
Klimaschutzverträge für die Industrie- transformation

Analyse zur Stahlbranche

ANALYSE

Agora
Energiewende



Klimaschutzverträge für die Industrie- transformation

IMPRESSUM

ANALYSE

Klimaschutzverträge für die Industrietransformation: Analyse zur Stahlbranche

PROJEKTLEITUNG

Philipp D. Hauser
philipp.hauser@agora-energiewende.de

ERSTELLT VON / IM AUFTRAG VON

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

AUTORINNEN UND AUTOREN:

Philipp D. Hauser, Helen Burmeister,
Paul J. Münnich, Wido K. Witecka
(alle Agora Energiewende);
Thomas Mühlpointner (FutureCamp)

PROJEKTPARTNER

Ecologic Institute, gGmbH
www.ecologic.eu
berlin@ecologic.eu

FutureCamp Climate GmbH
www.future-camp.de
munich@future-camp.de

Wuppertal Institut gGmbH
wupperinst.org
info@wupperinst.org



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

Satz: RadiCon, Berlin | Kerstin Conradi
Korrektorat: Infotext GbR
Titelbild: ryanking999 | Adobe Stock

Bitte zitieren als:

Agora Energiewende, FutureCamp, Wuppertal Institut und Ecologic Institut (2021): Klimaschutzverträge für die Industrietransformation. Analyse zur Stahlbranche.

230/06-A-2021/DE

Version: 1.0, September 2021

www.agora-energiewende.de

DANKSAGUNG

Im Rahmen des Projekts wurden im Dezember 2020 und März 2021 Workshops mit Beteiligten aus Wirtschaft, Wissenschaft, Ministerien und nachgeordneten Behörden durchgeführt, um die grundlegenden Konzepte und Annahmen für den Transformationspfad der Stahlindustrie, wie auch der Kosten für Investitionen und den Betrieb der dafür erforderlichen Anlagen zu besprechen. Darüber hinaus wurden Anforderungen an Klimaschutzverträge zur Absicherung der nötigen Investitionen diskutiert und Ausgestaltungsoptionen erörtert.

Auf der Basis der Ergebnisse und Schlussfolgerungen wurden diese Analyse zur Stahlbranche und der dazugehörige Transformationskostenrechner erstellt und zunächst im Rahmen einer Konsultation allen Beteiligten zur Verfügung gestellt.

Mit dieser Publikation präsentieren wir die Resultate unserer Arbeit und danken nochmals herzlich allen Teilnehmerinnen und Teilnehmern für Ihre Unterstützung, Ihre fachliche Expertise und die konstruktiven Diskussionen.

Die Schlussfolgerungen und Ergebnisse dieser Veröffentlichung spiegeln dabei nicht notwendigerweise die Meinungen der einzelnen Teilnehmerinnen und Teilnehmer wider.

Die Verantwortung für die Ergebnisse liegt ausschließlich bei Agora Energiewende und ihren Partnern FutureCamp, Ecologic Institut und dem Wuppertal Institut.

Für die tatkräftige Unterstützung bei der Erstellung dieser Publikation bedanken wir uns bei unseren Kolleginnen und Kollegen, insbesondere bei Frank Peter, Ada Rühring, Nina Zetsche, Jahel Mielke, Fiona Seiler, Oliver Sartor (alle Agora Energiewende); Andreas Kohn, Roland Geres, Dominik Glock, Lea Klausmann (alle FutureCamp); Georg Holtz, Alexander Scholz, Alexander Jülich, Anna Leipprand, Stefan Lechtenböhrer (alle Wuppertal Institut) und Benjamin Görlach, Jan-Erik Thie und Karl Lehmann (alle Ecologic Institut).

Vorwort

Liebe Leserin, lieber Leser,

die Diskussion der Maßnahmen zum Erreichen der Klimaneutralität hat eine neue Qualität erreicht.

Um dem Urteil des Bundesverfassungsgerichtes zur mangelnden Ambition und generationsübergreifenden Gerechtigkeit des Klimaschutzgesetzes von 2019 zu entsprechen, hat die Bundesregierung das Gesetz nun überarbeitet. Die verabschiedeten Ziele einer CO₂-Minderung von 65 Prozent bis 2030 und der Klimaneutralität bis 2045 definieren damit auch den Transformationspfad für die Industrie.

Der Stahlbranche kommt dabei eine zentrale Rolle zu. Sie ist die größte industrielle CO₂-Quelle und bietet signifikantes Minderungspotenzial noch vor 2030. Neben dem Ausbau des Recyclings muss dafür die Primärstahlproduktion schnell von der kohlebasierten Hochofenroute zur klimafreundlichen Eisendirektreduktion transformiert werden. Diese Technologie erlaubt den flexiblen Betrieb mit Erdgas und Wasserstoff und vereint die Chancen auf kurzfristig signifikante Emissionsminderungen und langfristige

Klimaneutralität. Zudem sind Direktreduktionsanlagen ein idealer Anker für den Aufbau einer systemdienlichen Produktion von erneuerbarem Wasserstoff.

Um diese Chancen zu nutzen, müssen zusätzliche Kosten für den Aufbau und Betrieb dieser Anlagen über Klimaschutzverträge abgesichert werden. Nur wenn die klimafreundliche Produktion vor der Konkurrenz durch etablierte CO₂-intensive Alternativen geschützt wird, kann sie sich als Standard für eine globale und klimaneutrale Wirtschaft durchsetzen.

In dieser Studie legt Agora Energiewende die Ergebnisse ihrer Arbeit zur Umsetzung von Klimaschutzverträgen als zentrales Instrument zur Transformation der Stahlbranche für die deutsche und europäische Klimapolitik vor.

Ich wünsche eine angenehme Lektüre!

