Stahlindustrie haben. Das Ergebnis ist, dass die EU (28) derzeit die besten Voraussetzungen hat, um die eigene Stahlproduktion zu dekarbonisieren (Arens et al., 2021). Devlin & Yang (2022) gehen noch einen Schritt weiter und analysieren unter techno-ökonomischen Aspekten die Verlagerung der energieintensiven Prozessschritte der Stahlproduktion aus Japan nach Australien. Das Ergebnis ist, dass die Verlagerung der Wertschöpfung nach Australien, ein Land mit einem hohen Potenzial für erneuerbare Energien und großen Eisenerzvorkommen, zu geringeren Produktionskosten führt als die vergleichbare Produktion von grünem Stahl in Japan (Devlin & Yang, 2022).

Zusammenfassend zeigt sich, dass der Fokus der aktuellen Forschung auf der Realisierung der Transformation liegt. Bereits durchgeführte Studien zur Verlagerung von Wertschöpfungsketten betrachten derzeit nur die resultierenden Energie- und Kosteneinsparungspotenziale aus Sicht des von Green Leakage profitierenden Landes, nicht jedoch die Auswirkungen auf das von Green Leakage betroffene Land. Außerdem fehlt die Validierung der vorgeschlagenen Aufteilung der Stahl-Wertschöpfungskette durch Expertinnen aus der Industrie. Außerdem werden keine weiteren qualitativen Faktoren erforscht, die Green Leakage zusätzlich fördern oder sogar verhindern können.

## 1.3 Zielsetzung der Arbeit und Forschungsfragen

Das Ziel der vorliegenden Arbeit ist die Identifikation von fördernden und verhindernden Faktoren für Green Leakage in der deutschen Stahlindustrie. Hierzu wird im ersten Schritt der aktuelle Stand der Technik für die Produktion von grünem Stahl recherchiert. Darauf basierend werden verschiedene Szenarien zur Aufteilung der Wertschöpfungskette zwischen dem In- und Ausland erarbeitet, wobei der Fokus auf den unterschiedlichen Energiekosten zwischen den Produktionsstandorten liegt. Das Ziel der Auswertung dieser Szenarien ist die Ausformulierung und Quantifizierung des Renewables Pulls in der deutschen Stahlbranche und die daraus resultierende Begünstigung von Green Leakage. In Interviews mit Expertinnen wird die technische Realisierbarkeit der verschiedenen Szenarien validiert und in der anschließenden Diskussion werden weitere fördernde und verhindernde Faktoren von Green Leakage diskutiert.

In dieser Arbeit sollen somit konkret die folgenden Forschungsfragen (FF) beantwortet werden:

**FF 1:** Welche technischen Möglichkeiten gibt es bereits zur Dekarbonisierung der Stahlindustrie?

**FF 2:** Wie ist die aktuelle Situation der deutschen Stahlindustrie in Bezug auf die Dekarbonisierung?

**FF 3:** Welche Möglichkeiten gibt es zur Aufteilung der Wertschöpfungskette der Stahlproduktion unter der Berücksichtigung des Renewables Pulls?

**FF 4:** Welche fördernden und verhindernden Faktoren gibt es für Green Leakage in der deutschen Stahlindustrie?

**FF 5:** Wie hoch müsste ein potenzieller Green Leakage Schutz für die deutsche Stahlindustrie sein?

## 1.4 Aufbau der Arbeit

Die Arbeit ist wie folgt strukturiert. Nachdem im ersten Teil eine Einleitung in das Thema gegeben, die Forschungslücke identifiziert und die Forschungsfragen vorgestellt wurden, wird nun der Aufbau der Arbeit skizziert. Im theoretischen Teil werden zwei Verfahren zur Primärstahlerzeugung vorgestellt. Zum einen der aktuell eingesetzte Hochofenprozess und zum anderen die Eisendirektreduktion, als emissionsarmes Verfahren für die zukünftige Stahlerzeugung. Außerdem wird eine Übersicht über die geplante Transformation der deutschen Stahlindustrie sowie die benötigten politischen Rahmenbedingungen gegeben. In Kapitel 3 wird die angewandte Methodik für die Literaturanalyse und die Datenerhebung mittels Expertinneninterviews vorgestellt. Im Analyseteil werden zuerst die globalen Handelsströme der

Rohstoffe und Stahlprodukte untersucht, um auf dieser Basis die verschiedenen Szenarien zur Aufteilung der Wertschöpfungskette für die Produktion von grünem Stahl zu erarbeiten. Anschließend wird der Energiebedarf der einzelnen Prozessschritte aus der Literatur herausgearbeitet und somit die Auswirkungen des Renewables Pulls anhand von verschiedenen Stromkostendifferenzialen aufgezeigt. Die Ergebnisse werden danach in semi-strukturierten Expertinneninterviews diskutiert und validiert. Zum Abschluss der Analyse werden verschiedene fördernde und verhindernde Faktoren von Green Leakage in der deutschen Stahlindustrie aufgezeigt. Im fünften Kapitel werden die Ergebnisse der Analyse diskutiert und die Forschungsfragen beantwortet. Die Arbeit wird mit einer kritischen Würdigung der Ergebnisse und Ausblicken für die weitere Forschung abgeschlossen.

## 2 Theoretische Grundlagen

Die Metallindustrie gliedert sich in die Gewinnung von Nichteisenrohmetallen, die Eisen- und Stahlerzeugung, die Gießerei-Industrie und die metallverarbeitende Industrie (Umweltbundesamt, 2020). In dieser Masterarbeit wird der Fokus auf der Eisen- und Stahlerzeugung liegen.

Das inkludiert in der konventionellen Stahlproduktion die Vorbereitung der Rohstoffe in Kokeereien und Sinteranlagen, die Roheisenerzeugung im Hochofen (engl. Blast Furnace (BF)) sowie die Rohstahlerzeugung im Sauerstoffaufblaskonverter (engl. Basic Oxygen Furnace (BOF)). Die Emissionen belaufen sich bei diesem Herstellungsverfahren auf 2,3 t CO<sub>2</sub>/t RSt im globalen Durchschnitt (Hasanbeigi et al., 2016). Als nahezu emissionsfreie Alternative wird in dieser Arbeit die Direktreduktion von Eisenerz mit grünem Wasserstoff (H<sub>2</sub>) zu Eisenschwamm (engl. Direct Reduced Iron (DRI)) und anschließender Weiterverarbeitung im EAF mit grünem Strom analysiert. Dieses Verfahren wird heute schon mit einem H<sub>2</sub>+CO-Synthesegas industriell eingesetzt. Damit können die Emissionen im besten Fall bereits auf 0,7 t CO<sub>2</sub>/t RSt gesenkt werden (Bataille, 2020). Diese Verfahren zur primären Erzeugung von Stahl werden auch als Primärstahlproduktion bezeichnet. Darüber hinaus gibt es noch weitere emissionsarme Verfahren zur Primärstahlproduktion, welche jedoch aufgrund ihres derzeitigen technischen Reifegrades in dieser Arbeit zur Vollständigkeit kurz beschrieben werden, jedoch ansonsten nicht weiter betrachtet werden. Eine gute Übersicht über diese Verfahren bieten beispielsweise Bataille (2020) und Draxler et al. (2021).

Eine weitere, bereits industriell angewendete Möglichkeit zur Reduktion der Emissionen im Stahlherstellungsprozess ist das Recycling von Stahlschrott durch das Einschmelzen im EAF und der Weiterverarbeitung zu Rohstahl. Die Wiederverwendung von Stahlschrott und Weiterverarbeitung zu Stahl wird auch als Sekundärstahlproduktion bezeichnet (Bataille, 2020). Ungefähr 60% des Stahlangebots werden derzeit über die Hochofenroute (engl. Blast Furnace –

Basic Oxygen Furnace (BF-BOF)) bereitgestellt und ungefähr 40% über das Einschmelzen von Schrott im EAF (EUROFER, 2019; European Parliament et al., 2022; Material Economics, 2019; Sasiain et al., 2020).

Außerdem können Emissionen auch aufgefangen und gespeichert (engl. Carbon Capture and Storage (CCS)) bzw. weiterverwendet (engl. Carbon Capture and Usage (CCU)) werden. Der Fokus dieser Arbeit liegt jedoch in der Vermeidung von Emissionen. Aus diesem Grund wird in dieser Arbeit Stahl als grüner Stahl bezeichnet, der weitestgehend emissionsfrei produziert wird. Dies kann über die Direktreduktion von Eisenerz mit grünem Wasserstoff und dem anschließenden Einschmelzen des entstehenden DRI im EAF, welcher ebenfalls mit grünem Strom betrieben wird, realisiert werden. Auch Sekundärstahl kann als grüner Stahl bezeichnet werden, wenn der EAF hier ebenfalls mit grünem Strom betrieben wird. Da derzeit noch nicht ausreichend Stahlschrott verfügbar ist, um die Nachfrage vollständig zu decken und über die Sekundärstahlproduktion nur ein begrenztes Güte- und Abmessungsspektrum hergestellt werden kann, liegt der Fokus in dieser Arbeit auf der Dekarbonisierung der Primärstahlproduktion (Bataille, 2020); [Interview 1; Zeile 235 – 246, 246 - 249], [Interview 7; Zeile 142 - 149].

Im Folgenden werden die beiden Herstellungsverfahren für Stahl beschrieben. Eine Übersicht über die beiden Herstellungsverfahren bietet Abbildung 1. Wie in Abbildung 1 erkennbar ist, werden für die BF-BOF Route vor allem Kohle und Eisenerz als Rohstoff benötigt, während in der DRI-EAF Route als wichtige Rohstoffe Eisenerz, Wasser und grünen Strom verwendet werden. Aufgrund der teilweisen Überschneidung werden die Rohstoffe deshalb in einem gemeinsamen Kapitel beschrieben. Im nächsten Schritt wird die Rohstoffaufbereitung, die Eisenerzeugung und die Stahlerzeugung im BF-BOF Prozess erklärt. Außerdem wird eine kurze Übersicht über die Dekarbonisierungsmöglichkeiten der Hochofenroute gegeben. Im Anschluss folgt die Beschreibung der Rohstahlerzeugung über die DRI-EAF Route. Da die Weiterverarbeitung in den Gieß- und Walzanlagen wieder unabhängig von der Art der Stahlerzeugung ist, werden diese Prozessschritte danach in einem gemeinsamen Kapitel für beide Herstellungsverfahren beschrieben. Im Anschluss werden die Transformationspfade der deutschen Stahlunternehmen aufgezeigt und die Hemmnisse sowie die für die Transformation benötigten politischen Rahmenbedingungen skizziert.

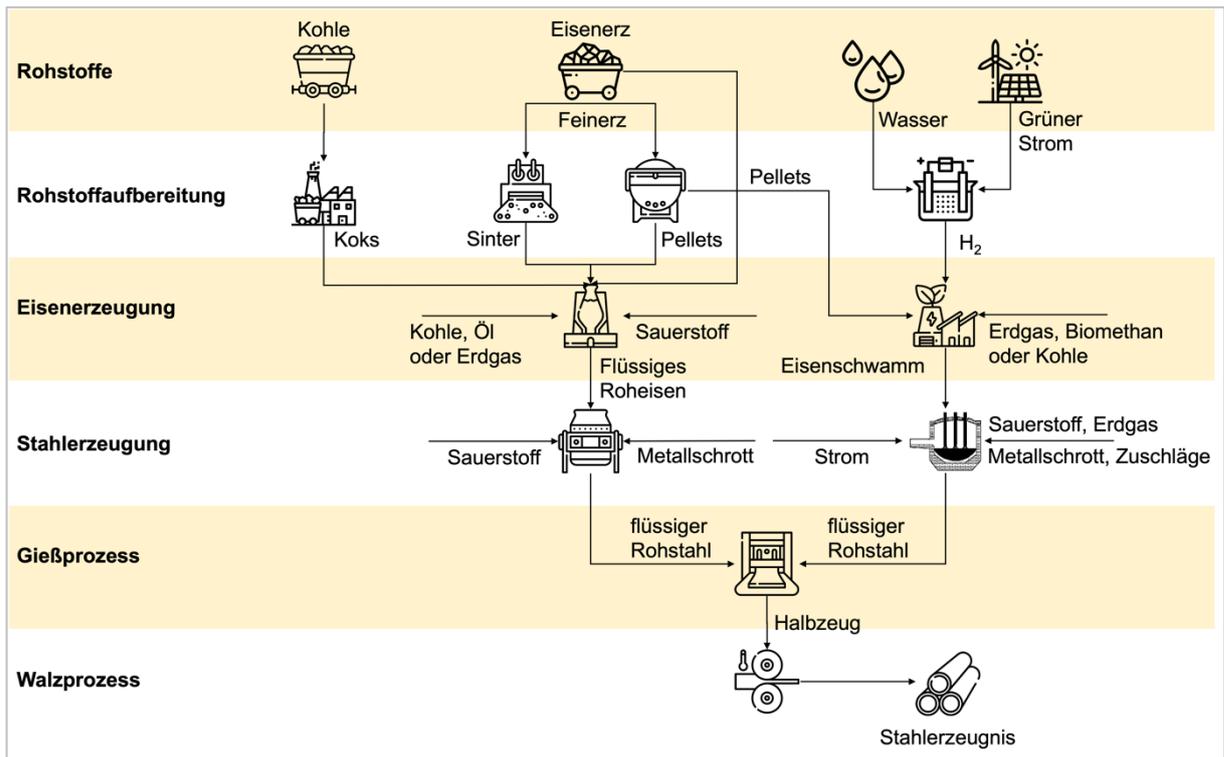


Abbildung 1 Stahlherstellungsprozess über den BF-BOF Prozess und über den DRI-EAF Prozess<sup>4</sup>

## 2.1 Rohstoffgewinnung und Aufbereitung

In diesem Kapitel werden die für die Stahlherstellung benötigten Rohstoffe beschrieben.

### 2.1.1 Kohle als Reduktionsmittel im BF-BOF Verfahren

Hegemann & Guder (2019) beschreiben den Prozess der Eisenerzeugung. Im Hochofenprozess wird Koks zur Reduktionsgaserzeugung benötigt. Koks wird in den Kokereien durch Verkokung von Kohle gewonnen und kann im Stahlherstellungsprozess zum Teil durch Erdgas, Erdöl oder Kohle ersetzt werden, um die Emissionen zu reduzieren. Allerdings dient das Koks im Hochofen auch als Stützgerüst für das Eisenerz während des Schmelzprozesses, sodass es nicht vollständig ersetzt werden kann. (Hegemann & Guder, 2019)

<sup>4</sup> Eigene Darstellung basierend auf: (Draxler et al., 2021), (Hegemann & Guder, 2019), (Hegemann & Guder, 2020)

Piktogramme: Designed by Payungkead; Freepik; BomSymbols from flaticon.com

## 2.1.2 Eisenerz als Rohstoff für die Stahlherstellung

Als Rohstoff für die Stahlherstellung wird Eisenerz benötigt. Das für die Stahlherstellung verwendete Eisenerz hat einen Eisenanteil von 30-70 Masse-%, in Abhängigkeit von der vorliegenden chemischen Verbindung. Die wichtigsten Mineralien für den Abbau von Eisenerz sind Magnetit, Hämatit und Goethit. (Hegemann & Guder, 2019)

Neben dem Eisen befinden sich noch weitere Beimengungen im Eisenerz, welche zusammengefasst als Gangart bezeichnet werden. Um einen möglichst effizienten Stahlherstellungsprozess zu gewährleisten, sollte die Gangart auf ein Minimum reduziert werden. Für die Weiterverarbeitung des Eisenerzes zu Stahl muss eine bestimmte Korngröße sichergestellt werden und die Gangart sollte möglichst minimiert werden, um den Eisengehalt des Rohstoffs zu erhöhen. Man unterscheidet die Stückerze (6 – 30 mm), welche direkt in den Hochofen gegeben werden und die Feinerze (0,1 – 6 mm) und Feinsterze (< 0,1 mm), welche erst aufbereitet werden, bevor sie dem Prozess zugeführt werden. Feinerze und Feinsterze entstehen durch das Zermahlen des Eisenerzes. Feinerze werden anschließend in Sinteranlagen mit Hüttenkreislaufstoffen und Zuschlagstoffen vermischt, welche sich anschließend bei 1300°C zu so genanntem Sinter verbinden. Der Sinter wird anschließend ebenfalls auf eine Größe von 6 – 30 mm gebrochen. Pellets (Kugeln mit einer Größe von 10 – 20 mm) werden aus Feinsterzen, die mit Bindemitteln versetzt werden, im Pelletierteller hergestellt und anschließend gebrannt. Während für die BF-BOF Route Eisenerz importiert und in den integrierten Hüttenwerken in Sinteranlagen weiterverarbeitet wird, benötigt man für die DRI-EAF Route kugelförmige Eisenpellets. (Hegemann & Guder, 2019)

Der Abbau und die Aufbereitung der Eisenerze ist jedoch weiterhin mit Umwelt- und Gesundheitsrisiken verbunden. Als Beispiel ist hier der im Jahr 2019 gebrochene Staudamm eines Absetzbeckens der Eisenerzmine Mina Córrego do Feijão in Brumadinho, Brasilien zu nennen. Durch die resultierende Schlammlawine starben insgesamt 272 Menschen und es kam zu verheerenden Umweltzerstörungen in der Region. [Interview 4; Zeile 336 – 355], (Maus, 2019)

## 2.1.3 Grüner Strom im Stahlherstellungsprozess

Um die Emissionen der Stahlindustrie zu senken, muss der Stahlherstellungsprozess elektrifiziert werden. Voraussetzung hierfür ist jedoch, dass der für die Elektrifizierung verwendete Strom aus erneuerbaren Energien stammt (Prognos et al., 2020). Als grüner Strom wird in dieser Arbeit Strom bezeichnet, der durch Wasserkraft, Windenergie, Photovoltaik, Biomasse, Biogas, Klärgas, Deponiegas und Tiefengeothermie bereitgestellt wird (Lauf et al., 2021). Der grüne Strom wird dann zum Betrieb der Anlagen verwendet und darüber hinaus im DRI-EAF Verfahren zur Bereitstellung von grünem Wasserstoff für die Eisendirektreduktion. Somit ist

die Dekarbonisierung des Stromsektors für die Dekarbonisierung der Stahlindustrie und damit auch zum Erreichen der Klimaziele eine grundlegende Voraussetzung.

## 2.1.4 Grüner Wasserstoff als Reduktionsgas für die Eisendirektreduktion

Für die Eisendirektreduktion wird Wasserstoff als Reduktionsgas benötigt. Um eine emissionsfreie Stahlherstellung sicherzustellen, werden große Mengen an grünem Wasserstoff benötigt. Bis diese Mengen bereitstehen, kann die Direktreduktion als Zwischenlösung auch mit blauem Wasserstoff durchgeführt werden (Küster-Simic et al., 2020). Im Folgenden werden die beiden Herstellungsverfahren beschrieben.

### 2.1.4.1 Wasserstoff aus fossilen Energieträgern

Die heutige Produktion von Wasserstoff basiert weitestgehend auf dem Einsatz fossiler Energieträger mit einer weltweiten Produktionsmenge von ungefähr 70 Mt pro Jahr (Newborough & Cooley, 2020b). Die derzeit am weitesten verbreitete Herstellung von Wasserstoff, mit einem Anteil von 50%, läuft über den Einsatz von Erdgas in der Methan-Dampfreformierung (LeValley et al., 2014; Navarro et al., 2015; Newborough & Cooley, 2020b). Der entstehende Wasserstoff wird als grauer Wasserstoff bezeichnet und hat einen Reinheitsgrad von 99,9% (McKinsey & Company, 2020; Navarro et al., 2015; Newborough & Cooley, 2020b). Wird das anfallende CO<sub>2</sub> aus der Luft herausgefiltert und anschließend eingelagert oder weiterverwendet, so spricht man von blauem Wasserstoff (Bauer et al., 2022; McKinsey & Company, 2020; Newborough & Cooley, 2020b). Die Emissionen entstehen durch den Prozess selbst sowie durch die Emissionen zur Bereitstellung der Vorprodukte (Newborough & Cooley, 2020b). Nach aktuellem Stand der Forschung kann durch die Verwendung von CCS/CCU-Technologien bereits mehr als 90% der im Herstellungsprozess entstehenden Emissionen aufgefangen werden. Ein Problem sind jedoch die Methan-Emissionen über die gesamte Wertschöpfungskette hinweg, welche bei der Erdgasförderung, bei dem Transport und bei der Speicherung durch Leckagen auftreten können. Da Methan, bei einem Zeithorizont von 20 Jahren, 85-fach klimaschädlicher ist als CO<sub>2</sub>, müssen diese Emissionen vermieden werden, damit blauer Wasserstoff zur Dekarbonisierung der Stahlproduktion beitragen kann (Bauer et al., 2022). Es zeigt sich, dass blauer Wasserstoff, wie beschrieben, derzeit nicht vollständig emissionsfrei hergestellt werden kann. Aus diesem Grund wird im Folgenden die Herstellung von Wasserstoff betrachtet, der aus erneuerbaren Energiequellen gewonnen wird. Der Fokus liegt hierbei auf der Wasserelektrolyse, ein heute bereits etabliertes Verfahren, um Wasserstoff herzustellen (Newborough & Cooley, 2020b). Der Anteil des Wasserstoffs, der über die Wasserelektrolyse hergestellt wird, beträgt jedoch weniger als 5% weltweit (Navarro et al., 2015).

#### 2.1.4.2 Wasserstoff aus erneuerbaren Energien

Bei der Wasserelektrolyse wird Wasser durch Strom in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff gespalten. Wenn der benötigte Strom aus erneuerbaren Energien gewonnen wird, entstehen bei der Wasserelektrolyse keine Prozessemissionen (Newborough & Cooley, 2020b). Die Wasserelektrolyse ist ein erprobtes Verfahren, die somit emissionsfreien, grünen Wasserstoff bereitstellt (Prognos et al., 2020). Ein weiterer Vorteil dieses Verfahrens ist, dass keine Verunreinigungen im Wasserstoff sind und er somit mit einer Reinheit von >99,99% hergestellt werden kann (Newborough & Cooley, 2020b). Außerdem lässt sich Wasserstoff im Vergleich zu Strom besser speichern, beispielsweise in alten Salzkavernen. Aus diesem Grund ist die Produktion von grünem Wasserstoff ein integraler Bestandteil zur Erreichung der Klimaziele (Newborough & Cooley, 2020a). Allerdings ist diese Technologie im Vergleich zu etablierten Verfahren noch verhältnismäßig teuer, weshalb eine großflächige Anwendung derzeit noch nicht rentabel ist (Navarro et al., 2015). Damit diese Technologie wettbewerbsfähig wird, werden sehr niedrige Stromkosten benötigt (Material Economics, 2019).

## 2.2 Roheisen- und Stahlerzeugung im BF-BOF Verfahren

Für die Stahlerzeugung wird Roheisen oder der sogenannte Eisenschwamm benötigt, welche durch Reduktion aus dem vorbereiteten Eisenerz gewonnen werden. Für die Reduktion gibt es verschiedene Möglichkeiten: Zum einen die konventionelle Route im Hochofen, in welcher Koks zur Reduktionsgaserzeugung verwendet wird, und zum anderen emissionsärmere Verfahren wie die Direktreduktion mit Erdgas und Wasserstoff. Während nach der Verarbeitung im Hochofen das Roheisen in flüssiger Form vorliegt, entsteht bei der Eisendirektreduktion das DRI, welches in fester Form vorliegt.

Da das Roheisen einen Kohlenstoffanteil von >2% hat, muss dieses im nächsten Schritt entkohlt werden. Dies geschieht durch das Einblasen von Sauerstoff im Sauerstoffaufblaskonverter oder im EAF. Neben der Entkohlung des Stahls findet auch hier auch die Veredelung des Stahls statt. (Hegemann & Guder, 2020)

Die Stahlerzeugung über die BF-BOF Route wird im folgenden Kapitel beschrieben und die DRI-EAF Route in Kapitel 2.3.

### 2.2.1 Roheisenerzeugung im Hochofen

Nach der Vorbereitung der Rohstoffe zu Koks, Pellets und Sinter (siehe Kapitel 2.1) wird im nächsten Schritt das Koks und die Stückerze, der Sinter und die Pellets von oben in den Hochofen gegeben, während unten im Hochofen Kohlestaub, Stickstoff und Sauerstoff eingeblasen werden. Das Koks und der Kohlestaub verbrennen unter der Zufuhr von Sauerstoff und es

entsteht Kohlenmonoxid und Wärme. Im Hochofen laufen mehrere Reaktionen ab, wobei der im Eisenerz gebundene Sauerstoff mit dem Kohlenmonoxid im Hochofen reduziert wird. Bei der Reaktion entsteht Kohlenstoffdioxid. Nach der Reduktion des Eisenerzes löst sich Kohlenstoff im entstandenen Roheisen, sodass ein Kohlenstoffanteil von ca. 4% im Roheisen entsteht. Das geschmolzene Roheisen sowie die entstandene Schlacke, welche unerwünschte Begleitelemente enthält, werden am Fuß des Hochofens gestochen. Das im Reduktionsprozess entstehende Hochofengas wird in einer Turbine entspannt und die entstehende Wärme wird wiederum zum Vorheizen des Sauerstoffs verwendet. Anschließend wird das Hochofengas im integrierten Stahlwerk als Energiequelle weiterverwendet. (Hegemann & Guder, 2019; Otto et al., 2017)

Roheisen ist somit eine:

Eisen-Kohlenstoff-Legierung, die mehr als zwei GHT (Gewichtshundertteile) Kohlenstoff enthält und eines oder mehrere der folgenden Legierungselemente bis zu den folgenden Höchstmengen enthalten kann: 30 GHT Mangan, 10 GHT Chrom, 8 GHT Silizium, 3 GHT Phosphor, 10 GHT andere Elemente insgesamt (z. B. Nickel, Kupfer, Aluminium, Titan, Vanadium, Molybdän usw.). (Statistisches Bundesamt, 2018, S. 213)

## 2.2.2 Stahlerzeugung mit dem Sauerstoff-Aufblas-Verfahren

Das gewonnene Roheisen wird im nächsten Schritt zu Stahl weiterverarbeitet. Das Sauerstoff-Aufblas-Verfahren, auch Linz-Donawitz-Verfahren (LD-Verfahren) ist heute das vorherrschende Verfahren für die Stahlherstellung. Hierbei wird flüssiges Roheisen mit Stahlschrott oder Eisenerz sowie Kalk in den Konverter gegeben. Anschließend wird mittels einer Lanze Sauerstoff mit 12-15 bar auf die Mischung geblasen. Das Ziel des Verfahrens ist die Entkohlung des Roheisens sowie die Entfernung von unerwünschten Begleitstoffen durch deren Oxidation. Der Stahlschrott beziehungsweise das Eisenerz sind als Kühlmittel in diesem Prozess notwendig, während der Kalk für die Verschlackung der entstehenden Phosphor- und Kieselsäure dient. Auch das entstehende Manganoxid verschlackt oder verdampft. (Hegemann & Guder, 2020)

Stahl ist somit definiert als:

Werkstoff, dessen Massenanteil an Eisen größer ist als der jedes anderen Elementes, dessen Kohlenstoffgehalt im Allgemeinen kleiner als 2% ist und der andere Elemente enthält. Eine begrenzte Anzahl von Chromstählen kann mehr als 2% Kohlenstoff enthalten, aber 2% ist die übliche Grenze zwischen Stahl und Gusseisen. (Deutsches Institut für Normung e.V., 2000, S. 2)

Gemäß dem deutschen Institut für Normung e.V. (2000) lassen sich Stähle in drei Klassen einteilen: unlegierte Stähle, nichtrostende Stähle und andere legierte Stähle. Für die Unterscheidung zwischen unlegierten und legierten Stählen gibt es festgelegte Grenzwerte an Zusatzstoffen wie beispielsweise Kupfer, Mangan etc., die für unlegierte Stähle nicht überschritten werden dürfen. In Abgrenzung dazu sind nichtrostende Stähle definiert als Stähle, die einen Masseanteil von mindestens 10,5% Chrom und höchstens 1,2% Kohlenstoff enthalten. Diese Klassen teilen sich weiter auf in Hauptgüteklassen. (Deutsches Institut für Normung e.V., 2000)

## 2.3 Eisendirektreduktion und Stahlerzeugung im Elektrolichtbogenofen

Die Eisendirektreduktion mit grünem Wasserstoff und die Stahlerzeugung im EAF stellen einen weiteren Prozess für die Stahlherstellung dar. Der hierbei entstehende Stahl wird in dieser Arbeit als Grünstahl bezeichnet.

### 2.3.1 Direktreduktion von Eisenerz mit grünem Wasserstoff

Für die Direktreduktion von Eisenerz mit Wasserstoff gibt es zwei Verfahrensweisen. Die Reduktion des Eisenerzes kann entweder im Schachtofen stattfinden oder im Wirbelschichtreaktor. Letzteres Verfahren ist Grundlage des Circored-Prozesses, welcher bereits 1999 in Trinidad in einer Versuchsanlage im industriellen Maßstab angewendet worden ist (Metso Outotec, 2021). Im Circored-Verfahren werden zuerst die Feineisenerze getrocknet und auf 900°C erwärmt. Anschließend werden sie in zwei aufeinanderfolgenden Wirbelschichtreaktoren bei Temperaturen von 700°C mit H<sub>2</sub> zu HBI bzw. DRI reduziert. Der Vorteil des Circored-Prozesses gegenüber der Direktreduktion in Schachtofen ist, dass das Eisenerz nicht in Form von Pellets als Input benötigt wird und das Pelletieren somit entfallen kann (Metso Outotec, 2021).

Die zweite Verfahrensweise ist die Direktreduktion von Eisenerz im Schachtofen. In diesem Prozess wird Eisenerz von oben in den Schachtofen gegeben, während das Reduktionsgas von unten entgegenströmt (Midrex Technologies, Inc., 2022). Bevor das Reduktionsgas in den Schachtofen eingeleitet werden kann, muss es vorgeheizt werden. Hierfür kann die Abwärme aus dem Schachtofen durch einen Wärmetauscher wiederverwendet werden. Die restliche Wärme wird anschließend mittels eines Elektroheizers, der mit Strom aus erneuerbaren Energien betrieben wird, hinzugefügt. Alternativ kann sie auch über einen Gasofen bereitgestellt werden, der mit Wasserstoff betrieben wird (Müller et al., 2018).

Damit die Direktreduktion von Eisenerz mit Wasserstoff zu einer Verringerung der CO<sub>2</sub>-Emissionen führt, muss der Wasserstoff aus erneuerbaren Energien hergestellt werden. Allerdings ist der Ausbau der erneuerbaren Energien sowie die Strominfrastruktur noch nicht weit genug fortgeschritten, als dass ein direkter Umstieg auf diesen Produktionsweg aktuell möglich wäre (Spreitzer & Schenk, 2019).

Im Vergleich zur BF-BOF Route liegt am Ende des DRI-Prozesses Eisenschwamm (DRI) und nicht flüssiges Roheisen vor. Der Eisenschwamm hat einen Eisengehalt von 95% und liegt gemäß Otto et al. (2017) in einer der folgenden Formen vor (Otto et al., 2017): Als direkt reduziertes Eisen ist es zu Pellets geformt und dient zur sofortigen Verwendung im EAF. Je nachdem, ob das DRI noch heiß weiterverwendet wird oder bereits abgekühlt ist, muss im EAF zusätzlich Energie zum Aufwärmen des DRI zugefügt werden. Für den Transport wird das DRI im heißen Zustand zu Briquets komprimiert, da es in dieser Form weniger reaktiv ist und sich so einfacher transportieren lässt. Mit der Implementierung einfacher Sicherheitsvorkehrungen kann HBI als Schüttgut transportiert werden und muss nicht, wie DRI, in einer Stickstoffatmosphäre transportiert werden. Eine teilweise Re-Oxidation des HBIs während der Lagerung und des Transports kann nicht vermieden werden, jedoch kann dies durch eine geeignete Lagerung und eine kurze Lagerdauer reduziert werden (International Iron Metallics Association, 2020; Ripke, 2017).

Das DRI wird anschließend im EAF erhitzt und schmilzt, wobei Rohstahl und Schlacke entstehen. In diesem Prozessschritt wird nach aktuellem Stand der Technik noch ein Kohlenstoffgehalt von 1,5-3% im DRI benötigt, um ein Aufschäumen der Schlacke zu gewährleisten (Draxler et al., 2021; Midrex Technologies, Inc., 2017) und den gewünschten Metallisierungsgrad zu gewährleisten (Midrex Technologies, Inc., 2022). Da der Hauptbestandteil des Reduktionsgases Wasserstoff ist, fehlt der benötigte Kohlenstoffanteil im DRI. Deshalb muss das Reduktionsgas um einen geringen Anteil an Erdgas beziehungsweise Bio-Methan ergänzt werden, was jedoch zu geringen CO-Emissionen führt (Agora Energiewende, FutureCamp, & Wuppertal Institut und Ecologic Institut, 2021; Midrex Technologies, Inc., 2017, 2022; Müller et al., 2018). Im Schachtofen wird durch die Anreicherung des Reduktionsgases mit einer Kohlenstoffquelle außerdem die Betriebstemperatur des Schachtofens sichergestellt, da es bei der Direktreduktion mit Wasserstoff durch die endotherm ablaufenden Reaktionen ansonsten zu einem Abkühlen kommt (Midrex Technologies, Inc., 2017). Durch die Zugabe von Sauerstoff im EAF verbrennt der verbleibende Kohlenstoff. So wird ein Teil der benötigten Wärme für das Schmelzen des DRI bereitgestellt. Die restliche Wärme wird über Strom in den Prozess gegeben (Agora Energiewende, FutureCamp, & Wuppertal Institut und Ecologic Institut, 2021; Midrex Technologies, Inc., 2017, 2022; Müller et al., 2018).

Der notwendige Strom zum Betrieb des EAF sollte ebenfalls aus erneuerbaren Energien kommen, damit beim Betrieb keine Emissionen entstehen (McKinsey & Company, 2020). Der Energieverbrauch des EAF variiert, je nachdem wie das Verhältnis von verwendetem DRI und Stahlschrott ist. Auch die Qualität des Stahlschrotts hat einen starken Einfluss auf den Stromverbrauch im EAF (Matino et al., 2017). Je schlechter die Qualität des Stahlschrotts ist, desto mehr elektrische Energie wird benötigt (Matino et al., 2017).

Gemäß Vogl et al. (2018) werden bei diesem Prozess 53 kg CO<sub>2</sub>/t RSt aufgrund des Einsatzes von Kalk, Kohlenstoff und dem Elektrodenabbrand emittiert, wenn der benötigte Strom ausschließlich aus erneuerbaren Energien gewonnen wird. Das entspricht ungefähr 3% der Emissionen der BF-BOF Route (Vogl et al., 2018).

Eine Übersicht über den Produktionsprozess ist in Abbildung 2 dargestellt.

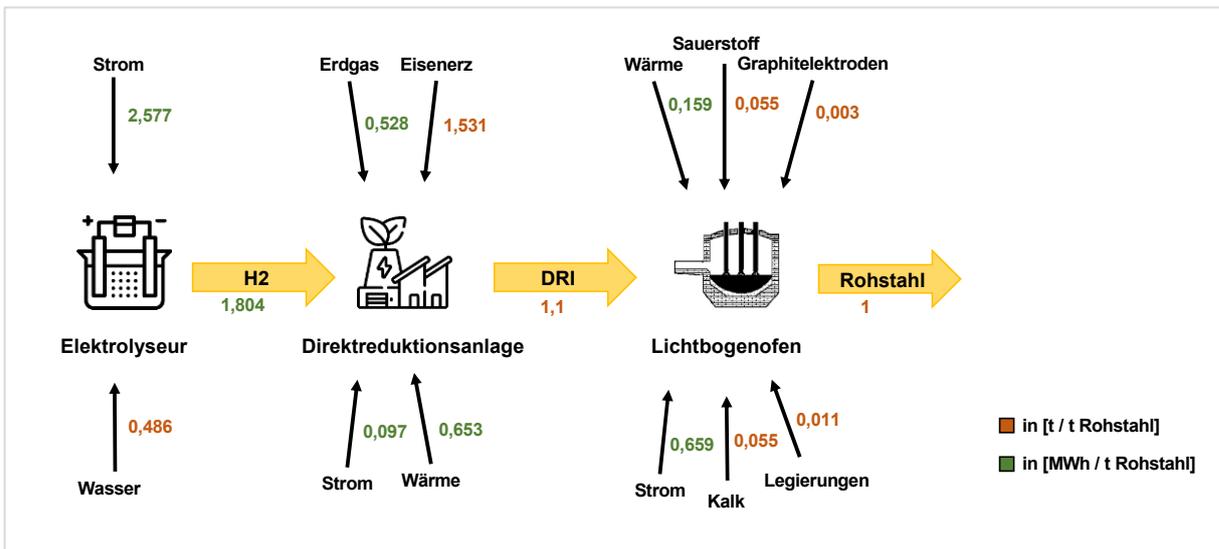


Abbildung 2 DRI-EAF Prozess<sup>5</sup>

Auch wenn die DRI-EAF Route in der Literatur derzeit als die wahrscheinlichste Lösung zur Dekarbonisierung der Stahlindustrie gesehen wird, gibt es auch hier Herausforderungen, die gelöst werden müssen (European Parliament et al., 2022; McKinsey & Company, 2020). Die benötigten Anlagen für die Direktreduktion ersetzen die Sinteranlagen, den Hochofen und den Sauerstoffaufblaskonverter. Kurz gesagt, der gesamte Stahlherstellungsprozess muss umgestellt werden. Aus diesem Grund entsteht ein hoher Investitionsaufwand, um die neuen Anlagen zu bauen (Draxler et al., 2021). Für den Betrieb von Direktreduktionsanlagen muss außerdem ausreichend Strom aus erneuerbaren Energien für die Produktion von Wasserstoff sowie für den EAF bereit gestellt werden (Draxler et al., 2021). Als Alternative können auch

<sup>5</sup> Eigene Darstellung basierend auf der Literaturanalyse in Tabelle 8 und Tabelle 9

Wasserstoff oder HBI importiert werden. Für beide Alternativen wird jedoch die notwendige Infrastruktur, wie Pipelines, Schiffe und Terminals, Speicherorte etc. benötigt (McKinsey & Company, 2020).

Als Übergangstechnologie kann das Eisenerz auch mit reinem Erdgas oder einer Mischung aus Wasserstoff und Erdgas reduziert werden. Die Emissionen sinken beim reinen Einsatz von Erdgas bereits um 66% im Vergleich zur Hochofenroute und die Emissionsminderung steigt mit steigendem Anteil an grünem Wasserstoff in der Gesamtmischung (European Parliament et al., 2022; Prognos, 2020). Die DRI-EAF Anlagen können dann, sobald ausreichend grüner Wasserstoff zur Verfügung steht, ohne große Umbauarbeiten von Erdgas auf Wasserstoff umgestellt werden (European Parliament et al., 2022; McKinsey & Company, 2020; Midrex Technologies, Inc., 2022). Weltweit wird bereits 5% des Stahls über diese Route mit Erdgas als Reduktionsmittel hergestellt (Material Economics, 2019). Eine weitere Möglichkeit ist der Einsatz von blauem Wasserstoff als Übergangslösung, bis ausreichend grüner Wasserstoff zur Verfügung steht. Somit können die CO<sub>2</sub>-Emissionen perspektivisch bis auf 90% reduziert werden. Bei diesem Verfahren müssen jedoch auch die Methan-Emissionen der gesamten Wertschöpfungskette minimiert werden, da Methan ein hohes Treibhauspotenzial hat (Bauer et al., 2022).