Ihr Frank Peter
Direktor Industrie, Agora Energiewende

Ergebnisse auf einen Blick:

1

Um Klimaneutralität bis 2045 zu erreichen, muss die Stahlbranche noch vor 2030 gut ein Drittel ihrer Primärstahlproduktion auf die klimafreundliche Eisendirektreduktion umstellen. Dazu kommt der Ausbau der Stahl-Sekundärroute als wesentlicher Baustein für eine klimaneutrale Stahlproduktion. So wird die Stahlbranche in Deutschland zukunftsfähig.

2

Eisendirektreduktion in der Stahlindustrie ist ein strategischer Anker für den Markthochlauf von Wasserstoff, im Übergang können die Anlagen zunächst mit Erdgas betrieben werden. Über den Betrieb mit Erdgas wird ein Großteil der CO₂-Emissionen schnell zu moderaten Kosten reduziert, bis Erdgas durch ein steigendes Angebot an erneuerbarem Wasserstoff ersetzt wird.

3

Klimaschutzverträge (Carbon Contracts for Difference) sind das geeignete Instrument, um die Mehrkosten einer klimafreundlichen Stahlproduktion abzusichern. Ziel ist es auch, parallel grüne Leitmärkte aufzubauen, die den Mehrwert von klimaneutralem Stahl honorieren und ihn als Standard am Markt etablieren.

4

Der Finanzbedarf für die Klimaschutzverträge zur Transformation der Stahlindustrie bis 2030 beträgt je nach Kombination der Politikinstrumente insgesamt 13 bis 35 Milliarden Euro. Dafür benötigen sie einen eigenen dauerhaften Refinanzierungsmechanismus, damit die Branche Investitionssicherheit erhält.