### 2.3.2 Stahlerzeugung im Elektrolichtbogenofen

Im EAF wird heutzutage hauptsächlich Stahlschrott mit einer Zugabe von DRI und Eisenerz sowie weitere Zuschlagsstoffe durch Strom eingeschmolzen. Der EAF wird mit der Charge gefüllt und anschließend schmilzt die Charge durch den zwischen der Graphit-Elektrode und dem Ofeneinsatz entstehenden Lichtbogen, der zu einem Temperaturanstieg auf bis zu 3.500°C führt. Gleichzeitig wird Sauerstoff und Erdgas in den EAF eingeblasen, um die Charge zu entkohlen. Im Lichtbogenofen ist der Einsatz von Kohlenstoffträgern heute noch notwendig, um ein Aufschäumen der Schlacke zu gewährleisten, damit die Wärme effizient in die Schmelze gegeben werden kann und somit der Verschleiß des Lichtbogenofens reduziert wird. Das Aufschäumen entsteht durch die Reaktion des Kohlenstoffs mit dem in der Schlacke enthaltenen Eisenoxid zu Kohlenstoffmonoxid, welcher nun in der Schlacke Blasen bildet und diese aufschäumt (Hegemann & Guder, 2020). Die Emissionen in diesem Prozess können signifikant gesenkt werden, indem der verwendete Strom aus erneuerbaren Energien gewonnen wird. Der limitierende Faktor für die Sekundärstahlherstellung mittels Stahlschrott ist hierbei derzeit die ausreichende Bereitstellung von qualitativ hochwertigem Stahlschrott. Für die Primärstahlherstellung wird DRI oder HBI im EAF eingeschmolzen. Die Zugabe von Stahlschrott kann den Energiebedarf für Primärstahl senken. (European Parliament et al., 2022; McKinsey & Company, 2020; Otto et al., 2017)

## 2.4 Weiterverarbeitung des Rohstahls

Damit der Rohstahl den gewünschten Anforderungen entspricht, müssen die Stickstoff-, Sauerstoff-, Phosphor-, Schwefel-, Wasserstoff und Kohlenstoffanteile im Stahl auf ein gewünschtes Maß reduziert werden. Während die Stickstoff- und Phosphorgehalte bereits im vorherigen Schritt reduziert werden können, ist dies bei den restlichen Begleitelementen nicht möglich. Diese werden vor dem Vergießen im sogenannten Pfannenofen in verschiedenen Prozessschritten den gewünschten Parametern angepasst. In diesem Schritt können auch Legierungselemente zum Rohstahl gegeben werden. (Hegemann & Guder, 2020)

### 2.4.1 Gießen des Rohstahls

Der flüssige Rohstahl wird im nächsten Schritt vergossen. Hierfür wird der flüssige Rohstahl unter Luftabschluss in einen Verteiler gegeben, an dessen Ende das Gießrohr befestigt ist. Durch dieses Rohr fließt der flüssige Rohstahl in die vertikal angebrachte, gekühlte Kokille (Hohlraum, welche die spätere Form des festen Rohstahls bestimmt), aus welcher der von außen nach innen abkühlende Rohstahl mittels Treibrollen gezogen wird. Dabei wird der Stahl von außen mit Wasser gekühlt. Hierbei entsteht das sogenannte Halbzeug, d.h. der mittlerweile feste Rohstahl liegt in Form von Brammen, Barren, Blöcken oder Knüppeln vor. (Hegemann & Guder, 2020)

### 2.4.2 Umformen

Beim Umformen wird das Halbzeug in die gewünschte Form, beispielsweise mittels Walzen, gebracht. Das Umformen kann entweder im Warmwalzwerk, in welchem das Halbzeug auf 1.250 °C erwärmt wird, oder im Kaltwalzwerk weiterverarbeitet werden. Hierbei entstehenden die fertigen Stahlerzeugnisse. Eine weitere Möglichkeit zur Herstellung von Stahlerzeugnissen ist das massive Umformen, bei welchem auch komplexe Geometrien aus einem Stück durch verschiedene Verfahren gefertigt werden. Die entstehenden Teile werden beispielsweise in der Luftfahrt verwendet, da sie die dort geltenden hohen Sicherheitsstandards erfüllen. (Hegemann & Guder, 2020)

## 2.5 Transformationsmöglichkeiten der Stahlindustrie

Um die Emissionen in der Stahlindustrie zu reduzieren, gibt es verschiedene Möglichkeiten. Zum einen kann die Nachfrage nach Stahl reduziert werden, indem beispielsweise das Recycling und die Qualität des recycelten Stahls erhöht werden oder der Konsum von Gütern (z.B. Autos) durch neue Konzepte zum Teilen von Gütern reduziert wird (Material Economics,

2019). Außerdem kann der Produktionsprozess selbst verändert werden. Neben der beschriebenen DRI-EAF Route gibt es noch weitere Möglichkeiten, um die Stahlproduktion zu dekarbonisieren. Zum einen können die Emissionen der bestehende Hochofenroute durch den Austausch der fossilen Energieträger mit Biomasse reduziert werden oder die Emissionen werden mittels CCU/CCS-Technologie aufgefangen. Zudem kann der Stahlschrottanteil erhöht werden, um weitere Emissionen einzusparen. Trotz der Verbesserungsmöglichkeiten werden jedoch weiterhin Emissionen entstehen (Draxler et al., 2021; European Parliament et al., 2022). Eine weitere Möglichkeit die Emissionen zu senken ist die kohlebasierte Schmelzreduktion. Der Vorteil dieses Verfahrens ist der sehr reine Abgasstrom, welcher somit gute Voraussetzungen für den CCS/CCU Technologie bietet. Darüber hinaus werden weitere Produktionsmöglichkeiten entwickelt, welche die Emissionen von vorneherein vermeiden. Dazu gehören die bereits beschriebene Direktreduktion mit grünem Wasserstoff und die Eisenelektrolyse. Das entstehende direkt reduzierte Eisen wird anschließend im EAF eingeschmolzen und weiterverarbeitet (Agora Energiewende und Wuppertal Institut, 2019; Draxler et al., 2021; European Parliament et al., 2022).

Die verschiedenen Dekarbonisierungswege werden im Folgenden beschrieben.

### 2.5.1 Dekarbonisierung der Hochofenroute

Es gibt verschiedene Möglichkeiten die Emissionen in der Hochofenroute zu senken. CO<sub>2</sub> Emissionen lassen sich über CCS bzw. CCU abfangen und speichern bzw. weiterverwenden. Die Technologie wird bereits in Pilotprojekten getestet und kann in bestehende Produktionsprozesse integriert werden. Das ist auch der große Vorteil dieser Technologie, denn so können bestehende Anlagen nachgerüstet werden, ohne dass der Produktionsprozess unterbrochen werden muss (European Parliament et al., 2022). Ein Anwendungsbeispiel für die CCS Technologie in der Stahlindustrie ist das Al Reyadah CCS Project in Abu Dhabi, welches jährlich 0,8 Mio. t CO<sub>2</sub> auffängt (Bataille, 2020; European Parliament et al., 2022). Allerdings werden weiterhin fossile Energieträger im Produktionsprozess verwendet und somit CO<sub>2</sub> emittiert. Für CCS ist ein weiterer Nachteil in Deutschland, dass es nur eine begrenzte Anzahl an Speichersstätten gibt und die Risiken, die durch die Einspeicherung entstehen, noch nicht vollumfänglich bekannt sind. Ein weiteres Hindernis für den Einsatz von CCS ist die fehlende gesellschaftliche Akzeptanz für die Einspeicherung (Arens et al., 2017; Küster-Simic et al., 2020). Eine andere Möglichkeit ist die Verwendung des aufgefangenen CO<sub>2</sub> beispielsweise in der Chemieindustrie. Forschungen zu diesem Verfahren laufen unter dem Carbon2Chem<sup>®</sup> Projekt, welches durch ThyssenKrupp durchgeführt wird (European Parliament et al., 2022). Beide Technologien können somit für bestehende Anlagen genutzt werden, bis diese das Ende ihrer Lebensdauer erreicht haben. Die Nachteile von CCS und CCU sind jedoch, dass die Emissionen nicht

nur am Hochofen, sondern auch an anderen Anlageteilen anfallen und diese somit ebenfalls mit CCS-Technologien ausgestattet werden müssen (Arens et al., 2017). Da die Emissionen im Produktionsprozess nicht verhindert werden, sondern lediglich aufgefangen, sollten CCS/CCU-Technologien für die Bereiche verwendet werden, in denen es kaum oder keine Möglichkeiten der Dekarbonisierung gibt. Da für die Stahlindustrie emissionsarme Produktionsmöglichkeiten zur Verfügung stehen, werden CCU/S-Technologien im weiteren Verlauf dieser Arbeit also nicht betrachtet.

Eine weitere Möglichkeit die Emissionen der Hochofenroute zu minimieren ist das Recycling des Hochofengases (engl. Blast Furnace – Gas Recycling (BF-GR)). Beim BF-GR wird das Hochofengas aufgeteilt in einen CO-reichen Gasstrom mit H<sub>2</sub> und einen CO<sub>2</sub>-reichen Gasstrom. Der CO<sub>2</sub>-reiche Gasstrom wird verwendet, um den CO-reichen Gasstrom zu erhitzen, bevor dieser als Brennstoff und Reduktionsmittel zurück in den Hochofen geführt wird. Somit kann der Bedarf an Koks im Hochofen um bis zu 45% gesenkt werden (European Parliament et al., 2022; Otto et al., 2017). Durch die Nutzung des Hochofengases im Hochofen kann dieses jedoch nicht mehr exportiert werden, weshalb an anderer Stelle im integrierten Stahlwerk ein Bedarf an Energie entsteht, welcher durch Strom und den Einsatz von Erdgas substituiert werden kann (Otto et al., 2017). Insgesamt führt der geringere Einsatz von Koks trotz eines höheren Strombedarfs insgesamt zu einer Minderung des Gesamtenergiebedarfs, was bei der Verwendung grünen Stroms insgesamt zu einer Emissionsreduktion führt (Bataille, 2020).

Außerdem kann die Menge an benötigtem Koks im Hochofen reduziert werden, indem beispielsweise Wasserstoff oder Erdgas als weitere Energieträger ergänzt werden (McKinsey & Company, 2020). Eine weitere Möglichkeit um die Emissionen des BF-BOF Prozesses zu minimieren ist die Substitution von Kohle durch Biomasse. Um nicht in Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion zu stehen, sollten Biomassereststoffe verwendet werden. Die Biomasse kann an verschiedenen Prozessschritten verwendet werden, z.B. als Ersatzstoff für Koks im Hochofen oder als Zusatz im EAF als Grundlage für die Schlackebildung. Die Hemmnisse für den Einsatz von Biomasse ist die benötigte, vorgelagerte Vorbereitung des Rohstoffs sowie die derzeit geringe Verfügbarkeit in ausreichend großer Menge (Draxler et al., 2021). Zudem können weitere Emissionen eingespart werden, indem Strom aus erneuerbaren Energien verwendet wird, was jedoch zu einem Anstieg der Nachfrage an erneuerbaren Energien führt (Otto et al., 2017).

Die oben genannten Verbesserungen im BF-BOF Prozess können zu einer Reduktion der Emissionen führen, allerdings kann das Ziel, emissionsfreien Stahl herzustellen, auf diese

Weise nicht erreicht werden (McKinsey & Company, 2020), weshalb der BF-BOF Herstellungsprozess in dieser Masterarbeit lediglich als Vergleichsprozess den neuen Technologien zur Produktion von grünem Stahl gegenübergestellt wird.

### 2.5.2 Schmelzreduktion von Eisenerz

Eine weitere Möglichkeit zur Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen ist die Produktion von Roheisen mittels Schmelzreduktion. Dieses Verfahren befindet sich noch in der Pilotphase (Tata Steel, 2020). In diesem Prozess wird Eisenerz im sogenannten Hlsarna Reaktor eingeschmolzen. Im oberen Teil des Reaktors werden Eisenerz und Sauerstoff zugegeben. Der Sauerstoff reagiert mit dem vorhandenen CO und erhöht dadurch die Temperatur im Reaktor weiter. Durch die Verwirbelungen im oberen Teil des Konverters, dem sogenannten Zyklon-Konverter-Ofen, wird sichergestellt, dass zwischen dem heißen Gas und dem Eisenerz ausreichend Kontaktzeit gegeben ist, um das Eisenerz zu schmelzen. Das Eisenerz beginnt zu schmelzen und tropft zu Boden. Im unteren Teil des Reaktors wird Kohlepulver eingespeist, welches das Eisenerz zu flüssigem Roheisen reduziert. (Tata Steel, 2020)

Dieser Prozess führt, nach Angaben der Entwickler, insgesamt zu einer CO<sub>2</sub> Reduktion von 20%. Dies liegt unter anderem daran, dass auf die Herstellung von Koks, Sinter und Pellets verzichtet werden kann, da das Eisenerz und die Kohle in Pulverform direkt in den Reaktor gegeben werden können (Tata Steel, 2020). Weitere Vorteile dieses Verfahrens sind, dass die Emissionen über CCS/CCU-Technologien einfacher zu sammeln sind als bei der BF-BOF Route, da dieser Prozess als Abgas einen qualitativ sehr reinen CO<sub>2</sub>-Strom produziert. Außerdem können bereits bestehende Anlagen (BOF) weiterverwendet werden. Allerdings liegt das Emissionseinsparungspotenzial, wie oben beschrieben, bei nur 20%. Die zusätzliche Implementierung von CCU/CCS-Technologien kann zu einer Emissionsreduktion von bis zu 86% führen (Agora Energiewende und Wuppertal Institut, 2019; Draxler et al., 2021; Material Economics, 2019; Tata Steel, 2020).

### 2.5.3 Eisenelektrolyse

Die Reduktion des Eisenerzes durch die Eisenelektrolyse wird bei 110 °C in einer Natronlauge durchgeführt (alkalische Eisenelektrolyse). Dieses Verfahren wird bereits in Frankreich (SIDERWIN) getestet. Die Vorteile sind, dass die Direktreduktion ohne ein kohlenstoffhaltiges Reduktionsmittel durchgeführt werden kann und beim Einsatz von grünem Strom somit keine Emissionen anfallen. Allerdings ist mit einer Marktreife erst ab 2050 zu rechnen (Agora Energiewende und Wuppertal Institut, 2019; Draxler et al., 2021).

## 2.5.4 Geplante Dekarbonisierungswege der deutschen Stahlindustrie

Die befragten Expertinnen bewerten die DRI-EAF Route ebenfalls als die derzeit realistischste Option für die Dekarbonisierung der deutschen Stahlindustrie, wobei der Einsatz von Erdgas als Brückenfunktion genutzt werden soll, bis ausreichend grüner Wasserstoff zur Verfügung steht. Der Vorteil hierbei ist, dass die DRI-EAF Route mit Erdgas als Reduktionsmittel schon industriell verfügbar ist *[Interview 1; Zeile 100 – 117, 183 – 208]*. Die genannten Herausforderungen für die Umstellung der Stahlproduktion sind der sequenzielle Umbau der integrierten Hüttenwerke im laufenden Prozess, also parallel zum Betrieb der bereits bestehenden Anlagen auf dem bestehenden Gelände und die hierfür notwendige Finanzierung. Das bedeutet auch, dass die Wettbewerbsfähigkeit der bestehenden Anlagen gegeben sein muss, bis die neuen Anlagen in Betrieb gehen können, um ein Gelingen der Transformation zu ermöglichen *[Interview 1; Zeile 173 – 145, 167 – 173, 879 – 882, 951 – 957], [Interview 7; Zeile 438 – 461]*.

Aus der Industrie ergibt sich das gleiche Bild. Es gibt bereits ein Pilotprojekt für die Produktion von DRI mit Wasserstoff, das HYBRIT Projekt in Schweden (European Parliament et al., 2022). Auch die deutschen Stahlproduzenten haben sich zum Ziel gesetzt, ihre Emissionen zu verringern. Eine Zusammenfassung über die CO<sub>2</sub>-Einsparungspotenziale und geplante Pilotprojekte zeigt Tabelle 1.

Tabelle 1 Klimaziele der drei größten deutschen Stahlhersteller<sup>67</sup>

Hersteller	CO <sub>2</sub> Einsparziele	Umsetzung	Projekt	Pilotanlagen
ArcelorMittal Germany Holding GmbH	35% CO <sub>2</sub> -Reduktion bis 2030 100% bis 2050	Wasserstoffzusatz für Hochofenverfahren innerhalb der nächsten fünf Jahre, danach DRI mit H <sub>2</sub> und EAF	XCarb®	Projekt H2H (Wasserstoff für Hamburg) mit einer DRI-Anlage und einem EAF in Duisburg
thyssenkrupp AG	30% CO <sub>2</sub> -Reduktion (Scope 1&2) und 16% CO <sub>2</sub> -Reduktion (Scope 3) bis 2030 im Vergleich zu 2018 100% bis 2050	Kurzfristige Nutzung von H <sub>2</sub> im Hochofen, langfristig DRI und EAF	tkH2Steel®	erste großtechnische DR-Anlage will thyssenkrupp Steel im Jahr 2026 in Betrieb nehmen
Salzgitter AG	>30% CO <sub>2</sub> -Reduktion bis 2025 >50% bis Ende 2030 95% bis Ende 2033	Direktreduktions-Güteklasspellets bzw. DRI und EAF	SALCOS®	µDRAL – Mikro-Direkt-ReduktionsAnLage

Zusammenfassend sind in Tabelle 2 die analysierten Dekarbonisierungsoptionen der Stahlindustrie dargestellt. Das Technology Readiness Level (TRL) beschreibt die aktuelle Einsatzbereitschafts der Technologie und reicht von 0 (Forschung) bis 9 (Industriell verfügbar). Die CO<sub>2</sub> Reduktionspotenziale werden im Vergleich zur BF-BOF Route angegeben. Da zur Dekarbonisierung der Stahlindustrie sowohl in der Literatur als auch in der Stahlindustrie selbst derzeit die DRI-EAF Route verfolgt wird, bildet dieses Stahlherstellungsverfahren die Grundlage für diese Arbeit.

<sup>6</sup> Eigene Darstellung basierend auf den Daten von: (ArcelorMittal Deutschland, o. J.-b, 2020; Salzgitter AG, o. J.-b, o. J.-a; thyssenkrupp AG, o. J.-a, o. J.-b)

<sup>7</sup> Scope 1 = direkte Emissionen; Scope 2 = Energiebezug; Scope 3 = Wertschöpfungskette

Tabelle 2 Dekarbonisierungswege der Stahlindustrie<sup>8</sup>

	Technologie	TRL (2020)	Industriell verfügbar ab	CO <sub>2</sub> -Reduktions-potenzial <sup>9</sup>	Pilotprojekte
Aktuelle Produktionsrouten	BF-BOF	9	verfügbar	-	-
	BF-BOF mit CCU / CCS	7 - 8	2025 - 2030	50% - 90%	Carbon2Chem
	BF-BOF mit Bio-masse	2 - 7	2030 - 2035	~30%	
	BF-BOF mit Top Gas Recycling	7	2025	30% - 60%	ULCOS
	EAF (Schrott)		verfügbar	~100%	
	DRI-EAF mit NG	9	verfügbar	~60%	SIDERWIN, Boston Metal
CO <sub>2</sub> Reduktion	Schmelzreduktion mit CCS/CCU	5 - 6	2030 - 2035	~85%	Hlsarna
CO <sub>2</sub> Vermeidung	DRI-EAF mit H <sub>2</sub>	6 - 8	2030 - 2040	~100%	HYBRIT, grINHy, H2Future, SALCOS
	Eisenelektrolyse + EAF	5 - 6	2050	~100%	SIDERWIN, Boston Metal

## 2.6 Rahmenbedingungen für die Dekarbonisierung der Stahlindustrie

Nachdem die technischen Möglichkeiten zur Dekarbonisierung der Stahlindustrie in den vorherigen Kapiteln beschrieben worden sind, werden in den folgenden Kapiteln die benötigten Rahmenbedingungen für die Transformation der Stahlindustrie analysiert.

### 2.6.1 Politische Maßnahmen für die Transformation

Eine Voraussetzung für die Transformation der Stahlindustrie ist, dass der Umbau der Stahlproduktion für die Unternehmen finanziell möglich ist. Die Unternehmen stehen derzeit vor der Herausforderung, dass zukünftig die Produktionskosten von Stahl über die BF-BOF Route aufgrund von höheren CO<sub>2</sub>-Preisen ansteigen. Gleichzeitig muss die Finanzierung für die Transformation der Stahlproduktion zur Produktion von grünem Stahl sichergestellt werden

<sup>8</sup> Eigene Darstellung basierend auf den Daten von: (Agora Energiewende und Wuppertal Institut, 2019; Draxler et al., 2021; European Parliament et al., 2022)

<sup>9</sup> im Vergleich zu BF-BOF Route

(Prognos, 2020). Eine mögliche Finanzierung sind Klimaschutzverträge. Hierbei wird ein Vertrag zwischen einem Unternehmen und dem Staat geschlossen, der die Mehrkosten für grüne Herstellungsverfahren in Form einer Klimaprämie auffängt. Das reduziert das finanzielle Risiko der Unternehmen und kann somit den Einstieg in die Transformation beschleunigen (Agora Energiewende, FutureCamp, & Wuppertal Institut und Ecologic Institut, 2021). Eine weitere Möglichkeit ist die Schaffung einer Nachfrage nach grünen Produkten über eine Erweiterung der Beschaffungskriterien für die öffentliche Hand. Um Carbon Leakage zu vermeiden können außerdem Einfuhrzölle für nicht-grüne Stahlprodukte eingeführt werden, die als CO<sub>2</sub>-Preis auf den Stahlpreis aufgeschlagen werden. Dies wird als Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM) bezeichnet (European Commission, 2021). Für eine Realisierung der Transformation müssen auch geeignet hohe CO<sub>2</sub>-Preise umgesetzt werden. Somit können grüne Technologien mit konventionellen Technologien im Wettbewerb stehen, bis die Transformation so weit fortgeschritten ist, dass die Preise für grüne Technologien konkurrenzfähig sind (Albrecht et al., 2022). Dies kann dadurch realisiert werden, dass die kostenlose Zuteilung von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten unter dem EU-ETS auslaufen und somit herkömmlich produzierter Stahl teurer wird. Dies hilft allerdings nur dabei die relativen Kostenunterschiede zwischen den verschiedenen Produktionsarten in einem Land sicherzustellen. Bei einem grenzüberschreitendem Handel, bei welchem kein ausreichend wirksamer CBAM eingeführt worden ist, ist der grüne Stahl teurer als grauer Stahl aus dem Ausland und somit nicht wettbewerbsfähig (Prognos, 2022). Ein Problem des Wegfalls der kostenlosen Zuteilung von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten unter dem EU-ETS ist jedoch, dass dadurch zusätzliche Kostenbelastungen auf die Stahlunternehmen zukommen, die sich gerade in der Transformation befinden. Die Gefahr ist, dass somit die Hochofenroute im Vergleich zum Ausland, in welchem keine CO<sub>2</sub>-Preise existieren, an Wettbewerbsfähigkeit verlieren, bis die Transformation vollzogen ist [Interview 7; Zeile 438 - 461].

## 2.6.2 Bereitstellung von grünem Strom

Neben der finanziellen Unterstützung müssen jedoch auch ausreichend grüne Energieträger zu wettbewerbsfähigen Preisen zur Verfügung stehen (Arens et al., 2021).

Aktuellen Studien zufolge steigt der Strombedarf in Deutschland bis 2045 von derzeit 565 TWh auf ungefähr 1.000 TWh im Jahr 2050 an. Um diesen Strombedarf durch erneuerbare Energien zu decken, wird eine installierte Kapazität, je nach Studie, von 470 – 570 GW benötigt. Das entspricht einem jährlichen Ausbau der erneuerbaren Energien von 11 – 16 GW. Zum Vergleich: Der bisher größte jährliche Zuwachs in Deutschland lag bei 10 GW (Prognos et al., 2020; Robinius et al., 2020).

Um eine sichere Stromversorgung auch bei steigenden Anteilen an erneuerbaren Energien im Netz sicherzustellen, gewinnt unter anderem das Lastmanagement in der Industrie zukünftig

an Bedeutung (Prognos et al., 2020). Durch die zunehmende Elektrifizierung des Produktionsprozesses werden die Stromkosten ein wichtiger Kostenfaktor für die Stahlproduktion werden. Um die resultierenden Kosten zu senken, ist die Schaffung einer flexiblen Stromnachfrage wichtig. So kann der Strom dann konsumiert werden, wenn das Stromangebot die Nachfrage übersteigt. Eine Möglichkeit für die Speicherung von überschüssigem Grünstrom ist die Wasserelektrolyse zur Herstellung von grünem Wasserstoff (Ueckerdt et al., 2013). Wie bereits beschrieben, wird für die Dekarbonisierung der Stahlindustrie grüner Wasserstoff benötigt. Die Herstellung von grünem Wasserstoff kann außerdem sowohl zeitlich als auch räumlich von der Stahlproduktion entkoppelt werden. Somit kann die Wasserstoffherstellung dann stattfinden, wenn das Stromangebot die Stromnachfrage übersteigt und dazu beitragen, Überkapazitäten von Erneuerbaren-Energien-Anlagen (EEA) zu reduzieren. Der Beitrag der Industrie als intelligenter Verbraucher zum Lastmanagement übersteigt den Rahmen dieser Arbeit, bietet jedoch weiteres Forschungspotenzial.

### 2.6.3 Bereitstellung von grünem Wasserstoff

Da für die Dekarbonisierung der Stahlbranche grüner Wasserstoff benötigt wird, liegt der Fokus in diesem Kapitel auf den verschiedenen Möglichkeiten zur Bereitstellung des grünen Wasserstoffs.

Die Bundesregierung hat die Wichtigkeit von grünem Wasserstoff als Energieträger der Zukunft erkannt und ihre Wasserstoffstrategie entwickelt. Ziele der Wasserstoffstrategie sind der Aufbau von Elektrolysekapazitäten in Deutschland sowie die Etablierung internationaler Partnerschaften für den Import von emissionsfreiem Wasserstoff (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2020).

Der inländische Ausbau von Elektrolysekapazitäten soll bis 2030 auf 5 GW ausgebaut werden, womit bis zu 14 TWh<sup>10</sup> grüner Wasserstoff bereitgestellt werden können. Ein weiterer Ausbau um 5 GW soll bis spätestens 2040 erfolgen. Der aktuelle Bedarf an Wasserstoff in Deutschland beträgt 55 TWh. Aufgrund der steigenden Dekarbonisierung wird dieser Bedarf allerdings weiter steigen, sodass die Nachfrage nach aktuellem Stand nicht durch die inländische Produktion gedeckt werden kann. (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2020)

Den größten Anteil an den Kosten für grünen Wasserstoff haben die Produktionskosten, d.h. die Investitionsausgaben für die Elektrolyseure, der Strompreis und die Auslastung des Elektrolyseurs. Eine hohe Auslastung der Elektrolyseure und geringere Kapitalkosten aufgrund von

---

<sup>10</sup> Annahme: 4.000 Volllaststunden und ein Wirkungsgrad der Elektrolyseure von 70%

Skaleneffekten können somit die Produktionskosten senken. (Albrecht et al., 2022; Newborough & Cooley, 2020a; Prognos et al., 2020).

Jedoch sind auch die Transportkosten für Wasserstoff nicht zu vernachlässigen. Die benötigte Energie für den Transport, die Speicherung und Rückumwandlung in nutzbaren Wasserstoff variiert in Abhängigkeit von der Transportart. Die Produktion von Wasserstoff On-Site und der Transport von Wasserstoff in komprimierter, gasförmiger Form (engl. compressed gaseous hydrogen (CGH<sub>2</sub>)) haben den größten Wirkungsgrad über die gesamte Wertschöpfungskette, d.h. das Verhältnis der nutzbaren Energie zu der eingesetzten Energie für die Herstellung, die Speicherung und den Transport. (Niermann et al., 2021)

Geht man von einem Wasserstoffbedarf in Höhe von 1,8 MWh/t RSt<sup>11</sup> für die Produktion einer Tonne Rohstahl über die DRI-EAF Route aus, so ergibt sich, bei aktuellen Stahlproduktionsmengen in Deutschland, allein für die Dekarbonisierung der Stahlindustrie, ein Bedarf in Höhe von 72 TWh<sup>12</sup>. Albrecht et al. (2022), die eine Literaturrecherche für die Entwicklung des grünen Wasserstoffbedarfs durchgeführt haben, prognostizieren einen grünen Wasserstoffbedarf für Deutschland von 260 TWh bis 500 TWh in 2050 (Albrecht et al., 2022). Dies zeigt die Wichtigkeit der Nutzung von grünem Wasserstoff zum Erreichen der Klimaziele sowohl auf nationaler als auch auf internationaler Ebene, aber auch den hohen Bedarf für Wasserstoffimporte (Albrecht et al., 2022; Prognos et al., 2020).

### 2.6.3.1 Transportmöglichkeiten für grünen Wasserstoff

Die benötigte Wasserstoffinfrastruktur beinhaltet den Elektrolyseur, den Anschluss des Elektrolyseurs an eine Stromquelle sowie den Anschluss an ein Wasserstofftransportnetz und Strom- und / oder Wasserstoffspeicher (Navarro et al., 2015).

Wasserstoff kann zentral produziert werden. Hierfür werden die Elektrolyseure entweder an das Übertragungsnetz angeschlossen oder mit EEA gekoppelt werden (Parra et al., 2019). Bei einem Anschluss der Elektrolyseure an das Stromnetz können die Elektrolyseure zur Stabilisierung des Netzes dienen, indem bei einem hohen Aufkommen an erneuerbarem Strom und gleichzeitig geringer Nachfrage der Strom zur Wasserstoffproduktion verwendet wird, was somit die Auslastung des Stromnetzes optimiert. Somit kann das Abschalten der EEA verhindert werden und gleichzeitig können Netzdienstleistungen zur Frequenzstabilisierung und Blindleistungsregelung bereitgestellt werden (Newborough & Cooley, 2020a, 2020b; Parra et al.,

---

<sup>11</sup> Eigene Berechnung, siehe Anlage 1

<sup>12</sup> Bei einer Produktionsmenge von 40.066.000 t in 2021 (Bundesvereinigung Deutscher Stahlrecycling- und Entsorgungsunternehmen e.V., 2022)

2019). Der produzierte Wasserstoff wird anschließend über ein Wasserstoffnetz an die Abnehmerinnen verteilt. Andererseits kann Wasserstoff auch direkt an den Industrieanlagen hergestellt werden, dann spricht man von einer dezentralen Produktion (Navarro et al., 2015; Prognos et al., 2020).

Es gibt verschiedene Möglichkeiten für den Transport von Wasserstoff. Wasserstoff kann in komprimiertem, gasförmigem Zustand leitungsgebunden über Pipelines transportiert werden oder in gekühlter, flüssiger Form (engl. liquified hydrogen (LH<sub>2</sub>)) in Tanks verschifft werden, da Wasserstoff bei Umgebungstemperatur nur eine geringe volumetrische Speicherkapazität besitzt. Derzeit existiert jedoch noch kein großflächiges Wasserstofftransportnetz oder geeignete Schiffe für den Transport von LH<sub>2</sub> oder die benötigte Hafeninfrastruktur. Eine andere Möglichkeit ist, dass Wasserstoff in flüssigen organischen Wasserstoffträgern (engl. liquified organic hydrogen carrier (LOHC)) gespeichert wird, welche anschließend ebenfalls in Tanks gefüllt und verschifft werden. Geeignete LOHC haben im Gegensatz zu LH<sub>2</sub> und CGH<sub>2</sub> eine hohe volumetrische und gravimetrische Speicherkapazität und liegen bei Umgebungstemperatur im flüssigen Zustand vor. So kann bereits existierende Infrastruktur wie Ölpipelines oder Tanker zukünftig für den Transport von LOHC verwendet werden. Allerdings entsteht ein erhöhter Energiebedarf für die Anreicherung von Wasserstoff im LOHC und die Rückumwandlung. Wenn dieser Energiebedarf nicht durch den transportierten Wasserstoff bereitgestellt wird, sondern exogen durch grüne Energieträger bereitgestellt wird, können sich auch Anwendungsfälle für LOHC entwickeln (Niermann et al., 2021). Verbraucherinnen können den Wasserstoff auch On-Site herstellen. Hierfür wird ausreichend Strom aus erneuerbaren Energien benötigt, welcher aus dem Stromnetz bezogen werden kann. In diesem Fall wird nicht der Wasserstoff transportiert, sondern der Energietransport findet über das Stromnetz statt. Die genannten Transportmöglichkeiten variieren im Energieverbrauch für die Bereitstellung des Wasserstoffs in der jeweils benötigten Form sowie den Kosten für die notwendige Infrastruktur. (Niermann et al., 2021)

Die Charakteristika des leitungsgebundenen Transports von Wasserstoff sind die Länge des Wasserstoffnetzwerks, der Durchmesser der Pipelines sowie ob bestehende Erdgasleitungen zu Wasserstoffleitungen umfunktioniert werden können. Der leitungsgebundene Transport ist insbesondere für kürzere Distanzen sowie für hohe Transportvolumina wirtschaftlich sinnvoll. Es gibt bereits kleine, lokale Wasserstoffnetzwerke, jedoch fehlen belastbare Erfahrungswerte für den Bau und Betrieb eines europäischen Wasserstoffnetzes (Albrecht et al., 2022; Frontier Economics, 2021; Gas for Climate & Guidehouse, 2022).

Während Pipelines somit also eher mittel- bis langfristig zur Verfügung stehen, kann der Import von grünem Wasserstoff über Schiffe in Form von LH<sub>2</sub> auch kurzfristiger realisiert werden. Die derzeit noch hohen Kosten für die Verflüssigung von Wasserstoff (ca. 30% der transportierten

Energiemenge) und die Nichtverfügbarkeit von geeigneten Schiffen verhindern bisher jedoch noch den kommerziellen Einsatz (Albrecht et al., 2022; Schmidt et al., 2019). Der Vorteil des Wasserstofftransports per Schiff ist insbesondere für lange Distanzen gegeben. So können zukünftig auch die globalen Potenziale an erneuerbaren Energien ausgeschöpft und entweder direkt durch Wasserstoff als Energieträger oder über einen Wasserstoffträger wie Ammoniak oder Methanol global gehandelt werden kann (Newborough & Cooley, 2020a). Brändle et al. (2021) gehen in ihrer Studie jedoch nicht davon aus, dass die Einfuhr von grünem Wasserstoff per Schiff für Deutschland eine auf Dauer kompetitive Alternative sein wird. Das liegt insbesondere an der zentralen Lage Deutschlands in Europa, wodurch der leitungsgebundene Transport von grünem Wasserstoff die ökonomisch sinnvollere Möglichkeit ist (Brändle et al., 2021).

Für den Transport von Wasserstoff innerhalb Deutschlands wird ein Wasserstoffnetz benötigt, um die zukünftigen Verbraucherinnen zu versorgen. Dies entfällt, wenn der Wasserstoff direkt an den Industriestandorten hergestellt wird. Jedoch muss dann das Stromnetz ausreichend ausgebaut sein, um die steigende Nachfrage nach Strom zu decken. Da bisher kein großflächiges Wasserstoffnetz in Deutschland existiert, muss dieses in den nächsten Jahren erst aufgebaut werden. Hierzu werden erste Planungen bereits durch die Ferngasnetzbetreiber erstellt. (Navarro et al., 2015; Prognos et al., 2020)

Eine Übersicht über die Transportmöglichkeiten und die jeweiligen Vor- und Nachteile findet sich in Tabelle 3.

Tabelle 3 *Transportmöglichkeiten für Wasserstoff und ihre Vor- und Nachteile*<sup>13</sup>

Zustand	Transport	Distanz	Vorteile	Nachteile
CGH <sub>2</sub>	Pipeline	Kurze Distanzen. ( $< 5.000$ km)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Große Importmengen transportierbar (bis 65 TWh/Pipeline/Jahr)</li> <li>• Bestehende Gasinfrastruktur nutzbar</li> <li>• Bereits erprobte Technologie</li> <li>• Geringerer Energiebedarf für Verdichtung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Materialtauglichkeitsprüfung bei bestehenden Gasleitungen</li> <li>• Mittelfristige Verfügbarkeit</li> <li>• Verdichter notwendig</li> </ul>
LH <sub>2</sub>	Schiff	Lange Distanzen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Räumliche Flexibilität</li> <li>• Kurzfristig verfügbar</li> <li>• Hohe volumetrische H<sub>2</sub>-Dichte</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Notwendiger Ausbau der Anlagentechnik für Verflüssigung / Verdampfung</li> <li>• Hoher Energiebedarf für Verflüssigung</li> <li>• Hoher Energieverlust aufgrund von „boil-offs“</li> <li>• Weitere F&amp;E geeigneter Schiffe notwendig</li> </ul>
Ammoniak	Schiff	Lange Distanzen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bestehendes Transport- und Handelssystem nutzbar</li> <li>• Hohe volumetrische H<sub>2</sub>-Dichte</li> <li>• Räumliche Flexibilität</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Hoher Energiebedarf</li> <li>• Große Cracking Anlagen für die Umwandlung noch nicht verfügbar</li> <li>• Hoher Energiebedarf</li> </ul>
LOHC	Schiff	Lange Distanzen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Hohe volumetrische H<sub>2</sub>-Dichte</li> <li>• Räumliche Flexibilität</li> <li>• Niedrige spezifische Transportkosten</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Hoher Energiebedarf für De-/Hydrierung</li> <li>• Hohe Bereitstellungskosten für Trägermedium</li> </ul>

Aufgrund der Volatilität und der erwarteten saisonalen Angebots- und Nachfrageschwankungen ist es außerdem notwendig, geeignete Langzeitspeicher für grünen Wasserstoff aufzubauen. Aufgrund des geringeren Brennwertes von Wasserstoff im Vergleich zu Erdgas und der voraussichtlichen zeitweisen parallelen Nutzung beider Energieträger kann Wasserstoff nicht nur in den bestehenden Speichern für Erdgas gelagert werden. Es müssen also weitere Langzeitspeicher für Wasserstoff in Deutschland geschaffen werden (Albrecht et al., 2022). Die lokale Speicherung von Wasserstoff wird in der Industrie bereits angewendet und stellt somit

<sup>13</sup> Eigene Zusammenfassung basierend auf: (Albrecht et al., 2022; Frontier Economics, 2021; Gas for Climate & Guidehouse, 2022, 2022; Newborough & Cooley, 2020a; Niemann et al., 2021; Schmidt et al., 2019)

keine neue technologische Fragestellung dar (Navarro et al., 2015). Aufgrund der vielen möglichen Importoptionen für grünen Wasserstoff und den zugrundeliegenden Annahmen gibt es eine große Spannbreite für die Wasserstoffbereitstellungskosten.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass der Pipelinetransport auf kurzen Strecken überlegen ist. In Abhängigkeit vom Transportvolumen der Pipeline und ob die Pipeline neu gebaut werden muss oder ob bestehende Pipelines umgewandelt werden können, ergibt sich der Break-Even-Point zwischen Pipelinetransport und Schifffahrt zwischen 2.000 km- und 8.000 km Transportentfernung (Albrecht et al., 2022).

### 2.6.3.2 Potenzielle Herkunftsländer für grünen Wasserstoff

Nachdem im vorherigen Kapitel erläutert wurde, welche Transportmöglichkeiten für grünen Wasserstoff bestehen, liegt der Fokus dieses Kapitels darauf zu analysieren, welche Länder potenzielle Lieferanten für grünen Wasserstoff nach Deutschland sind.

Jensterle et al. (2020) bewerten in ihrer Studie verschiedene außereuropäische Länder, die für den zukünftigen Handel mit grünem Wasserstoff nach Deutschland in Betracht kommen. Die Bewertung ist aufgeteilt in zwei Zeithorizonte, mittelfristig bis 2030 und langfristig bis 2050. Da bis 2030 mit einem Hochlauf der Wasserstoffnachfrage zu rechnen ist, die nachgefragte Menge jedoch als gering einzustufen ist, sind die Hauptkriterien die potenziellen niedrigen Produktions- und Transportkosten sowie die politischen und ökonomischen Möglichkeiten eines Landes die Produktion von grünem Wasserstoff zeitnah aufzubauen. Hierzu zählen u.a. das notwendige Know-How für den Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur aber auch das notwendige Kapital und die Investitionssicherheit für den großflächigen Aufbau der Wasserstoffproduktion. Langfristig ist die Höhe des Exportpotenzials eines Landes ein wichtiger Faktor. Das Exportpotenzial ist limitiert durch den Eigenbedarf der jeweiligen Länder für die Dekarbonisierung des eigenen Landes und somit direkt abhängig von verfügbaren Potenzialen für den Ausbau der EEA unter Berücksichtigung von sozialen, ökonomischen und ökologischen Kosten der Landnutzung. Weiterhin muss ausreichend Wasser für die Elektrolyse verfügbar sein, damit es nicht zu einer Wasserknappheit in dem jeweiligen Land kommt. Außerdem spielen die bilateralen Beziehungen zwischen den Handelspartnern eine wichtige Rolle sowie die politische Stabilität eines Landes. (Jensterle et al., 2020)

Die Autorinnen identifizieren anhand dieser Kriterien die in Tabelle 4 gelisteten Handelspartner, welche für den Handel mit grünem Wasserstoff nach Deutschland die höchste Eignung besitzen.