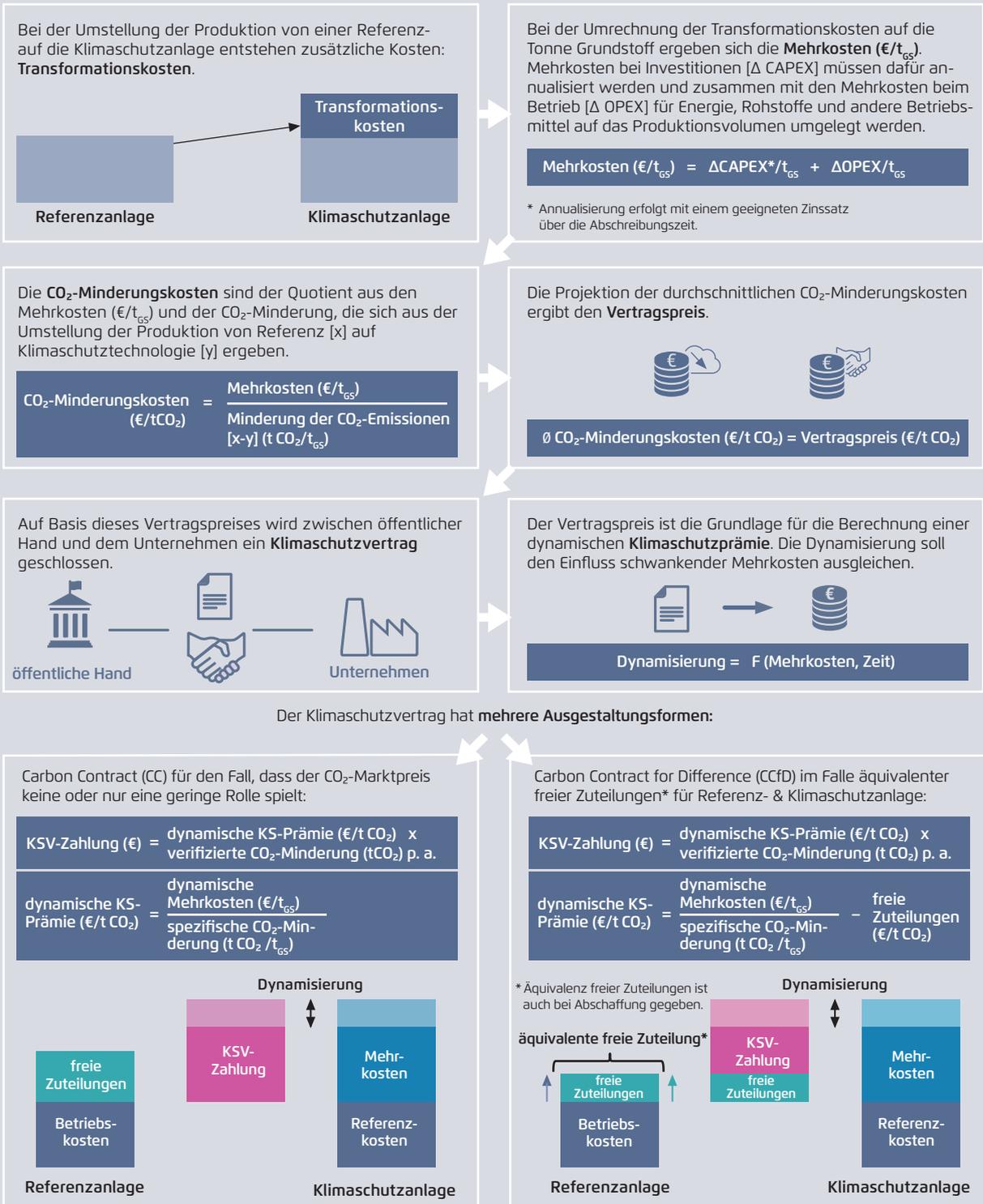
Inhalt

1	Glossar	9
2	Hintergrund und Ziel	15
3	Kurzbeschreibung des Stahlsektors	17
4	Kurzbeschreibung der Eisendirektreduktion	19
5	Ein Transformationspfad zur Klimaneutralität bis 2045	21
6	Abschätzung der CO₂-Minderungskosten	23
6.1	Abschätzung der Mehrkosten	23
6.2	Abschätzung der CO ₂ -Minderungskosten zur Definition des Vertragspreises	25
6.3	Sensitivitätsbetrachtungen bezüglich fluktuierender Preise	28
7	Designaspekte und Optionen für Klimaschutzverträge	33
7.1	Wechselwirkungen der Klimaschutzverträge mit dem EU-ETS	33
7.2	Markthochlauf Wasserstoff	42
7.3	Klimaschutzverträge zum Aufbau grüner Leitmärkte	46
7.4	Zusammenfassende Diskussion zur Dynamisierung von Klimaschutzverträgen	49
8	Szenarien zur Berechnung der Transformationskosten der Stahlbranche	53
8.1	Generelle Annahmen für eine Projektion der Transformationskosten	54
8.2	Szenarien und Ergebnisse für eine Projektion der Transformationskosten	54
8.3	Diskussion der Ergebnisse der Projektion der Transformationskosten	58
9	Zusammenfassung und Ausblick für eine Umsetzung von Klimaschutzverträgen	61
9.1	Prinzipien für die rasche Umsetzung	61
9.2	Prinzipien für das Auswahlverfahren	62
9.3	Relevanz der Rahmenbedingungen	63
9.4	Appell für eine zügige Umsetzung	65
Anhang I: Transformationskostenrechner		67
Anhang II: Hinterlegte Annahmen zu Preisen und Berechnungsparametern		71
Literatur		77

1 Glossar

Glossar in Bildern und Gleichungen

Abbildung 1



Agora Energiewende, FutureCamp, Wuppertal Institut und Ecologic Institut (2021)

Glossar in einer didaktischen Sequenz		Tabelle 1
Begriff	Erläuterung	
Klimaschutzanlage/ -technologie/ -verfahren (als Synonyme verwendet)	Der Begriff Klimaschutzanlage bezeichnet eine neu errichtete Anlage zur industriellen Produktion von Grundstoffen, die durch die Verwendung einer klimafreundlichen, klimaneutralen oder potenziell klimapositiven Technologie mit dem Ziel der Klimaneutralität bis 2045 kompatibel ist. Im Vergleich zur Referenzanlage führt die Produktion zu einer verifizierbaren CO₂-Minderung , ist aber wegen höherer Investitions- und Betriebskosten in der Regel teurer.	
Referenzanlage/ -technologie/ -verfahren (als Synonyme verwendet)	Der Begriff Referenzanlage bezeichnet eine konventionelle Anlage zur CO ₂ -intensiven industriellen Produktion von Grundstoffen. Durch geringere Kosten im Vergleich zur Klimaschutzanlage definiert das Verfahren die Referenzkosten für die Grundstoffproduktion.	
Referenzkosten (€/t_{GS})	Referenzkosten beziffern die Kosten für die Produktion einer Tonne Grundstoff (€/t _{GS}), die in einer Referenzanlage entstehen. Referenzkosten werden durch schwankende Marktpreise für Betriebsstoffe und den effektiven CO₂-Preis beeinflusst.	
Transformationskosten (€)	Transformationskosten beziffern die gesamten zusätzlichen Kosten bei Investition und Betrieb einer Klimaschutzanlage im Vergleich zu einer Referenzanlage mit äquivalentem Produktionsvolumen. Transformationskosten können nach zusätzlichen Kosten bei der Investition (Δ CAPEX) und beim Betrieb (Δ OPEX) ausgewiesen werden und für einzelne Jahre oder die gesamte Dauer eines Klimaschutzvertrages beziffert werden. Über die Transformationskosten lässt sich der Bedarf an zusätzlichen Investitionen und Betriebsbeihilfen für die Transformation einer Industrieanlage oder einer ganzen Branche abschätzen.	
Mehrkosten (€/t_{GS}) betriebliche Mehrkosten (€/t_{GS})	Mehrkosten errechnen sich aus den annualisierten Transformationskosten , beziehen sich aber auf eine Tonne des produzierten Grundstoffes (€/t _{GS}). Um zusätzliche Kosten bei der Investition (Δ CAPEX) auf die jährliche Produktion an Grundstoffen umzulegen, müssen sie mit einem geeigneten Zinssatz über ihre Abschreibungszeit annualisiert werden. Werden nur zusätzliche Kosten beim Betrieb (Δ OPEX) betrachtet und auf die Jahresproduktion umgelegt, ergeben sich betriebliche Mehrkosten . Diese beruhen auf höheren und schwankenden Kosten für Energieträger, Rohstoffe und andere Betriebsmittel. Aufgrund der Kostenschwankungen für Klimaschutz- und Referenzanlage variieren betriebliche Mehrkosten. Je nach Technologie und Regularien für die Vergabe von freien Zuteilungen kann der CO₂-Marktpreis oder aber ein effektiver CO₂-Preis auf Klimaschutz- und Referenzanlage wirken und so die Mehrkosten beeinflussen.	

CO₂-Minderungskosten (€/t CO₂)	<p>Die CO₂-Minderungskosten ergeben sich aus dem Quotienten der Mehrkosten der Produktion einer Tonne Grundstoff (€/t_{GS}) und der dadurch erzielten verifizierbaren CO₂-Minderung (t CO₂/t_{GS}). Für die Bestimmung der CO₂-Minderungskosten können die gesamten Mehrkosten oder ausschließlich betriebliche Mehrkosten herangezogen werden. Je nach Perspektive und abhängig von den geltenden Regeln für freie Zuteilungen von Emissionsrechten kann der CO₂-Marktpreis oder der effektive CO₂-Preis eingerechnet werden. CO₂-Minderungskosten schwanken mit den Mehrkosten. Die mittleren CO₂-Minderungskosten sind die Grundlage für die Definition des Vertragspreises. Schwankungen werden dann im Rahmen einer Dynamisierung der Klimaschutzprämie betrachtet.</p> <p>CO₂-Minderungskosten sind projekt-, anlagen- oder unternehmensspezifisch. Sie sind vom volkswirtschaftlichen (und nicht projektspezifischen) Begriff der Vermeidungskosten zu unterscheiden.</p>
Differenzkosten (€/t CO₂)	<p>Die Differenzkosten beziehen sich auf den Carbon Contract for Difference und bezeichnen den Unterschied zwischen dem Vertragspreis und dem CO₂-Marktpreis. Die Differenzkosten, zusammen mit anderen Elementen der Dynamisierung, entsprechen dann der Klimaschutzprämie.</p>
CO₂-Marktpreis (€/t CO₂)	<p>Der CO₂-Marktpreis entspricht dem variablen Preis, der im Rahmen des regulären EU-ETS-Handels für den Bezug eines Emissionsrechtes zum Tragen kommt. In Fällen, in denen der CO₂-Preis direkt und eins zu eins die CO₂-Minderungskosten beeinflusst, kann er direkt vom Vertragspreis abgezogen werden, um damit die Klimaschutzprämie zu bestimmen.</p>
effektiver CO₂-Preis (€/t CO₂)	<p>Im Rahmen der herrschenden Regularien zur freien Zuteilung von Emissionsrechten für Klimaschutz- und Referenztechnologie kommt es zu einer verminderten Auswirkung des CO₂-Marktpreises auf die betrieblichen Mehrkosten und somit der CO₂-Minderungskosten. In diesen Fällen spricht man vom effektiven CO₂-Preis, der durch Unterschiede im Volumen der freien Zuteilung zum Volumen an effektiven Emissionen von Klimaschutz- und Referenzanlage zustande kommt. Die verminderte Auswirkung des effektiven CO₂-Preises kann im Rahmen der Dynamisierung der Klimaschutzprämie betrachtet werden. Durch eine Anpassung der Regeln kann eine äquivalente Vergabe oder Abschaffung der freien Zuteilungen für Klimaschutz- und Referenzanlage erreicht und damit der effektive CO₂-Preis in den CO₂-Marktpreis überführt werden.</p>
verifizierbare oder verifizierte CO₂-Minderung	<p>Durch die Substitution der Produktion einer Referenz- durch eine Klimaschutz-anlage ergibt sich eine CO₂-Minderung, die im Rahmen der Berechnung der Klimaschutzprämie anhand der effektiven Produktion verifiziert werden muss. Die Kriterien für Berechnung und Verifizierung der CO₂-Minderung anhand der Multiplikation der spezifischen CO₂-Minderung mit der anzurechnenden Produktion an Grundstoffen wird im Rahmen des Klimaschutzvertrages festgelegt. Die verifizierte CO₂-Minderung über ein Jahr ergibt sich aus der Multiplikation der spezifischen CO₂-Minderung mit der anzurechnenden Jahresproduktion dem Abrechnungsvolumen. Produktvolumen, die explizit als klimafreundlich vermarktet wurden, müssen dafür abgezogen werden.</p>

spezifische CO₂-Minderung	Durch die Produktion einer Tonne eines Grundstoffes mit der Klimaschutzanlage ergibt sich im Vergleich zur Referenzanlage eine spezifische CO ₂ -Minderung pro Tonne an finalem Produkt. Die Kriterien für Berechnung und Verifizierung der spezifischen CO ₂ -Minderung werden im Rahmen des Klimaschutzvertrages festgelegt.
Klimaschutzvertrag	Ein Klimaschutzvertrag ist ein projektbezogener Vertrag zwischen einem Unternehmen und der öffentlichen Hand. Auf der Basis eines Vertragspreises garantiert der Staat dem Unternehmen die Zahlung einer Klimaschutzprämie , um die Mehrkosten der klimafreundlichen Produktion zu tragen, und sichert damit ihren wirtschaftlichen Betrieb. Der Klimaschutzvertrag kann in der Form eines Carbon Contracts oder als Carbon Contract for Difference ausgestaltet sein.
Carbon Contract	Der Carbon Contract ist ein Klimaschutzvertrag , bei dem der CO₂-Marktpreis aufgrund der vorherrschenden Regularien im EU-ETS keine oder nur eine untergeordnete Rolle für die Definition der Klimaschutzprämie spielt. Bei einer Anpassung der Regularien kann ein Carbon Contract in einen CCfD überführt werden.
Carbon Contract for Difference (CCfD)	Der Carbon Contract for Difference (CCfD) ist ein Klimaschutzvertrag , bei dem der CO₂-Marktpreis aufgrund der vorherrschenden Regularien direkt die Mehrkosten beeinflusst. Bei einem CCfD wird der CO ₂ -Marktpreis vom Vertragspreis abgezogen, um eine variable Klimaschutzprämie zu errechnen. Beim CCfD wird für den Vertragspreis auch der Begriff Strike Price verwendet.
Vertragspreis (€/t CO₂)	Der Vertragspreis wird auf der Basis einer transparenten Berechnung der mittleren CO₂-Minderungskosten definiert. Der Vertragspreis ist die Grundlage zur Berechnung der Klimaschutzprämie , deren Zahlung die Mehrkosten einer Produktion mit der Klimaschutztechnologie kompensieren soll. Über eine Dynamisierung der Klimaschutzprämie können Schwankungen der CO ₂ -Minderungskosten abgebildet werden. Die Formel zur Dynamisierung der Klimaschutzprämie wird ebenfalls vertraglich definiert.
Vertragslaufzeit	Die Vertragslaufzeit definiert die gesamte Laufzeit eines Klimaschutzvertrages und wird in entsprechende Abrechnungsperioden aufgeteilt. Es kann gegebenenfalls Sinn machen, den Start der Abrechnungsperiode etwas zu flexibilisieren, um Verzögerungen bei der Erstellung und Inbetriebnahme einer Klimaschutzanlage abzubilden.
Vertragsvolumen (t_{GS})	Das Vertragsvolumen wird als maximales Produktionsvolumen an klimafreundlichem Grundstoff definiert, das durch den Klimaschutzvertrag abgesichert wird. In der Regel bezieht sich das Vertragsvolumen auf eine Abrechnungsperiode . Es kann aber auch auf die gesamte Vertragslaufzeit hochgerechnet werden.
Abrechnungsvolumen (t_{GS})	Das Abrechnungsvolumen an klimafreundlich produziertem Grundstoff wird am Ende einer Abrechnungsperiode festgestellt. Es entspricht dem effektiv klimafreundlich produzierten Grundstoff abzüglich einem eventuell als „grünes“ Produkt veräußerten Volumen. Das Abrechnungsvolumen darf das Vertragsvolumen nicht übersteigen.
Abrechnungsperiode	Die Abrechnungsperiode beträgt in der Regel ein Jahr, kann aber vertraglich auch abweichend festgelegt werden.
Klimaschutzprämie (€/t CO₂)	Die Klimaschutzprämie kompensiert die Mehrkosten . Sie bezieht sich auf die damit erreichte verifizierte CO₂-Minderung im Vergleich zur Referenzanlage und errechnet sich aus dem Vertragspreis unter der Anwendung von vertraglich definierten Formeln zur Dynamisierung und, im Falle eines CCfDs , unter Anrechnung des CO₂-Marktpreises .