Tabelle 4 *Mögliche mittelfristige und langfristige Handelspartner für grünen Wasserstoff*<sup>4</sup>

Land	Zeithorizont	Transportmedium	Grenzübergangspreis in cent/kWh <sup>15</sup>
Island	Mittelfristig	Schiff (LH <sub>2</sub> ) < 10.000 km	12,11
Kanada	Mittelfristig	Schiff (LH <sub>2</sub> ) < 10.000km	11,96
Marokko	Mittelfristig	Pipeline > 1.500km	7,74
Norwegen	Mittelfristig	Pipeline < 1.500 km	4,97
Tunesien	Mittelfristig	Pipeline < 1.500 km	8,08
Türkei	Mittelfristig	Pipeline > 1.500 km	7,49
Ägypten	Langfristig	Pipeline > 1.500 km	8,63
Algerien	Langfristig	Pipeline < 1.500 km	5,80
Argentinien	Langfristig	Schiff (LH <sub>2</sub> ) > 10.000 km	13,97
Australien	Langfristig	Schiff (LH <sub>2</sub> ) > 10.000 km	13,32
Kanada	Langfristig	Schiff (LH <sub>2</sub> ) < 10.000 km	11,96
Kasachstan	Langfristig	Pipeline > 1.500 km	7,97
Russland	Langfristig	Pipeline > 1.500 km	6,47
Saudi-Arabien	Langfristig	Schiff (LH <sub>2</sub> ) < 10.000 km	12,33

Die Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff hängt, wie bereits beschrieben, von verschiedenen Faktoren ab. Odenweller et al. (2022) haben dies in ihrer Studie analysiert und sind zu dem Ergebnis gekommen, dass grüner Wasserstoff bis 2030 in der EU bzw. bis 2035 weltweit eine knappe Ressource bleibt und weniger als 1% des Endenergieverbrauchs deckt, wenn das gleiche Wachstum wie bei Windenergieanlagen und Photovoltaikanlagen zugrunde gelegt wird. Um dem entgegenzuwirken bedarf es geeigneter politischer Maßnahmen, um das Angebot und die Infrastruktur für grünen Wasserstoff sicherzustellen und somit die Unsicherheiten im Markt zu senken (Odenweller et al., 2022).

## 2.7 Definition von Green Leakage und des Renewables Pull-Effekts im Vergleich zur Literatur

In dieser Arbeit wird Green Leakage definiert als die Verlagerung von Prozessschritten in grünen Wertschöpfungsketten ins Ausland, angereizt durch günstigere Standortfaktoren für grüne

<sup>14</sup> Eigene Darstellung nach: (Jensterle et al., 2020)

<sup>15</sup> Setzt sich zusammen aus den Produktions- und Transportkosten

Produktion. Die Standortvorteile sind hierbei maßgeblich durch günstigere Kosten für erneuerbare Energien gegeben.

Der Renewables Pull entsteht dadurch, dass zwischen den Ländern grüner Strom und grüne Energieträger im Allgemeinen zu unterschiedlich hohen Kosten zur Verfügung stehen. Somit ist der RP ein Anreiz für Green Leakage, wenn durch die Abwanderung der Produktion ins Ausland die Produktionskosten für grüne Produkte gesenkt werden können. Der RP muss jedoch nicht zwangsläufig zu Green Leakage führen.

Im Gegensatz dazu definiert die Literatur den RP wie folgt:

„Unter Renewables Pull verstehen wir in diesem Kontext das zunächst hypothetische (zukünftig möglicherweise aber auch empirisch nachweisbare) Phänomen einer Verlagerung industrieller Produktion von einer Region in eine andere Region als Folge unterschiedlicher Grenzkosten von erneuerbaren Energien oder auf erneuerbaren Energien basierenden Sekundärenergieträgern bzw. Feedstocks.“ (Samadi et al., 2021, S. 10)

In dieser Definition ist der RP somit nicht nur ein fördernder Faktor für eine Abwanderung der Produktion, sondern er beschreibt die Abwanderung als solche. In dieser Arbeit wird das Phänomen der Abwanderung unter dem Begriff „Green Leakage“ definiert und der RP als ein fördernder Faktor für Green Leakage. Jedoch muss der RP nicht zwangsläufig zu Green Leakage führen, wie in dieser Arbeit dargelegt wird.

## 3 Methode

Ziel dieses Kapitels ist die Darstellung der angewandten Methodik. Es werden die Verfahren zur Datenerhebung und zur Datenanalyse erläutert. Hierzu wird zuerst auf die Literaturanalyse eingegangen und anschließend die Datenerhebung mittels semi-strukturierten Interviews erläutert. Danach wird der methodische Ansatz für die Auswertung der Interviews beschrieben.

### 3.1 Systematische Literaturanalyse

Eine Literaturanalyse ist eine essenzielle Grundlage wissenschaftlichen Arbeitens. Das Ziel ist den aktuellen Stand der Forschung zu untersuchen und die Ergebnisse als Basis für weitere Forschung zu nutzen (Webster & Watson, 2002). Für eine umfassende Literaturrecherche werden die Datenbanken *web of science*, *Science direct* und *TEMA* verwendet. Es werden mehrere Datenbanken für die Literaturanalyse verwendet, um ein möglichst umfassendes Bild über die aktuelle Literatur zu erhalten. Die Suche nach der relevanten Literatur wird mithilfe mehrerer Suchstrings durchgeführt. Die Suchstrings sind verschiedenen Themenblöcken zugeordnet (siehe Tabelle 5). Es werden entweder einzelne Schlagwörter gesucht oder mehrere Schlagwörter mittels des „AND“-Operators verknüpft, wenn die gesuchten Veröffentlichungen mindestens beide Begriffe enthalten müssen. Alternativ wird auch der „OR“-Operator angewendet, wenn mindestens eines der Schlagwörter enthalten sein muss. Somit ergeben sich die folgenden Suchstrings, um die theoretischen Grundlagen für diese Arbeit zu recherchieren.

Tabelle 5 *Verwendete Suchstrings*

<b>Dekarbonisierung der Stahlindustrie</b>	Eingrenzung
„European Steel Industry“	Veröffentlichungen aus 2020, 2021 und 2022
„Steel Industry“ AND „Decarbonisation“	
„Green Steel“	
„Hydrogen“ AND „Iron Ore“	Jahr 2020, 2021 und 2022
“Hydrogen” AND “direct reduction” AND “steel making“	
<b>Herstellungsverfahren Wasserstoff, Wasserstofftransportmöglichkeiten und -kosten</b>	Eingrenzung
„Hydrogen transport cost“	Veröffentlichungen aus 2021
„Water Gas Shift Reaction“ and “Steam Reforming“	
<b>Stromkosten</b>	Eingrenzung
"LCOE" AND "Germany"	
"Levelized Cost of Electricity" OR" LCOE" OR "Stromgestehungskosten" AND "Australia"	Veröffentlichungen aus 2021, 2022

Um geeignete Literatur auszuwählen wird das Abstract der über die Suchstrings identifizierten Veröffentlichungen gelesen. Veröffentlichungen, die anhand des Abstracts als relevant eingestuft werden, werden im nächsten Schritt ganz gelesen und auf relevante Inhalte untersucht. Neben dem Inhalt werden auch die zitierten Quellen dieser Veröffentlichungen geprüft, um hieraus weitere relevante Literatur zu identifizieren (Webster & Watson, 2002).

Für die grundlegende Analyse der globalen Handelsströme Kapitel 4.1.1 werden aktuelle statistische Datenerhebungen direkt aus den Datenbanken des Statistischen Bundesamts, der United Nations Conference on Trade and Development, Steel Online und von der World Steel Association entnommen.

Die Grundlage für die Erarbeitung der Szenarien in Kapitel 4.2 ist der Kostenrechner der Agora Energiewende (Agora Energiewende, FutureCamp, & Wuppertal Institut, 2021). Die zugrundeliegenden Studien dieses Kostenrechners sowie weitere relevante Literatur zur Stahlherstellung über die DRI-EAF Route, welche über oben genannte Suchstrings recherchiert wurde, werden anschließend miteinander verglichen. Aus diesem Vergleich wird eine neue, fundierte Datenbasis für den DRI-EAF-Prozess zur Stahlherstellung hergeleitet.

Als weiterer Teil dieser Arbeit wird die aktuelle Entwicklung der deutschen Stahlindustrie zum Erreichen der Klimaziele analysiert. Um aktuelle Daten zu erhalten wird hierfür direkt auf die Veröffentlichungen der deutschen Stahlunternehmen oder relevanter Verbände zugegriffen.

Nach Abschluss der theoretischen Vorarbeit werden semi-strukturierte Interviews durchgeführt. Das methodische Vorgehen wird in den folgenden Kapiteln beschrieben.

## 3.2 Semi-strukturierte Interviews

Die semi-strukturierten Interviews werden zum einen zur Validierung der in dieser Arbeit entwickelten Szenarien genutzt und zum anderen, um neue Erkenntnisse zu generieren, die bisher noch nicht in der Literatur erfasst sind.

### 3.2.1 Datenerhebung und Sampling Strategie

Die semi-strukturierten Interviews werden mit Expertinnen durchgeführt, die im Bezug zur Stahlindustrie stehen. Relevante Expertinnen sind entweder in der Stahlindustrie selbst tätig oder in einer stahlverarbeitenden Industrie. Zu diesen zählen beispielsweise die Automobilindustrie oder der Bausektor. Weiterhin können Expertinnen auch in der vorgelagerten Wertschöpfung tätig sein. Grundsätzlich wird eine Expertin definiert als eine Person, die aufgrund ihrer Rolle, beispielsweise im Beruf oder in außerberuflichen Tätigkeiten, „(...) über ein spezifisches Rollenwissen verfügen, solches zugeschrieben bekommen und diese besondere Kompetenz für sich selbst in Anspruch nehmen.“ (Przyborski & Wohlrab-Sahr, 2014, S. 113)

Damit einher geht sowohl die Fähigkeit der Expertin Zugang zum Expertinnenwissen zu liefern als auch dieses Wissen zu deuten. Die Expertin repräsentiert somit zum einen die Organisation, Firma, die Politik etc., für die sie tätig ist, und kann Wissen in beschreibender Form zum Beispiel zu Abläufen, Prozessen, Zusammenhängen etc. liefern (Betriebswissen). Zum anderen kann die Expertin ihr Expertinnenwissen nutzen, um eine Einschätzung von Ereignissen, Sachverhalten und zukünftigen Entwicklungen und Trends zu geben (Deutungswissen). (Przyborski & Wohlrab-Sahr, 2014)

Eine Übersicht über die durchgeführten Interviews bietet Tabelle 6.

Tabelle 6 *Interviews*

Bezeichnung	Position	Datum	Dauer [min]
Interview 1	Leiter*in Vorstandsbüro und Corporate Affairs	26.07.2022	90:37
Interview 2	Einkäufer*in und Qualitätssicherung	26.07.2022	42:44
Interview 3	Einkäufer*in	02.08.2022	48:19
Interview 4	Leiter*in Fachbereich Klimaschutz	02.08.2022	56:56
Interview 5	Leiter*in Fachgruppe Umwelt	08.08.2022	52:46
Interview 6	Projektmanager*in	18.08.2022	77:06
Interview 7	Leiter*in Energie und Klima	18.08.2022	54:42

### 3.2.2 Interview Design

Es gibt mehrere Möglichkeiten ein qualitatives Interview durchzuführen, die von einem standardisierten Fragebogen bis zu einem einfachen Leitfaden reichen, in welchem lediglich einzelne Themenblöcke gelistet sind (Bogner et al., 2014). Unabhängig vom verwendeten Fragebogen ist das Ziel eines Interviews die Perspektive der Expertin zu erfassen und zu verstehen (Easterby-Smith et al., 2018). Um eine Vergleichbarkeit der aus den Interviews generierten Daten zu gewährleisten, werden alle Interviews anhand eines semi-strukturierten Leitfadens durchgeführt, der über die Dauer der Interviews nicht verändert wird (Kaiser, 2014). Um den Expertinnen möglichst viel Freiraum in der Beantwortung der Fragen zu geben, sind die Fragen offen formuliert. Die Interaktion zwischen den Interviewteilnehmerinnen ist explizit gewünscht und so dürfen auch Folgefragen seitens der Interviewerin gestellt werden (Easterby-Smith et al., 2018).

Die folgenden Fragen werden für die semi-strukturierten Interviews verwendet:

1. Wo sehen Sie die globale Stahlindustrie in 15 Jahren und wie schätzen Sie die Position der deutschen Stahlbranche ein?
2. Nehmen wir einmal an im Ausland wird ebenfalls grüner Stahl hergestellt und auf dem Weltmarkt gehandelt. Welche Wettbewerbsvorteile hätte grüner Stahl aus Deutschland Ihrer Meinung nach?
3. Glauben Sie, dass Teile der zukünftigen Wertschöpfungskette für die Produktion von grünem Stahl ins Ausland verlagert werden z.B. in Länder mit günstigeren Energiepreisen für grünen Strom?

4. Welche Gründe sprechen für bzw. gegen eine Abwanderung einzelner Schritte der Wertschöpfungskette für grünen Stahl?
5. Welche Rahmenbedingungen können diese Abwanderung verhindern oder sogar beschleunigen?

### 3.2.3 Datenauswertung

Der erste Schritt der Datenauswertung ist die Transkription der Interviews. Für die Transkription der Interviews werden folgende Transkriptionsregeln nach Rädiker und Kuckartz (2019) angewendet (Rädiker & Kuckartz, 2019, S. 44 f):

- 1) Der Beitrag der Sprecherinnen wird über die Kennzeichnung „Interviewerin“, „Betreuer“ und „Interviewpartner\*in“ zu Beginn des jeweiligen Absatzes kenntlich gemacht.
- 2) Jeder Beitragswechsel wird in einem neuen Absatz dargestellt.
- 3) Es wird wörtlich transkribiert, d.h. gegebenenfalls vorhandene Dialekte werden auf Hochdeutsch wiedergegeben.
- 4) Fehlerhafter Satzbau oder die Verwendung falscher Artikel werden insofern verbessert, dass die Transkripte gut lesbar sind, sich jedoch der Inhalt der Interviews hierdurch nicht verändert. Dies geschieht in Abweichung zu den Regeln von Rädiker und Kuckartz (2019). Hintergrund ist, dass die Inhalte der Interviews im Vordergrund stehen und nicht die Art und Weise, wie das inhaltliche gesagt wird. Dies vereinfacht die weitere Auswertung der Interviews. Da die Interviews mit Expertinnen durchgeführt werden, kann davon ausgegangen werden, dass die Interviewpartnerinnen sich ihrer Meinung und Position bewusst sind und dementsprechend auch eindeutige umfassende Antworten geben können.
- 5) „Äh“, „Ähm“ etc. sowie zustimmende Äußerungen wie „Mhm“, „Aha“, etc. werden nicht transkribiert.
- 6) Alle Inhalte, die Rückschlüsse auf die Interviewpartnerin geben können, werden anonymisiert. Namen werden gelöscht und durch in {} geschriebene Beschreibungen ersetzt.

Im Anschluss an das Transkribieren werden die Interviews kodiert. Hierfür wird ein datenbasierter, häufig auch als induktiv bezeichneter Ansatz gewählt (Rädiker & Kuckartz, 2019). Als Methode wird der Grounded Theory Ansatz gewählt, welcher es ermöglicht, eine nicht-lineare, intuitive und offene Analyse der Daten durchzuführen. Das Ziel ist die Daten in verschiedene Kategorien einzusortieren, diese anschließend zu verknüpfen und in einem systematischen, iterativen Prozess die Kategorien über die verschiedenen Datenquellen hinweg zu vergleichen und zu einer Theorie zusammenzufassen. Die Kategorien werden anhand des Textes gebildet

und somit wird die Theorie aus dem Fachwissen der Expertinnen generiert, anstatt dass eine vorher bereits festgelegte Theorie über die Daten gelegt wird (Easterby-Smith et al., 2018).

Die Entwicklung der Theorie erfolgt in sechs Schritten. (1) Durch das Transkribieren werden die Interviews nicht nur niedergeschrieben, sondern es findet auch eine erste Sichtung der Daten statt. Erste Gedanken zu den Interviews werden vornotiert und wichtige Passagen, welche zur Beantwortung der Forschungsfragen relevant sein können, werden hervorgehoben. (2) Im nächsten Schritt werden die ersten Eindrücke reflektiert und den Vorannahmen gegenübergestellt. (3) Anschließend werden die Daten zum ersten Mal kodiert. Hierbei werden inhaltlich zusammenhängende Abschnitte mit einem Wort oder einem Halbsatz betitelt, welche die Daten kurz und knapp zusammenfassen. Wichtig ist hierbei, dass die Codes nah an den Daten sind. Die Kodierung wird mittels einer Kodierungssoftware durchgeführt. (4) Im nächsten Schritt liegt der Fokus auf der Auswertung der verschiedenen Codes. Hierzu werden die Codes miteinander verglichen. Inhaltlich gleiche Codes werden zu einem Code zusammengefasst. (5) Die fokussierten Codes werden nun verwendet, um die Daten erneut zu kodieren. Hierbei können sich die Codes erneut verändern. Dieser Prozess wird so lange durchgeführt, bis sich die Daten in den fokussierten Codes widerspiegeln. Ziel ist, durch das fokussierte Coding ein noch tieferes Verständnis für die Daten zu erhalten, um im nächsten Schritt (6) Codes zu gruppieren und in Kategorien zu überzuführen. Auf diese Weise werden sechs Kategorien mit Unterkategorien identifiziert, in welche sich die Codes einordnen lassen (Charmaz, 2006; Easterby-Smith et al., 2018; Rädiker & Kuckartz, 2019).

## 4 Analyse und Ergebnisse

Im folgenden Kapitel werden zuerst die globalen Wertschöpfungsketten für Rohstoffe zur Stahlproduktion und der Handel mit Stahlerzeugnissen selbst analysiert. Ziel ist herauszufinden, welche Handelsströme bereits existieren, um anhand dessen mögliche Aufteilungen für die Wertschöpfungskette zu bestimmen. Im nächsten Schritt werden daraus Szenarien für die mögliche Aufteilung der Wertschöpfungskette entwickelt. Für diese Szenarien werden die zugrundeliegenden Produktionskosten ermittelt und anschließend werden diese über die verschiedenen Szenarien miteinander verglichen, um das Ausmaß des RP in der deutschen Stahlindustrie zu quantifizieren. Im letzten Schritt werden die Ergebnisse anhand von semi-strukturierten Interviews mit Expertinnen verifiziert.

### 4.1 Analyse der Stahlindustrie und des Stahlhandels

Im folgenden Kapitel wird der weltweite Handel mit Eisenerz, HBI und Halbzeugen dargestellt. Wenn möglich wurden immer die Daten von 2019 bis 2021 analysiert, um etwaige Veränderungen aufgrund der Corona Pandemie zu berücksichtigen. Der Abbau von Eisenerz sowie die Produktion von Rohstahl sind jedoch über diese Zeitspanne weitestgehend konstant geblieben, wie im folgenden Kapitel beschrieben ist.

#### 4.1.1 Die globalen Wertschöpfungsketten von Stahlerzeugnissen

Das für die Stahlproduktion notwendige Eisenerz wird, wie in Abbildung 3 und Abbildung 4 dargestellt, hauptsächlich in Australien (900 Mio. Tonnen in 2021), Brasilien (380 Mio. Tonnen in 2021), China (360 Mio. Tonnen in 2021) und Indien (240 Mio. Tonnen in 2021) abgebaut. Im Vergleich dazu wird Rohstahl vor allem in China (1,03 Mrd. Tonnen in 2021), in der EU (28) (153 Mio. Tonnen in 2021) und Indien (118 Mio. Tonnen in 2021) produziert (vgl. Abbildung 8). Man sieht, dass die Eisenerzförderung weitestgehend außerhalb von Europa stattfindet. Hintergrund ist, dass der Abbau von Eisenerz in Europa vergleichsweise teuer ist und die Qualität der Eisenerze eher gering ist, weshalb die Förderung in vielen europäischen Ländern eingestellt oder stark minimiert wurde (Hegemann & Guder, 2019).

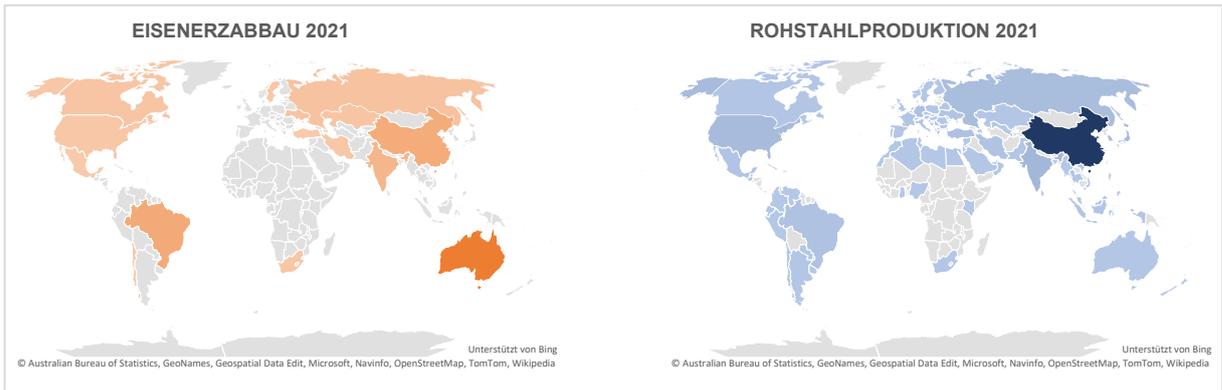


Abbildung 3 Eisenerzabbau und Rohstahlproduktion<sup>16</sup>

Die Eisenerzförderung wird voraussichtlich auch in Zukunft in den oben genannten Ländern stattfinden, da Australien und Brasilien nach aktuellem Stand auch die größten Eisenerzreserven aufweisen. Die Eisenerzreserven sind in Abbildung 5 dargestellt.

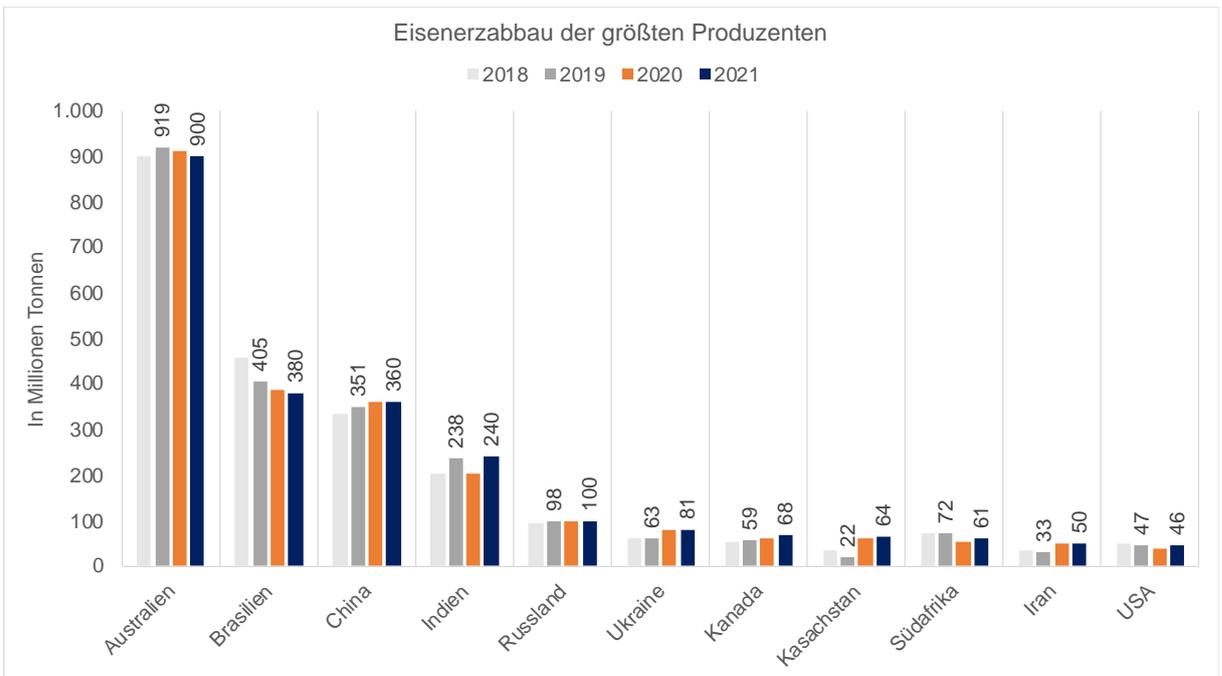


Abbildung 4 Eisenerzabbau der 10 größten Produzenten von 2018 - 2021<sup>17</sup>

<sup>16</sup> Grafik: Eigene Darstellung basierend auf den Daten von: (World Steel Association, o. J.-b), (U.S. Geological Survey, 2022).

Je dunkler die jeweiligen Länder eingefärbt sind, desto höher ist der Abbau von Eisenerz bzw. die Produktion von Rohstahl in dem jeweiligen Land.

<sup>17</sup> Grafik: Eigene Darstellung basierend auf den Daten von: (U.S. Geological Survey, 2022)

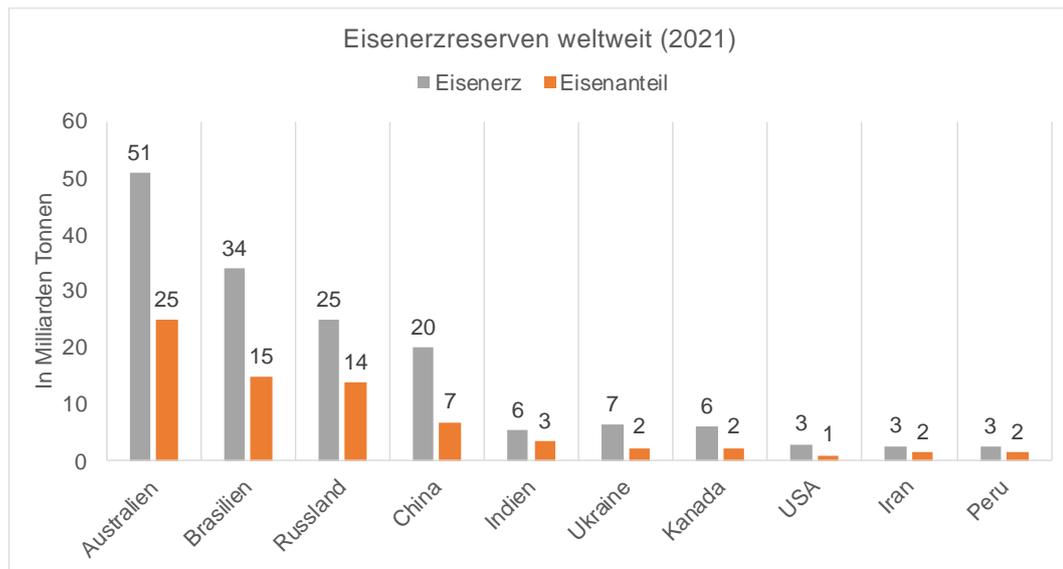


Abbildung 5 Weltweite Eisenerzreserven (2021)<sup>18</sup>

Australien ist ebenfalls der größte Exporteur von Eisenerz weltweit. Das Eisenerz wird zu über 80% (in 2021) nach China exportiert. Weitere Handelspartner sind Japan, Südkorea und Taiwan (Department of Industry, Science, Energy and Resources, 2021). Brasilien exportiert Eisenerz ebenfalls hauptsächlich nach China (65% des exportierten Eisenerzes in 2021) sowie Malaysia (6%), Japan (4%) und Bahrain (4%) (Ministério da Indústria, Comércio Exterior e Serviços, o. J.). Die weiteren großen Eisenerzexporteure sind in Abbildung 6 dargestellt. Australien und Brasilien dominieren den Export von Eisenerz jedoch maßgeblich. Deutschland importierte Eisenerz maßgeblich aus Brasilien, aus Kanada und aus der Ukraine (Perger, 2020). Der größte Importeur weltweit von Eisenerz ist China (vgl. Abbildung 6). Deutschland liegt hierbei auf Platz 4, importiert jedoch nur 3% des chinesischen Importvolumens.

<sup>18</sup> Grafik: Eigene Darstellung basierend auf den Daten von: (U.S. Geological Survey, 2022)

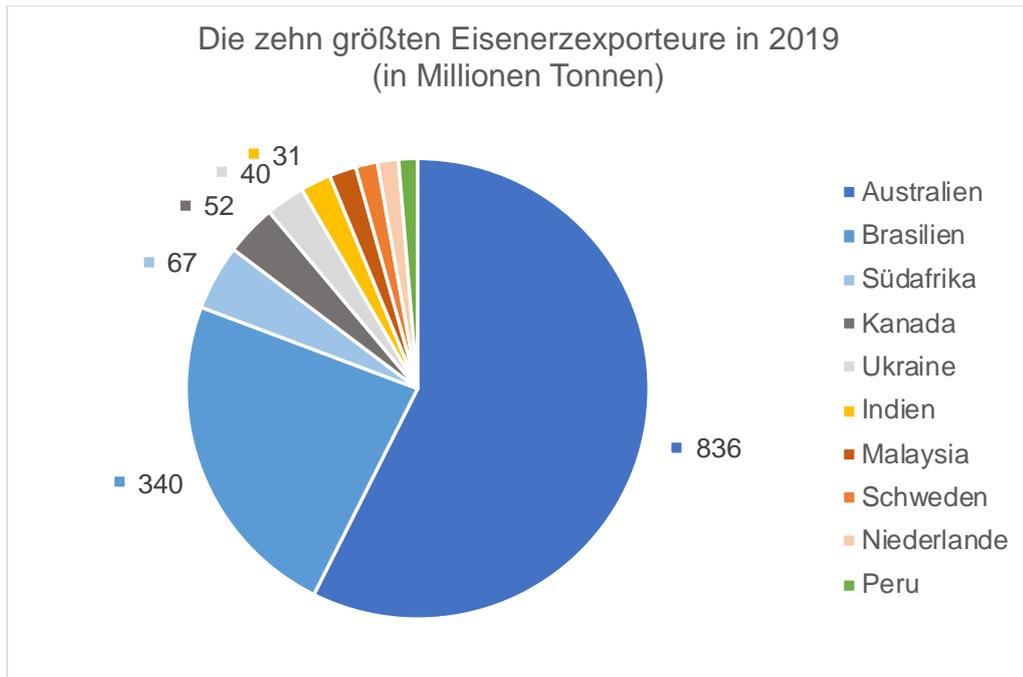


Abbildung 6 Die zehn größten Eisenerzexporteure im Jahr 2019<sup>19</sup>

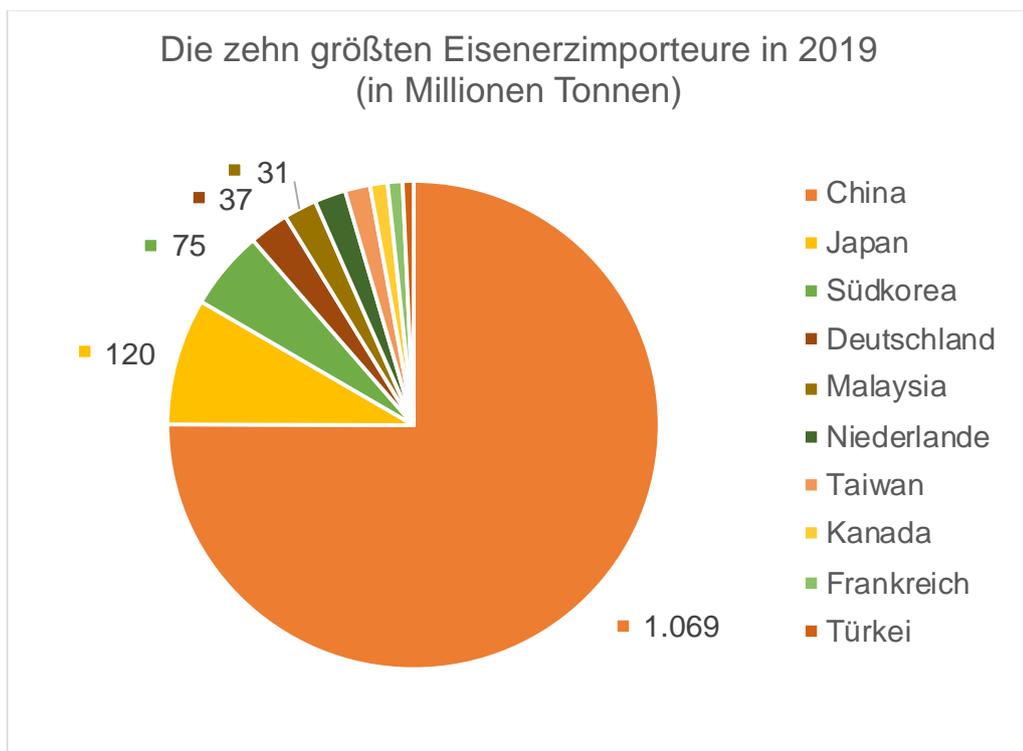


Abbildung 7 Die zehn größten Eisenerzimporteure im Jahr 2019<sup>20</sup>

<sup>19</sup> Grafik: Eigene Darstellung basierend auf den Daten von: (World Steel Association, 2020a)

<sup>20</sup> Grafik: Eigene Darstellung basierend auf den Daten von: (World Steel Association, 2020b)

Die Daten zeigen, dass Eisenerz insbesondere in Australien und Brasilien gefördert wird und anschließend nach China, Japan, Südkorea, Deutschland usw. transportiert wird. In diesen Ländern wird anschließend Rohstahl produziert, sowohl für den Eigenverbrauch als auch für den weiteren Export. Die Wertschöpfung von Stahl teilt sich bisher also auf in die Eisenerzproduktion, dem Transport von Eisenerz und der anschließenden Weiterverarbeitung zu Halbzeug oder Stahlerzeugnissen.

In Abbildung 8 sind die zehn größten Stahlproduzenten nach Land dargestellt. Wie die Daten für den Import von Eisenerz schon zeigen, hat China den signifikant größten Anteil an der Stahlproduktion weltweit. An zweiter Stelle liegt mengenmäßig die EU (28), wobei Deutschland als größter Rohstahlproduzent der EU (28) auf Platz 8 der weltweit größten Rohstahlproduzenten liegt. In den vorherigen Abbildungen und explizit grafisch dargestellt in Abbildung 3 ist die geographische Diskrepanz zwischen Eisenerzabbau und Rohstahlproduktion. Verallgemeinernd zeigt sich, dass die größten Eisenerzexporteure (Australien und Brasilien) keine bedeutende Stahlproduktion haben. Andersherum ist der Eisenerzabbau in den Ländern mit einer hohen Rohstahlproduktion gering im Verhältnis zum Importvolumen von Eisenerz.

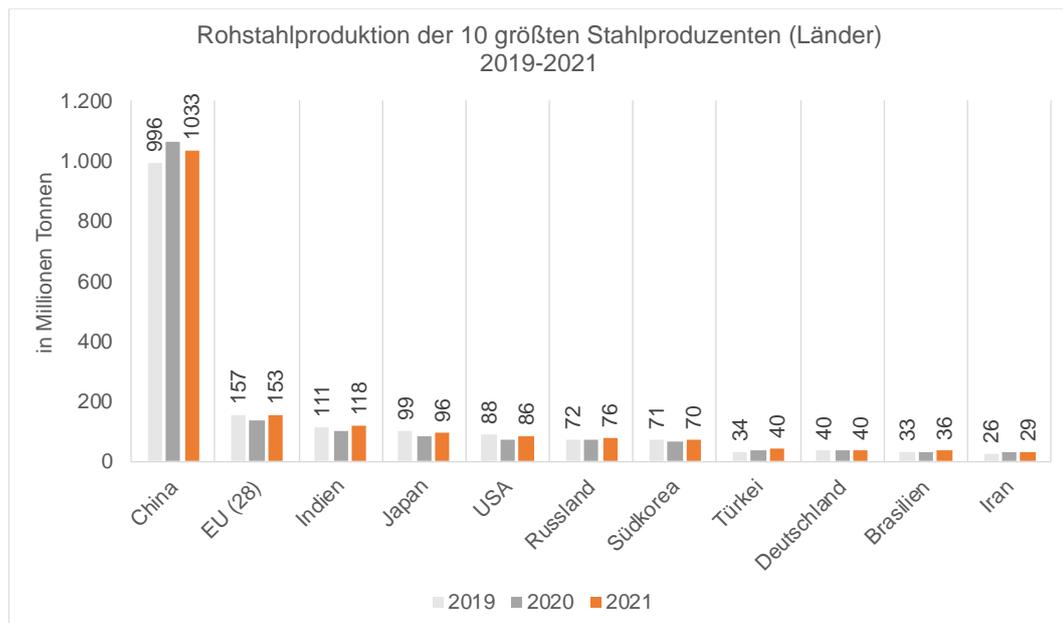


Abbildung 8 Die 10 größten Stahlproduzenten (Länder) von 2019 und 2021<sup>21</sup>

Nicht nur der Handel mit Eisenerz findet global statt, sondern auch der Handel mit Halbzeug. Aus Abbildung 9 und Abbildung 10 zeigt sich, dass einige Länder sowohl zu den größten Exporteuren als auch zu den größten Importeuren von Halbzeug und Stahlerzeugnissen zählen.

<sup>21</sup> Grafik: Eigene Darstellung basierend auf den Daten von: (World Steel Association, 2022d), (World Steel Association, 2022c), (World Steel Association, o. J.-a)

Hierzu zählen China, Südkorea, Deutschland, Italien, Belgien und Frankreich. Das unterstreicht die enge Verflechtung des internationalen Stahlhandels und auch die Spezialisierung der einzelnen Länder auf gewisse Produktgruppen. Der Stahlhandel umfasst weitestgehend Halbfertigprodukte, während der Handel mit Rohstahl aktuell eher unbedeutend ist (Agora Energiewende und Wuppertal Institut, 2019). Deutschland hat im Jahr 2019 23 Mio. Tonnen importiert und im gleichen Jahr 24 Mio. Tonne Halbzeug exportiert. Das zeigt, dass auch Deutschland bereits sehr stark am Handel mit Halbzeug beteiligt ist und, dass die Import- und Exportmengen nahezu gleich sind.

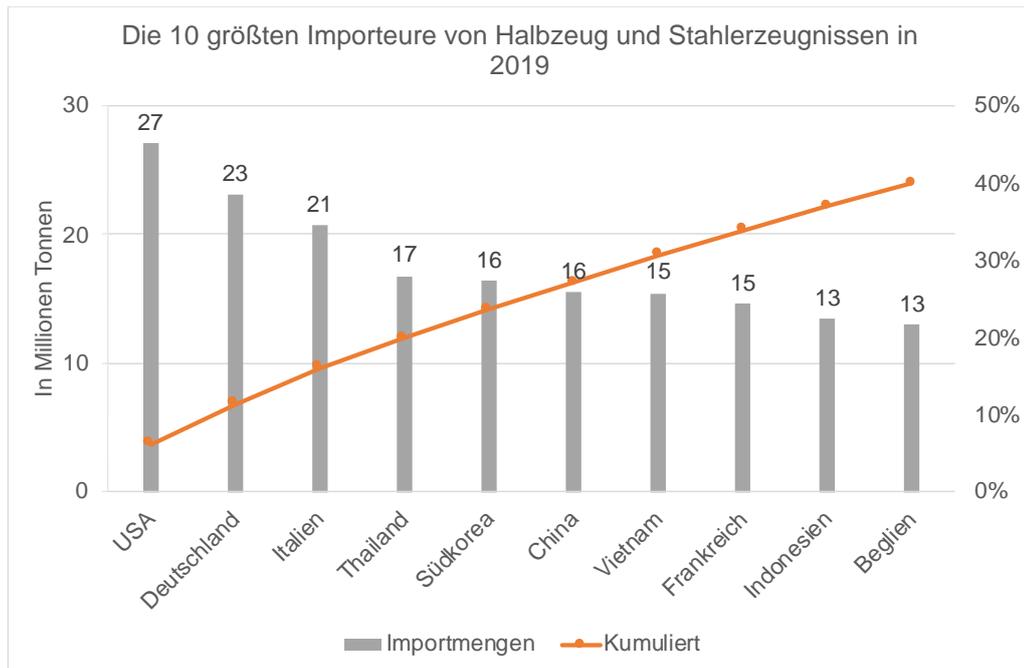


Abbildung 9 Die größten Importeure von Halbzeug (2019)<sup>22</sup>

<sup>22</sup> Grafik: Eigene Darstellung basierend auf den Daten von: (World Steel Association, 2022b)  
In grau sind die Importmengen in Millionen Tonnen dargestellt. Der orangene Graph gibt die kumulierte Gesamtimportmenge in Prozent an.