Klimaschutzzahlung	Durch die Multiplikation der für eine Abrechnungsperiode zu fördernder verifizierter CO₂-Minderung mit der dynamisierten Klimaschutzprämie ergibt sich der für die Abrechnungsperiode auszahlende Förderbetrag – die Klimaschutzzahlung.
Dynamisierung	Über eine dynamische Anpassung der Klimaschutzprämie werden Effekte von variablen Mehrkosten , die durch Preisschwankungen der Betriebsmittel hervorgerufen werden, kompensiert. Über die Dynamisierung lässt sich auch die Wirkung eines effektiven CO₂-Preises und einer Änderung der dafür verantwortlichen Regularien abbilden. Der CCfD ist ein Spezialfall der Dynamisierung, bei dem der CO₂-Marktpreis direkt auf die Klimaschutzprämie angerechnet wird.
Klimaumlage	Die Klimaumlage bezeichnet ein System, bei dem die CO ₂ -Kosten in Form einer Klimaumlage auf CO ₂ -intensive Endprodukte erhoben werden. Je nach Ausgestaltung wird die Klimaumlage auf Zwischen- oder Endprodukte erhoben und mehr oder weniger pauschal berechnet.
erneuerbarer Wasserstoff	Wasserstoff, der durch die Elektrolyse von Wasser hergestellt wird. Auf der Basis von geeigneten Kriterien wird sichergestellt, dass der dabei verwendete Strom aus Erneuerbaren Energien stammt. Die THG-Emissionen bei der Herstellung von erneuerbarem Wasserstoff liegen über den gesamten Lebenszyklus bei nahezu null.
CCS-basierter Wasserstoff	Wasserstoff, der aus fossilem Erdgas mit nahezu vollständiger Abscheidung und Lagerung des dabei entstehenden Kohlenstoffes oder CO ₂ (Carbon Capture and Storage, CCS) hergestellt wurde. Die residualen THG-Emissionen für das Abscheiden, den Transport und das Einlagern von Kohlenstoff oder CO ₂ sind geringer als bei Wasserstoff ohne CCS, hängen aber von der Effizienz des gesamten Prozesses ab.
klimafreundlicher Wasserstoff	Sowohl CCS-basierter Wasserstoff als auch erneuerbarer Wasserstoff werden in diesem Papier übergreifend als klimafreundlich bezeichnet, sofern ihr Einsatz im Vergleich zur bestehenden Wasserstoffproduktion über den gesamten Lebenszyklus zu deutlich reduzierten Treibhausgasemissionen führt.
CO₂-armer Stahl	Stahl, der durch den Einsatz der Technologie zur Eisendirektreduktion mit CCS-basiertem Wasserstoff oder Erdgas als Reduktionsmittel hergestellt wird.
klimaneutraler Stahl	Stahl, der durch den Einsatz der Technologie zur Eisendirektreduktion mit erneuerbarem Wasserstoff hergestellt wird. Wenn der Wasserstoff aus 100 Prozent Erneuerbaren Energien stammt, ist diese Technologie im Prinzip klimaneutral . Wird die DRI-Anlage nur anteilig mit erneuerbarem Wasserstoff betrieben, so wird nur ein entsprechender Anteil an DRI für die klimaneutrale Stahlproduktion angerechnet.
klimafreundlicher Stahl	Sowohl CO₂-armer als auch klimaneutraler Stahl werden zusammenfassend als klimafreundlicher Stahl bezeichnet.

Grünstahl oder grüner Stahl	Technisch gesehen ist dieser Begriff ein Synonym für klimatefreundlichen Stahl , bezieht sich aber auf seine Vermarktung im Rahmen von grünen Leitmärkten . Ziel der Vermarktung ist es, den Klimanutzen eines Produktes gegen die Zahlung eines adäquaten Klimabonus an Kunden abzugeben und so die Mehrkosten der klimatefreundlichen Produktion zu tragen. Die Qualität von Stahl in Bezug auf das Klima lässt sich durch die spezifischen Emissionen seiner Produktion quantifizieren. Aus dem Vergleich zum Emissionsbenchmark der Referenztechnologie ergibt sich der relative Klimanutzen. Aus dieser Definition wird klar, dass es verschiedene Klassifizierungen für verschiedene Qualitäten an klimatefreundlichem oder klimate-neutralem Stahl geben muss. Da diese Definitionen noch ausstehen, beziehen wir uns mit dem Begriff „Grünstahl“ auf diese Diskussion und die zu erwartenden Definitionen.
grüne Leitmärkte	Mit diesem Begriff werden Märkte beschrieben, die durch eine Kombination von politischem Handeln zum Erreichen der Klimaneutralität und der technischen und ökonomischen Entwicklung insgesamt ein hohes Wachstumspotenzial für innovative klimatefreundliche Anlagen, Güter und Dienstleistungen bieten und sich langfristig als Standard etablieren können.
grauer Stahl	Im Rahmen der Diskussion zu grünen Leitmärkten bezeichnet dieser Begriff konventionellen Stahl mit CO ₂ -Emissionen auf dem Niveau der Hochofenroute.
Klimabonus	Der Klimabonus bezeichnet den Mehrbetrag, der beim freien Verkauf eines grünen Stahlproduktes im Vergleich zu einem äquivalenten grauen Stahlprodukt erzielt wird. Da durch diesen Verkauf die Förderung durch den Klimaschutzvertrag entfällt, ist der Klimabonus in der Regel mindestens so hoch wie die vereinbarte Klimaschutzprämie .
CBAM: Carbon Border Adjustment Mechanism	Grenzausgleichsmechanismus, durch den Importe je nach ihrer spezifischen CO ₂ -Intensität mit einer Abgabe in Höhe des CO ₂ -Preises belegt werden. Ein CBAM kann damit auch finanzielle Ressourcen für Klimaschutzinvestitionen generieren.
Stranded Assets	Frühzeitige Abschaltung noch nicht amortisierter oder noch funktionsfähiger konventioneller Produktionsanlagen, wenn deren Betrieb aus klimapolitischen Gründen nicht mehr rentabel oder vertretbar ist. Durch die frühzeitige Abschaltung entstehen sowohl unternehmerische als auch volkswirtschaftliche Kosten.
klimateneutral	Klimateneutral bedeutet, dass THG-Emissionen in allen Bereichen vollständig oder fast vollständig vermieden werden, sodass Restemissionen durch klimatepositive Strategien und Technologien ausgeglichen werden können. Eine Industrieanlage ist dann mit dem Ziel der Klimateneutralität bis 2045 kompatibel, wenn sie (nahezu) klimateneutral betrieben werden kann oder sogar zu negativen Emissionen führt, bzw. klimatepositiv ist.
klimatepositiv	Zur Erreichung von Klimateneutralität müssen verbleibende Restemissionen mit negativen Emissionen bzw. klimatepositiven Strategien und Technologien kompensiert werden, bei denen CO ₂ aus der Atmosphäre direkt oder indirekt entnommen und langfristig eingelagert wird.

2 Hintergrund und Ziel

Im Hinblick auf die strategische Rolle der Industrie für die Klimaneutralität Deutschlands haben Agora Energiewende und die Partner FutureCamp, Ecologic Institute und das Wuppertal Institut ein Projekt für die zügige Umsetzung von Klimaschutzverträgen für Schlüsseltechnologien in Deutschlands energieintensiver Industrie angestoßen. Hierbei sollen effiziente und umsetzbare Ausgestaltungsoptionen für Klimaschutzverträge erarbeitet und damit kurzfristig Anreize und Planungssicherheit für die Transformation in der Stahl-, Chemie- und Baustoffindustrie geschaffen werden. In einem allgemeinen, auf das Instrument der Klimaschutzverträge fokussierten Papier werden generelle Ausgestaltungsmerkmale sowie branchenunabhängige Chancen und Risiken dargestellt (Agora Energiewende, FutureCamp, Wuppertal Institut und Ecologic Institut, 2021, in Vorbereitung). Ergänzend sollen in dieser Hintergrundstudie spezifische Fragestellungen in Zusammenhang mit der Stahlbranche beleuchtet werden.

Als Schlüsseltechnologie wird hier die Eisendirektreduktion mit erneuerbarem Wasserstoff, übergangsweise auch mit Erdgas oder *Carbon Capture and Storage* (CCS)-basiertem Wasserstoff, und das Einschmelzen im Elektrolichtbogen betrachtet. Aus technischer Perspektive kann diese Technologie schon kurzfristig eingesetzt werden. In Synergie mit dem Aufbau einer erneuerbaren Wasserstoffproduktion erlaubt diese Strategie die Transformation zur klimaneutralen Stahlproduktion und stellt eine Alternative zu weiteren Investitionen und der Produktionsverlängerung mit CO₂-intensiven Hochofenanlagen dar.

Aus betriebswirtschaftlicher Perspektive sind die Investition und der Betrieb von Anlagen zur Eisendirektreduktion im gegebenen regulatorischen und wettbewerblichen Rahmen noch nicht finanzierbar. Um anstehende Reinvestitionen in bestehende

Hochofenanlagen für eine Transformation zur Eisendirektreduktion zu nutzen, müssen Investitionen und der Betrieb dieser Anlagen mit geeigneten Politikinstrumenten abgesichert werden. Das Konzept der Klimaschutzverträge steht dabei als mögliche Lösung im Fokus.

Für eine effiziente Konzeption und Umsetzung im Rahmen der Stahlindustrie ist es jedoch nötig, die technischen und ökonomischen Aspekte der Eisendirektreduktion im Vergleich zur etablierten Hochofenroute im Detail zu analysieren. Um diese Aspekte transparent darzustellen, haben Agora Energiewende und ihre Partner dieses Papier und einen Transformationskostenrechner erarbeitet. Im Zentrum der Arbeit steht die Berechnung der auf die CO₂-Minderung bezogenen Transformationskosten, die sich bei der Umstellung zur Produktion von klimafreundlichem Stahl im Vergleich zum konventionellen Hochofenstahl ergeben. Diese Mehrkosten, ihre Varianz und Abhängigkeiten sowie die zugrunde liegenden Kostentreiber müssen als Grundlage für eine effiziente Konzeption von Klimaschutzverträgen als Absicherung für Investitionen und den Betrieb von erdgas- und wasserstoffbasierten Anlagen zur Eisendirektreduktion verstanden werden.