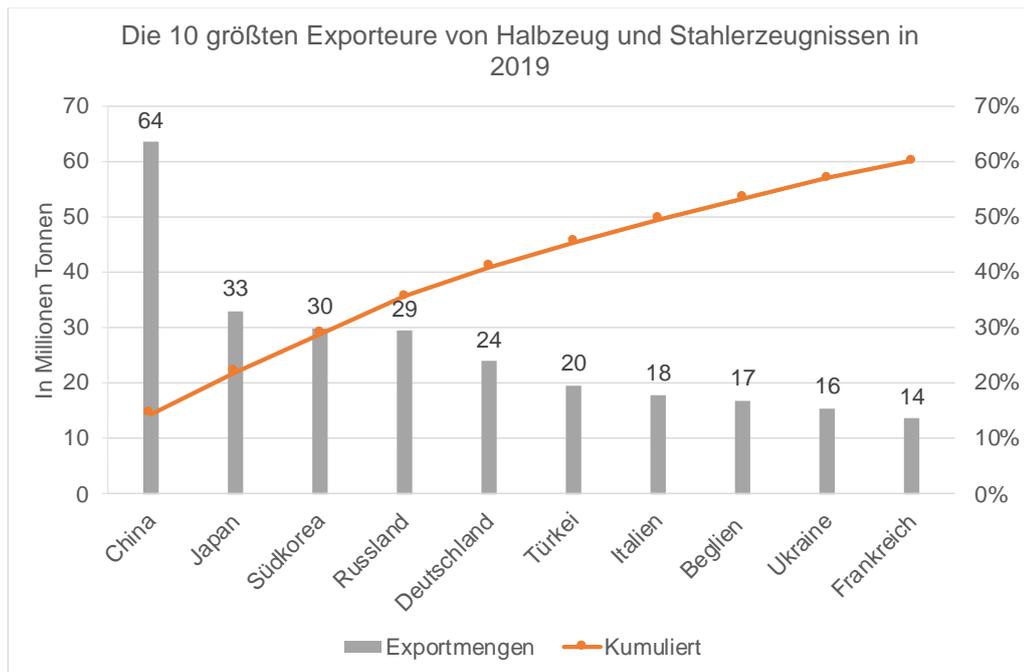


Abbildung 10 Die größten Exporteure von Halbzeug 2019<sup>23</sup>

Die zehn größten Handelspartner für Halbzeug nach Deutschland sind in Abbildung 11 dargestellt. Der Handel mit Halbzeug findet somit maßgeblich innerhalb der EU statt.

<sup>23</sup> Eigene Darstellung basierend auf den Daten von: (World Steel Association, 2022a)  
In grau sind die Importmengen in Millionen Tonnen dargestellt. Der orangene Graph gibt die kumulierte Gesamtexportmenge in Prozent an.

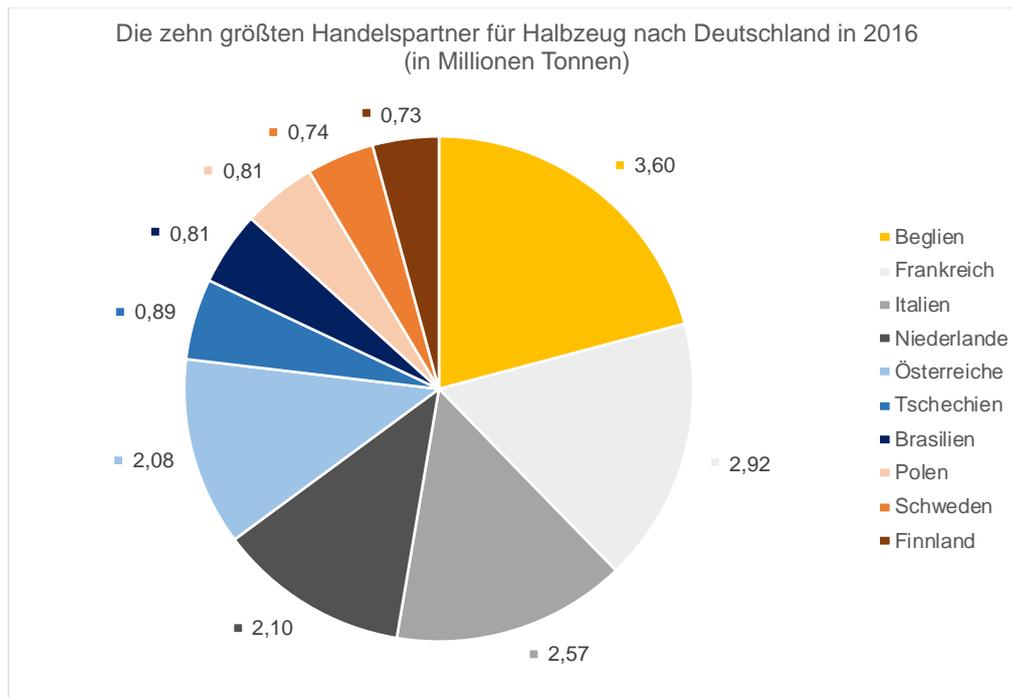


Abbildung 11 Die zehn größten Handelspartner für Halbzeug nach Deutschland in 2016<sup>24</sup>

Wie bereits beschrieben, muss die Stahlherstellung zukünftig emissionsfrei werden, weshalb als neues Verfahren die Direktreduktion von Eisenerz derzeit verfolgt wird. Auch für dieses Verfahren wird weiterhin Eisenerz benötigt. Nun stellt sich die Frage, ob das Eisenerz aus den jeweiligen Ländern exportiert wird oder dort direkt zu HBI reduziert wird und anschließend verschifft wird. Dies kann sinnvoll sein, wenn die Eisenerzproduzenten ein hohes Potenzial an erneuerbaren Energien aufweisen und somit langfristig günstigere Strompreise für die Produktion von grünem Wasserstoff gewährleisten können. Zu beachten ist hierbei nur, dass für den Transport von Eisenerz bzw. HBI weiterhin CO<sub>2</sub> Emissionen anfallen, welche zukünftig ebenfalls kompensiert werden müssen, wenn die Wertschöpfungsketten sich in dieser Hinsicht nicht verändern. Die CO<sub>2</sub> Emissionen aus dem Transport von Eisenerz tragen zu 10-15% zu den Gesamtemissionen der Rohstahlproduktion bei (Yellishetty et al., 2010). Die gleiche Annahme kann somit auch für den Transport von HBI getroffen werden, wenn dieses anstatt von Eisenerz verschifft wird.

Im Jahr 2016 wurden insgesamt 0,59 Millionen Tonnen HBI nach Deutschland importiert. Der Importanteil steigt im Jahr 2019 auf 0,77 Millionen Tonnen an (United Nations Conference on Trade and Development, o. J.; World Integrated Trade Solution, o. J.). Die zehn größten Handelspartner sowie die importierten Mengen sind in Abbildung 12 dargestellt.

<sup>24</sup> Eigene Darstellung basierend auf den Daten von: (United Nations Conference on Trade and Development, o. J.)

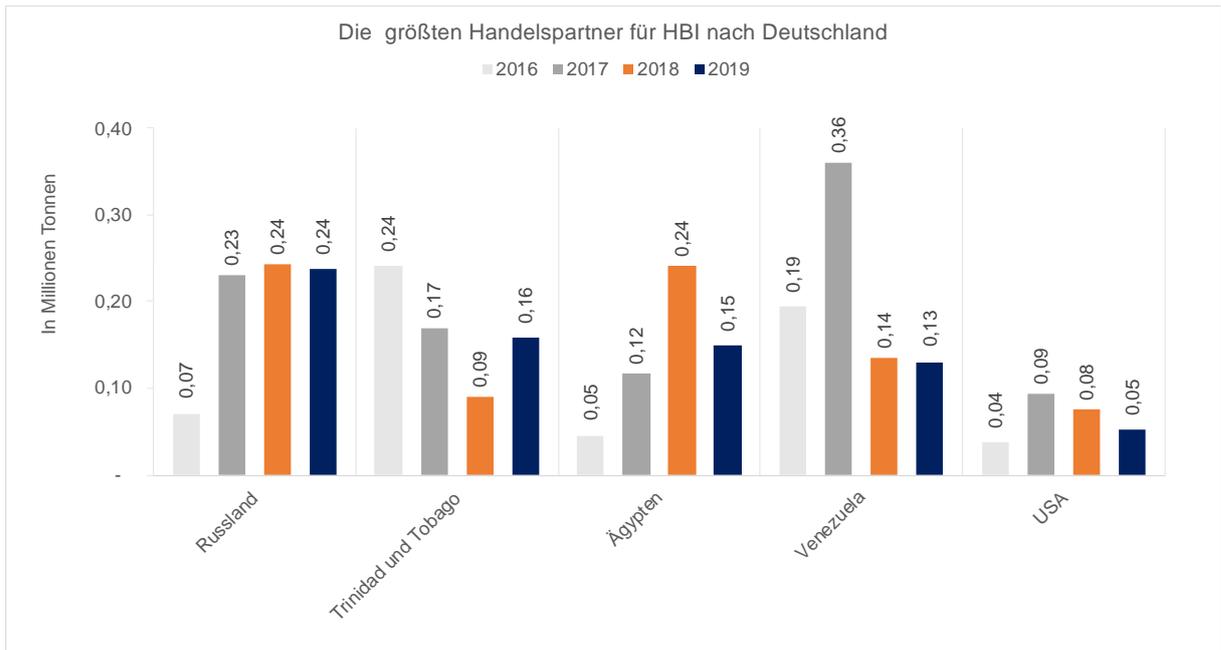


Abbildung 12 Die zehn größten Handelspartner für HBI nach Deutschland<sup>25</sup>

Zusammenfassend zeigt sich, dass sowohl Eisenerz als auch HBI und Halbzeug bereits global gehandelt werden. Die importierten Mengen für HBI sind im Vergleich zu dem importierten Mengen an Eisenerz und Halbzeug jedoch gering (vgl. Tabelle 7).

Tabelle 7 Importmengen für Eisenerz, HBI und Halbzeug nach Deutschland

	Eisenerz	HBI	Halbzeug
Importierte Mengen in 2019 in Millionen Tonnen	37,96	0,77	23,1

#### 4.1.2 Branchenüberblick über die deutsche Stahlindustrie

In Deutschland arbeiten ca. 89.000 Personen in der Stahlindustrie und der Umsatz der Stahlindustrie beträgt im Jahr 2021 41,4 Mrd. € bei einer Produktionsmenge von 40,1 Mio. Tonnen Rohstahl. Der Stahlsektor ist ein wichtiger Lieferant für die Maschinen- und Fahrzeugbauindustrie sowie für den Bausektor. Die Absatzmärkte für Stahl teilen sich auf in die Nachfrage im Bausektor (knapp 40%), im Maschinen- und Fahrzeugbau (knapp 30%) sowie für die Produktion von Metallwaren (knapp 10%) (Agora Energiewende und Wuppertal Institut, 2019;

<sup>25</sup> Eigene Darstellung basierend auf den Daten von: (United Nations Conference on Trade and Development, o. J.; World Integrated Trade Solution, o. J.)

Bundesvereinigung Deutscher Stahlrecycling- und Entsorgungsunternehmen e.V., 2022; Material Economics, 2019; Prognos, 2016; Statistisches Bundesamt, 2022). Auch zukünftig wird Stahl ein wichtiges Material in vielen Bereichen bleiben oder werden, beispielsweise im Maschinenbau-, Automobil- und Bausektor, aber auch im Energiesektor insbesondere beim Bau von Windenergie- und Photovoltaikanlagen (European Parliament et al., 2022). Wie bereits in Abbildung 8 zu erkennen ist, gehört Deutschland somit zu den größten Stahlproduzenten weltweit und bedient insbesondere technisch anspruchsvolle Märkte wie die Automobilindustrie (Albrecht et al., 2022).

Die hergestellten Halbzeuge lassen sich in zwei große Produktgruppen aufteilen, in Langprodukte (z.B. Bewehrungsstahl und Walzdraht) sowie Flachprodukte (z.B. Warmbreitband und Quartoblech) (EUROFER, 2021; Material Economics, 2019). Eine detaillierte Übersicht über die Produktionsmengen in der EU gibt Abbildung 13. Es zeigt sich, dass der größte Anteil der Halbzeuge die Walzprodukte ausmachen (Agora Energiewende und Wuppertal Institut, 2019).

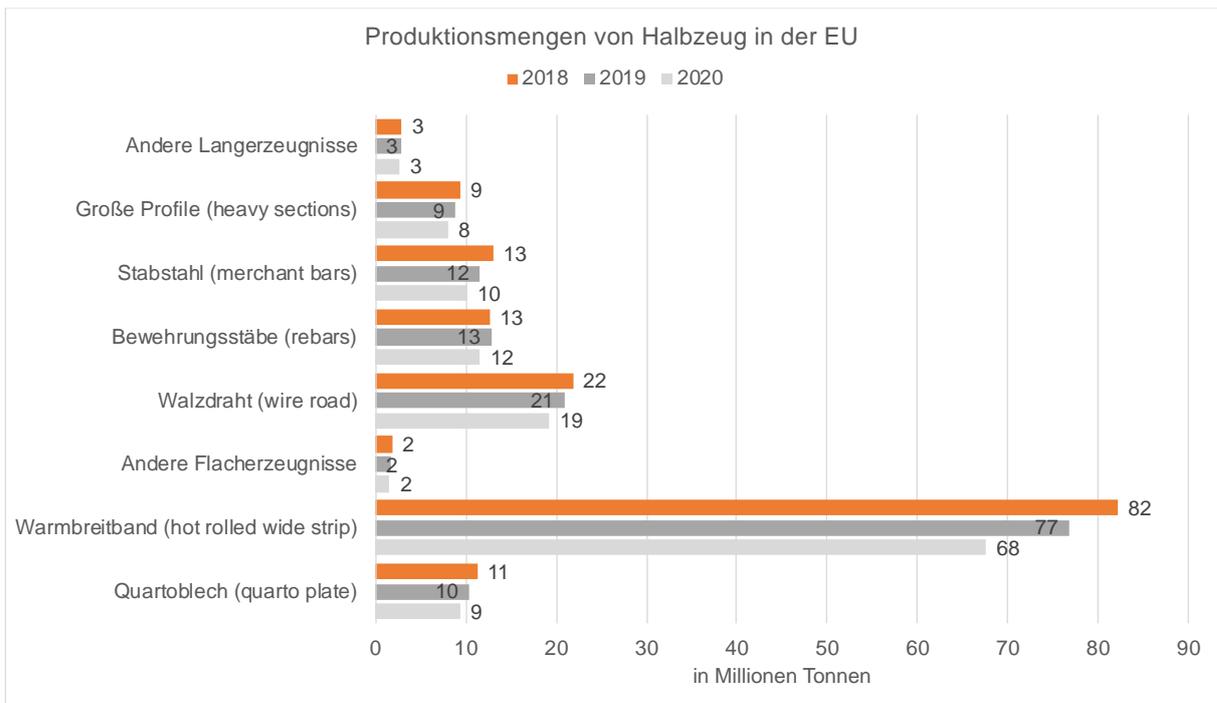


Abbildung 13 Produktionsmengen von Halbzeug in der EU<sup>26</sup>

Die Stahlindustrie unterliegt einem sehr starken internationalen Wettbewerb und die Preise sind, aufgrund von einer Überkapazität auf dem Markt, in den letzten Jahren gesunken (European Parliament et al., 2022; Material Economics, 2019). Höhere Kosten für fertige Stahlerzeugnisse, die aus der Produktion von grünem Stahl resultieren würden, stellen somit

<sup>26</sup> Eigene Darstellung basierend auf den Daten von: (EUROFER, 2021)

auf dem internationalen Markt eine große Herausforderung dar. Dies liegt an den höheren Preisen von Grünstahl im Vergleich zu herkömmlichen Stahl (European Parliament et al., 2022).

Neben der Produktion von neuem Rohstahl kann über das Einschmelzen von Stahlschrott bereits verwendeter Stahl recycelt werden. Diese Variante ist ressourcenschonender, da der Prozessschritt des Eisenerzabbaus sowie die Umwandlung von Eisenerz zu reinem Eisen nicht bzw. als Beimischung nur in sehr geringen Mengen benötigt wird. Allerdings steigt die Nachfrage nach Stahl derzeit noch und der Anstieg der Nachfrage wird auch für die Zukunft prognostiziert. Der aktuell verfügbare Stahlschrott ist derzeit noch nicht ausreichend, um die aktuelle oder gar künftig noch höhere Nachfrage zu decken (Devlin & Yang, 2022).

## 4.2 Einführung des Renewables Pulls in der Stahlindustrie anhand einer techno-ökonomischen Analyse

Ziel dieses Kapitels ist das Aufzeigen des RP in der deutschen Stahlindustrie. Um den RP darlegen zu können, müssen die Auswirkungen verschiedener Stromkostendifferenziale auf die Grünstahlproduktion zwischen möglichen Produktionsstandorten analysiert werden. Je größer der Anteil der Stromkosten an den Produktionskosten von grünem Stahl ist und je größer das Stromkostendifferential zwischen zwei Produktionsstandorten ist, desto größer ist der RP. Um die Folgen des RP für die deutsche Stahlindustrie bewerten zu können, werden im Folgenden vier Szenarien hergeleitet und miteinander verglichen. Die verschiedenen Szenarien sind in Abbildung 14 dargestellt.

Das zugrundeliegende Szenario (Basisszenario) ist die Herstellung von Stahl in der DRI-EAF Route. Hierfür wird lediglich Eisenerz nach Deutschland importiert. In diesem Szenario fallen zusätzlich Transportkosten von Eisenerz an. Grüner Wasserstoff wird in Deutschland zentral aus grünem Strom hergestellt und kann entweder über ein deutsches Wasserstoffnetz an die Industriestandorte verteilt oder direkt am Produktionsstandort hergestellt werden. Aufgrund des hohen Bedarfs an grünem Wasserstoff unterliegt das Szenario der Annahme, dass die Stahlproduzenten den grünen Wasserstoff aus einem deutschen Wasserstoffnetz entnehmen.

In Szenario 1 wird grüner Wasserstoff aus dem Ausland nach Deutschland importiert. Wie bereits in Kapitel 2.6.3 beschrieben wurde, gibt es verschiedene Möglichkeiten für den Import von Wasserstoff. Es wird unterschieden zwischen dem inländischen Transport über Pipelines für kurze Distanzen, dem Pipelinetransport aus dem Ausland an die deutsche Grenze über mittellange Distanzen und dem Schifftransport für lange Distanzen. Da das bestehende Gasnetz jedoch nicht direkt auf den Transport von  $H_2$  umgestellt werden kann, aufgrund des vor-

erst weiterhin bestehenden Bedarfs an Erdgas, werden separate Wasserstoffpipelines benötigt. Langfristig können auch bestehende Erdgaspipelines umgerüstet werden, um für den innerdeutschen und grenzüberschreitenden Wasserstofftransport und Handel zur Verfügung zu stehen. Das kann zu einer Senkung der Transportkosten führen, da die Umwidmung bestehender Pipelines kostengünstiger ist als der Neubau (Albrecht et al., 2022; Brändle et al., 2021; Terlouw et al., 2019).

Im zweiten Szenario verschiebt sich die Wertschöpfungskette um einen weiteren Schritt ins Ausland. Nun wird das Vorprodukt HBI importiert und anschließend in Deutschland im EAF und im Walzwerk weiterverarbeitet. Es wird die gleiche Kostenstruktur und der gleiche Energieverbrauch wie bei der Produktion in Deutschland angenommen. Die einzige Variable, die sich ändert, ist der Preis für Strom aus erneuerbaren Energien, da die Stromkosten des produzierenden Landes als Grundlage genommen werden. Der Transport von HBI erfolgt per Schiff. Das HBI wird in Deutschland im EAF eingeschmolzen und anschließend im Walzwerk zu Fertigerzeugnissen weiterverarbeitet. Für die Weiterverarbeitung wird der Strompreis aus Deutschland zugrunde gelegt. Zusätzlicher Energiebedarf für das Brikettieren des DRI zu HBI wird vernachlässigt, da die Energiemengen vergleichsweise gering sind. Dafür muss jedoch das erneute Aufheizen des HBI berücksichtigt werden, welches auf dem Transportweg abkühlt (Vogl et al., 2018).

Im letzten Szenario findet nahezu die gesamte Produktion im Ausland statt. Der Import nach Deutschland erfolgt in Form von Halbzeug, welches anschließend weiterverarbeitet wird. Auch hier werden wieder die gleichen Produktionskosten wie in den vorherigen Szenarien zugrunde gelegt. In diesem Szenario müssen allerdings die Transportkosten für den Transport des Halbzeugs berücksichtigt werden. Szenario 3 stellt somit das Green Leakage Szenario dar. Die energieintensiven Produktionsschritte der Stahlproduktion sind, soweit sie in dieser Arbeit betrachtet werden, ins Ausland abgewandert.

In allen Szenarien verbleibt der letzte Schritt der Wertschöpfungskette, also die Weiterverarbeitung, in Deutschland. Aus diesem Grund fließt dieser Prozessschritt nicht in die Betrachtung ein.

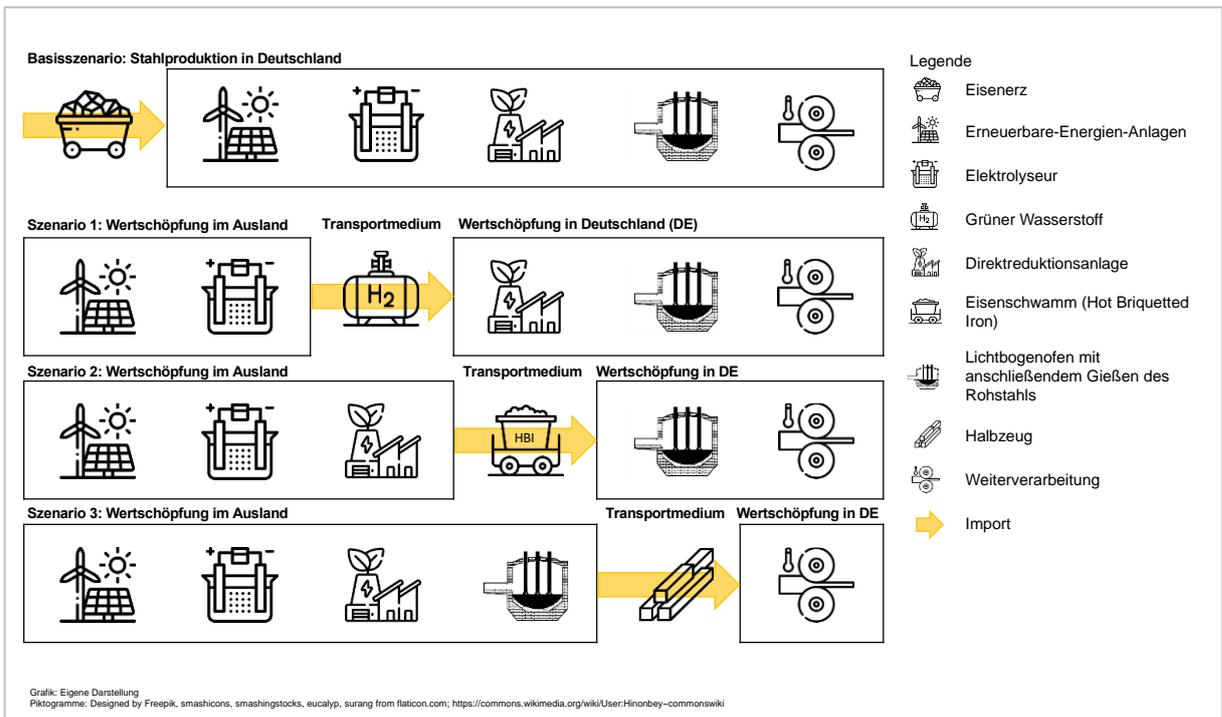


Abbildung 14 Aufteilung der Wertschöpfungskette von grünem Stahl<sup>27</sup>

### 4.2.1 Energie- und Rohstoffstoffbedarf für die Produktion von grünem Stahl

Für die Erarbeitung der Szenarien werden im ersten Schritt die Energie- und Stoffströme der Prozessschritte für die Produktion einer Tonne Grünstahl benötigt. Diese ergeben sich aus einer Literaturanalyse der folgenden Quellen: (1) (Agora Energiewende, FutureCamp, & Wuppertal Institut, 2021); (2) (Cambridge Econometrics et al., 2014) (3) (Devlin & Yang, 2022) (4) (Hegemann & Guder, 2020) (5) (Hölling et al., 2017); (6) (Otto et al., 2017); (7) (Rechberger et al., 2020) (8) (Sasiain et al., 2020) (9) (Vogl et al., 2018); (10) (Worrell et al., 2007).

Für eine bessere Vergleichbarkeit dieser Quellen müssen die zugrundeliegenden Annahmen der jeweiligen Studien berücksichtigt werden, welche im Folgenden kurz zusammengefasst werden.

<sup>27</sup> Eigene Darstellung

Piktogramme: Designed by Freepik, smashicons, smashingstocks, eucalypt, surang from flaticon.com; <https://commons.wikimedia.org/wiki/User:Hinonbey~commonswiki>

#### 4.2.1.1 Zusammenfassung der Literatur

Agora Energiewende, Future Camp & Wuppertal Institut (2021) analysieren den Herstellungsprozess von Stahl als Grundlage für die Auslegung von Klimaschutzverträgen, um eine Abwanderung der deutschen Stahlindustrie zu vermeiden (Agora Energiewende, FutureCamp, & Wuppertal Institut und Ecologic Institut, 2021). Cambridge Econometrics et al. (2014) analysieren die Entwicklung der europäischen Stahlindustrie bis 2008 und leiten hieraus Handlungsempfehlungen ab. Relevant sind die benötigten Rohstoffe und Energieströme, welche allerdings nur für die BF-BOF und das Einschmelzen von Stahlschrott im EAF vorliegen (Cambridge Econometrics et al., 2014). Die Daten für den EAF werden als Vergleich mit in die Analyse aufgenommen. Devlin & Yang (2022) betrachten in ihrer Studie die resultierenden Effizienzsteigerungen in der Wertschöpfungskette von grünem Stahl, wenn die Produktion an Orten stattfindet, die ein hohes Potenzial für erneuerbare Energien aufweisen. In diesem Fall wurde die Aufteilung der Wertschöpfungskette zwischen Australien und Japan betrachtet (Devlin & Yang, 2022). Hegemann & Guderer (2020) beschreiben in ihrem Fachbuch den Prozess der Stahlherstellung, bei welchem sie auch auf die Stahlherstellung im Lichtbogenofen eingehen. Allerdings sind die Werte nicht explizit für die Verwendung von reinem DRI angegeben, sondern nur für die Beimischung von DRI zum Stahlschrott (Hegemann & Guder, 2020). Bei Hölling et al. (2017) wird die Umstellung der Stahlproduktion auf grünen Stahl unter technischen und ökonomischen Gesichtspunkten analysiert (Hölling et al., 2017). Otto et al. (2017) analysieren verschiedene Möglichkeiten zur Dekarbonisierung der Stahlproduktion, wobei u.a. auch die Verwendung von grünem H<sub>2</sub> berücksichtigt wird (Otto et al., 2017). Rechberger et al. (2020) und Sasiain et al. (2020) modellieren die Direktreduktion von Eisenerz mit grünem H<sub>2</sub> in Bezug auf die Energieströme und die resultierenden CO<sub>2</sub> Emissionen (Rechberger et al., 2020; Sasiain et al., 2020). Beiden Veröffentlichungen liegt das gleiche Modell zugrunde, weshalb auch die Ergebnisse identisch sind. Deshalb wird in den Berechnungen nur je eine der beiden Veröffentlichungen berücksichtigt. Vogl et al. (2018) stellen ebenfalls einen Prozess für die Direktreduktion von Eisenerz mit grünem H<sub>2</sub> in ihrem Paper vor und berechnen den notwendigen CO<sub>2</sub>-Preis, damit grüner Stahl wettbewerbsfähig gegenüber konventionellem Stahl wird (Vogl et al., 2018). Worrell et al. (2007) stellen die Werte für die energieeffizientesten Prozesse verschiedener Sektoren bereit und betrachten hierbei auch den EAF, der jedoch mit Stahlschrott befüllt wird. Außerdem stammen die Werte aus dem Jahr 2007. Dennoch liefert diese Analyse einen guten Vergleichspunkt für die im Prozessschritt des EAF angenommenen Werte (Worrell et al., 2007).

Aus der Literaturanalyse ergeben sich die in Anlage 1 und Abbildung 2 dargestellten Energie- und Stoffströme. In Anlage 1 werden ebenfalls die ausgewählten Parameter dargestellt und die Auswahl begründet.

Da die Annahmen der verschiedenen Autorinnen zwischen den Studien variieren, werden die folgenden Grundregeln beim Vergleich der Literatur angewendet. Bei der Umrechnung der benötigten Strommengen wird der untere Heizwert von H<sub>2</sub> und Erdgas sowie ein Wirkungsgrad des Elektrolyseurs von 70% gemäß Otto et al. (2017) angenommen (Otto et al., 2017). Alle Daten werden auf diese Annahme umgerechnet, sollten die Autorinnen andere Annahmen in ihren Veröffentlichungen getroffen haben. Außerdem wird, wenn Spannweiten angegeben werden, mit dem höheren Wert gerechnet.

Wenn die Einheiten auf die Produktion von einer Tonne DRI skaliert sind, werden sie mit dem Faktor  $\frac{1,1 \text{ t DRI}}{1 \text{ t Rohstahl}}$  multipliziert, um auf die entsprechende Menge je Tonne Rohstahl zu kommen (Devlin & Yang, 2022).

#### 4.2.1.2 Auswertung der Literatur für die Direktreduktionsanlage

In Tabelle 8 ist die Literaturanalyse für die benötigten Rohstoff- und Energiemengen in der DRI-Anlage dargestellt.

Tabelle 8 *Literaturanalyse der benötigten Rohstoffe und Energieströme für die Direktreduktionsanlage*

Input / Output	Einheit	Rohstoff / Energieträger	Quellen										Ausgewählter Wert	
			(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)		
Input	Nm <sup>3</sup> /t Rohstahl	Wasserstoff für Direktreduktion	541,000				698,500		577,500	577,500				
Input	t/t Rohstahl	Wasserstoff für Direktreduktion			0,052			0,058				0,051		
Input	MWh/t Rohstahl	Wasserstoff für Direktreduktion	1,623		1,733		2,096	1,939	1,733	1,733		1,700		<b>1,804</b>
Input	t/t Rohstahl	Eisenerz	1,460		1,500			1,660	1,530			1,504		<b>1,531</b>
Input	MWh/t Rohstahl	Prozesswärme	0,500		0,515		0,253	1,561	0,799	0,799		0,289		<b>0,653</b>
Input	MWh/t Rohstahl	Strom	0,090				0,088	0,128	0,138			0,040		<b>0,097</b>
Input	MWh/t Rohstahl	Erdgas							0,528	0,528				<b>0,528</b>
Output	t/t Rohstahl	HBI	1,460		1,100			1,030						<b>1,100</b>

Es zeigt sich, dass die benötigte Menge an grünem Wasserstoff um etwa 0,5 MWh/t RSt zwischen den Studien schwankt. Obwohl in den Analysen von Rechberger et al. (2020) und Sasiain et al. (2020) die im späteren Produktionsschritt benötigte Prozesswärme über H<sub>2</sub> bereitgestellt wird und somit eigentlich mehr H<sub>2</sub> produziert werden müsste, als bei den anderen Autorinnen, liegt der Wasserstoffbedarf bei Hölling et al. (2017) und Otto et al. (2017) mit 2,1 MWh/t RSt und 1,94 MWh/t RSt noch darüber (Hölling et al., 2017; Otto et al., 2017; Rechberger et al., 2020; Sasiain et al., 2020). Aufgrund der Diskrepanz der Literaturwerte wird der Mittelwert aus den Daten für die weitere Analyse verwendet.

Die Varianz des Eisenerzbedarfs ist nur geringfügig und hier wird ebenfalls der Mittelwert der Literaturwerte genommen. Zusätzlich wird noch die Beimischung von 50 m<sup>3</sup> Erdgas als Kohlenstoffquelle berücksichtigt, die nur in zwei Quellen erwähnt wird, dafür jedoch auch von dem Anlagenhersteller MIDREX Technologies (Midrex Technologies, Inc., 2017). Zukünftig sollte geprüft werden, ob das Erdgas auch durch Biomasse ersetzt werden kann (Agora Energiewende, FutureCamp, & Wuppertal Institut, 2021).

Die in der Direktreduktionsanlage ablaufenden Reaktionen sind endotherm, weshalb Prozesswärme von außen zugeführt werden muss. Die Prozesswärme kann durch grünen Wasserstoff, Strom oder über die Wärmerückgewinnung bereitgestellt werden. Auch der Einsatz von Erdgas wäre möglich. Dies führt jedoch zu weiteren CO<sub>2</sub>-Emissionen, weshalb Erdgas nicht weiter betrachtet wird. Da die Annahmen der analysierten Quellen variieren, ergibt sich auch eine große Spannweite der benötigten Prozesswärme von 0,25 MWh/t RSt – 1,56 MWh/t RSt zwischen den Quellen.

Während Otto et al. (2017) einen Energiebedarf von 1,56 MWh/t RSt durch die Verbrennung von Erdgas zum Trocknen und Erhitzen des Eisenerzes annehmen, gehen Vogl et al. (2018) von 0,29 MWh/t RSt für die Erwärmung des Reduktionsgases aus, wobei diese Energie über eine Abwärmerückgewinnung bereitgestellt wird (Otto et al., 2017; Vogl et al., 2018). Bei Agora Energiewende, FutureCamp, & Wuppertal Institut (2021) wird die Prozesswärme (0,50 MWh/t RSt) in Form von Erdgas bereitgestellt (Agora Energiewende, FutureCamp, & Wuppertal Institut, 2021). Gemäß Midrex Technologies, Inc (2022), auf dessen Prozessen sich die Berechnungen von Agora Energiewende, FutureCamp, & Wuppertal Institut (2021) beziehen, werden jedoch 50 Nm<sup>3</sup> Erdgas pro Tonne Rohstahl (0,50 MWh/t RSt<sup>28</sup>) als Beimischung zum Reduktionsgas benötigt, um den Kohlenstoffgehalt im DRI sicherzustellen und die Temperatur im Schachtofen zu kontrollieren (Agora Energiewende, FutureCamp, & Wuppertal Institut, 2021). Weiterhin werden bis zu 250 Nm<sup>3</sup> (0,75 MWh/t DRI) H<sub>2</sub> oder eine andere nachhaltige Energiequelle benötigt, um das Reduktionsgas vorzuwärmen (Midrex Technologies, Inc., 2017). Die zusätzliche Energiemenge wird in der Berechnung von Agora Energiewende, FutureCamp, & Wuppertal Institut (2021) nicht berücksichtigt (Agora Energiewende, FutureCamp, & Wuppertal Institut, 2021). Rechberger et al. (2020) berechnen als Prozesswärme ein H<sub>2</sub> Bedarf von 242 Nm<sup>3</sup> (Rechberger et al., 2020). Dies entspricht nahezu den Angaben von Midrex Technologies, Inc. (2017) (Midrex Technologies, Inc., 2017). Hölling et al. (2017) nehmen eine Vorerwärmung des H<sub>2</sub> über die Abwärme des Abgases auf 580°C an und führen die restliche Energie, um das H<sub>2</sub> auf 940°C zu erhitzen, über Strom zu. Hierbei entsteht ein zusätzlicher Energiebedarf in Höhe von 0,25 MWh/t RSt (Hölling et al., 2017).

Die Bereitstellung der Wärme über grünen Wasserstoff führt zu einer weiteren Erhöhung des Strombedarfs für die Elektrolyse, aufgrund der Wirkungsgradverluste im Elektrolyseur im Vergleich zum direkten Einsatz von Strom zur Wärmebereitstellung in der Direktreduktionsanlage. Somit sollte im Optimalfall die Abwärme der Direktreduktionsanlage für das Vorheizen des Reduktionsgases verwendet werden und die restliche Wärme über eine elektrische Beheizung bereitgestellt werden.

---

<sup>28</sup> Umrechnung mit dem LHV von Erdgas (10 kWh/Nm<sup>3</sup>)

Aufgrund der großen Diskrepanz in der Literatur für die benötigte Prozesswärme wird der Mittelwert dieser Daten genommen (0,65 MWh/t RSt). Dieser Wert ist etwas geringer als der von Midrex Technologies, Inc. (2017) angenommene Energiebedarf für die Wärmebereitstellung jedoch noch mehr als doppelt so groß wie der von Hölling et al. (2017) berechnete Minimalwert (Hölling et al., 2017; Midrex Technologies, Inc., 2017). Durch die Implementierung einer Abwärmerückgewinnung kann der Energiebedarf in diesem Prozessschritt also noch optimiert werden. In dieser Analyse wird die benötigte Wärme über eine elektrische Beheizung bereitgestellt.

Darüber hinaus werden 0,1 MWh/t RSt für den Betrieb der Anlage benötigt. Dies ergibt sich aus dem Mittelwert über alle Quellen. Somit ergibt sich ein Strombedarf der Direktreduktionsanlage in Höhe von 0,75 MWh/t RSt für alle Szenarien.

#### 4.2.1.3 Auswertung der Literatur für den EAF

Im nächsten Schritt werden die benötigten Rohstoffe und Energieströme für den EAF erklärt. Eine Übersicht bietet Tabelle 9.

Tabelle 9 *Literaturanalyse der benötigten Rohstoffe und Energieströme für den EAF*

Input / Output	Einheit	Rohstoff / Energieträger	Quellen										Ausgewählter Wert				
			(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)					
Input	t/t Rohstahl	DRI / HBI	1,46		1,10				1,03								<b>1,10</b>
Input	t/t Rohstahl	Metallschrott	0,17	1,09													<b>0,00</b>
Input	MWh/t Rohstahl	Strom	0,59	0,40	0,67	0,53			0,58	0,64			0,75	0,56			<b>0,66</b>
Input	MWh/t Rohstahl	Prozesswärme		0,12													<b>0,00</b>
Input	MWh/t Rohstahl	Vorheizen DRI / HBI	0,16										0,16				<b>0,16</b>
Input	MWh/t Rohstahl	Erdgas		0,50													<b>0,00</b>
Input	t/t Rohstahl	N2							0,01								<b>0,00</b>
Input	t/t Rohstahl	O2	0,05	0,06					0,05								<b>0,06</b>
Input	MWh/t Rohstahl	Kohle							0,28								<b>0,00</b>
Input	t/t Rohstahl	Kalk	0,05	0,06									0,05				<b>0,06</b>
Input	t/t Rohstahl	Legierungen	0,01	0,01									0,01				<b>0,01</b>
Input	t/t Rohstahl	Elektroden	0,00	0,00									0,00				<b>0,00</b>
Output	t/t Rohstahl	Rohstahl															<b>1,00</b>

In dieser Analyse wird der EAF mit 100% HBI chargiert, um so den maximalen Energiebedarf des EAFs abzubilden. Eine Erhöhung des Anteils an Stahlschrott im EAF senkt den Energieverbrauch dieses Prozessschritts auf bis zu 0,1 MWh/t RSt während der Wasserstoffbedarf linear mit dem Anstieg des Schrottanteils sinkt (Vogl et al., 2018). Weiterhin wird angenommen, dass der Metallisierungsgrad des DRI/HBI >90% ist. Diese Annahmen entsprechen den Annahmen von Devlin & Yang (2022), Otto et al. (2017), Rechberger et al. (2020) und Vogl et al. (2018), weshalb der Mittelwert dieser Daten (0,56 MWh/t RSt) für die weitere Analyse verwendet wird (Devlin & Yang, 2022; Otto et al., 2017; Rechberger et al., 2020; Vogl et al., 2018). Auffällig ist, dass Otto et al. (2017) den höchsten Energiebedarf für diesen Prozessschritt mit 1,076 MWh/t Rohstahl berechnen, wobei die benötigte Energie zur Hälfte durch elektrischen Strom und zur anderen Hälfte durch Kohle (0,28 MWh/t Rohstahl) und Erdgas (0,21 MWh/t Rohstahl) bereitgestellt wird (Otto et al., 2017). Die Beimischung von Kohle wird in diesem Prozessschritt gemäß Otto et al. (2017) zur Sicherstellung eines Kohlenstoffanteils von 2% im Stahl durchgeführt (Otto et al., 2017).

Als Vergleich und Validierung des Strombedarfs im EAF werden die Ergebnisse von Worrell et al. (2007) zugrunde gelegt, die den Energiebedarf anhand von industriellen Best-Practice-Technologien bestimmen (Worrell et al., 2007). Allerdings beziehen sich diese Daten auf eine Charge mit 60% DRI und 40% Stahlschrott. Somit liegt der Energiebedarf von Worrell et al. (2007) geringfügig unterhalb des in dieser Analyse angenommenen Wertes (Worrell et al., 2007).

Für Szenario 2 wird in diesem Prozessschritt ein zusätzlicher Energiebedarf für das Aufheizen von HBI berücksichtigt, da das HBI auf dem Transportweg abkühlt. Der zusätzliche Energiebedarf beträgt 0,16 MWh/t RSt.

Darüber hinaus werden Sauerstoff, Kalk, Legierungselemente und Graphitelektroden für die Stahlproduktion benötigt. Da der Einsatz von Stickstoff nur von einer Quelle erwähnt wird und es sich um eine geringe Menge handelt, wird dieser Rohstoff in der weiteren Analyse nicht berücksichtigt.

Nachdem nun die benötigten Rohstoff- und Energiemengen für die Produktion einer Tonne Rohstahl vorliegen, werden im folgenden Kapitel die Kosten für die Rohstoffe und Energieträger erklärt.

#### 4.2.2 Zugrundeliegende Kosten für die Produktion von grünem Stahl

Um die Auswirkungen des RP analysieren zu können, werden für den Kostenvergleich der verschiedenen Szenarien die folgenden Kostenblöcke gebildet. Unter „CAPEX“ sind die Investitionskosten der verschiedenen Anlagen zusammengefasst. „Weitere OPEX“ beinhalten die

Arbeit- und Wartungskosten, sowie alle Rohstoffkosten außer die Kosten für Strom und Eisenerz. Das sind im Elektrolyseur die Kosten für Wasser, in der Direktreduktionsanlage die Kosten für Erdgas, welches zur Bereitstellung des Kohlenstoffanteils im Stahl notwendig ist, und für den EAF die Kosten für die Graphitelektroden, die Legierungen und den Kalk. Die Eisenerzkosten werden separat dargestellt, obwohl sie über alle Szenarien konstant gehalten werden, da sie einen hohen Kostenanteil an den Produktionskosten haben. Die Transportkosten sind, je nach Szenario, die Kosten für den Import von Eisenerz, HBI oder Halbzeug. Die Transportkosten für grünen Wasserstoff werden separat dargestellt, da sie, je nach Transportweg und Transportart, einen erheblichen Anteil der Produktionskosten ausmachen können. Der letzte Kostenblock beinhaltet die Stromkosten über alle Prozessschritte hinweg. Je nachdem wie hoch die Stromkosten des jeweiligen Produktionslandes sind, erhöht sich der Anteil der Stromkosten an den Produktionskosten für grünen Stahl. Die zugrundeliegenden Annahmen für die Produktionskosten werden im Folgenden beschrieben.

#### 4.2.2.1 Investitionsausgaben für die Anlagen

Als Grundlage für die Investitionsausgaben (CAPEX) für den Elektrolyseur, die Direktreduktionsanlage und den Elektrolichtbogenofen werden die Daten von Vogl, Åhman und Nilsson (2018) genommen, welche jedoch in €/t Kapazität vorliegen<sup>29</sup>. Agora Energiewende (2021) berechnet in ihrer Kostenanalyse hieraus die Investitionsausgaben je Tonne Rohstahl für die Direktreduktionsanlage und den Elektrolichtbogenofen. Da in dieser Arbeit ebenfalls die Investitionsausgaben des Elektrolyseurs notwendig sind, werden diese in der gleichen Weise berechnet (Agora Energiewende, FutureCamp, & Wuppertal Institut, 2021; Vogl et al., 2018). Somit ergeben sich Kapitalkosten in Höhe von 30,58 €/t RSt für den Elektrolyseur, 43,96 €/t RSt für die DRI und 35,16 €/t RSt für den EAF, bei einem Zinssatz von 8% (Agora Energiewende, FutureCamp, & Wuppertal Institut, 2021).

Die Investitionsausgaben werden über alle Szenarien hinweg konstant gehalten, unabhängig davon, in welchem Land die jeweiligen Produktionsschritte stattfinden, da die zugrundeliegende Annahme ist, dass die benötigten Anlagen in jedem Land erst aufgebaut werden müssen. Diese Annahme kann in einem weiteren Schritt aufgeweicht werden, um die Kapitalkosten für spezifische Länder zu ermitteln und miteinander zu vergleichen.

---

<sup>29</sup> Elektrolyseur: 160 €/t Kapazität, DRI-Anlage: 230€/t Kapazität; EAF: 184€/t Kapazität (Vogl et al., 2018)

#### 4.2.2.2 Betriebskosten

Unter den Betriebskosten („Weitere OPEX“) für die Anlagen werden die folgenden Kostenpositionen zusammengefasst: Wasser, Erdgas, Sauerstoff, Kalk, Legierungen, Elektroden, Arbeitskosten und Wartungskosten. Die Kosten für Wasser betragen 0,73 €/t RSt (Fischedick et al., 2014). Für die Erdgaskosten wird der Durchschnitt der Kosten zwischen 2010 und 2020 gewählt, um so saisonale Schwankungen oder durch einmalige Ereignisse ausgelöste Preisänderungen zu kompensieren. Die Entwicklung der Erdgaspreise ist derzeit schwer zu prognostizieren aufgrund des aktuellen Krieges in der Ukraine sowie der zukünftigen Entwicklung von CO<sub>2</sub>-Preisen. Da jedoch Erdgas nur benötigt wird, um den Kohlenstoffanteil im Stahl sicherzustellen und die Kosten auch über alle Szenarien hinweg konstant gehalten werden, ändert sich bei steigenden Erdgaskosten lediglich die Höhe der Produktionskosten, nicht jedoch die Differenz zwischen den Szenarien. Es ergibt sich ein Erdgaspreis von 16,05 €/t RSt (30,39 €/MWh) (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2021). Die Kosten für die anderen Zusatzstoffe betragen 3,34 €/t RSt für Sauerstoff, 5,50 €/t RSt für Kalk, 19,55 €/t RSt für Legierungselemente und 10,00 €/t RSt für Graphitelektroden (Agora Energiewende, FutureCamp, & Wuppertal Institut, 2021). Die Arbeitskosten entsprechen den Arbeitskosten der BF-BOF Route mit 38,00 €/t RSt und die Wartungskosten betragen 3% der CAPEX (Agora Energiewende, FutureCamp, & Wuppertal Institut, 2021). Auch die weiteren Betriebsstoffe sowie die Arbeits- und Wartungskosten werden über alle Szenarien hinweg konstant gehalten. Je nach Produktionsort können sich abweichende Arbeitskosten ergeben, aber um den Fokus auf die Auswirkung von unterschiedlichen Stromkosten zu legen, werden die Arbeitskosten über alle Szenarien hinweg konstant gehalten. Wenn die Analyse für spezifische Produktionsstandorte spezifiziert wird, können die Arbeitskosten an die des jeweiligen Landes angepasst werden.

#### 4.2.2.3 Eisenerzpreis und Transportkosten

Wie in Abbildung 15 erkennbar ist, unterliegt der Eisenerzpreis großen Schwankungen von 27 €/dmtu im Jahr 2000 bis 153 €/dmtu in 2021. Für die weitere Analyse wird der Mittelwert der Eisenerzpreise von 2010-2020 genommen, um so Preisschwankungen zu glätten. Somit beträgt der Ausgangswert für die weitere Betrachtung 102,21 €/t (World Bank, 2022). Für die Direktreduktion von Eisenerz werden Eisenerzpellets benötigt, die mit einer zusätzlichen Prämie gehandelt werden. Für die weitere Analyse wird deshalb eine Prämie von 30 €/t angenommen (Agora Energiewende, FutureCamp, & Wuppertal Institut, 2021).

Bei einem Eisenerzbedarf von 1,531 t/t RSt ergeben sich somit Kosten in Höhe von 202,390 €/t RSt. Da Eisenerz ein weltweit gehandeltes Gut ist, werden die Eisenerzkosten über alle Szenarien hinweg als gleich angenommen, unabhängig davon, wo die Produktion

von DRI stattfindet. Sollte sich zukünftig ein höherer Eisenerzpreis einstellen, betrifft dies alle Szenarien gleichermaßen und es ändert sich lediglich die Höhe der Kosten für die Produktion einer Tonne Rohstahl, nicht jedoch die Kostendifferenz zwischen den Szenarien.



Abbildung 15 Eisenerzpreise 2000-2021<sup>30</sup>

Bei den Transportkosten für Eisenerz muss eine Fallunterscheidung für die verschiedenen Szenarien durchgeführt werden. Im Basisszenario und im Szenario 1 wird Eisenerz nach Deutschland importiert. Die vier größten Handelspartner für Eisenerz sind Brasilien, Kanada, Südafrika und Schweden, die zusammen 92% des Eisenerzimports nach Deutschland abdecken. Da die Transportkosten je nach Herkunftsland des Eisenerzes variieren, wird der gewichtete Mittelwert der Transportkosten zwischen den genannten Handelspartnern und Deutschland in Höhe von 5,67 €/t RSt angenommen, um Preisunterschiede aufgrund unterschiedlicher Distanzen zu berücksichtigen (United Nations Conference on Trade and Development, o. J.). Für Szenario 2 und Szenario 3 werden keine Transportkosten für Eisenerz berücksichtigt, da angenommen wird, dass die Produktion von HBI dort stattfindet, wo sowohl Eisenerz und ausreichend grüner Strom zur Verfügung steht.

#### 4.2.2.4 Transportkosten für HBI und Halbzeug

In Szenario 2 wird HBI aus dem Ausland nach Deutschland importiert. Die derzeitigen Handelspartner für Deutschland sind Russland, Venezuela, Trinidad und Tobago und Ägypten (Stand 2018) und es wurde ein Volumen von 1,5 Mio. Tonnen importiert (World Integrated

<sup>30</sup> Eigene Darstellung basierend auf den Daten von (World Bank, 2022) und einem Umrechnungskurs USD zu EUR von 0,9474 (Stand Juni 2022). Angegeben in Dry Metric Ton Unit bezogen auf Eisenfeinerze mit einem Eisengehalt von 62%.

Trade Solution, o. J.). Die durchschnittlichen Transportkosten pro Stück belaufen sich auf 5,42 €/t RSt und ergeben sich aus dem gewichteten Mittelwert der Transportkosten aus Russland, Venezuela und Ägypten, da keine Daten für Trinidad und Tobago vorliegen (United Nations Conference on Trade and Development, o. J.).

Der Import von Halbzeug nach Deutschland hat in den letzten Jahren zugenommen und betrug in 2019 23 Mio. Tonnen (vgl. Abbildung 10). Da unter dem Begriff „Halbzeug“ eine Vielzahl an Produkten zusammengefasst ist und die Importmengen dementsprechend auch stark variieren, wird für die Abschätzung der Transportkosten der Mittelwert der Transportkosten für die zehn am häufigsten importierten Produkte verwendet. Die kumulierten Importmengen über diese Produkte decken mehr als 40% der Gesamtimporte ab. Somit belaufen sich die durchschnittlichen Transportkosten auf 13,55 €/t RSt (United Nations Conference on Trade and Development, o. J.).

Die Transportkosten sind jedoch mit einer Unsicherheit bezüglich zukünftiger CO<sub>2</sub>-Preise für die resultierenden Emissionen behaftet und können somit in Zukunft auch ansteigen. Da jedoch in allen Szenarien Rohstoffe importiert werden müssen, entweder in Form von Eisenerz, HBI oder Halbzeug, fallen diese Mehrkosten somit zukünftig in allen Szenarien an. Die Abschätzung der CO<sub>2</sub>-Preise für die Schifffahrt liegt außerhalb des Umfangs dieser Arbeit, können jedoch in einem weiteren Schritt zu den hier hergeleiteten Szenarien hinzugefügt werden.

#### 4.2.2.5 Wasserstoffpreis und Transportkosten

Der Wasserstoffpreis ergibt sich aus den CAPEX für den Elektrolyseur, die Kosten für die benötigte Strommenge und die Kosten für das notwendige Wasser. Der Strompreis beeinflusst somit maßgeblich die Kosten für die Wasserstoffproduktion.

Die Transportkosten für Wasserstoff sind, wie bereits in Kapitel 2.6.3 beschrieben, abhängig von der Art des Transports und der Distanz. Für die weitere Analyse werden die folgenden Annahmen gemäß Jensterle et al. (2020) verwendet (Jensterle et al., 2020):

Tabelle 10 *Transportkosten für Wasserstoff*<sup>31</sup>

Transportmedium	Distanz	Kosten in €/MWh	Anwendung
Pipeline	< 1.500 km	10,00 €/MWh	Kalkulationsgrundlage für den inländischen Transport
Pipeline	> 1.500 km	20,00 €/MWh	Kalkulationsgrundlage für kontinentaleuropäischen Transport und Importe aus der MENA-Region
Schiff (LH <sub>2</sub> )	> 10.000 km	80,00 €/MWh	Transportkosten für den Handel mit z.B. Island, Kanada oder der arabischen Halbinsel
Schiff (LH <sub>2</sub> )	> 10.000 km	100,00 €/MWh	Kosten für den Handel z.B. mit Australien oder Argentinien

Für die Erstellung der Szenarien werden im Basisszenario, in Szenario 2 und Szenario 3 die Pipelinekosten für eine Distanz < 1.500 km berücksichtigt, da von einer zentralen Produktion von grünem Wasserstoff in dem jeweiligen Land ausgegangen wird und der grüne Wasserstoff anschließend an die Industriestandorte verteilt wird. In Szenario 1 wird grüner Wasserstoff nach Deutschland importiert. Hier fallen die zusätzlichen inländischen Transportkosten über eine Pipeline nur an, wenn der grüne Wasserstoff über Schiffe nach Deutschland transportiert wird. Somit ergeben sich die Wasserstofftransportkosten aus den Transportkosten der Schifffahrt zuzüglich der Kosten für den inländischen Pipelinetransport. Findet der Transport in Szenario 1 leitungsbedungen statt, so fallen die in Tabelle 10 genannten Pipelinekosten, in Abhängigkeit der jeweiligen Distanz zwischen den Handelspartnern, an.

#### 4.2.2.6 Strombedarf und Kosten

Für die Elektrolyse ergibt sich über alle Szenarien hinweg ein Strombedarf von 2,58 MWh/t RSt. Bei einer Effizienz des Elektrolyseurs von 70% wird so der Wasserstoffbedarf für die Direktreduktion in Höhe von 1,80 MWh/t RSt bereitgestellt. Die DRI-Anlage benötigt 0,75 MWh/t RSt in allen Szenarien, während der Strombedarf des EAFs zwischen den Szenarien variiert. Das Basisszenario, Szenario 1 und Szenario 3 haben einen Strombedarf von 0,66 MWh/t RSt. Der Strombedarf erhöht sich in Szenario 2 um 0,16 MWh/t RSt. Hintergrund ist, dass das HBI auf dem Transport abkühlt und im EAF wieder aufgeheizt werden muss.

Der Strombedarf der Prozessschritte ist in Abbildung 16 dargestellt.

<sup>31</sup> Daten gemäß: (Jensterle et al., 2020)

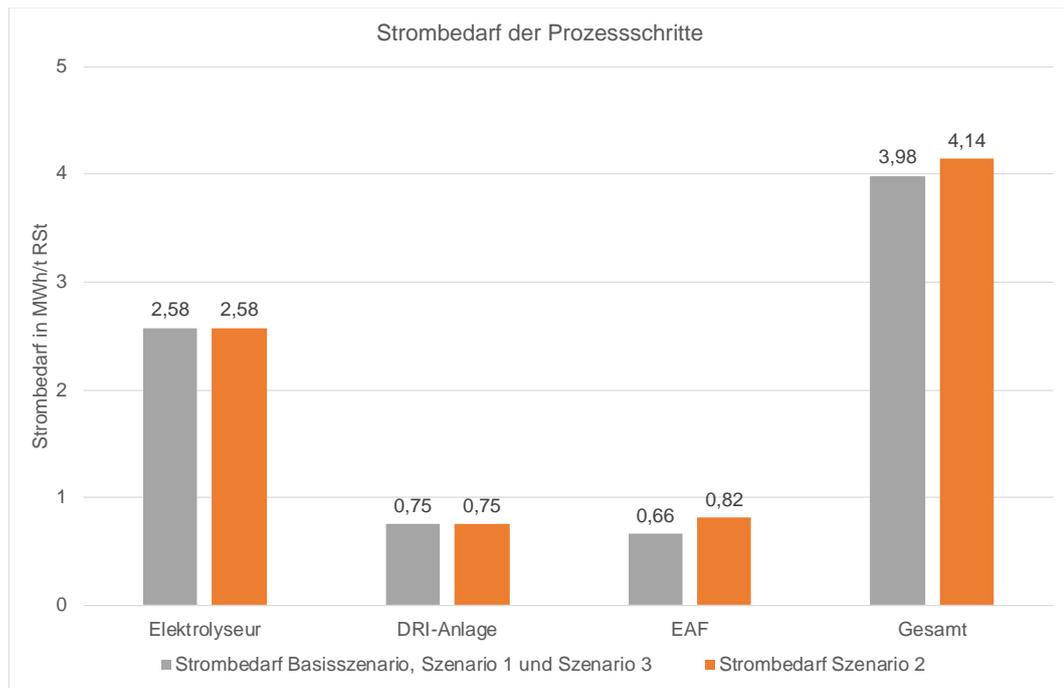


Abbildung 16 Strombedarf der Prozessschritte

Um die Auswirkungen des RPs in der Stahlindustrie bestimmen zu können, ist das Stromkostendifferential zwischen den verschiedenen Produktionsländern von entscheidender Bedeutung. Albrecht et al. (2022) analysieren die Levelized Cost of Electricity (LCOE) für Europa und die MENA-Region im Jahr 2050. Es zeigt sich, dass die MENA-Region ein hohes Potenzial an EE zu geringen LCOE hat. Der Vergleich zeigt, dass es in der MENA-Region ein Potenzial von über 15.000 TWh gibt, welches zu LCOE von 25 €/MWh angeboten werden kann. Zu diesen LCOE kann in Europa kaum ein erneuerbares Strompotenzial gehoben werden (< 500 TWh). Zu nur geringfügig höheren LCOE von 45 €/MWh können in der MENA-Region bereits 40.000 TWh an erneuerbaren Strompotenzial gehoben werden. Zu den gleichen Kosten können in Europa hingegen nur ca. 7.000 TWh erneuerbares Strompotenzial realisiert werden (Albrecht et al., 2022). Somit ist ein Stromkostendifferential von mindestens 20 €/MWh oder höher eine realistische Annahme.

Die Analyse des RPs soll sich jedoch nicht nur auf eine ausgewählte Region beziehen, sondern verallgemeinert werden. Aus diesem Grund werden zwei Stromkostendifferentiale zwischen dem Inland und dem Ausland betrachtet. Es wird angenommen, dass der Strompreis im Ausland bei 26 €/MWh<sup>32</sup> liegt. Als Stromkostendifferential werden 20 €/MWh und 30 €/MWh angenommen. Somit ergeben sich Strompreise im Inland in Höhe von 46 €/MWh und

<sup>32</sup> Mittelwert der prognostizierten LCOE für Australien in 2030 für PV Anlagen >10 MWp (22 €/MWh) und Onshore Wind (30 €/MWh) gemäß (Ram et al., 2018)

56 €/MWh. Anhand dieser Preise werden nun die Produktionskosten für eine Tonne Grünstahl berechnet und so der RP quantifiziert.

### 4.2.3 Bewertung des Renewables Pulls in der Stahlindustrie

Im Basisszenario findet die gesamte Wertschöpfung im Inland statt, welche sich jedoch mit jedem Szenario um einen Schritt weiter ins Ausland verschiebt bis zuletzt in Szenario 3 die gesamte Wertschöpfung im Ausland stattfindet. Um den RP zu quantifizieren, werden zuerst die Produktionskosten bei gleichbleibendem Stromkostendifferential zwischen dem Inland und dem Ausland über die Szenarien hinweg miteinander verglichen. Die Analyse wird für zwei verschiedene Stromkostendifferentiale, 20 €/MWh und 30 €/MWh durchgeführt.

Aufgrund der verschiedenen Möglichkeiten für den Import von grünem Wasserstoff, wie in Tabelle 10 dargestellt, gibt es in den Szenarien unterschiedliche Annahmen für den Transport von Wasserstoff. Im Basisszenario, Szenario 2 und Szenario 3 findet der Wasserstofftransport nur im Inland statt. Es wird die Annahme getroffen, dass die Industrie über ein inländisches Pipelinenetz mit Wasserstoff versorgt wird. In Szenario 1 kann Wasserstoff entweder über Pipelines oder über Schiffe importiert werden. Hier wird somit eine Fallunterscheidung durchgeführt. Für eine übersichtlichere Unterscheidung der Szenarien werden diese wie folgt bezeichnet:

Tabelle 11 *Bezeichnung der Szenarien*

Szenario	Transportmedium für Wasserstoff	Distanz	Kosten in €/MWh
Basisszenario	Pipeline	< 1.500 km	10,00 €/MWh
Szenario 1 a	Pipeline	< 1.500 km	10,00 €/MWh
Szenario 1 b	Pipeline	> 1.500 km	20,00 €/MWh
Szenario 1 c	Pipeline + Schiff (LH <sub>2</sub> )	< 10.000 km	90,00 €/MWh
Szenario 1 d	Pipeline + Schiff (LH <sub>2</sub> )	> 10.000 km	110,00 €/MWh
Szenario 2	Pipeline	< 1.500 km	10,00 €/MWh
Szenario 3	Pipeline	< 1.500 km	10,00 €/MWh

Die folgenden vier Abbildungen (in Abbildung 17 bis Abbildung 20) zeigen die Produktionskosten einer Tonne Rohstahl bei einem Stromkostendifferential von 20 €/MWh zwischen dem Inland und dem Ausland bei verschiedenen Wasserstoffimportrouten.

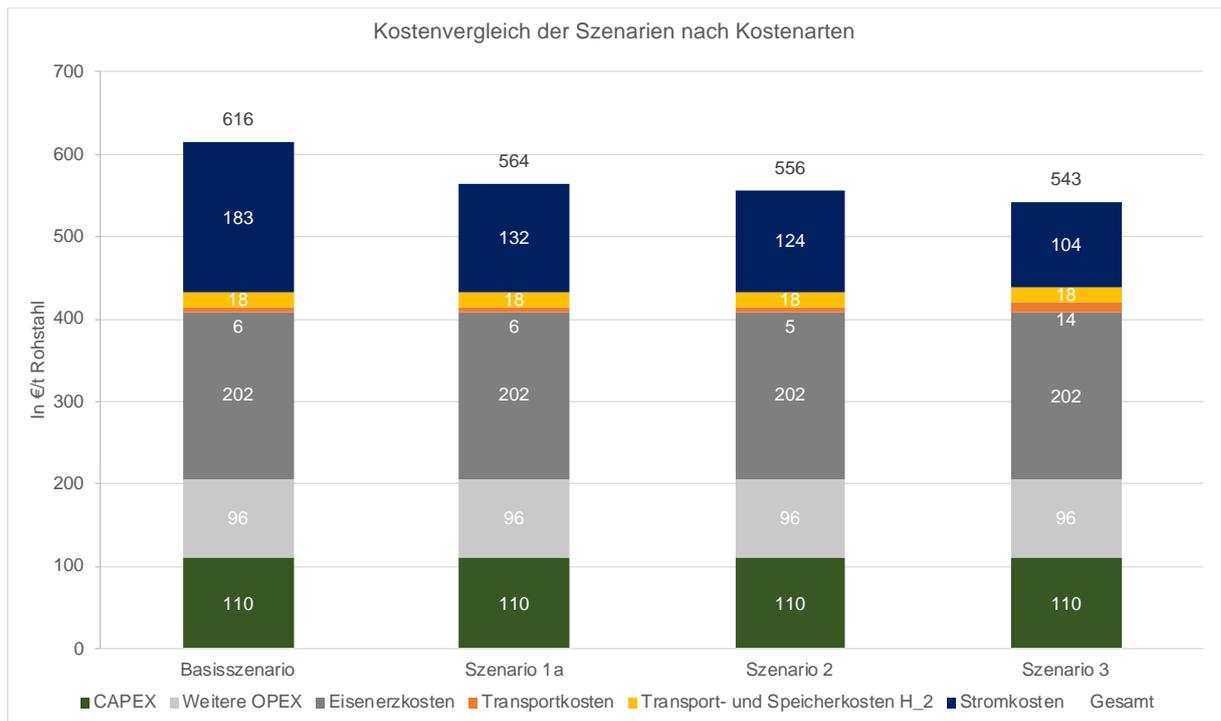


Abbildung 17 Stromkostendifferential (20 MWh/t RSt) und Pipelinetransport (< 1.500 km)

Das Ergebnis aus Abbildung 17 zeigt, dass das Basisszenario mit 616 €/t RSt die höchsten Produktionskosten hat. Durch den Import von Wasserstoff über Pipelines (Szenario 1a) reduzieren sich die Produktionskosten auf 564 €/t RSt. Wenn statt Wasserstoff HBI importiert wird, sinken die Produktionskosten weiter auf 556 €/t RSt. Trotz dieser Kosteneinsparungen ist die Rohstahlproduktion im Ausland immer noch günstiger. Hier liegen die Produktionskosten bei 543 €/t RSt. Um die Ergebnisse der durchgeführten Analyse zu validieren, werden die berechneten Kosten für grünen Stahl mit Literaturwerten verglichen. Die Werte in der Literatur ergeben eine große Spannweite, was an den unterschiedlichen Annahmen liegt, jedoch auch die große Unsicherheit in Bezug auf die zukünftige Preisentwicklung zeigt. In der Literatur werden die Kosten für die Produktion einer Tonne Rohstahl in Höhe von 530 €/t RSt - 645 €/t RSt angegeben (Agora Energiewende und Wuppertal Institut, 2019; European Commission, 2021). Somit liegen die Kosten für das Basisszenario mit 616 €/t RSt innerhalb dieser Spannweite.

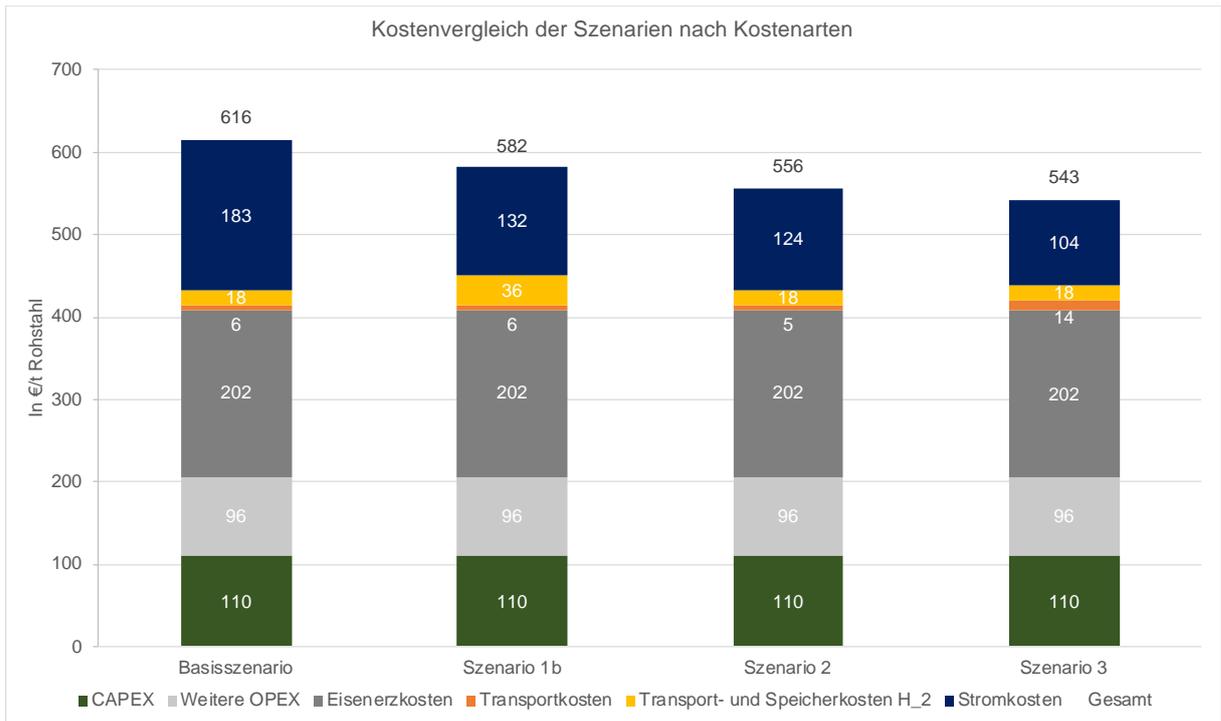


Abbildung 18 Stromkostendifferential (20 MWh/t RSt) und Pipelinetransport (> 1.500 km)

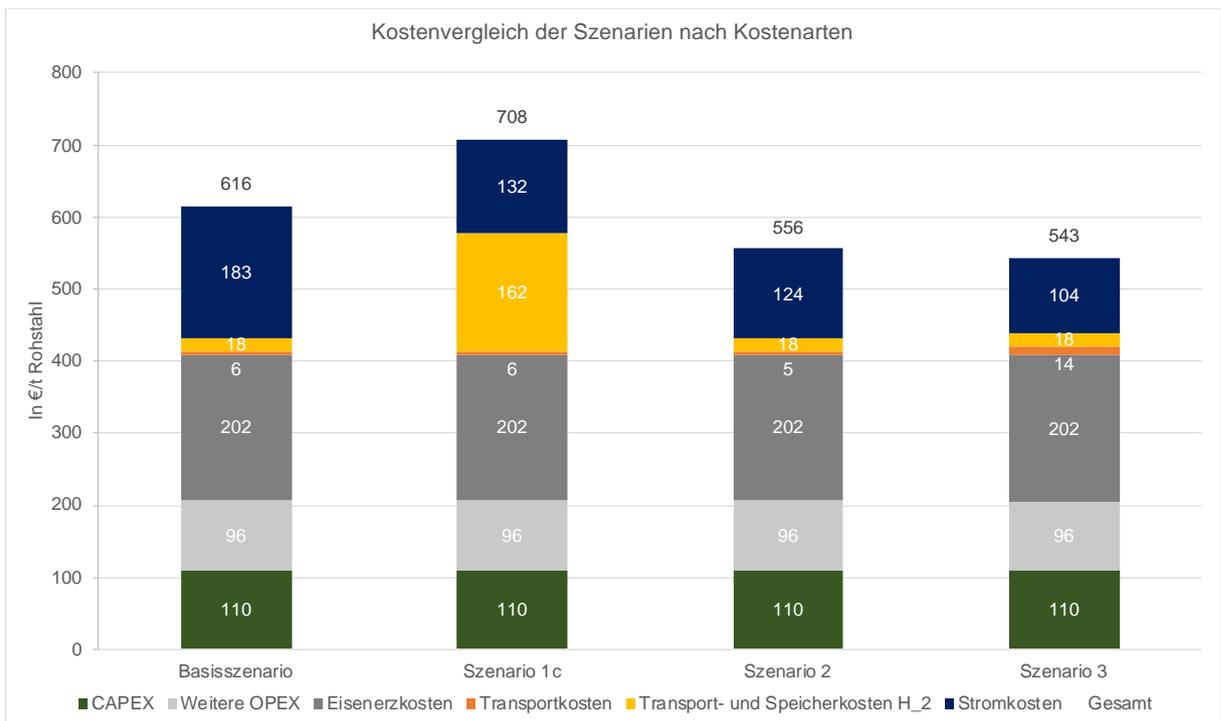


Abbildung 19 Stromkostendifferential (20 MWh/t RSt) und Schifftransport (< 10.000 km)

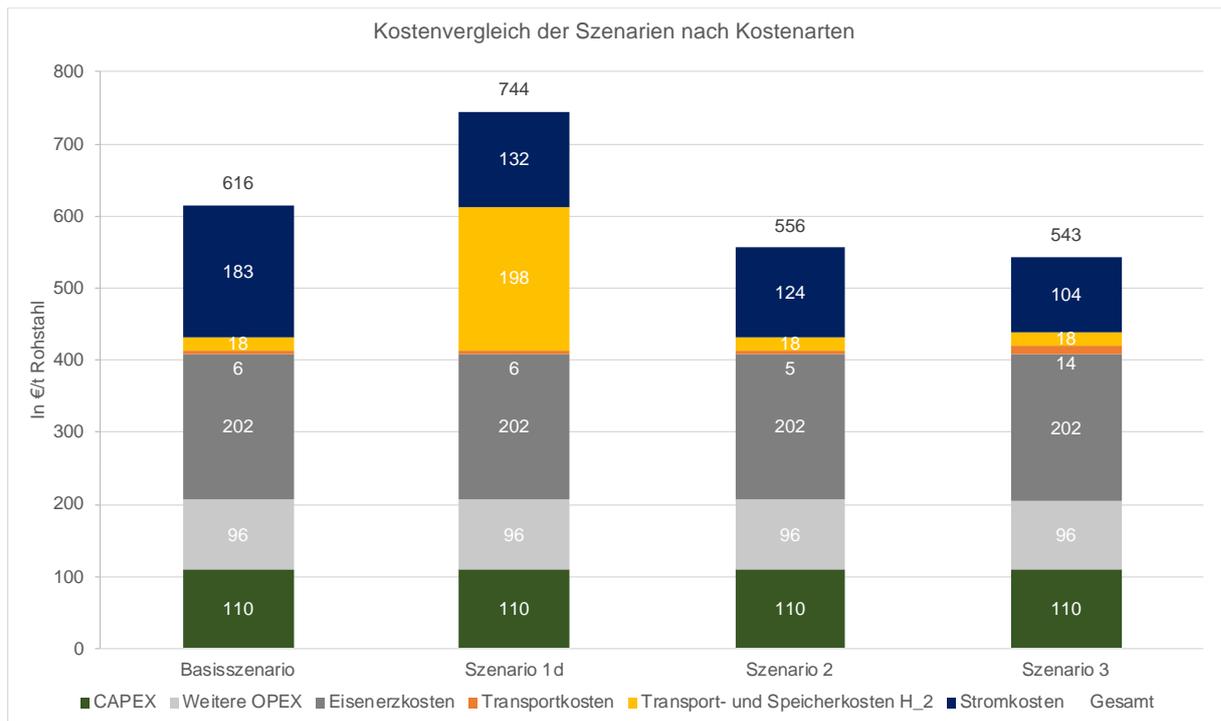


Abbildung 20 Stromkostendifferential (20 MWh/t RSt) und Schifftransport (> 10.000 km)

Aus Abbildung 18 wird ersichtlich, dass sich die Wasserstofftransportkosten bei einer längeren Transportdistanz verdoppeln. Somit nähern sich die Produktionskosten von Szenario 1b an das Basisszenario an. Es ist jedoch weiterhin günstiger Wasserstoff zu importieren, als Wasserstoff im Inland selbst herzustellen. Im Gegensatz dazu ist es günstiger Wasserstoff in Deutschland zu produzieren als diesen mit Schiffen zu importieren wie in den folgenden Abbildungen (Abbildung 19 und Abbildung 20) gezeigt wird.

Vergleicht man die verschiedenen Varianten für den Import von grünem Wasserstoff so zeigt sich, dass die Transportkosten für den Import über Pipelines mit 18 €/t RSt (Szenario 1a) und 36 €/t RSt (Szenario 1b) deutlich unter den Transportkosten für den Import mit Schiffen liegen. Die Transportkosten liegen hier bei 162 €/t RSt (Szenario 1c) bzw. bei 198 €/t RSt (Szenario 1d). Somit kommt es zwischen Szenario 1a und Szenario 1d zu einer 11-fachen Kostensteigerung für den Import von Wasserstoff. Folglich übersteigen die Produktionskosten von grünem Stahl in Szenario 1c und Szenario 1d die Produktionskosten in den anderen Szenarien (Basisszenario, Szenario 2 und Szenario 3) und liegen 14% bzw. 21% über den Produktionskosten des Basisszenarios. In Tabelle 4 werden die anhand der Literatur identifizierten potenziellen Handelspartner für grünen Wasserstoff zusammengefasst. Aufgrund der gerade durchgeführten Analyse sollte somit der Fokus für den Aufbau von Handelsbeziehungen zum Import von grünem Wasserstoff auf den Ländern liegen, die grünen Wasserstoff perspektivisch über Pipelines nach Deutschland transportieren können.

Die Transportkosten für Eisenerz, HBI und Halbzeug sind mit 5,67 €/t RSt (Eisenerz), 5,43 €/t RSt (HBI) und 13,55 €/t RSt (Halbzeug) sehr gering im Vergleich zu den Gesamtkosten. Die genannten Transportkosten, die CAPEX, weiteren OPEX und Eisenerzkosten sind zudem unabhängig vom Stromkostendifferential zwischen dem Inland und dem Ausland.

Aus dem durchgeführten Vergleich der Szenarien ergeben sich nachfolgende Erkenntnisse.

- 1) Die Produktionskosten der verschiedenen Szenarien bei einem Stromkostendifferential von 20 €/MWh liegen im Basisszenario bei 616 €/t RSt. Die Produktionskosten in Szenario 1a-d zeigen eine große Bandbreite von 564 €/t RSt (Szenario 1a) bis 744 €/t RSt in Szenario 1d. Szenario 2 hat mit Produktionskosten in Höhe von 556 €/t RSt die günstigsten Produktionskosten für eine inländische Stahlproduktion. Im Vergleich dazu sind die Produktionskosten im Ausland (Szenario 3) geringer und liegen bei 543 €/t RSt.
- 2) Der Import von Wasserstoff über Schiffe führt zu einer Produktionskostensteigerung von 14% (Szenario 1c) bis 21% (Szenario 1d) im Vergleich zum Basisszenario. Somit ist die Herstellung von grünem Wasserstoff im Inland günstiger als der Import über Schiffe. Das liegt an den hohen Umwandlungskosten von  $H_2$  zu  $LH_2$  oder für die Anreicherung und Abspaltung im LOHC.
- 3) Der Import von HBI führt zu geringeren Produktionskosten als der Import von grünem Wasserstoff. Das liegt zum einen an dem hohen Strombedarf des Elektrolyseurs, der mehr als 60% (2,58 MWh/t RSt) des gesamten Strombedarfs der Stahlproduktion benötigt. Eine Verlagerung dieses Prozessschritts ins Ausland, welches geringere Kosten für grünen Strom hat, führt somit zu Kosteneinsparungen. Zum anderen sind die Transportkosten in Szenario 2, d.h. der inländische Transport von grünem Wasserstoff zzgl. der Transport von HBI, günstiger als die Importkosten von Eisenerz zzgl. des Wasserstofftransports in Szenario 1a, b, c und d. Somit ist der Import von HBI die günstigste Möglichkeit, um das Potenzial an erneuerbaren Energien im Ausland zu nutzen.
- 4) Der RP in der deutschen Stahlindustrie ist im Basisszenario am größten. Szenario 1 reduziert den RP dann, wenn der grüne Wasserstoff über Pipelines nach Deutschland transportiert wird. Am geringsten ist der RP beim Import von HBI.

Diese Effekte verstärken sich, je größer das Stromkostendifferential zwischen dem Inland und dem Ausland ist. Im nächsten Schritt wird das Stromkostendifferential zwischen dem Inland und dem Ausland auf 30 €/MWh erhöht. Für diesen Fall werden ebenfalls die vier Varianten für den Import von grünem Wasserstoff dargestellt (Abbildung 21 bis Abbildung 24).