Die vorläufigen Ergebnisse dieser Arbeit wurden im Rahmen eines Workshops mit der Stahlindustrie und relevanten Interessenvertreterinnen und -vertretern vorgestellt und diskutiert. Auf dieser Basis wurden dieses Papier und der dazugehörige Transformationskostenrechner überarbeitet. Beide Dokumente werden nun für die weitere Diskussion zur Verfügung gestellt.

3 Kurzbeschreibung des Stahlsektors

Die Stahlbranche nimmt für die Industrietransformation zur Klimaneutralität eine Schlüsselrolle ein. Die CO₂-Emissionen der Branche entsprechen in Deutschland einem Anteil von circa 30 Prozent der gesamten Industrieemissionen.

Der überwiegende Teil der Emissionen ist auf die Primärproduktion von Stahl in der Hochofen-Konverter-Route zurückzuführen. Auf dieses Produktionsverfahren entfallen in Deutschland etwa 70 Prozent der produzierten Stahlmengen. Die restliche Produktion entfällt hauptsächlich auf die Elektrolichtbogen-Route, dem bevorzugten Verfahren zum Aufschmelzen und Aufreinigen von Stahlschrott. Diese Sekundärstahlroute ist hinsichtlich direkter Emissionen von untergeordneter Relevanz. Erdgas-basierte Direktreduktionsverfahren spielen in Deutschland aktuell kaum eine Rolle.¹ Einen Überblick über die verschiedenen Produktionsrouten und ihre CO₂-Intensität bietet Abbildung 2.

Innerhalb der Hochofen-Konverter-Route erfolgt im Hochofen selbst der CO₂-relevanteste Produktionsschritt. Mehr als 80 Prozent der CO₂-Emissionen für die Stahlherstellung entstehen in Zusammenhang mit der Reduktion des Eisenerzes im Hochofen. Der Ersatz des Hochofens durch alternative Methoden zur Eisenerzreduktion steht somit im Fokus der Bemühungen um eine klimaneutrale Primärstahlproduktion.

Die Stahlbranche ist durch ein international stark wettbewerbles Umfeld geprägt. Etwa die Hälfte der in Deutschland produzierten Walzprodukte wird exportiert. Umgekehrt werden etwa 50 Prozent der in

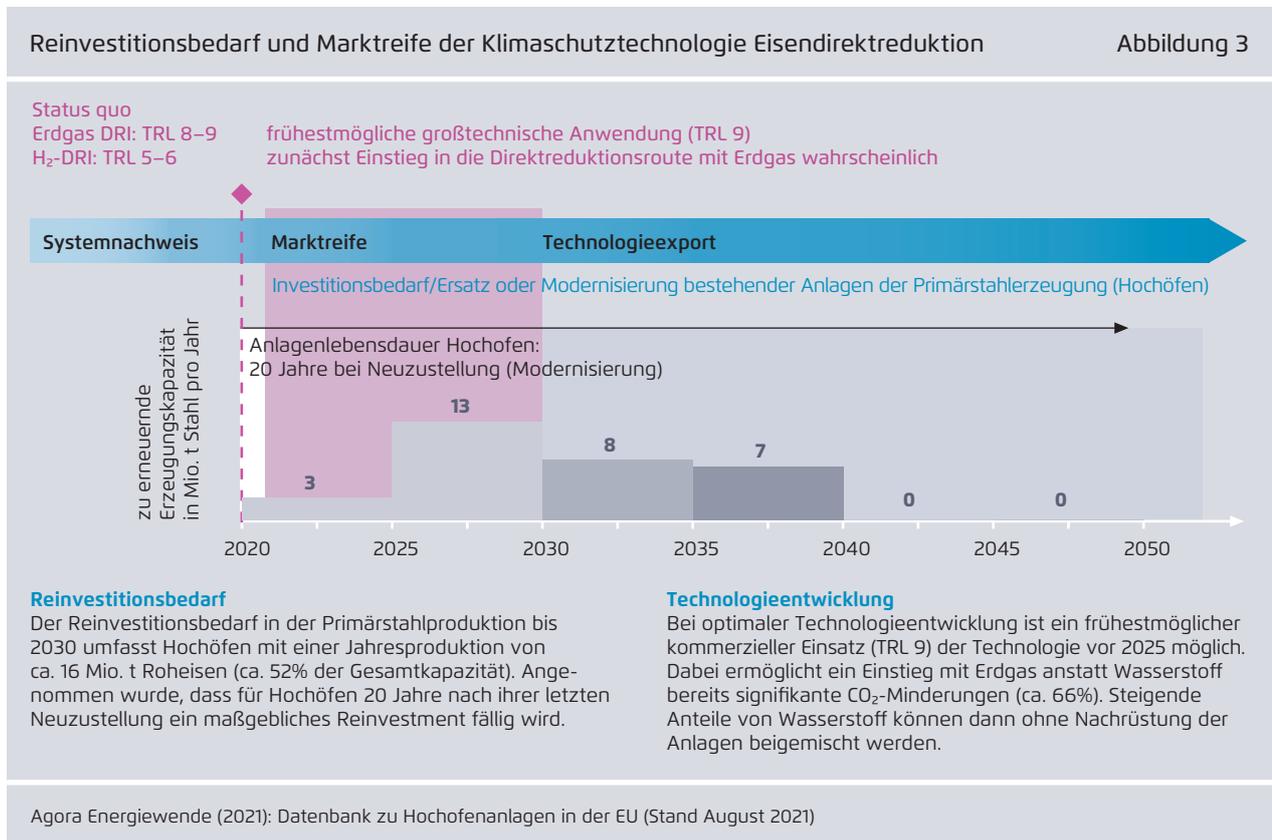
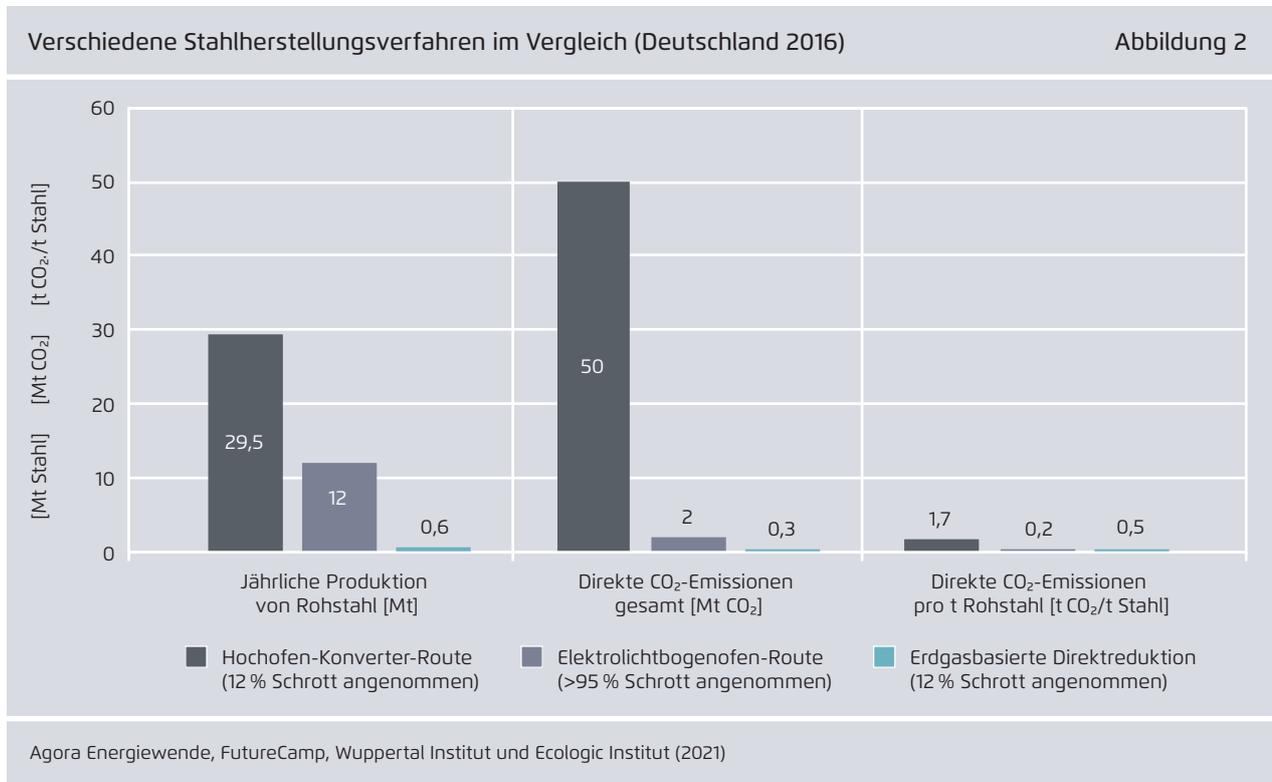
Deutschland weiterverarbeiteten Stahlprodukte importiert (vgl. WV Stahl 2018b).