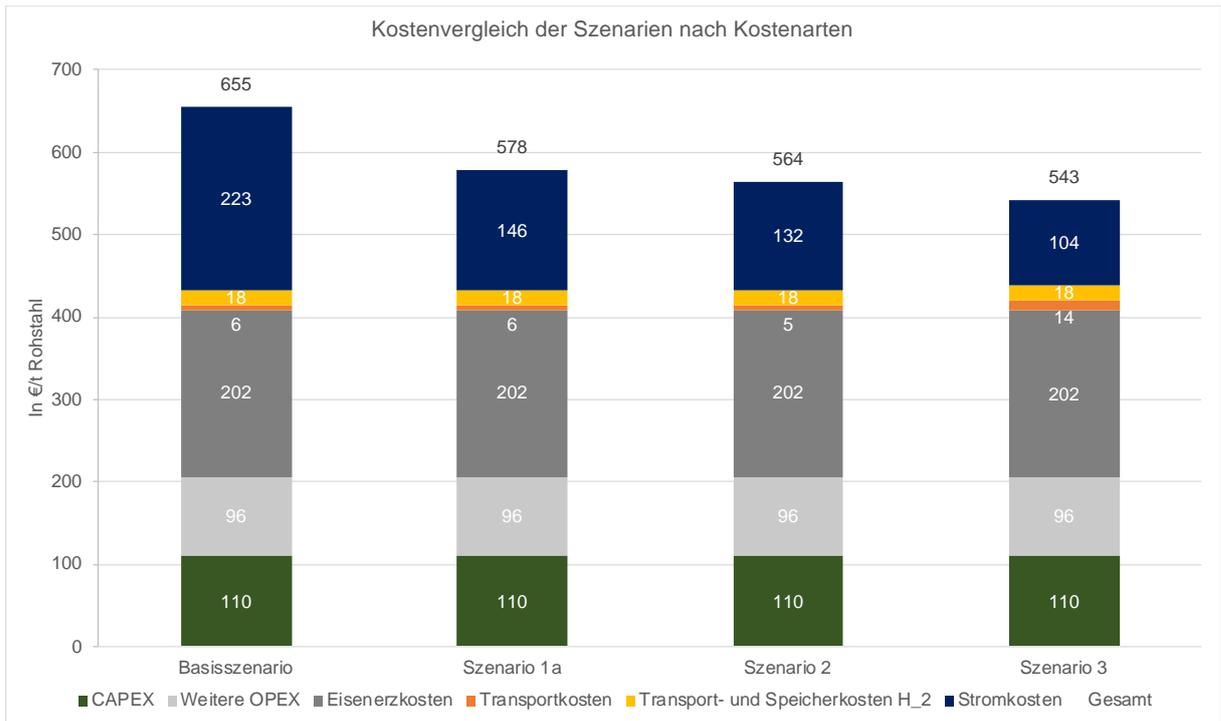


Abbildung 21 Stromkostendifferential (30 MWh/t RSt) und Pipelinetransport (< 1.500 km)

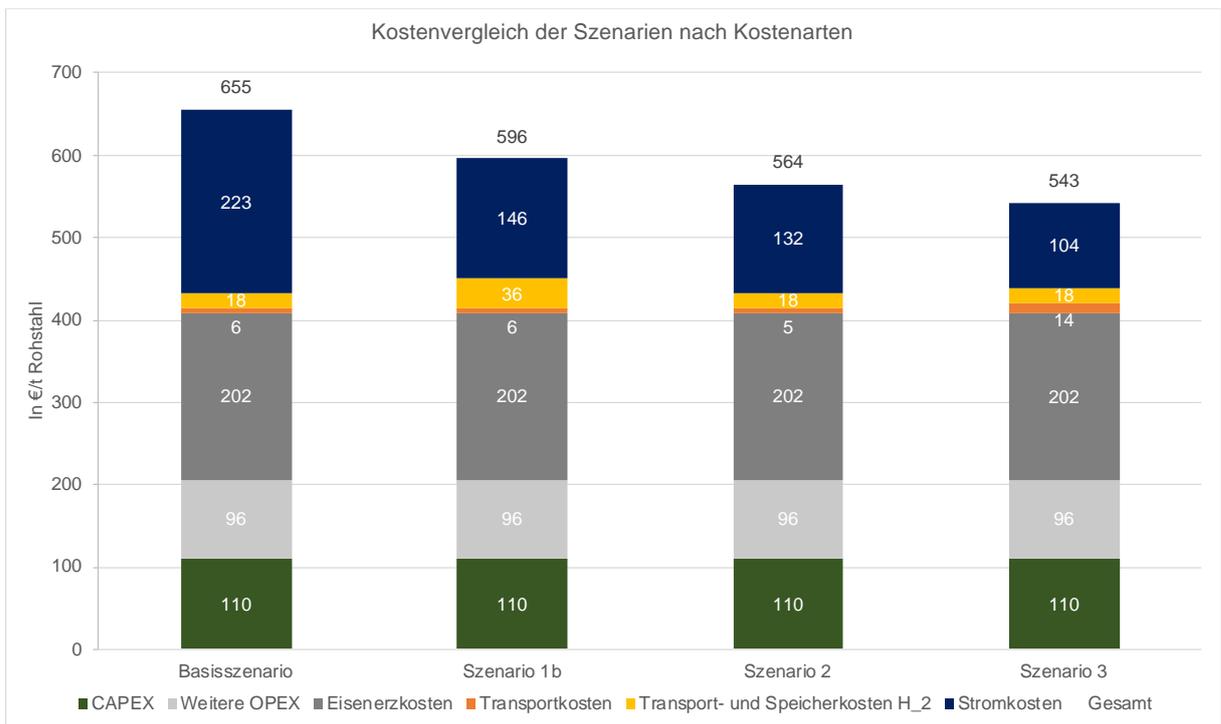


Abbildung 22 Stromkostendifferential (30 MWh/t RSt) und Pipelinetransport (> 1.500 km)

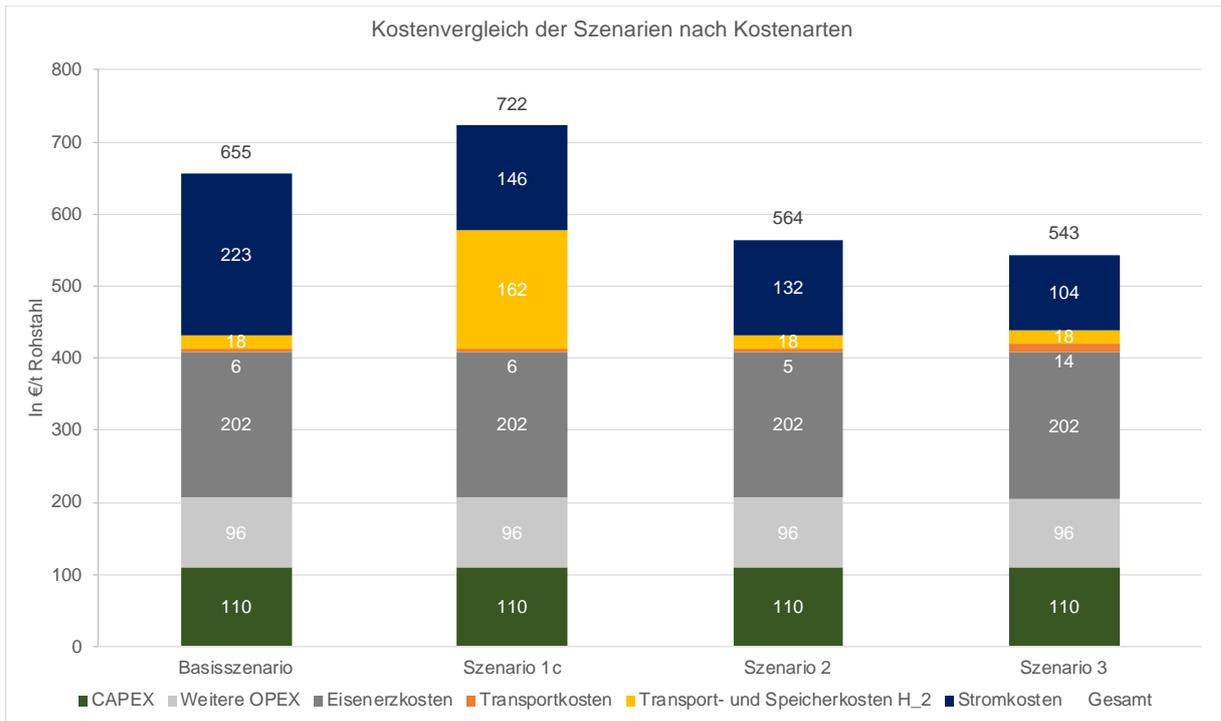


Abbildung 23 Stromkostendifferential (30 MWh/t RSt) und Schifftransport (< 10.000 km)

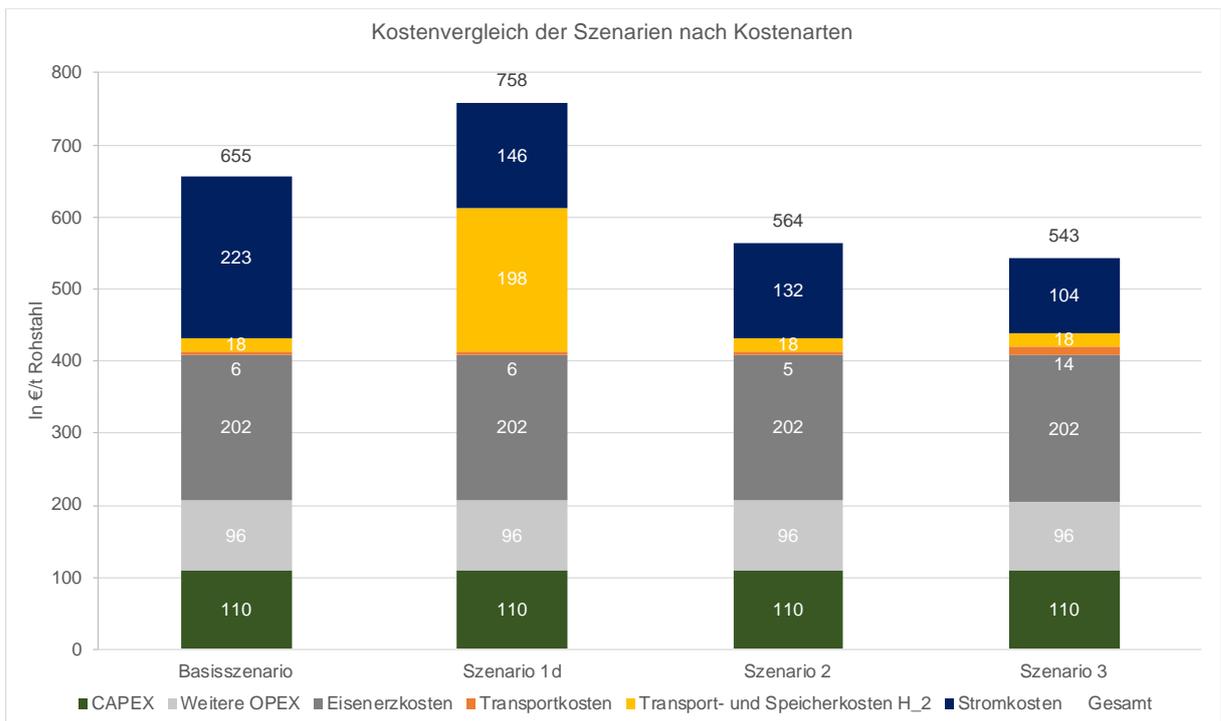


Abbildung 24 Stromkostendifferential (30 MWh/t RSt) und Schifftransport (> 10.000 km)

Eine Erhöhung des Stromkostendifferentials führt dazu, dass sich oben beschriebene Erkenntnisse verstärken.

In Abbildung 21 bis Abbildung 24 liegt der Kostenunterschied der Gesamtkosten zwischen dem Basisszenario und Szenario 3 bei 112 €/t RSt. Auch der Vergleich von Szenario 1a, 1b und Szenario 2 mit Szenario 3 ergibt eine größere Kostendifferenz als vorher. Die Spannweite der Kostenunterschiede liegt nun zwischen 21 €/t RSt und 53 €/t RSt in Abhängigkeit der Länge des Pipelinenetzes für die Bereitstellung von grünem Wasserstoff.

Die Analyse der Produktionskosten für grünen Stahl bei verschiedenen Stromkostendifferenzen zwischen dem Inland und dem Ausland hat gezeigt, dass der Produktionskostenunterschied zwischen dem Inland und dem Ausland am kleinsten ist, wenn die inländische Nachfrage nach direkt reduziertem Eisen über den Import von HBI gedeckt wird. Je mehr Wertschöpfungsschritte im Inland stattfinden, desto größer wird die Differenz der Produktionskosten zwischen dem Inland und dem Ausland.

Zusammenfassend zeigt die Analyse, dass der Renewables Pull in der Stahlindustrie existiert und somit einen Anreiz für die Verlagerung der Wertschöpfungsketten ins Ausland darstellen kann. Inwiefern der Renewables Pull jedoch zu Green Leakage führt, hängt von weiteren fördernden und verhindernden Faktoren ab. Diese werden in Kapitel 4.3 analysiert.

#### 4.2.4 Einführung eines Green Leakage Schutzes in der deutschen Stahlindustrie

Um eine mögliche Abwanderung der Stahlindustrie ins Ausland zu verhindern, besteht die Möglichkeit, einen sogenannten Green Leakage Schutz einzuführen. Ziel des Green Leakage Schutz ist es, die Produktionskostenunterschiede zwischen dem Inland und dem Ausland auszugleichen. Mögliche politische Maßnahmen hierfür werden in Kapitel 2.6.1 beschrieben.

Die Kostendifferenz zwischen dem in Deutschland produzierten grünen Stahl (Basisszenario, Szenario 1a-d und Szenario 2) und dem im Ausland produzierten grünen Stahl (Szenario 3) ergibt die theoretische Höhe des notwendigen Green Leakage Schutzes für die deutsche Stahlindustrie.

In Abbildung 25 ist der Green Leakage Schutz pro Tonne Rohstahl dargestellt und in Abbildung 26 der jährliche Green Leakage Schutz für die gesamte Stahlindustrie. Dieser ergibt sich aus der Multiplikation des Green Leakage Schutzes pro Tonne mit der Gesamtproduktionsmenge der Stahlindustrie in einem Jahr. Als Referenz wird die Produktionsmenge des Jahres 2021 in Höhe von 40.066.000 Tonnen verwendet.

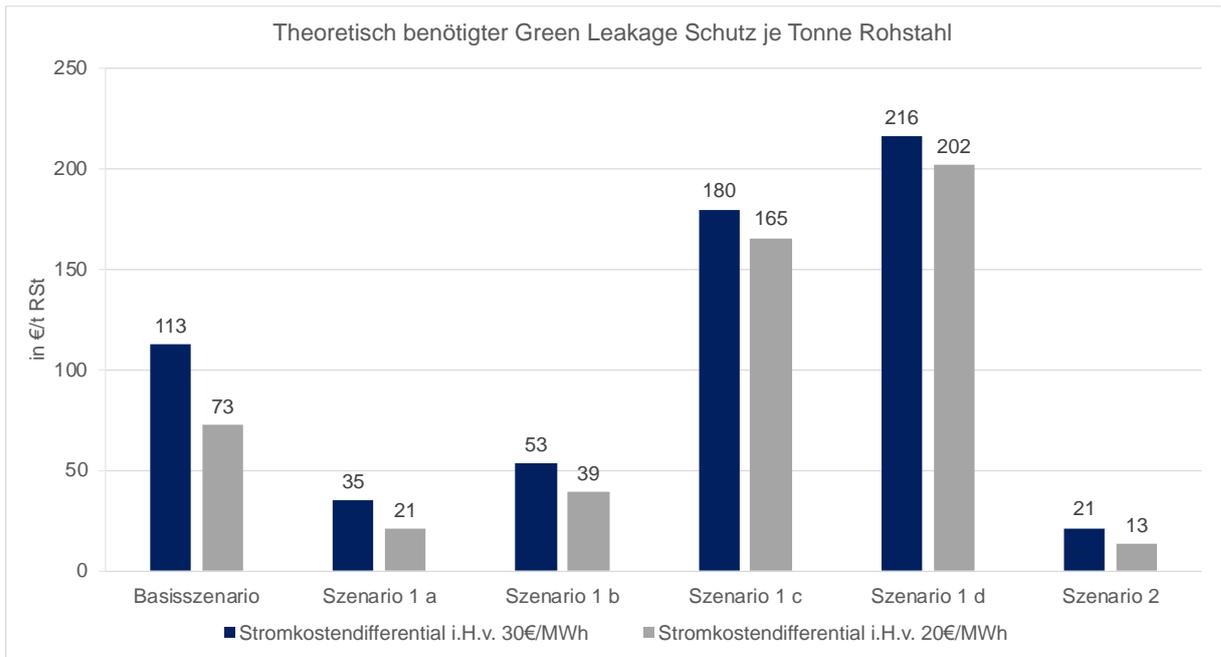


Abbildung 25 Theoretisch benötigter Green Leakage Schutz pro Tonne Rohstahl

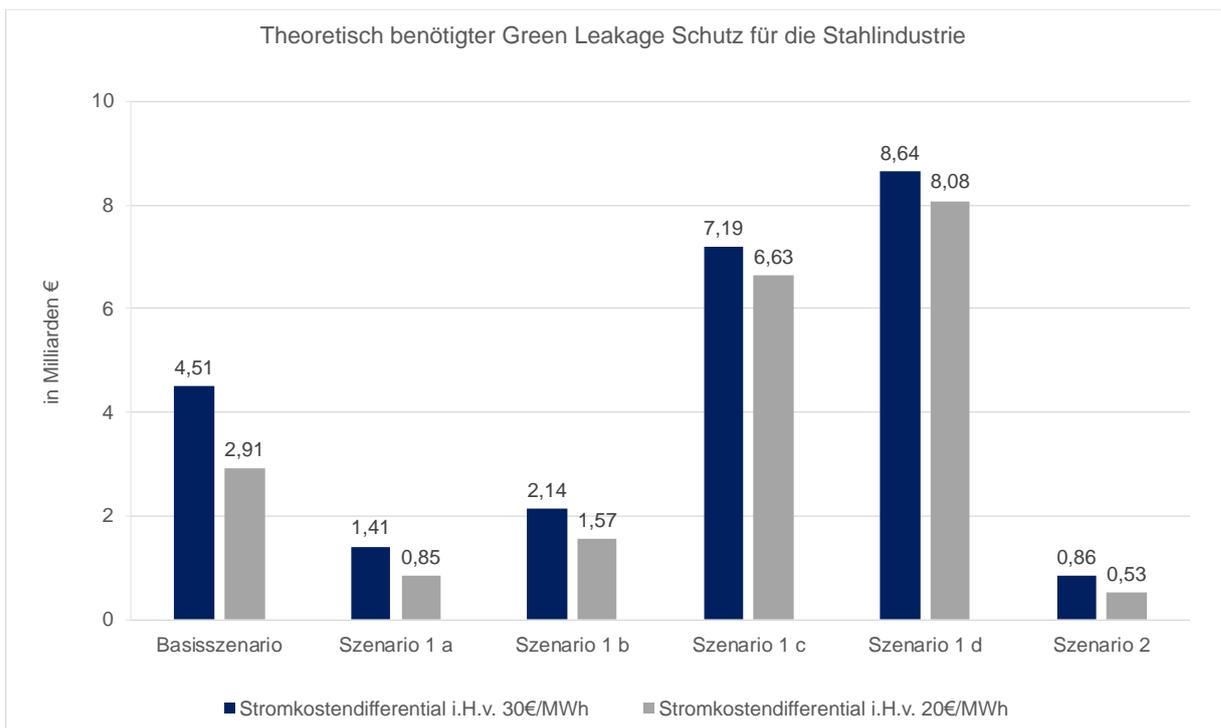


Abbildung 26 Theoretisch benötigter Green Leakage Schutz pro Jahr<sup>33</sup>

<sup>33</sup> Bei einer Produktionsmenge von 40.066.000 Tonnen/Jahr

Somit liegt der benötigte Green Leakage Schutz pro Tonne Rohstahl bei einem Stromkostendifferential von 20 €/MWh zwischen 13 €/t RSt und 202 €/t RSt und für die Gesamtindustrie zwischen 0,53 Mrd. € und 8,08 Mrd. €.

Bei einem Stromkostendifferential von 30 €/MWh liegt der Green Leakage Schutz pro Tonne Rohstahl zwischen 21 €/t RSt und 216 €/t RSt und für die Gesamtindustrie zwischen 0,86 Mrd. € und 8,64 Mrd. €.

Das Ergebnis zeigt, dass der Green Leakage Schutz zum einen vom Stromkostendifferential abhängig ist und zum anderen vom Bereitstellungsweg der grünen Energieträger im Inland. In der durchgeführten Analyse werden jedoch nur die quantifizierbaren Produktionskostenunterschiede berücksichtigt. Es ist jedoch noch nicht bewiesen, ob bei den gegebenen Produktionskostenunterschieden der RP bereits einen ausreichend großen Anreiz für Green Leakage bietet, da weitere fördernde und verhindernde Faktoren von Green Leakage bisher nicht berücksichtigt worden sind. Um diese Faktoren zu bestimmen, werden Expertinneninterviews durchgeführt. Die Auswertung der Interviews wird in Kapitel 4.3 dargestellt.

#### 4.2.5 Analyse der Aufteilung der Wertschöpfungskette durch Expertinnen

Die Expertinnen werden in den semi-strukturierten Interviews nach ihrer Einschätzung zu den in Abbildung 14 dargestellten Szenarien befragt. In Tabelle 12 werden die Ergebnisse zusammengefasst. „Ja“ bedeutet in diesem Fall, dass die Expertin das Szenario als eine realistische Möglichkeit für die Aufteilung der Wertschöpfungskette bewertet, während „Nein“ bedeutet, dass die Expertin das Eintreten dieses Szenarios als nicht wahrscheinlich erachtet. Wenn beide Felder angekreuzt sind, kann das verschiedene Gründe haben. Die Expertin kann ihre Meinung im Laufe des Interviews geändert haben oder dem Szenario nur unter bestimmten Bedingungen zustimmen oder es ablehnen. Dies wird dann in der darauffolgenden Erörterung weiter ausgeführt. Wenn weder „Ja“ noch „Nein“ angekreuzt ist, dann liegt entweder keine oder keine eindeutige Aussage vor.

Tabelle 12 Bewertung der Szenarien durch Expertinnen

	Basisszenario		Szenario 1		Szenario 2		Szenario 3	
	ja	nein	ja	nein	ja	nein	ja	nein
<b>Interview 1</b>	x		x		(x)			(x) <sup>34</sup>
<b>Interview 2</b>	x		x		x			
<b>Interview 3</b>							x	
<b>Interview 4</b>			x			x	x	
<b>Interview 5</b>	x		x		x		x	
<b>Interview 6</b>		x	x	x	x		x	x
<b>Interview 7</b>	x	x	x			(x) <sup>35</sup>		(x) <sup>36</sup>

Da insbesondere in der Anfangsphase der Transformation weder ausreichend grüner Wasserstoff aus dem Ausland noch aus dem Inland zur Verfügung steht, soll der Aufbau einer deutschen Produktion für grünen Wasserstoff vorangetrieben werden [Interview 1; Zeile 512 – 520], [Interview 7; Zeile 199 – 207]. Aus diesem Grund wird auch der Aufbau eigener Elektrolysekapazitäten in Deutschland als realistisch erachtet, wenngleich diese Kapazitäten nicht den Gesamtbedarf abdecken können [Interview 1; Zeile 512 – 520], [Interview 7; Zeile 207 – 215]. Als Argument gegen das Basisszenario wird der hohe Energiebedarf für die Produktion von grünem Stahl genannt, welcher nicht allein durch grünen Strom aus Deutschland gedeckt werden kann [Interview 4; Zeile 359 – 361], [Interview 6; Zeile 224 – 226], [Interview 7; Zeile 214 – 217]. Somit muss Energie entweder in Form von grünem Wasserstoff oder HBI importiert werden.

Als Hemmnis für den Import von grünem Wasserstoff in Szenario 1 werden die hohen Transportkosten genannt [Interview 1; Zeile 512 – 519]. Andererseits ist das Hauptargument für den Import von grünem Wasserstoff die geringen Produktionskosten von grünem Wasserstoff im Ausland, wie beispielsweise in der MENA-Region oder auf der arabischen Halbinsel, die höhere Transportkosten ausgleichen können [Interview 1; Zeile 499 – 510], [Interview 1; Zeile 512 – 519]. Einige Expertinnen nehmen auch eine Fallunterscheidung vor und bewerten Szenario 1 für den Import von grünem Wasserstoff über kurze Strecken als realistisch, für den

<sup>34</sup> Es wird nicht zu einer kompletten Delokalisierung der Stahlproduktion kommen [Interview 1; Position: 705 - 710]

<sup>35</sup> Szenario 2 und 3 werden zumindest für die nächsten 20 Jahre als unrealistisch gesehen (siehe [Interview 7; Zeile 273 – 275]).

<sup>36</sup> Szenario 2 und 3 werden zumindest für die nächsten 20 Jahre als unrealistisch gesehen (siehe [Interview 7; Zeile 273 – 275]).

Import von grünem Wasserstoff über lange Strecken, z.B. aus Australien oder von der arabischen Halbinsel, jedoch als unrealistisch. Auf lange Distanzen wäre dann das HBI die bessere Möglichkeit, um das Potenzial an erneuerbaren Energien nutzbar zu machen (Szenario 2) [Interview 6; Zeile 234 – 247; 260 – 277]. Bei der Bewertung von Szenario 1 wird auch die Wichtigkeit eines divers aufgebauten Handels betont, um keine Abhängigkeiten von einzelnen Ländern zu schaffen und so die Versorgungssicherheit zu gefährden [Interview 5; Zeile 391 – 401], [Interview 7; Zeile 207 – 217]. Es herrscht somit Einigkeit, dass das Potenzial an erneuerbaren Energien in Deutschland nicht ausreicht und grüne Energieträger importiert werden müssen. Der Import von grünem Wasserstoff wird als notwendig erachtet, um ausreichend grüne Energie für die Dekarbonisierung der Industrie bereitstellen zu können. Zusätzlich kann auch ein Teil des grünen Wasserstoffs über die deutsche Produktion abgedeckt werden [Interview 1; Zeile 512 – 519], [Interview 4; Zeile 269 – 288], [Interview 4; Zeile 359 – 361], [Interview 7; Zeile 207 – 217].

Bei der Bewertung von Szenario 2 sind die Expertinnen unterschiedlicher Meinung über dessen Realisierbarkeit. Ein Argument, welches gegen das Szenario 2 genannt wird, ist, dass das HBI auf dem Transport abkühlt und somit im EAF erneut erhitzt werden muss. Im Vergleich dazu kann bei einem integrierten Hüttenwerk das DRI direkt in den EAF gegeben werden, was zu einer Verringerung der benötigten Energie führt. Mit diesem Argument wird in einem Interview die Entscheidung begründet, die DRI-Anlage in räumlicher Nähe zum EAF zu bauen und diese Produktionsschritte nicht zu trennen [Interview 1; Zeile 428 – 438]. Der zusätzliche Wärmebedarf wird als „erheblich“ [Interview 1; Zeile 476 – 493] beschrieben und mit bis zu 0,5 MWh/t RSt angegeben [Interview 4; Zeile 371 - 396]. Eine Möglichkeit um das importierte HBI nutzen zu können ist die Beimischung zu vor Ort hergestelltem DRI, um so die benötigte Energie für die Erwärmung zu reduzieren [Interview 1; Zeile 476 – 493]. Zudem wird angemerkt, dass HBI in einer Stickstoffatmosphäre transportiert werden muss, um eine Re-Oxidation des bereits reduzierten Eisens zu vermeiden. Die Herstellung von HBI und der Transport führen gemäß den Expertinnen zu deutlichen Effizienzverlusten im Vergleich zur direkten Nutzung des DRI im integrierten Hüttenwerk [Interview 1; Zeile 675 – 677], [Interview 4; Zeile 308 – 319]. In diesem Zuge wird auch die DRI-Anlage, die ArcelorMittal gerade von Voestalpine gekauft hat, ins Spiel gebracht und es wird die Frage in den Raum gestellt, ob der Import von HBI über lange Strecken nach Europa überhaupt schon wirtschaftlich sei und, dass sich auch daran zeigen wird, ob das Modell zukünftig wirtschaftlich ist [Interview 1; Zeile 429 – 438], [Interview 7; Zeile 284 – 289] [Interview 7; Zeile 520 – 524]. Die Verlagerung der DRI-Anlage bietet sich insbesondere für Länder an, die ein hohes Potenzial für erneuerbare Energien haben und gleichzeitig ausreichend große Eisenerzvorkommen. Somit kann es in Szenario 2 dazu kommen, dass sich die DRI-Produktion auf einzelne Länder konzentriert, die dann den

Rest der Welt beliefern. Welche Mengen diese Länder zukünftig produzieren können und ob das ausreicht, um die globale Nachfrage zu decken, ist jedoch ungewiss [Interview 1; Zeile 308 – 314].

Eine komplette Delokalisierung der Stahlindustrie (Szenario 3) aufgrund von höheren Energiekosten in Deutschland und somit potenziell höheren Kosten für die Grünstahlproduktion wird vorerst als nicht realistisch erachtet. Diese Annahme wird gestützt davon, dass deutsche Stahlprodukte derzeit auch schon mit günstigeren Stahlprodukten aus dem Ausland konkurrieren und die Produktion dennoch in Deutschland stattfindet [Interview 1; Zeile 705 – 710]. Ein weiteres Hindernis beim Kauf von Halbzeugen aus dem Ausland zur Weiterverarbeitung im Inland ist insbesondere beim Aufbau von neuen Lieferantenbeziehungen, die Überprüfung der Qualität der Stähle, aber auch die Zertifizierung der Stahlproduzenten durch deutsche Unternehmen [Interview 2; Position: 55 – 66; 300 – 310]. Die Produktion von Halbzeug kann auch nicht immer trennscharf von der Weiterverarbeitung entkoppelt werden und so besteht die Gefahr, dass zusätzlich auch Teile der (energieintensiven) Weiterverarbeitung ins Ausland verlagert werden [Interview 7; Position: 240 – 255]. Die Verlagerung insbesondere energieintensiver Verarbeitungsschritte, z.B. Schweißarbeiten oder das Verzinken, kann auch heute schon beobachtet werden [Interview 3; Position: 421 – 427]. Außerdem stellt sich die Frage, wie hoch die Gefahr in Szenario 3 ist, dass nicht nur Halbzeug, sondern bereits das fertige Produkt im Ausland produziert wird und es deshalb sogar zu einer Verlagerung der nachgelagerten Wertschöpfung, wie der Automobilindustrie, kommen kann [Interview 6; Position: 301 – 327].

Eine große Befürchtung insbesondere mit Blick auf Szenario 3 ist, dass die klimapolitischen Auflagen zu einer Abwanderung der Stahlindustrie führen können, aber nicht zwangsläufig, um grünen Stahl im Ausland zu produzieren, sondern um weiterhin grauen Stahl zu produzieren. Dies würde dazu führen, dass keine Transformation stattfindet. Oder andersherum gesagt sind einige der Expertinnen der Meinung, dass die Transformation der Stahlindustrie nur in Deutschland bzw. Europa stattfinden kann, da hier die besten Voraussetzungen existieren, wie der politische und der unternehmerische Wille die Klimaziele zu erreichen, eine bundesweite Wasserstoffstrategie, einen etablierten CO<sub>2</sub>-Zertifikatshandel und die Nachfrage nach grünen Produkten [Interview 4; Zeile 73 – 110], [Interview 7; Zeile 52 – 62, 221 – 241, 376 – 381, 563 – 575]. Andererseits findet bereits ein Handel mit Halbzeugen auf globaler Ebene statt, womit die technische Machbarkeit dieses Szenarios bereits bestätigt ist [Interview 4; Zeile 408 – 410].

Zusammenfassend hat sich gezeigt, dass das Basisszenario, Szenario 1 und Szenario 3 technisch machbar sind. Bei Szenario 2 hingegen gibt es Bedenken in der Umsetzbarkeit aufgrund der möglichen Re-Oxidation des HBI und dem zusätzlich benötigtem Energieaufwand für die

Wiedererwärmung im EAF. Es hat sich auch herausgestellt, dass für Deutschland das Basisszenario in der ersten Phase der Transformation funktionieren kann, aber auf lange Sicht die Nachfrage nach grünen Energieträgern aus Deutschland nicht gedeckt werden kann. Die Frage, über welches Szenario bzw. welche Szenarien die Nachfrage dann gedeckt wird, wurde von den Expertinnen unterschiedlich beantwortet. Es besteht jedoch Konsens, dass die Lieferketten innerhalb eines Szenarios bzw. über die verschiedenen Szenarien hinweg diversifiziert aufgebaut werden müssen, um die Abhängigkeit von einzelnen Lieferanten bzw. Handelspartnern zu reduzieren.

#### 4.2.6 Neubewertung der Szenarien durch einen erhöhten Energiebedarf für die Wiedererwärmung von HBI

Abweichend von der Literatur (Vogl et al., 2018) wird in einem Interview ein Energiebedarf in Höhe von 0,5 MWh/t RSt für die Wiedererwärmung des importierten HBIs genannt [*Interview 4; Zeile 371 – 396*]. Um die Erhöhung des Energiebedarfs von 0,189 MWh/t RSt auf 0,5 MWh/t RSt bewerten zu können, werden die oben betrachteten Szenarien neu berechnet. Bei einem Stromkostendifferential von 20 €/MWh und Wasserstofftransportkosten in Höhe von 10 €/MWh (Pipelinetransport von H<sub>2</sub> mit einer Distanz von weniger als 1.500 km) ist Szenario 2 geringfügig teurer als Szenario 1a, vgl. Abbildung 27. Bei höheren Wasserstofftransportkosten liegen die Produktionskosten in Szenario 1b bei 582 €/t RSt, vgl. Abbildung 18, und somit wieder über den neu berechneten Produktionskosten in Szenario 2. Bei einer Stromkostendifferenz von 30 €/MWh ergibt sich das gleiche Bild, vgl. Abbildung 28.

Das Ergebnis zeigt, dass die Bewertung der Szenarien von verschiedenen Faktoren abhängt, die eng miteinander verbunden sind. In Abhängigkeit des Stromkostendifferentials zwischen dem Inland und dem Ausland sowie der zukünftigen Wasserstoff- und HBI-Transportkosten können sowohl Szenario 1 als auch Szenario 2 eine wirtschaftlich sinnvolle Option für den Import von grünen Energieträgern sein kann.

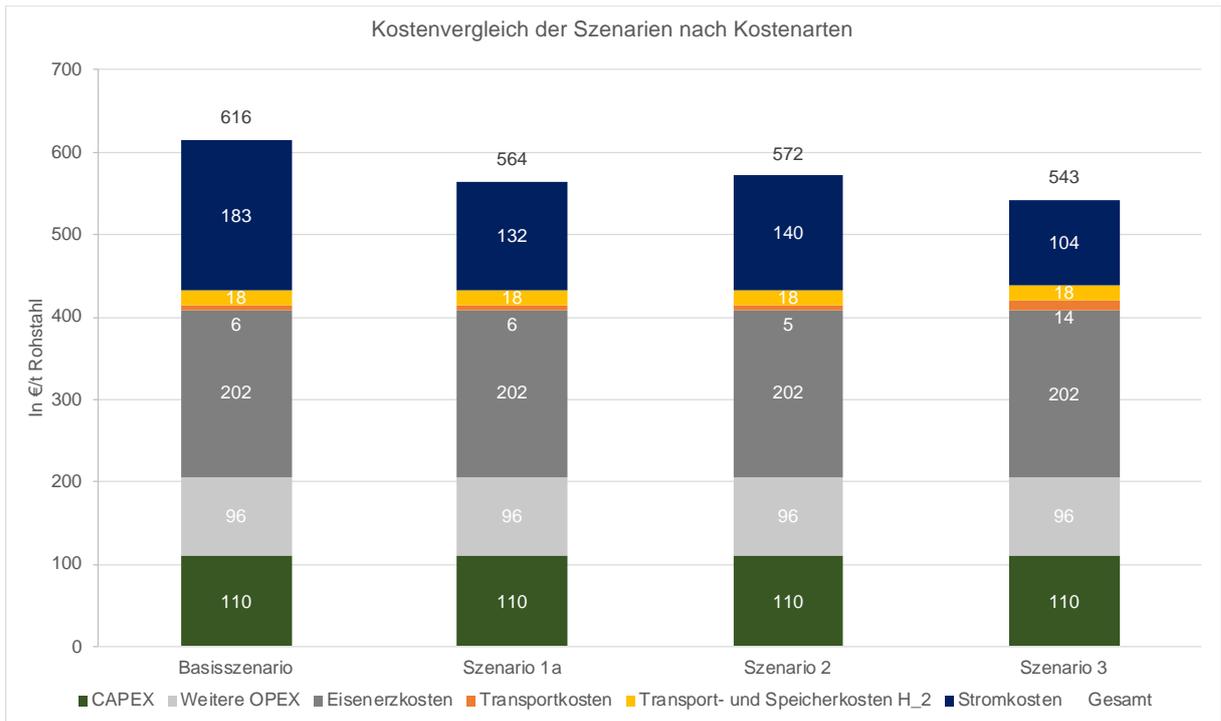


Abbildung 27 Erhöhter Energiebedarf für importiertes HBI (Stromkostendifferenz: 20 €/MWh; Pipelinetransport von H<sub>2</sub> < 1.500 km)

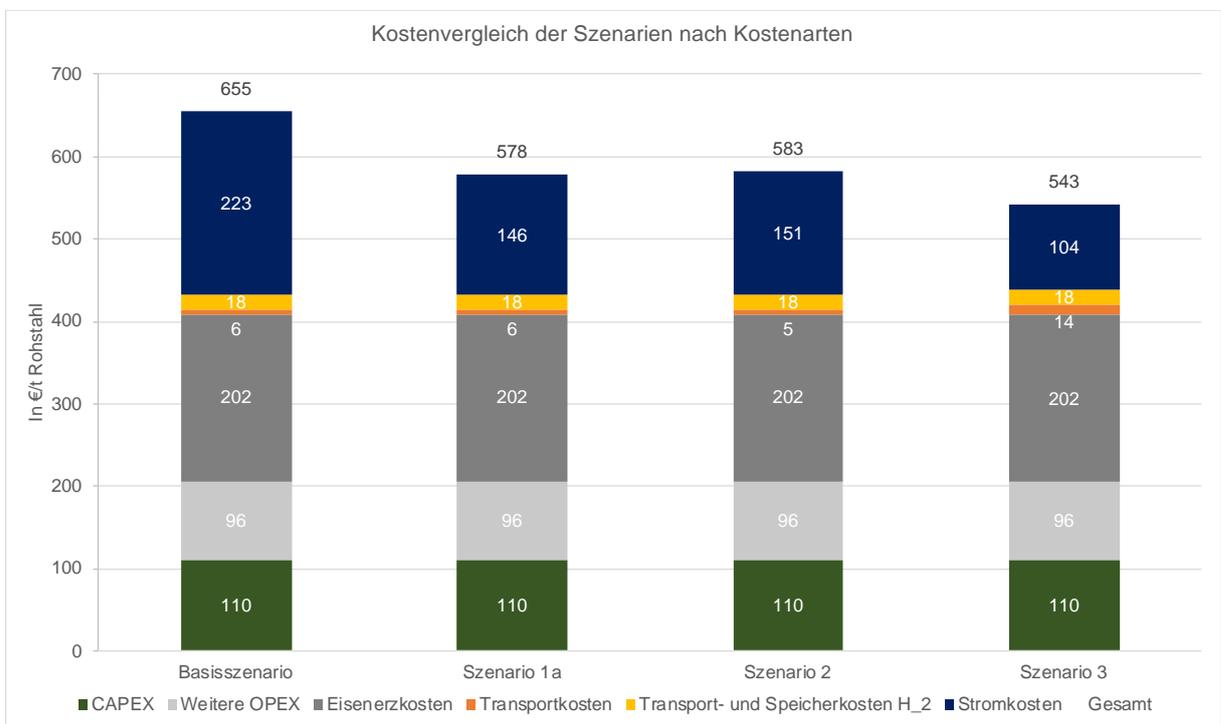


Abbildung 28 Erhöhter Energiebedarf für importiertes HBI (Stromkostendifferenz: 30 €/MWh; Pipelinetransport von H<sub>2</sub> < 1.500 km)

## 4.3 Analyse der fördernden und verhindernden Faktoren von Green Leakage in der deutschen Stahlindustrie

Im folgenden Kapitel werden die, anhand der semi-strukturierten Interviews identifizierten, fördernden und verhindernden Faktoren für Green Leakage beschrieben. Hierzu werden die Aussagen der befragten Expertinnen miteinander verglichen und anschließend Kategorien zusammengefasst. Die fördernden und verhindernden Faktoren für Green Leakage werden im Anschluss analysiert.

### 4.3.1 Fördernde Faktoren für Green Leakage in der deutschen Stahlindustrie

In diesem Kapitel werden die fördernden Faktoren für Green Leakage analysiert. Eine Übersicht ist in Abbildung 29 dargestellt.



Abbildung 29 Fördernde Faktoren für Green Leakage

Green Leakage beschreibt also, wie bereits definiert, die Verlagerung der Wertschöpfung ins Ausland aufgrund von günstigeren Standortfaktoren, einschließlich günstigerer Kosten für erneuerbare Energien, um aufstrebende Märkte für grüne Produkte zu bedienen. Der Renewables Pull kann somit ein fördernder Faktor für Green Leakage in der Stahlindustrie sein. Je höher das Stromkostendifferential zwischen dem Inland und dem Ausland, desto größer ist die

Gefahr für Green Leakage in der deutschen Stahlindustrie, aufgrund der energieintensiven Produktion. Dies wird nicht nur durch die in den vorherigen Kapiteln durchgeführte Analyse gezeigt, sondern spiegelt sich auch in den Interviews mit den Expertinnen wider. In jedem Interview werden höhere Kosten für Grünstahl aus Deutschland als fördernder Faktor für Green Leakage benannt [Interview 1; Zeile 319 – 324, 690 – 710], [Interview 2; Zeile 228 – 230], [Interview 3; Zeile 656 – 662], [Interview 4; Zeile 626 – 637], [Interview 5; Zeile 77 – 81, 258 – 264], [Interview 6; Zeile 114 – 117, 129 – 137, 148 – 152, 594 – 597], [Interview 7; Zeile 354 – 358]. Sofern die höheren Produktionskosten für deutschen Grünstahl nicht auf eine höhere Zahlungsbereitschaft der Abnehmerinnen treffen, stellen steigende Produktionskosten somit einen fördernden Faktor für Green Leakage dar. Eine höhere Zahlungsbereitschaft für grüne Produkte kann in diesem Fall das Risiko für Green Leakage abmildern. Die resultierende Frage ist, wie hoch die Zahlungsbereitschaft in der Industrie und bei der Endkundin ist und ob steigende Produktionskosten die gesamte Wertschöpfungskette entlang gegeben werden können [Interview 1, Zeile 531 – 554], [Interview 6; Zeile 129 – 137]. Eine Möglichkeit, um diese Ungewissheit abzumildern, sind feste staatliche Zusagen zur Förderung der Transformation, um so letztendlich auch die Kosten einzufangen und eine Investitionssicherheit für die Transformation der Industrie zu geben [Interview 1, Zeile 531 – 554].

Zudem unterliegt der Umbau der Produktionsanlagen oder der Neubau von Anlagen in Deutschland einem aufwendigen Genehmigungsverfahren mit hohen Anforderungen, welche mehrere Jahre dauern können, sodass ein schneller Einstieg in die Produktion von grünem Stahl allein deshalb nicht kurzfristig umgesetzt werden kann [Interview 1; Zeile 139 – 149], [Interview 5; Zeile 273 – 286, 534 – 535, 546 – 554]. Eng damit einhergehend ist die Gefahr vor einem steigenden bürokratischen Aufwand durch die Nachweispflicht bzw. die notwendige Nachverfolgung von Emissionen der Produkte in Deutschland. Diese Prozesse müssen schlank gehalten werden, um die Produktionskosten nicht zusätzlich zu erhöhen [Interview 6; Zeile 632 – 654]. Ein weiterer fördernder Faktor für Green Leakage ist die Konkurrenz zwischen den inländischen Industriesektoren um die derzeit noch begrenzten grünen Energieträger. Dieser Konflikt kann sich zukünftig weiter intensivieren, wenn die Nachfrage aufgrund der Elektrifizierung vieler Industrien weiter steigt und der Ausbau der EEA nicht ausreichend schnell vorangetrieben wird [Interview 1; Zeile 771 – 778].

Als letzter Punkt wird der Fachkräftemangel genannt, der zu gesteigerten Lohnkosten führt, um die benötigten Berufe attraktiver zu gestalten. Dies spiegelt sich in letztendlich dann auch in den steigenden Produktionskosten wider [Interview 5; Zeile 258 – 264].

### 4.3.2 Verhindernde Faktoren für Green Leakage in der deutschen Stahlindustrie

Nachdem die fördernden Faktoren für Green Leakage im vorherigen Kapitel diskutiert worden sind, stellt sich nun die Frage, welche Faktoren Green Leakage in der deutschen Stahlindustrie verhindern können. Eine Übersicht bietet Abbildung 30.

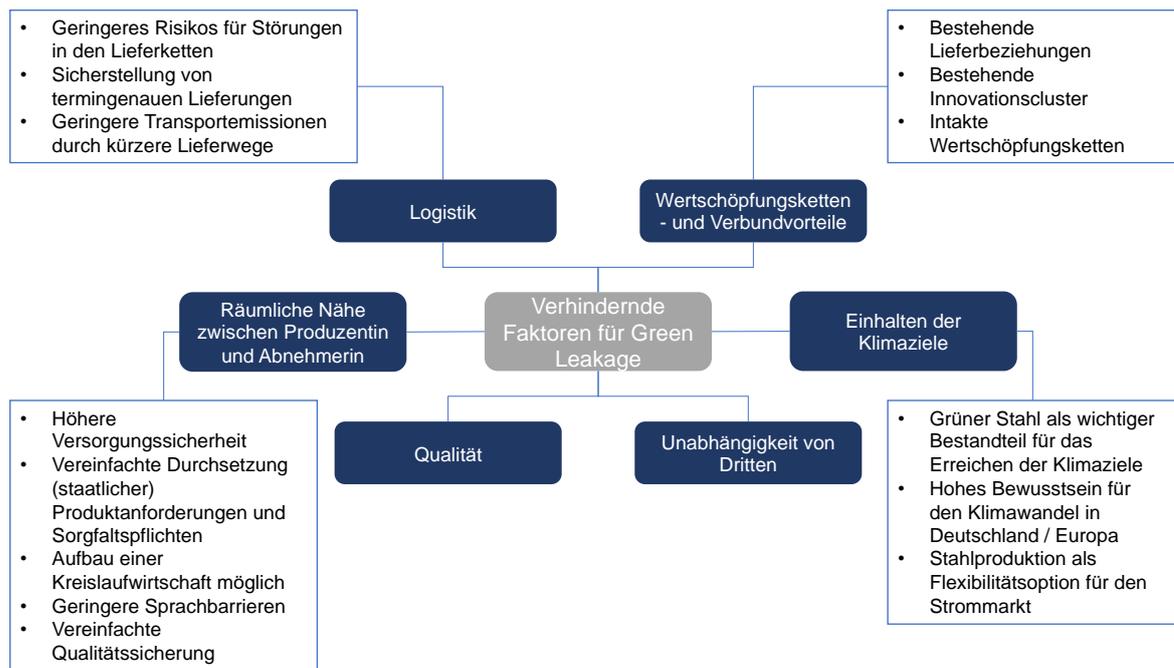


Abbildung 30 Verhindernde Faktoren für Green Leakage

Es werden Faktoren genannt, die Green Leakage selbst verhindern und es werden Vorteile einer inländischen Stahlproduktion analysiert, die Green Leakage nicht direkt verhindern, jedoch dazu führen können, dass die Grünstahlproduktion in Deutschland vermehrt gefördert wird und somit der Anreiz der Abwanderung minimiert wird. Da einige der im Folgenden genannten Faktoren nur schwer zu quantifizieren sind, ist die große Frage, ob durch diese Faktoren eine ausreichend große Zahlungsbereitschaft für Grünstahl aus Deutschland geschaffen werden kann, damit dieser wettbewerbsfähig bleibt.

Damit grüner Stahl am Markt angeboten werden kann, muss nicht nur die Produktion dekarbonisiert werden, sondern auch die Logistik. Heute ist der Transport von Stahlteilen in Deutschland bzw. Europa noch häufig auf LKW-Transporte angewiesen. Durch den Ausbau eines europäischen Schienennetzes kann der Transport perspektivisch von der Straße auf die Schiene verlagert werden und so die Emissionen der Logistik gesenkt werden [Interview 3;

*Zeile 625 – 634*]. Durch kurze Transportwege zwischen den Produzentinnen und ihren Abnehmerinnen, können die Emissionen zudem allein aufgrund einer kürzeren Distanz gesenkt werden. Im Umkehrschluss erhöhen längere Transportwege die Kosten für grünen Stahl aufgrund von steigenden CO<sub>2</sub>-Preisen, welche auch auf die Emissionen aus dem Transport anfallen. Somit sind kürzere Distanzen durch die Nähe zwischen Produzentin und Abnehmerin eine Möglichkeit die Kosten zu senken, zumindest bis die Logistik selbst dekarbonisiert ist, und können ggfs. höhere Stahlproduktionskosten aus dem Inland ausgleichen [*Interview 1; Zeile 468 – 473, 763 - 774*], [*Interview 5; Zeile 170 – 172*].

Ein weiteres Argument für eine deutsche Stahlindustrie ist, dass viele weiterverarbeitenden Industriezweige, wie z.B. die Automobilindustrie, eine Just-In-Time Produktion haben. Durch die räumliche Nähe zwischen Produzentin und Abnehmerin und den damit einhergehenden geringeren Risiken in der Lieferkette können termingenaue Lieferungen sichergestellt werden. Je länger die Transportwege sind, desto mehr steigt das Risiko eines Lieferverzugs und somit einem Stillstand der Produktion oder einer Baustelle, mit den damit einhergehenden Kosten wie Produktionsausfälle, Kurzarbeit etc. Um dem entgegenzuwirken kann die Lagerhaltung ausgebaut werden, um so mehr Rohstoffe, Halbzeuge oder fertige Produkte vorzuhalten. Ein größerer Bedarf an eingelagerten Rohstoffen, Halbzeugen oder fertigen Produkten geht jedoch auch wieder mit höheren Kosten einher, beispielsweise aufgrund der benötigten Flächen und der Sicherung der Produkte. Die zusätzlichen Kosten für die Lagerhaltung oder die Gefahr eines Produktionsausfalls können zu einer höheren Zahlungsbereitschaft der Abnehmerin führen und somit den Wettbewerbsvorteil für grünen Stahl aus dem Inland erhöhen [*Interview 1; Zeile 572- 587*], [*Interview 3; Zeile 342 – 360*], [*Interview 4; Zeile 188 – 210*], [*Interview 5; Zeile 52 – 55, 148 – 168, 491 – 505*], [*Interview 7; Zeile 246 – 249*]. Auch wenn in einer Lieferung Teile fehlen oder die notwendigen Zeugnisse, so können diese einfacher eingefordert oder nachbestellt werden, wenn die Stahlproduzentin in der Nähe ist. Zusätzlich ist auch das Mängelmanagement und die Beseitigung von Mängeln leichter umzusetzen, wenn die Ansprechpartnerin in der Nähe ist und innerhalb weniger Stunden auch vor Ort sein kann [*Interview 2; Zeile 141 – 147*]. Eine Verlagerung von Wertschöpfung in andere Länder erhöht die Abhängigkeit von diesen Ländern und auch von den funktionierenden Lieferketten. Die Auswirkungen der Störungen von Lieferketten haben zuletzt die Corona-Pandemie, politische Konflikte und der Ukraine-Krieg gezeigt. Diese führen zu steigenden Rohstoffpreisen und Materialengpässen sowie bis zur Nichtverfügbarkeit von Materialien [*Interview 1; Zeile 328 – 335, 343 – 355, 750 – 761*], [*Interview 5; Zeile 518 – 527*], [*Interview 6; Zeile 171 – 179*], [*Interview 7; Zeile 500 – 524*].

Die genannten Argumente zeigen die Wichtigkeit einer funktionierenden Lieferkette, welche von kurzen Distanzen zwischen Produzentin und Abnehmerin profitieren. Neben den genannten Vorteilen der Logistik gibt es auch noch andere Vorteile aufgrund der räumlichen Nähe zwischen Produzentin und Abnehmerin. Diese werden im Folgenden betrachtet.

Bisher wird in dieser Arbeit die Dekarbonisierung der Primärstahlproduktion betrachtet. Eine andere Möglichkeit grünen Stahl herzustellen ist das Recycling von Stahl im EAF. Wird zum Einschmelzen wieder grüner Strom verwendet, so ist auch Sekundärstahl grüner Stahl. Wie bereits in Kapitel 2.3.2 beschrieben wurde, ist der Energiebedarf für die Produktion von Sekundärstahl geringer. Somit sinkt der Anteil der Energiekosten an den Produktionskosten für Sekundärstahl und damit auch die Größe des RP. Die Sekundärstahlproduktion kann somit eine Möglichkeit sein, um die Kosten für Grünstahl zu senken. Für den Aufbau einer Kreislaufwirtschaft ist die räumliche Nähe zwischen Abnehmerin und Produzentin sehr vorteilhaft, damit ein Recyclingkreislauf etabliert werden kann. Eine Kreislaufwirtschaft bietet sich zum einen für die Rückführung von Produktionsresten, also zum Beispiel von Verschnitten, an und zum anderen für das Recycling von Stahlschrott. Während erstere von einer sehr guten Qualität (sortenrein) sind, weisen Stahlschrotte meistens Verunreinigungen auf und somit sinkt die daraus hergestellte Stahlqualität. Aus sortenreinen Stahlresten kann hingegen die gleiche Stahlqualität wie zuvor hergestellt werden und somit können, bei ausreichender Menge, auch höherwertige Stahlgüten über die Sekundärstahlproduktion hergestellt werden. Je größer die räumliche Distanz ist, desto schwieriger und energieintensiver ist es die Kreislaufsysteme zu etablieren. Vom Recycling können beide Seiten profitieren, da Produktionsreste als Rohstoff an die Stahlproduzenten verkauft werden können und gleichzeitig der Anteil an Sekundärstahl steigt und somit potenziell auch in höherwertigen Stahlgüten zu geringeren Preisen zur Verfügung stehen kann [Interview 1; Zeile 588 – 598, 625 - 636], [Interview 5; Zeile 136 – 146], [Interview 7; Zeile 79 – 87; 135 – 140]. Zudem können auch Reststoffe aus der Stahlproduktion zum Beispiel im Straßenbau weiterverwendet werden und somit kann hier der Bedarf an neuen Rohstoffen verringert werden [Interview 2; Zeile 267 – 281; 290 – 296].

Auch die kontinuierliche Qualitätssicherung der Stahlproduktion durch Abnehmerinnen oder externe Prüferunternehmen (z.B. TÜV) oder die Umsetzung steigender Produkthanforderungen und Sorgfaltspflichten, die in Deutschland beispielsweise aus dem Lieferkettengesetz resultieren, vereinfachen sich bei einer geringeren räumlichen Distanz zwischen der Produzentin und der Prüferin und Abnehmerin. So kann eine verlässliche Qualitätssicherung zu geringeren Kosten und mit einer höheren Prüfdichte umgesetzt werden [Interview 2; Zeile 164 – 168, 300 – 310], [Interview 3; Zeile 436 – 449, 455 - 459], [Interview 4; Zeile 683 – 688], [Interview 5; Zeile 184 – 201], [Interview 6; Zeile 107 – 120]. Ein weiterer Standortvorteil der inländischen

Produktion, der sich aber bereits im Wandel befindet, sind Sprachbarrieren. Gerade im Mittelstand werden technische Spezifikationen auch heute teilweise noch auf deutsch veröffentlicht oder Produzentinnen agieren bevorzugt im Heimatland als auf globaler Ebene [Interview 3; Zeile 7 – 22], [Interview 5; Zeile 217 -229]. Die Vorteile der räumlichen Nähe zwischen Produzentin und Abnehmerin zeigen sich auch heute schon dadurch, dass bei integrierten Stahlwerken ca. 70% der produzierten Menge direkt in die Lieferketten geht, während etwa 30% an den Stahlhändler verkauft wird [Interview 4; Zeile 719 – 724].

Ein Argument, welches von den Interviewpartnerinnen unterschiedlich bewertet wurde, ist das Thema Qualität. Zu der Frage, inwiefern Mehrkosten für deutschen Stahl durch eine höhere Qualität der Produkte gerechtfertigt werden können, kamen die Expertinnen zu unterschiedlichen Schlussfolgerungen. Die einen sagen, dass es keine Wettbewerbsvorteile für deutschen Stahl gibt, abgesehen von Spezialstählen [Interview 4; Zeile 167 – 173], [Interview 6; Zeile 99 – 103]. Andere hingegen sehen in dem bestehenden, langjährigen Know-how und der daraus resultierenden hohen Qualität der Stähle der deutschen Stahlproduzentinnen durchaus einen Wettbewerbsvorteil, welcher nicht kurzfristig in andere Länder transferiert werden kann. Somit kann der Fokus auf innovative und qualitativ hochwertige Produkte, die nicht in Massen auf dem Weltmarkt gehandelt werden, in einer höheren Zahlungsbereitschaft für diese Produkte resultieren [Interview 2; Zeile 44 – 82, 225 – 235, 239 – 245, 336 – 344], [Interview 5; Zeile 52 – 61, 79 - 87], [Interview 6; Zeile 99 – 102, 591 – 601, 607 – 617] [Interview 7; Zeile 131 – 155]. Jedoch kann im Umkehrschluss nicht gesagt werden, dass einfache Stahlgütern deshalb nur aus dem Ausland importiert werden. Beispielsweise sind einfache Baustähle Sekundärstähle und werden deshalb auch in Deutschland produziert. Um also weiterhin Stahl effizient zu recyceln, ist auch zukünftig eine heimische Stahlproduktion notwendig, wie bereits oben beschrieben [Interview 7; Zeile 131 – 138].

Das folgende Argument resultiert nicht direkt in einer höheren Zahlungsbereitschaft für grünen Stahl, sondern unterstreicht die Notwendigkeit für die Förderung einer inländischen Stahlproduktion.

Bei einer inländischen Produktion verringert sich die Abhängigkeit von Dritten. Dieses Argument ist eng verknüpft mit den bereits genannten Vorteilen von kürzeren Distanzen in der Logistik, aber hier geht es nicht um die Vermeidung von logistischen Schwierigkeiten, sondern um den Wegfall der Einflussnahme auf die Produktion als solche. Um bewerten zu können, wie wichtig eine inländische Produktion ist, sollte die Frage beantwortet werden, welche Auswirkungen ein Wegbrechen der Produktion hätte. Solange eine inländische Produktion und somit die Infrastruktur und das Know-how noch existiert, kann dieses Risiko begrenzt werden. Ein häufig genanntes negatives Beispiel ist die Abhängigkeit Deutschlands von russischem Erdgas und in Bezug auf die Stahlindustrie die aus Russland importierten Brammen. Um die

unabhängige Handlungsfähigkeit eines Landes sicherzustellen, sollte die Abhängigkeit von einzelnen Dritten auf ein akzeptables Niveau reduziert werden, auch durch die Verhinderung der Abwanderung von Schlüsselindustrien [Interview 1; Zeile 343 – 355, 777 – 785], [Interview 2; Zeile 182 – 184, 371 – 374], [Interview 3; Zeile 107 – 118, 325 – 327]; [Interview 5; Zeile 418 – 438]. Eine inländische Stahlproduktion reduziert somit nicht nur die Abhängigkeit von Dritten, sondern trägt auch zur Umsetzung der Klimaziele bei, da hier die Bundesregierung selbst die Weichen für die Transformation der Stahlindustrie stellt und somit steuern kann. Der verhindernde Faktor für Green Leakage ist in diesem Fall die Bereitstellung der notwendigen Rahmenbedingungen, damit die Stahlunternehmen mit der Transformation beginnen können. Nur indem die großen Stahlunternehmen mit der Transformation beginnen und die Nachfrage nach grünen Vorprodukten in der Lieferkette weitergeben, werden sich auch die vorgelagerten Wertschöpfungsschritte wie beispielsweise der Bergbau für Eisenerz dekarbonisieren. Je mehr Prozessschritte ins Ausland abwandern, desto geringer wird die Einflussnahme, da dann auf indirekte Maßnahmen wie beispielsweise Einfuhrzölle zurückgegriffen werden muss, um die ausländische Grünstahlproduktion anzukurbeln. Zudem ist die Einschätzung der Expertinnen, dass in Deutschland und Europa ein hohes Bewusstsein für Klimaneutralität herrscht und auch der Wille, die Klimaziele einzuhalten. Dies kann zu höheren Zahlungsbereitschaften für grüne Produkte führen als in anderen Ländern [Interview 1; Zeile 197 – 208], [Interview 2; Zeile 171 – 184, 348 – 355], [Interview 3; Zeile 488 – 491], [Interview 5; Zeile 551 – 561].

Ein weiterer Vorteil einer inländischen Stahlproduktion ist, dass diese als Flexibilitätsoption für den Strommarkt genutzt werden kann. Überschüssiger Grünstrom kann für die Elektrolyseure oder die anderen Anlagen der Stahlproduktion verwendet werden. Somit kann der Strom in Form von grünem Wasserstoff oder DRI für die spätere Produktion gespeichert werden [Interview 1; Zeile 973 – 982]. Dies kann zum einen zu zusätzlichen Einnahmen für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen auf dem Strommarkt führen und zum anderen können hierdurch auch die Produktionskosten selbst gesenkt werden, wenn günstigerer Grünstrom für die Stahlproduktion verwendet wird.

Als letzter verhindernder Faktor für Green Leakage werden die Wertschöpfungsketten- und Verbundvorteile diskutiert. Hierzu gehören bereits bestehende, langjährige Lieferbeziehungen und Partnerschaften zwischen Produzentin und Abnehmerin und die gemeinsame Forschung und Entwicklung von neuen, maßgeschneiderten Produkten. Diese Wertschöpfungsketten haben sich über viele Jahre aufgebaut und erhalten. Auch wenn die resultierenden Vorteile hierdurch schwer quantifizierbar sind, zeigt das Bestehen dieser eng verzahnten Wertschöpfungsketten, dass beide Seiten davon profitieren. Die Bedeutung dieser Wertschöpfungsketten- und Verbundvorteile spiegelt sich auch in darin wider, dass die Mehrheit der befragten Expertinnen dieses Argument als verhindernden Faktor für die Abwanderung der Stahlproduktion genannt

haben [Interview 1; Zeile 160 – 165], [Interview 2; Zeile 156 – 159], [Interview 4; Zeile 171 – 173, 726 – 735]; [Interview 5; Zeile 64 – 71, 203 – 215], [Interview 6; Zeile 103 – 106], [Interview 7; Zeile 91 – 110, 367 – 381, 553 – 557].

Die genannten verhindernden Faktoren für Green Leakage stehen somit den fördernden Faktoren entgegen. Dadurch, dass sowohl die fördernden als auch die verhindernden Faktoren, mit Ausnahme des RP, nur schwer quantifizierbar sind, ist unklar, welchen Einfluss sie auf die zukünftige Entwicklung der Stahlindustrie nehmen. Die verhindernden Faktoren unterstreichen jedoch die Wichtigkeit einer inländischen Stahlproduktion.

## 5 Diskussion

Ziel dieses Kapitels ist es die in Kapitel 1.3 definierten Forschungsfragen zu diskutieren und zu beantworten. Die erarbeiteten Ergebnisse aus der Analyse werden kritisch hinterfragt und mit den gewonnenen Erkenntnissen aus der Literatur und aus den Interviews übereinandergelegt und diskutiert.

### 5.1 Technische Möglichkeiten zur Dekarbonisierung der Stahlindustrie

Für die Beantwortung der ersten FF „Welche technischen Möglichkeiten gibt es bereits zur Dekarbonisierung der Stahlindustrie?“ werden die technischen Möglichkeiten zur Dekarbonisierung der Stahlindustrie anhand der Literatur recherchiert.

Für bereits bestehende Hochofenanlagen können entweder die kohlestoffhaltigen Rohstoffe wie Koks durch Erdgas oder Biomasse teilweise ersetzt werden, um eine Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen zu erreichen, bis die Anlagen das Ende ihrer Lebensdauer erreicht haben. Außerdem kann die Eisenreduktion im Hochofen perspektivisch durch die Schmelzreduktion ersetzt werden, wodurch die vorbereitenden Anlagen (Sinter-Anlage, Kokerei) entfallen können. Dies führt somit zu Energieeinsparungen. In diesem Verfahren fallen aufgrund des Einsatzes von Kohlestaub weiterhin CO<sub>2</sub>-Emissionen an, sodass eine Implementierung von CCS/CCU-Technologien notwendig ist. Im Gegensatz dazu werden bei der DRI-EAF Route mit grünem Wasserstoff und der Eisenelektrolyse die Emissionen direkt vermieden. Recycling von Stahlschrott bietet ein hohes Potenzial für die Verringerung der Emissionen. Während derzeit nur ein begrenztes Abmessungs- und Gütespektrum erreicht werden kann, kann die Qualität des Schrotts durch geeignete Kreislaufsysteme erhöht werden (vgl. Kapitel 2.5).

Die Literaturrecherche und die Analyse der Dekarbonisierungsanstrengungen der Stahlproduzenten in Deutschland ergeben, dass die DRI-EAF Route mit dem Einsatz von grünem Wasserstoff aktuell die favorisierte Dekarbonisierungsoption ist (vgl. Kapitel 2.5). Das liegt daran, dass über diesen Prozess grüner Stahl hergestellt werden kann, indem die Emissionen direkt vermieden werden. Dies ist der Vorteil gegenüber CCS/CCU Technologien, denn hier entstehen weiterhin Emissionen. Auch das Recycling von Stahlschrott sollte als weitere Möglichkeit zur Produktion von Grünstahl genutzt werden, da dieser Produktionsweg einen deutlich geringeren Energiebedarf hat als die Primärstahlproduktion über die DRI-EAF Route.

## 5.2 Überblick über Transformation in Deutschland

Der folgende Abschnitt beantwortet die zweite Forschungsfrage dieser Arbeit: „Wie ist die aktuelle Situation der deutschen Stahlindustrie in Bezug auf die Dekarbonisierung?“

Sowohl die Literatur als auch die deutsche Stahlindustrie betrachtet derzeit die DRI-EAF Route als den zentralen Weg, um die Stahlindustrie zu dekarbonisieren. Als Übergangsphase für die DRI-EAF Route kann der grüne Wasserstoff durch Erdgas ersetzt werden. Hierbei kommt es bereits zu einer Emissionsreduktion und somit kann Erdgas als Brückentechnologie verwendet werden, bis grüner Wasserstoff zur Verfügung steht. Alternativ kann auch blauer Wasserstoff als Übergangstechnologie eingesetzt werden. Hierbei muss jedoch sichergestellt werden, dass die Methan-Emissionen über den gesamten Prozess hinweg auf ein Minimum reduziert wird, da Methan ein um ein vielfaches klimaschädlicher ist als CO<sub>2</sub>.

Die großen Stahlunternehmen in Deutschland, ArcelorMittal Germany, Thyssenkrupp und Salzgitter AG haben sich zum Ziel gesetzt ihre Emissionen zu verringern und perspektivisch grünen Stahl herzustellen. Die Unternehmen setzten hierfür auf den Aufbau von eigenen DRI-EAF-Anlagen an den bereits bestehenden Standorten. Die große Herausforderung hierbei ist, dass der Aufbau der Anlagen parallel zum regulären Betrieb stattfindet. Somit wird es über einen gewissen Zeitraum zu einem parallelen Betrieb der Anlagen kommen. Damit die Transformation gelingen kann, werden durch die Unternehmen verschiedene (staatliche) Unterstützungsmöglichkeiten gefordert, wie eine weiterhin kostenlose Zuteilung der CO<sub>2</sub>-Zertifikate für die bestehende Stahlproduktion während der Transformationsphase oder die Einführung eines Carbon-Border-Adjustment (CBAM), um grünen Stahl wettbewerbsfähig zu machen.

## 5.3 Aufteilung der Wertschöpfung unter Berücksichtigung des Renewables Pulls

In diesem Kapitel wird die dritte Forschungsfrage „welche Möglichkeiten gibt es zur Aufteilung der Wertschöpfungskette der Stahlproduktion unter der Berücksichtigung des Renewables Pulls?“ diskutiert.

Für die Herleitung der Szenarien wird eine Literaturanalyse durchgeführt, um darauf aufbauend die benötigten Energieträger und Rohstoffe für die Stahlproduktion herzuleiten. Wie bereits in Kapitel 4.2.1.2 und 4.2.1.3 dargestellt, ergeben sich bei einigen Werten nennenswerte Abweichungen zwischen den Quellen. In der Direktreduktionsanlage ergibt sich für den Wasserstoffbedarf eine Diskrepanz zwischen dem niedrigsten und dem höchsten Wert von 0,47 MWh/t RSt. Jedoch lässt sich die Datenbasis derzeit nicht besser prüfen, da die ersten Pilotprojekte für die Direktreduktion von Eisenerz mit grünem Wasserstoff gerade erst starten

und somit die Daten aus der Literatur noch nicht validiert werden können. Auch die benötigte Prozesswärme ist abhängig von den zugrundeliegenden Annahmen der jeweiligen Studien, da die Prozesswärme über Erdgas, Strom, Wasserstoff oder eine Wärmerückgewinnung bereitgestellt werden kann. Somit unterliegen sowohl der Wasserstoffbedarf in der DRI-Anlage als auch die benötigte Prozesswärme Unsicherheiten. Während ein geringerer Wasserstoffbedarf die Produktionskosten in allen Szenarien senkt, reduzieren sich damit auch die Transportkosten in Szenario 1, da weniger Wasserstoff importiert werden muss. Die benötigte Prozesswärme sollte so weit minimiert werden wie möglich. Aus diesem Grund sollte die Abwärme genutzt werden und der darüber hinaus benötigte Energiebedarf über Strom bereitgestellt werden.

In dieser Arbeit wurde der EAF vollständig mit DRI / HBI befüllt, um den maximalen Energiebedarf für diesen Prozessschritt zu ermitteln. Indem mehr Schrott hinzugegeben wird, sinkt der Bedarf an grünem Wasserstoff und der direkte Strombedarf im EAF wird gesenkt. Somit verringert sich der Anteil der Kosten für die Bereitstellung von grünen Energieträgern an den Gesamtkosten. Da die Produktion von grünem Wasserstoff über 60% des benötigten Strombedarfs ausmacht, führt eine Reduktion des Wasserstoffbedarfs direkt zu Kosteneinsparungen.

Auf Basis der Literatur und der durchgeführten Interviews wird die technische Machbarkeit der beschriebenen Szenarien geprüft. Es besteht ein Konsens, dass das Basisszenario auf lange Sicht nicht funktionieren kann, ohne dass grüne Energieträger oder Rohstoffe aus dem Ausland importiert werden, aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit von grünen Energieträgern in Deutschland. Somit muss mindestens grüner Wasserstoff importiert werden. Die durchgeführte Analyse hat gezeigt, dass der Import von Wasserstoff über Pipelines bei kurzen Distanzen die kostengünstigste Alternative ist, um Wasserstoff zu importieren. Der Import von Wasserstoff per Schiff ist hingegen signifikant teurer. Das liegt an dem hohen Energiebedarf für die Verflüssigung von  $H_2$  und an den resultierenden Transportverlusten. Als Nachteil für den Transport von HBI im Vergleich zur direkten Nutzung von DRI in integrierten Hüttenwerken werden die Effizienzverluste aufgrund des Brikettierens, des Wiederaufheizens und des aufwendigeren Transports im Vergleich zum Transport von Eisenerz genannt. Bei Szenario 3 besteht Konsens, dass der Import von Halbzeug technisch möglich ist. Einige Expertinnen befürchten bei Eintritt von Szenario 3 jedoch einen hohen Verlust von Wertschöpfung in Deutschland und somit auch den Einfluss auf die Stahlindustrie als solche.

Ein Vergleich der genannten Aussagen mit den in Kapitel 4.1.1 dargestellten globalen Handelsströmen für Eisenerz, HBI und Halbzeug sowie die jeweils importierten Mengen nach Deutschland zeigen, dass der Import der genannten Rohstoffe nicht nur technisch möglich ist, sondern global bereits umgesetzt wird. Bei den Eisenerzimporten gehört Deutschland zu den

weltweit größten Importeuren (vgl. Abbildung 7). Auch der globale Handel mit HBI existiert bereits, auch wenn die Importmengen von HBI nach Deutschland im Vergleich zu den Importmengen von Eisenerz und Halbzeug noch deutlich geringer sind (vgl. Tabelle 7). Die von den Expertinnen genannten hohen Anforderungen für den Transport von DRI (Transport in einer Stickstoffatmosphäre) können, wie in Kapitel 2.3 beschrieben, vernachlässigt werden, sofern das DRI in Form von HBI transportiert wird. Der Import von HBI minimiert auch die potenzielle Re-Oxidation. Als weiteres Argument gegen den Import von HBI wird der höhere Energiebedarf im EAF genannt, da das HBI auf dem Transportweg abkühlt und somit erst wieder aufgeheizt werden muss. Während in der Literatur der Energiebedarf mit 0,159 MWh/t RSt angegeben ist, wird der zusätzliche Energiebedarf in einem Interview auf 0,5 MWh/t RSt geschätzt (siehe Kapitel 4.2.6). Das Ergebnis der Neubewertung ist, dass die zusätzliche Energie für das Erwärmen von HBI dazu führt, dass der Import von Wasserstoff über kurze Pipelines (Szenario 1a; Distanz < 1.500 km) kostengünstiger ist als der Import von HBI (Szenario 2) bei den betrachteten Stromkostendifferentialen (vgl. Abbildung 27 und Abbildung 28). Sobald jedoch die Kosten für den Import von Wasserstoff steigen, ist der Import von HBI trotz des erhöhten Wärmebedarfs im EAF günstiger. Die Analyse der globalen Handelswege zeigt außerdem, dass nicht nur ein Import von HBI über kurze Distanzen möglich ist, sondern dass HBI auch über größere Entfernungen hinweg transportiert wird. Beispielsweise bezog Deutschland im Jahr 2019 das HBI u.a. aus Trinidad und Tobago, Venezuela und den USA.

Vergleicht man die Szenarien in dem Fall, dass der Import von Wasserstoff über kurzen Distanzen stattfindet, so wird der RP sichtbar. Je mehr Prozessschritte ins Ausland verlagert werden, desto geringer sind die Produktionskosten für grünen Stahl. Da der Elektrolyseur den größten Energiebedarf hat, führt die Verlagerung der Elektrolyse zur signifikantesten Kosteneinsparung. Dieses Bild ändert sich jedoch bei steigender Distanz für den Import von Wasserstoff. Sobald Wasserstoff mit dem Schiff importiert werden muss, sind die Gesamtkosten in Szenario 1d um ca. 30% höher als die Gesamtkosten in Szenario 1a. Hintergrund ist, dass die Transportkosten für den Schiffstransport von Wasserstoff die Transportkosten von Pipelines um ein zehnfaches übersteigen und somit zu 22%-26% zu den Produktionskosten einer Tonne Rohstahl beitragen. Die wichtige Erkenntnis hierbei ist, dass der RP und die damit einhergehenden geringeren Produktionskosten im Ausland durch höhere Transportkosten ausgehebelt werden können. Dadurch, dass bisher noch kein globaler Wasserstoffhandel über Schiffe stattfindet, sind die Kosten für den Wasserstofftransport prognostizierte Werte. Die Kosten für den Schiffstransport müssten sich auf 103 €/t RSt reduzieren, damit bei einem Stromkostendifferential von 30 €/MWh die Produktionskosten im Basisszenario und Szenario 1d gleich sind. Andersherum kann das Stromkostendifferential zwischen dem Inland und dem Ausland bei Wasserstofftransportkosten in Höhe von 110 €/MWh (Szenario 1d) auf 70 €/MWh

ansteigen, bis der RP einen Anreiz für Szenario 1 schafft. Jedoch unterliegen nicht nur die Wasserstofftransportkosten, sondern auch die LCOE im Inland und im Ausland Unsicherheiten, wie in 2.1.3 beschrieben ist.

Im Vergleich zu den Wasserstofftransportkosten der Schifffahrt betragen die Transportkosten via Pipeline in Abhängigkeit der Länge nur 3% - 6% der Gesamtkosten. Die Transportkosten für HBI tragen sogar nur 1% und die Transportkosten von Halbzeug 3% zu den Produktionskosten für eine Tonne Rohstahl bei.

Zusammenfassend können die folgenden wichtigen Erkenntnisse abgeleitet werden. Je höher das Stromkostendifferenzial zwischen dem Inland und dem Ausland ist, desto größer wird der RP und somit der Anreiz zu einer Verlagerung der Wertschöpfungskette. Der RP und die daraus resultierenden niedrigen Produktionskosten können durch hohe Transportkosten für den jeweiligen Energieträger oder Rohstoff jedoch ausgehebelt werden, sodass der Anreiz für die Verlagerung der Wertschöpfungskette entfällt. In der durchgeführten Analyse wird dieses Phänomen nur in Szenario 1c-d beobachtet, wenn der Wasserstoff durch Schiffe transportiert wird. Bei Szenario 2 und Szenario 3 sind die Transportkosten so gering, dass der RP einen Anreiz zur Verlagerung der Wertschöpfungsketten bietet. Dadurch dass Eisenerz, HBI und Halbzeug bereits global gehandelt werden, unterliegen die Transportkosten nur der Unsicherheit über zukünftige CO<sub>2</sub>-Preise, die jedoch alle Szenarien in ähnlichem Umfang treffen werden, da Deutschland über keine einheimische Eisenerzproduktion verfügt.

Je mehr Prozessschritte ins Ausland verlagert werden, desto größer sind die Kosteneinsparungen pro Tonne Rohstahl. Die Verlagerung der Elektrolyse hat den größten Einfluss auf die Verringerung der Produktionskosten, da in diesem Prozessschritt 65% des gesamten Energiebedarfs anfällt.

## 5.4 Fördernde und verhindernde Faktoren für Green Leakage

In diesem Kapitel werden die fördernden und verhindernden Faktoren für Green Leakage diskutiert. Die Ergebnisse aus den Interviews mit den Expertinnen sind in Kapitel 5.4 und 5.5 dargestellt. Zu den fördernden Faktoren für Green Leakage zählen grundsätzlich alle Faktoren, welche Anreize für eine Verlagerung der Produktion ins Ausland bieten, insbesondere der RP.

Neben dem RP gibt es noch weitere Faktoren, die zu einer einseitigen Erhöhung der Produktionskosten im Inland führen. Diese sind der steigende bürokratische Aufwand für die Zertifizierung von grünen Produkten und lange und komplexe Genehmigungsverfahren für den Umbau oder den Neubau von Anlagen. Die daraus resultierenden zusätzlichen (Personal-) Kosten sind nicht direkt in den Produktionskosten erkennbar, tragen jedoch zu deren Erhöhung bei. Insbesondere in Ländern mit einem geringen Potenzial für erneuerbare Energien und einer

gleichzeitig steigenden Nachfrage nach grünem Strom kann es zu einer Konkurrenzsituation zwischen den Industrien kommen, die den Preis für Grünstrom in die Höhe treiben. Von den resultierenden Kosten sind dann auch die Haushalte betroffen.

Der Fachkräftemangel als fördernder Faktor für Green Leakage stellt Diskussionspotenzial dar, da der Ursprung des Fachkräftemangels nicht zwangsläufig in der Erhöhung der klimapolitischen Auflagen liegt. Da für eine Umstellung der Produktionstechnologie jedoch neue Fachkräfte benötigt werden, kann der Fachkräftemangel, wie beschrieben, zu einer Produktionskostenerhöhung führen, unabhängig davon was der Grund für den Fachkräftemangel ist.

Ein Faktor, der sowohl ein fördernder als auch als verhindernder Faktor sein kann, ist die Zahlungsbereitschaft der Abnehmerin. Liegt die Zahlungsbereitschaft der Abnehmerin über den Produktionskosten für grüne Produkte aus dem Inland, so bleiben diese wettbewerbsfähig. Faktoren, die für eine höhere Zahlungsbereitschaft sorgen können, sind u.a. die Verminderung von Risiken aus der Logistik aufgrund der engen räumlichen Distanz zwischen Produzentin und Abnehmerin und somit die Sicherstellung der termingenauen Lieferungen. Auch die bereits bestehenden Wertschöpfungsketten- und Verbundvorteile sind ein Grund für eine höhere Zahlungsbereitschaft, da der Wechsel von Lieferantinnen mit neuen Risiken und Kosten für Auswahlprozesse und Zertifizierungen einhergeht. Auch bestehendes, gemeinsam erarbeitetes Know-how zwischen Produzentin und Abnehmerin kann nicht einfach ersetzt werden. Eine erhöhte Zahlungsbereitschaft der inländischen Abnehmerinnen führt jedoch nur zu einem Wettbewerbsvorteil im Inland. Für Stahlwerke, die maßgeblich für die direkte Lieferkette produziert, ist dieser Vorteil jedoch durchaus erwähnenswert.

Neben der erhöhten Zahlungsbereitschaft führen auch sinkende Produktionskosten im Inland zu einer Verhinderung von Green Leakage. Ein direkter Kostenvorteil für die inländische Produktion sind höhere Kosten für Transporte aufgrund steigender CO<sub>2</sub>-Preise für die resultierenden Emissionen. Auch geringere Kosten für die Durchführung von Qualitätsprüfungen oder für die Durchsetzung staatlicher Auflagen, die u.a. aus dem Lieferkettengesetz resultieren, können die Overhead-Kosten aufgrund einer kurzen räumlichen Distanz zwischen Produzentin und Abnehmerin reduzieren. Staatliche Subventionen können ebenfalls zur Senkung der Produktionskosten beitragen. Der Vorteil hierbei ist, dass dies nicht nur zu einer Kostensenkung im Inland führt, sondern im Allgemeinen. Somit kann die Wettbewerbsfähigkeit des deutschen Grünstahls auch im Ausland gesteigert werden.

Zusätzlich gibt es auch verhindernde Faktoren für Green Leakage in der deutschen Stahlindustrie, welche die Notwendigkeit eines Green Leakage Schutzes bestärken und somit durch den staatlichen Eingriff zu einem Ausgleich der unterschiedlichen Produktionskosten führen.

Hierzu zählen die Sicherstellung einer inländischen Produktion, um die Abhängigkeit von Dritten zu reduzieren und den regulatorischen Einfluss zu gewährleisten. Dies ist insbesondere zur Erreichung der Klimaziele wichtig, da die Grünstahlproduktion im Inland direkt beeinflusst und gefördert werden kann im Vergleich zur Produktion im Ausland. Es können Importbeschränkungen für herkömmlich produzierten Stahl eingeführt werden, aber wenn das Angebot auf dem Weltmarkt für grünen Stahl begrenzt ist, muss unter Umständen auch dieser Stahl gekauft werden, wenn ansonsten die Nachfrage nicht gedeckt werden kann. Dies kann verhindert werden, indem die Grünstahlproduktion im Inland wettbewerbsfähig bleibt und somit ein ausreichendes Angebot an grünem Stahl sichergestellt werden kann.

Diese Diskussion zeigt, dass es neben dem RP verschiedene fördernde und verhindernde Faktoren gibt, die sich direkt oder indirekt in den Produktionskosten oder der Zahlungsbereitschaft der Abnehmerin widerspiegeln. Jedoch ist die Quantifizierung der erforschten Faktoren schwierig, da diese in Abhängigkeit der befragten Person oder des Unternehmens unterschiedlich bewertet werden können.

Die diskutierten fördernden und verhindernden Faktoren sind eine Zusammenfassung der durchgeführten Interviews. Da der Fokus der Stahlindustrie in Deutschland aktuell auf der Transformation und somit auf einem kurz- bis mittelfristigen Zeithorizont (bis ca. 2030) liegt, spiegelt sich dies auch in den Interviews wider. Die kritische Auseinandersetzung der langfristigen Bedeutung von Green Leakage für die deutsche Stahlindustrie ist somit noch nicht vollumfänglich abgeschlossen und sollte weiter erforscht werden. Unter langfristigem Zeithorizont ist der Zeitpunkt zu verstehen, wenn die Transformation der Stahlindustrie nicht nur in Deutschland, sondern auch weltweit so weit vorangeschritten ist, dass Grünstahl auf dem Weltmarkt gehandelt wird und somit Grünstahl aus verschiedenen Ländern in direktem Wettbewerb steht.

## 5.5 Green Leakage Schutz für die deutsche Stahlindustrie

In diesem Kapitel wird die Höhe eines möglichen Green Leakage Schutzes und damit FF 5 diskutiert. Es hat sich gezeigt (vgl. Kapitel 4.2.3), dass die Höhe des Green Leakage Schutzes zum einen durch die gewählte Höhe des Stromkostendifferentials beeinflusst wird und zum anderen durch die gewählte Art der Bereitstellung der grünen Energieträger. Vergleicht man das Basisszenario, Szenario 1a, b, c und d sowie Szenario 2 miteinander, so ist der berechnete Green Leakage Schutz für Szenario 2 am geringsten, da hier stromintensive Prozessschritte wie die Elektrolyse bereits ins Ausland verlagert worden sind und der benötigte grüne Strom dort günstiger ist. Der Import von grünem Wasserstoff mit Schiffen (Szenario 1c und d) führt zu den insgesamt höchsten Stahlproduktionskosten da die Transportkosten für den Import von

Wasserstoff mit Schiffen signifikant über den Kosteneinsparungspotenzialen durch die geringeren Stromkosten im Ausland liegen. Somit ergibt sich für Szenario 1c und d der höchste Green Leakage Schutz.

Bei der durchgeführten Analyse werden jedoch nur die Produktionskostenunterschiede aufgrund einer Aufteilung der Wertschöpfungskette zwischen dem Inland und dem Ausland betrachtet. Neben dem RP können die in Kapitel 5.4 erarbeiteten fördernden Faktoren für Green Leakage die Abwanderung noch verstärken, indem sie zu einer weiteren Erhöhung der inländischen Produktionskosten führen, um welche der Green Leakage Schutz erhöht werden müsste. Die Quantifizierung dieser Faktoren liegt jedoch außerhalb des Umfangs dieser Arbeit.

Im Gegensatz zur der durch die fördernden Faktoren herbeigeführten zusätzlichen Erhöhung der Produktionskosten kann aus den verhindernden Faktoren (vgl. Kapitel 5.4) eine höhere Zahlungsbereitschaft der Abnehmerin resultieren. Dies kann dazu führen, dass der teurere Grünstahl aus Deutschland wettbewerbsfähig bleiben kann, oder zumindest der benötigte Green Leakage Schutz reduziert werden kann. Da die aus den verhindernden Faktoren für Green Leakage resultierenden höheren Zahlungsbereitschaften nicht direkt quantifiziert werden können, ist eine Abschätzung auf die zusätzliche Verminderung des Green Leakage Schutzes an dieser Stelle nicht möglich. Die verhindernden Faktoren können auch die Wichtigkeit der Einführung eines Green Leakage Schutzes für die deutsche Stahlindustrie rechtfertigen.

Ansonsten können die folgenden Maßnahmen zur Verminderung des benötigten Green Leakage Schutzes durchgeführt werden. Sobald ausreichend grüne Energieträger verfügbar sind, kann der Fokus auf den Import von HBI gelegt werden. Da die Produktionskostendifferenz zwischen Szenario 2 und Szenario 3 am geringsten ist, im Vergleich zu den anderen Szenarien, wird hier der geringste Green Leakage Schutz als Ausgleich der Produktionskosten benötigt. Eine weitere Möglichkeit ist, die Produktionskosten im Inland zu senken, während die Produktionskosten im Ausland konstant bleiben. Eine Möglichkeit ist der Aufbau einer Kreislaufwirtschaft für das Recycling von Stahlschrott in Deutschland, insbesondere wenn hochwertiger Stahlschrott recycelt werden kann. Durch die Zugabe von Stahlschrott zum EAF kann der Bedarf an HBI und damit auch der Bedarf an grünem Wasserstoff gesenkt werden (vgl. Kapitel 4.2.1.2).

Da die Quantifizierung der genannten Faktoren für weitere Produktionskostensteigerungen bzw. -senkungen außerhalb des Umfangs dieser Arbeit liegen, wird FF 5 mit den Ergebnissen aus der durchgeführten Analyse beantwortet (vgl. Kapitel 4.2.4). Die Höhe des Green Leakage Schutzes liegt für die deutsche Stahlindustrie unter der Annahme der Produktionsmengen des Jahres 2021 und einem Stromkostendifferential von 20 €/MWh zwischen 0,53 Mrd. € und

8,08 Mrd. € und bei einem Stromkostendifferential von 30 €/MWh zwischen 0,86 Mrd. € und 8,64 Mrd. €.

## 6 Fazit und Ausblick

Die Ergebnisse dieser Arbeit werden im Folgenden zusammengefasst. Aus der Literaturrecherche und den Interviews ergibt sich, dass die DRI-EAF Route derzeit die bevorzugte Technologie für die Primärstahlproduktion von grünem Stahl ist. Auch die großen deutschen Stahlproduzenten investieren in den Aufbau dieser Produktionstechnologie.

Da das Potenzial an erneuerbaren Energien in Deutschland begrenzt ist, müssen grüne Energieträger aus dem Ausland importiert werden. Das Ziel ist die grünen Rohstoffe in Ländern mit niedrigen Kosten für grünen Strom zu produzieren und anschließend zu importieren. Für den Import von grünem Wasserstoff können entweder Pipelines oder Schiffe genutzt werden. Da derzeit noch kein großflächiges Pipelinesystem für grünen Wasserstoff existiert, muss dieses erst aufgebaut werden. Auch der Import von Wasserstoff über Schiffe ist derzeit technisch noch nicht möglich, da die benötigten Schiffe noch in der Pilotphase sind und auch die notwendige Hafeninfrastruktur erst gebaut werden muss. Der Import von grünem Wasserstoff über Schiffe ist nach aktuellem Stand sehr teuer aufgrund des hohen Energiebedarfs für die Umwandlung und den Transport des flüssigen Wasserstoffs. Neben grünem Wasserstoff kann auch das direkt reduzierte Eisen in Form von HBI importiert werden. Der Vergleich verschiedener Importszenarien für grüne Energieträger ergibt, dass der Import von HBI günstiger ist als der Import von Wasserstoff, und somit führt dieses Szenario zu den geringsten Produktionskosten in der inländischen Stahlproduktion. In einigen Interviews werden Bedenken bezüglich des Transports von HBI geäußert. Die Analyse der globalen Handelsketten zeigt jedoch, dass HBI bereits auf dem Weltmarkt gehandelt wird und es auch schon Importe nach Deutschland gibt. Somit ist die technische Machbarkeit dieses Szenarios bestätigt. Die Analyse hat auch gezeigt, dass der Import von Wasserstoff über Schiffe nach aktuellem Forschungsstand nicht wettbewerbsfähig ist, da es in diesem Fall sogar günstiger ist, grünen Wasserstoff direkt im Inland zu produzieren als per Schiff zu importieren.

Der Import der grünen Energieträger aus dem Ausland führt zu einer Senkung der inländischen Produktionskosten für grünen Stahl. Jedoch sind die Produktionskosten im Ausland weiterhin niedriger, aufgrund der geringeren Kosten für Grünstrom. Die niedrigeren Kosten für grünen Strom können ein Anreiz für die Verlagerung der Wertschöpfung ins Ausland sein (Green Leakage).

Die Analyse der Auswirkungen des Renewables Pulls auf die deutsche Stahlindustrie zeigt, dass dieser aufgrund des hohen Strombedarfs für die Grünstahlproduktion einen starken Anreiz für die Verlagerung der Wertschöpfung bildet. Neben dem Renewables Pull gibt es noch weitere fördernde und verhindernde Faktoren, die zu Green Leakage führen können. För-

dernde Faktoren können zu weiteren Produktionskostensteigerungen im Inland führen, während verhindernde Faktoren die Produktionskosten im Inland senken können oder in einer erhöhten Zahlungsbereitschaft resultieren.

Das Ergebnis der Analyse ist, dass perspektivisch alle betrachteten Szenarien auftreten werden. In der Transformationsphase der deutschen Stahlindustrie werden die Elektrolysekapazitäten für eine inländische Produktion von grünem Wasserstoff aufgebaut. Um die Stromkosten zu senken kann vorhandener überschüssiger Grünstrom verwendet werden, indem der Elektrolyseur zum Lastenmanagement im Stromnetz genutzt wird. Sobald ein ausreichend großes Pipelinennetz für den Wasserstofftransport zur Verfügung steht, wird der importierte grüne Wasserstoff in der Regel günstiger sein als der in Deutschland hergestellte. Für die Stahlindustrie ist es jedoch günstiger direkt das HBI zu importieren, anstatt Eisenerz und grünen Wasserstoff für eine DRI-Anlage vor Ort. Somit wird dies (Szenario 2) aus Kostensicht das günstigste Szenario für die inländische Produktion sein. Nichtsdestotrotz ist die Grünstahlproduktion im Ausland gemäß der durchgeführten Analyse noch günstiger und somit bietet der Renewables Pull einen Anreiz für die Verlagerung der Wertschöpfung. Das Fazit ist, dass es zu einer teilweisen Abwanderung der Wertschöpfung kommen wird, da mindestens grüner Wasserstoff und HBI zukünftig importiert werden. Auch der Import von Halbzeug nach Deutschland wird zukünftig weiter stattfinden. Wichtig ist jedoch, dass in jedem Szenario eine starke Abhängigkeit von Dritten durch eine Diversifizierung der Handelspartnerinnen vermieden werden muss. Eine vollständige Abwanderung der Stahlindustrie kann durch einen geeigneten Green Leakage Schutz vermieden werden, der im günstigsten Fall zwischen 0,53 Mrd. € bis 0,86 Mrd. € pro Jahr in Deutschland liegen könnte.

Die Datengrundlage für die erarbeiteten Szenarien weist teilweise eine hohe Diskrepanz zwischen den Studien auf. Sobald Ergebnisse aus den Pilotprojekten vorliegen, ist es wichtig, die in dieser Arbeit verwendeten Daten zu validieren. Die Ausarbeitung eines einheitlichen Benchmarks für die benötigten Energieträger und Rohstoffe in der DRI-EAF Route ist wichtig, damit zukünftige Analysen eine einheitliche Datengrundlage verwenden können. Aufgrund des begrenzten Umfangs dieser Arbeit ergeben sich außerdem die folgenden zukünftigen Forschungsfelder. Eine inhaltliche Erweiterung der Szenarien ist notwendig da bisher die zusätzlichen Transportkosten aufgrund von steigenden CO<sub>2</sub>-Preisen nicht berücksichtigt werden, welche die Kosten für ausländische Produkte weiter erhöhen können, zumindest bis die Logistik ebenfalls dekarbonisiert ist. Die betrachteten Szenarien berücksichtigen auch nicht den zusätzlichen Energiebedarf für die Weiterverarbeitung von Rohstahl zu Halbzeug oder die Veränderung des Energiebedarfs bei einer Zumischung von Stahlschrott im EAF. Für eine länderspezifische Betrachtung ist es außerdem sinnvoll, die länderspezifischen OPEX und CAPEX zu verwenden. Weiterhin müssen die erarbeiteten fördernden und verhindernden Faktoren für

Green Leakage quantifiziert werden, um deren Auswirkungen auf die verschiedenen Szenarien prüfen zu können. Hier besteht die Chance, dass der Green Leakage Schutz weiter gesenkt werden kann, wenn die verhindernden Faktoren für Green Leakage ausreichend hoch sind.

## Literaturverzeichnis

- Agora Energiewende, FutureCamp, & Wuppertal Institut. (2021). *Klimaschutzverträge für die Industrietransformation: Rechner für die Abschätzung der Transformationskosten einer klimafreundlichen Primärstahlproduktion*.
- Agora Energiewende, FutureCamp, & Wuppertal Institut und Ecologic Institut. (2021). *Klimaschutzverträge für die Industrietransformation. Analyse zur Stahlbranche*. 84.
- Agora Energiewende und Wuppertal Institut. (2019). *Klimaneutrale Industrie: Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement*. Berlin, 236.
- Albrecht, U., Ball, M., Bünger, U., Kutz, C., & Michalski, J. (2022). *Emissionsfreie Stahlerzeugung-Metastudie zu den technischen, technologischen und wirtschaftlichen Parametern für die Umstellung der deutschen Stahlindustrie auf eine emissionsarme Stahlproduktion auf Basis von grünem Wasserstoff* (S. 127). Deutscher Wasserstoff und Brennstoffzellen-Verband (DWV).
- ArcelorMittal. (2022, April 14). *ArcelorMittal acquires majority stake in voestalpine's state-of-the-art HBI facility in Texas*. Press Releases. <https://corporate.arcelormittal.com/media/press-releases/arcelormittal-acquires-majority-stake-in-voestalpine-s-state-of-the-art-hbi-facility-in-texas/>
- ArcelorMittal Deutschland. (o. J.-a). *Wissen. Nachhaltigkeit*. Abgerufen 18. September 2022, von <https://germany.arcelormittal.com/Nachhaltigkeit/Dekarbonisierung/Wissen/>
- ArcelorMittal Deutschland. (o. J.-b). *XCarb®. Nachhaltigkeit*. Abgerufen 4. Oktober 2022, von <https://germany.arcelormittal.com/Nachhaltigkeit/Dekarbonisierung/XCarb/>
- ArcelorMittal Deutschland. (2020, Oktober 14). *ArcelorMittal Europe will noch 2020 den ersten grünen Stahl produzieren*. Pressemitteilung. <https://germany.arcelormittal.com/icc/arcelor/med/454/454205d9-81ba-1571-0202-ac33ef90c5de,11111111-1111-1111-1111-111111111111.pdf>
- Arens, M., Åhman, M., & Vogl, V. (2021). Which countries are prepared to green their coal-based steel industry with electricity? - Reviewing climate and energy policy as well as the implementation of renewable electricity. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 143, 110938. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.110938>
- Arens, M., Worrell, E., Eichhammer, W., Hasanbeigi, A., & Zhang, Q. (2017). Pathways to a low-carbon iron and steel industry in the medium-term – the case of Germany. *Journal of Cleaner Production*, 163, 84–98. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2015.12.097>
- Bataille, C. (2020). *Low and zero emissions in the steel and cement industries* (Nr. 2020/02; S. 43). OECD Publishing. <https://doi.org/10.1787/5ccf8e33-en>
- Bauer, C., Treyer, K., Antonini, C., Bergerson, J., Gazzani, M., Gencer, E., Gibbins, J., Mazzotti, M.,

- T. McCoy, S., McKenna, R., Pietzcker, R., P. Ravikumar, A., C. Romano, M., Ueckerdt, F., Vente, J., & Spek, M. van der. (2022). On the climate impacts of blue hydrogen production. *Sustainable Energy & Fuels*, 6(1), 66–75. <https://doi.org/10.1039/D1SE01508G>
- BGR – Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe. (2021). *Deutschland – Rohstoffsituation 2020*. [https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Min\\_rohstoffe/Downloads/rohsit-2020.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Min_rohstoffe/Downloads/rohsit-2020.pdf?__blob=publicationFile&v=3)
- Bogner, A., Littig, B., & Menz, W. (2014). *Interviews mit Experten*. Springer Fachmedien Wiesbaden. <https://doi.org/10.1007/978-3-531-19416-5>
- Brändle, G., Schönfisch, M., & Schulte, S. (2021). Estimating long-term global supply costs for low-carbon hydrogen. *Applied Energy*, 302, 117481. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117481>
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. (2020). *Die Nationale Wasserstoffstrategie*. Publikationen. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.html>
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. (2021). *Zahlen und Fakten: Energiedaten*. [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Binaer/Energiedaten/energiedaten-gesamt.xls.xlsx?\\_\\_blob=publicationFile&v=117](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Binaer/Energiedaten/energiedaten-gesamt.xls.xlsx?__blob=publicationFile&v=117)
- Bundesvereinigung Deutscher Stahlrecycling- und Entsorgungsunternehmen e.V. (2022). *Deutsche Stahlrecyclingbilanz 1980-2021*. [https://www.bdsv.org/fileadmin/user\\_upload/Deutsche\\_Stahlrecyclingbilanz\\_1980\\_2021.pdf](https://www.bdsv.org/fileadmin/user_upload/Deutsche_Stahlrecyclingbilanz_1980_2021.pdf)
- Cambridge Econometrics, CES IFO, Danish Technological Institute (DTI), Directorate-General for Enterprise and Industry (European Commission), ECORYS, & IDEA Consult. (2014). *Study on the competitiveness of the European steel sector* (Catalogue number NB-02-14-159-EN-N; S. 168). <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/7b6df831-0266-40a1-9ca2-13992d526bf7>
- Charmaz, K. (2006). *Constructing grounded theory*. Sage Publications.
- Department of Industry, Science, Energy and Resources. (2021). *Resources and Energy Quarterly September 2021*. <https://publications.industry.gov.au/publications/resourcesandenergyquarterlyseptember2021/documents/Resources-and-Energy-Quarterly-September-2021.pdf>
- Deutsches Institut für Normung e.V. (2000). *DIN EN 10020:2000-07: Begriffsbestimmung für die Einteilung der Stähle (Deutsche Fassung EN 10020:2000)*. Beuth, 00.07.2000. <https://www.beuth.de/de/-/93163915>
- Devlin, A., & Yang, A. (2022). Regional supply chains for decarbonising steel: Energy efficiency and green premium mitigation. *Energy Conversion and Management*, 254, 115268. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115268>

- Draxler, M., Sormann, A., Kempken, T., Hauck, T., Pierret, J.-C., Borlee, J., Donato, A. D., Santis, M. D., & Wang, C. (2021). Technology Assessment and Roadmapping (Deliverable 1.2). *Green Steel for Europe Consortium*.
- Easterby-Smith, M., Thorpe, R., Jackson, P. R., & Jaspersen, L. J. (2018). *Management & Business Research* (6th Edition). SAGE Publications Ltd.
- EUROFER. (2019). *Low Carbon Roadmap: Pathways to a CO<sub>2</sub>-neutral European steel industry*. [https://www.eurofer.eu/assets/Uploads/EUROFER-Low-Carbon-Roadmap-Pathways-to-a-CO<sub>2</sub>-neutral-European-Steel-Industry.pdf](https://www.eurofer.eu/assets/Uploads/EUROFER-Low-Carbon-Roadmap-Pathways-to-a-CO2-neutral-European-Steel-Industry.pdf)
- EUROFER. (2021). *European Steel in Figures*. <https://www.eurofer.eu/assets/publications/brochures-booklets-and-factsheets/european-steel-in-figures-2021/European-Steel-in-Figures-2021.pdf>
- European Commission. (2021). *Towards competitive and clean European steel* (SWD(2021) 353 final). <https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/towards-competitive-clean-european-steel.pdf>
- European Commission, Joint Research Centre, & Somers, J. (2022). *Technologies to decarbonise the EU steel industry*. Publications Office of the European Union. <https://data.europa.eu/doi/10.2760/069150>
- European Parliament, Directorate-General for Internal Policies of the Union, Guevara Opinska, L., Mahmoud, M., Bene, C., & Rademaekers, K. (2022). *Moving towards zero-emission steel: Technologies available, prospects, timeline and costs*. European Parliament. <https://doi.org/10.2861/60524>
- Fischedick, M., Marzinkowski, J., Winzer, P., & Weigel, M. (2014). Techno-economic evaluation of innovative steel production technologies. *Journal of Cleaner Production*, 84, 563–580. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2014.05.063>
- Frontier Economics. (2021). *TEIL 2: Pipeline Studie – Kosten von grünem Wasserstoff Import via Pipelines, Erweiterung zum Teil 1 der Studie „Wirtschaftlichkeit von PtX-Produkten aus Nordafrika – Business Case Analysen* (S. 54). [https://www.frontier-economics.com/media/4980/frontier-ptx-business-cases-studie\\_teil-2-pipelinetransport.pdf](https://www.frontier-economics.com/media/4980/frontier-ptx-business-cases-studie_teil-2-pipelinetransport.pdf)
- Gas for Climate & Guidehouse. (2022). *European Hydrogen Backbone European—A European hydrogen infrastructure vision covering 28 countries* (S. 18). <https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2022/04/EHB-A-European-hydrogen-infrastructure-vision-covering-28-countries.pdf>
- Hasanbeigi, A., Arens, M., Cardenas, J. C. R., Price, L., & Triolo, R. (2016). Comparison of carbon dioxide emissions intensity of steel production in China, Germany, Mexico, and the United States. *Resources, Conservation and Recycling*, 113, 127–139. <https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2016.06.008>
- Hasanbeigi, A., Arens, M., & Price, L. (2014). Alternative emerging ironmaking technologies for energy-efficiency and carbon dioxide emissions reduction: A technical review. *Renewable and Sustainable*

*Energy Reviews*, 33, 645–658. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.02.031>

Hegemann, K.-R., & Guder, R. (2019). *Roheisenerzeugung: Hüttenwerks- und Gasreinigungsanlagen*. Springer Fachmedien Wiesbaden. <https://doi.org/10.1007/978-3-658-25406-3>

Hegemann, K.-R., & Guder, R. (2020). *Stahlerzeugung: Integrierte Hüttenwerks- und Gasreinigungsanlagen*. Springer Fachmedien Wiesbaden. <https://doi.org/10.1007/978-3-658-29091-7>

Hölling, M., Weng, M., & Gellert, S. (2017). Bewertung der Herstellung von Eisenschwamm unter Verwendung von Wasserstoff. *Stahl und Eisen*, 137(6), 47–53.

International Iron Metallics Association. (2020, Mai). *Logistics Guide HBI: Guide for Shipping, Handling and Storage*. [https://www.metallics.org/assets/files/Public-Area/Guides/HBI\\_Guide\\_Amendment1May20.pdf](https://www.metallics.org/assets/files/Public-Area/Guides/HBI_Guide_Amendment1May20.pdf)

Jensterle, M., Narita, J., Piria, R., Schröder, J., & Wahabzada, F. (2020). *Grüner Wasserstoff. Internationale Kooperationspotenziale für Deutschland. Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi)* (S. 21). adelphi, dena, GIZ, Navigant. [https://www.adelphi.de/de/system/files/media-thek/bilder/Gr%C3%BCner%20Wasserstoff\\_Internationale%20Kooperationspotenziale%20f%C3%BCr%20Deutschland\\_finale%20Version.pdf](https://www.adelphi.de/de/system/files/media-thek/bilder/Gr%C3%BCner%20Wasserstoff_Internationale%20Kooperationspotenziale%20f%C3%BCr%20Deutschland_finale%20Version.pdf)

Kaiser, R. (2014). *Qualitative Experteninterviews. Konzeptionelle Grundlagen und praktische Durchführung*. Springer VS (Springer eBook Collection). <http://link.springer.com/978-3-658-02479-6>

Küster-Simic, A., Knigge, M., & Schönfeldt, J. (2020). Struktur, Entwicklung und Zukunft der deutschen Stahlindustrie: Eine Branchenanalyse. *Hans-Böckler-Stiftung, Working Paper Forschungsförderung*(187), 99.

Lauf, Dr. T., Memmler, M., & Schneider, S. (2021). Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger. *Umweltbundesamt*, 168.

LeValley, T. L., Richard, A. R., & Fan, M. (2014). The progress in water gas shift and steam reforming hydrogen production technologies – A review. *International Journal of Hydrogen Energy*, 39(30), 16983–17000. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.08.041>

Material Economics. (2019). *Industrial Transformation 2050—Pathways to Net-Zero Emissions from EU Heavy Industry* (S. 208). <https://materialeconomics.com/publications/industrial-transformation-2050>

Matino, I., Colla, V., & Baragiola, S. (2017). Electric energy consumption and environmental impact in unconventional EAF steelmaking scenarios. *Energy Procedia*, 105, 3636–3641. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.839>

Maus, A. (2019, Oktober 16). Strafanzeige gegen TÜV-Süd-Manager. *tagesschau*. <https://www.tagesschau.de/investigativ/monitor/dammbruch-brasilien-tuev-sued-anzeige-101.html>

- McKinsey & Company. (2020). *Decarbonization in steel*. <https://www.mckinsey.com/industries/metals-and-mining/our-insights/decarbonization-challenge-for-steel>
- Metso Outotec. (2021). *Circored™ hydrogen-based reduction*. <https://www.mogroup.com/globalassets/pdfs-and-other-downloads/circored---fine-ore-direct-reduction.pdf>
- Midrex Technologies, Inc. (2017). *Direct from MIDREX 3rd Quarter 2017*. [https://www.midrex.com/wp-content/uploads/Midrex\\_2017\\_DFM3QTR\\_FinalPrint.pdf](https://www.midrex.com/wp-content/uploads/Midrex_2017_DFM3QTR_FinalPrint.pdf)
- Midrex Technologies, Inc. (2022, März). *Ultra-Low CO2 Ironmaking: Transitioning to the Hydrogen Economy*. Midrex Technologies, Inc. <https://www.midrex.com/tech-article/ultra-low-co2-ironmaking-transitioning-to-the-hydrogen-economy/>
- Ministério da Indústria, Comércio Exterior e Serviços. (o. J.). *Iron Ore Export from Brazil*. Abgerufen 13. Juni 2022, von <http://comexstat.mdic.gov.br/en/comex-vis>
- Müller, N., Herz, G., Reichelt, E., & Jahn, M. (2018). CO2 Emission Reduction Potential in the Steel Industry by Integration of a Direct Reduction Process into Existing Steel Mills. *Challenges for Petrochemicals and Fuels: Integration of Value Chains and Energy Transition*, 9.
- Navarro, R. M., Guil, R., & Fierro, J. L. G. (2015). Introduction to hydrogen production. In V. Subramani, A. Basile, & T. N. Veziroğlu (Hrsg.), *Compendium of Hydrogen Energy* (S. 21–61). Woodhead Publishing. <https://doi.org/10.1016/B978-1-78242-361-4.00002-9>
- Newborough, M., & Cooley, G. (2020a). Developments in the global hydrogen market: Electrolyser deployment rationale and renewable hydrogen strategies and policies. *Fuel Cells Bulletin*, 2020(10), 16–22. [https://doi.org/10.1016/S1464-2859\(20\)30486-7](https://doi.org/10.1016/S1464-2859(20)30486-7)
- Newborough, M., & Cooley, G. (2020b). Developments in the global hydrogen market: The spectrum of hydrogen colours. *Fuel Cells Bulletin*, 2020(11), 16–22. [https://doi.org/10.1016/S1464-2859\(20\)30546-0](https://doi.org/10.1016/S1464-2859(20)30546-0)
- Niermann, M., Timmerberg, S., Drünert, S., & Kaltschmitt, M. (2021). Liquid Organic Hydrogen Carriers and alternatives for international transport of renewable hydrogen. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 135, 110171. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110171>
- Odenweller, A., Ueckerdt, F., Nemet, G., Jensterle, M., & Luderer, G. (2022). *Probabilistic feasibility space of scaling up green hydrogen supply*. <https://doi.org/10.21203/rs.3.rs-1318076/v1>
- Otto, A., Robinius, M., Grube, T., Schiebahn, S., Praktiknjo, A., & Stolten, D. (2017). Power-to-Steel: Reducing CO2 through the Integration of Renewable Energy and Hydrogen into the German Steel Industry. *Energies*, 10(4), Art. 4. <https://doi.org/10.3390/en10040451>
- Parra, D., Valverde, L., Pino, F. J., & Patel, M. K. (2019). A review on the role, cost and value of hydrogen energy systems for deep decarbonisation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 101,

279–294. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.11.010>

Perger, J. (2020). *Wirtschaftsmächte auf den metallischen Rohstoffmärkten: Ein Vergleich von China, der EU und den USA* (Datenstand: November 2020). Deutsche Rohstoffagentur (DERA) in der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR).

Prognos. (2016). *Volkswirtschaftliche Folgen einer Schwächung der Stahlindustrie in Deutschland. Studie Im Auftrag der Wirtschaftsvereinigung Stahl* (S. 39). [https://www.prognos.com/sites/default/files/2021-01/20160331\\_prognos\\_wvstahl\\_gutachten\\_final\\_01.pdf](https://www.prognos.com/sites/default/files/2021-01/20160331_prognos_wvstahl_gutachten_final_01.pdf)

Prognos. (2020). *Klimapolitische Herausforderungen der Stahlindustrie in Deutschland. Studie Im Auftrag der Wirtschaftsvereinigung Stahl*. 42.

Prognos. (2022). *Transformationspfade für die Stahlindustrie in Deutschland. Im Auftrag der Wirtschaftsvereinigung Stahl* (S. 18). Wirtschaftsvereinigung Stahl. [https://www.stahl-online.de/wp-content/uploads/202203\\_WVS\\_TransformationspfadeStahl\\_Prognos.pdf](https://www.stahl-online.de/wp-content/uploads/202203_WVS_TransformationspfadeStahl_Prognos.pdf)

Prognos, Öko-Institut, & Wuppertal-Institut. (2020). *Klimaneutrales Deutschland. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität* (S. 180).

Przyborski, A., & Wohlrab-Sahr, M. (2014). *Qualitative Sozialforschung: Ein Arbeitsbuch* (4., erweiterte Auflage). Oldenbourg Verlag.

Rädiker, S., & Kuckartz, U. (2019). *Analyse qualitativer Daten mit MAXQDA: Text, Audio und Video*. Springer Fachmedien Wiesbaden. <https://doi.org/10.1007/978-3-658-22095-2>

Ram, M., Child, M., Aghahosseini, A., Bogdanov, D., Lohrmann, A., & Breyer, C. (2018). A comparative analysis of electricity generation costs from renewable, fossil fuel and nuclear sources in G20 countries for the period 2015-2030. *Journal of Cleaner Production*, 199, 687–704. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.07.159>

Rechberger, K., Spanlang, A., Sasiain Conde, A., Wolfmeir, H., & Harris, C. (2020). Green Hydrogen-Based Direct Reduction for Low-Carbon Steelmaking. *Steel Research International*, 91(11), 2000110. <https://doi.org/10.1002/srin.202000110>

Ripke, J. (2017). *Innovative Uses of Hydrogen in Steelmaking*. 11.

Robinius, M., Markewitz, P., Lopion, P., Kullmann, F., Syranidou, C., Cerniauskas, S., Reuß, M., Ryberg, D., Kotzur, L., Caglayan, D., Welder, L., Linssen, J., Grube, T., Heinrichs, H., Stenzel, P., & Stolten, D. (2020). *WEGE FÜR DIE ENERGIEWENDE Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050*.

Salzgitter AG. (o. J.-a). *Strategie*. Salzgitter AG. Abgerufen 4. Oktober 2022, von <https://www.salzgitter-ag.com/de/konzern/strategie.html>

Salzgitter AG. (o. J.-b). *Unser Programm SALCOS®*. SALCOS®. Abgerufen 18. September 2022, von

<https://salcos.salzgitter-ag.com/de/salcos.html>

Samadi, S., Lechtenböhmer, S., Viebahn, P., & Fischer, A. (2021). Renewables Pull—Verlagerung industrieller Produktion aufgrund unterschiedlicher Kosten erneuerbarer Energien. *ERNEUERBARE ENERGIEN*, 4.

Sasiain, A., Rechberger, K., Spanlang, A., Kofler, I., Wolfmeir, H., Harris, C., & Bürgler, T. (2020). Green Hydrogen as Decarbonization Element for the Steel Industry. *BHM Berg- Und Hüttenmännische Monatshefte*, 165(5), 232–236. <https://doi.org/10.1007/s00501-020-00968-1>

Schmidt, J., Gruber, K., Klingler, M., Klöckl, C., Camargo, L. R., Regner, P., Turkovska, O., Wehrle, S., & Wetterlund, E. (2019). A new perspective on global renewable energy systems: Why trade in energy carriers matters. *Energy & Environmental Science*, 12(7), 2022–2029. <https://doi.org/10.1039/C9EE00223E>

Spreitzer, D., & Schenk, J. (2019). Reduction of Iron Oxides with Hydrogen—A Review. *Steel Research International*, 90(10), 1900108. <https://doi.org/10.1002/srin.201900108>

Statistisches Bundesamt. (2018). *Güterverzeichnis für Produktionsstatistiken, Ausgabe 2019 (GP 2019)* (S. 554).

Statistisches Bundesamt. (2021). *Umweltökonomische Gesamtrechnungen: Anthropogene Luftemissionen*. [https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Umwelt/UGR/energiefluesse-emissionen/Publikationen/Downloads/anthropogene-luftemissionen-5851103197005.xlsx?\\_\\_blob=publicationFile](https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Umwelt/UGR/energiefluesse-emissionen/Publikationen/Downloads/anthropogene-luftemissionen-5851103197005.xlsx?__blob=publicationFile)

Statistisches Bundesamt. (2022). *Beschäftigte und Umsatz der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe: Deutschland, Jahre, Wirtschaftszweige*. <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online?operation=abrufabelleBearbeiten&levelindex=1&levelid=1664807088709&auswahloperation=abrufabelleAuspraegungAuswaehlen&auswahlverzeichnis=ordnungsstruktur&auswahlziel=werteabruf&code=42111-0003&auswahltext=&werteabruf=starten&nummer=13&variable=13&name=WZ08X2#abreadcrumb>

Tata Steel. (2020). *HISARNA Building a sustainable steel industry*. <https://www.tatasteeleurope.com/sites/default/files/TS%20Factsheet%20Hisarna%20ENG%20jan2020%20Final03%204%20pag%20digital.pdf>

Terlouw, W., Peters, D., Tilburg, J. van, Schimmel, M., Berg, T., Cihlar, J., Mir, G. U. R., & Spöttle, M. (2019). *Gas for Climate. The optimal role for gas in a net zero emissions energy system* (S. 231). Navigant Netherlands B.V.

thyssenkrupp AG. (o. J.-a). *Klimastrategie und Klimaziele*. thyssenkrupp. Abgerufen 4. Oktober 2022, von <https://www.thyssenkrupp.com/de/unternehmen/nachhaltigkeit/klimastrategie-und-klimaziele>

- thyssenkrupp AG. (o. J.-b). *Wasserstoff: Ein Energieträger für die Zukunft*. Abgerufen 4. Oktober 2022, von <https://hydrogen.thyssenkrupp.com/>
- Thyssenkrupp Steel Europe. (o. J.). *Klimaneutraler Stahl—Unsere Strategie*. Nachhaltigkeit. Abgerufen 18. September 2022, von <https://www.thyssenkrupp-steel.com/de/unternehmen/nachhaltigkeit/klimastrategie/>
- Ueckerdt, F., Hirth, L., Luderer, G., & Edenhofer, O. (2013). System LCOE: What are the costs of variable renewables? *Energy*, 63, 61–75. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.10.072>
- Umweltbundesamt. (2020). *Emissionen aus Betrieben der Metallindustrie*. Umweltbundesamt; Umweltbundesamt. <https://www.umweltbundesamt.de/daten/umwelt-wirtschaft/industrie/emissionen-aus-betrieben-der-metallindustrie>
- Umweltbundesamt. (2021). *Deutlich weniger erneuerbarer Strom im Jahr 2021*. Umweltbundesamt; Umweltbundesamt. <https://www.umweltbundesamt.de/presse/pressemitteilungen/deutlich-weniger-erneuerbarer-strom-im-jahr-2021>
- Umweltbundesamt. (2022). *Stromverbrauch*. Umweltbundesamt; Umweltbundesamt. <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/stromverbrauch>
- United Nations Conference on Trade and Development. (o. J.). *Transport Cost*. Abgerufen 25. Juli 2022, von <https://unctadstat.unctad.org/wds/ReportFolders/reportFolders.aspx>
- U.S. Geological Survey. (2022). *Mineral Commodity Summaries 2022*. 206.
- Vogl, V., Åhman, M., & Nilsson, L. J. (2018). Assessment of hydrogen direct reduction for fossil-free steelmaking. *Journal of Cleaner Production*, 203, 736–745. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.08.279>
- Webster, J., & Watson, R. T. (2002). Analyzing the Past to Prepare for the Future: Writing a Literature Review. *MIS Q.*, 26.
- Wirtschaftsvereinigung Stahl. (2022). *Aktuelle politische Positionen zur Transformation der Stahlindustrie in Deutschland* (S. 5) [Positionspapier]. [https://www.stahl-online.de/wp-content/uploads/202202\\_PosPap\\_Aktuelle\\_politische\\_Positionen\\_Transformation.pdf](https://www.stahl-online.de/wp-content/uploads/202202_PosPap_Aktuelle_politische_Positionen_Transformation.pdf)
- World Bank. (2022). *World Bank Commodity Price Data (The Pink Sheet)* (Nr. 282830). <https://www.statista.com/statistics/282830/iron-ore-prices-since-2003/>
- World Integrated Trade Solution. (o. J.). *Germany Ferrous products; obtained by direct reduction of iron ore, in lumps, pellets or similar forms imports by country | 2018 | Data*. Abgerufen 26. September 2022, von <https://wits.worldbank.org/trade/comtrade/en/country/DEU/year/2018/tradeflow/Imports/partner/ALL/product/720310>
- World Steel Association. (o. J.-a). *Steel Statistical Yearbook 2020 concise version*. Abgerufen 7. Juni

- 2022, von <https://worldsteel.org/wp-content/uploads/Steel-Statistical-Yearbook-2020-concise-version.pdf>
- World Steel Association. (o. J.-b). Total production of crude steel. *Worldsteel.Org*. Abgerufen 13. Juni 2022, von [https://worldsteel.org/steel-by-topic/statistics/annual-production-steel-data/P1\\_crude\\_steel\\_total\\_pub/CHN/IND](https://worldsteel.org/steel-by-topic/statistics/annual-production-steel-data/P1_crude_steel_total_pub/CHN/IND)
- World Steel Association. (2020a). *Iron ore leading exporters 2019*. <https://www.statista.com/statistics/300339/top-exporting-countries-of-iron-ore-in-metric-tons/>
- World Steel Association. (2020b). *Iron ore top importing countries 2019*. <https://www.statista.com/statistics/300323/top-importing-countries-of-iron-ore-in-metric-tons/>
- World Steel Association. (2022a). *Exports of semi-finished and finished steel products*. [https://worldsteel.org/steel-by-topic/statistics/annual-production-steel-data/T\\_exports\\_sf\\_f\\_to-total\\_pub/CHN/JPN](https://worldsteel.org/steel-by-topic/statistics/annual-production-steel-data/T_exports_sf_f_to-total_pub/CHN/JPN)
- World Steel Association. (2022b). *Imports of semi-finished and finished steel products*. [https://worldsteel.org/steel-by-topic/statistics/annual-production-steel-data/T\\_imports\\_sf\\_f\\_to-total\\_pub/USA/CHN](https://worldsteel.org/steel-by-topic/statistics/annual-production-steel-data/T_imports_sf_f_to-total_pub/USA/CHN)
- World Steel Association. (2022c, Januar 25). *December 2021 crude steel production and 2021 global crude steel production totals*. <https://worldsteel.org/media-centre/press-releases/2022/december-2021-crude-steel-production-and-2021-global-totals/>
- World Steel Association. (2022d). *World Steel in Figures 2022*. <https://worldsteel.org/steel-by-topic/statistics/world-steel-in-figures-2022/>
- Worrell, E., Price, L., Neelis, M., Galitsky, C., & Zhou, N. (2007). *World Best Practice Energy Intensity Values for Selected Industrial Sectors*. <https://escholarship.org/uc/item/77n9d4sp>
- Yellishetty, M., Ranjith, P. G., & Tharumarajah, A. (2010). Iron ore and steel production trends and material flows in the world: Is this really sustainable? *Resources, Conservation and Recycling*, 54(12), 1084–1094. <https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2010.03.003>