Im Gegensatz zur außereuropäischen Konkurrenz unterliegt die Stahlindustrie in der EU der CO₂-Bepreisung durch ein Emissionshandelssystem (EU-ETS). CO₂-Kosten haben aufgrund der emissionsintensiven Herstellung im Prinzip einen hohen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Stahlproduktion. Um jedoch Nachteile im internationalen Wettbewerb zu vermeiden, erhalten Anlagen im EU-ETS eine freie Zuteilung der zur Produktion benötigten Emissionsrechte. Daraus ergibt sich ein wirksamer Anreiz für Energieeffizienzmaßnahmen und operative CO₂-Minderungen. Die freien Zuteilungen für konventionelle Anlagen stellen aber keine Grundlage für transformative Investitionen in potenziell klimaneutrale Produktionsanlagen dar.

In der Dekade bis 2030 steht in Deutschland für etwa 50 Prozent der Hochofenkapazität eine Neuzustellung an. Reinvestitionen in diese konventionelle Technologie führen jedoch zu einer weiteren Festlegung auf die CO₂-intensive Produktion und sind nicht mit dem Ziel der Klimaneutralität bis 2045 zu vereinbaren.

Eine Alternative besteht im Ersatz der zur Modernisierung anstehenden Hochöfen durch Anlagen für die Eisendirektreduktion. Im Vergleich zu anderen technologischen Optionen für eine CO₂-arme Stahlproduktion bietet dieses Verfahren den Vorteil, dass es schon vor 2030 großtechnisch umgesetzt werden kann. Zudem ist diese Technologie bei entsprechender Konzeption für den Betrieb mit erneuerbarem Wasserstoff mit dem Ziel der Klimaneutralität kompatibel. Einen Überblick über die anstehenden Reinvestitionen und die technologische Verfügbarkeit der Eisendirektreduktion bietet Abbildung 3.

1 Die ArcelorMittal Hamburg GmbH betreibt als einziges Werk in Deutschland eine Midrex-Eisendirektreduktionsanlage mit einer Produktionskapazität von 0,7 Millionen Tonnen pro Jahr. In dieser Anlage wird Erdgas als Reduktionsmittel genutzt.



4 Kurzbeschreibung der Eisendirektreduktion

Bei der Eisendirektreduktion wird zu Pellets verarbeitetes Eisenerz in einem Schachtofen mit Erdgas im Gegenstrom reduziert. Hierbei entstehen Eisenschwamm (*Direct Reduced Iron, DRI*) sowie als Nebenprodukte Wasser und CO₂. Der Eisenschwamm (*Hot-DRI*) kann anschließend in einem Lichtbogenofen (bei Bedarf gemeinsam mit Schrott) direkt zu Rohstahl geschmolzen und verarbeitet oder aber für den Transport und eine spätere Verwendung briquettiert werden (*Hot Briquetted Iron, HBI*). Wird zur Reduktion statt Erdgas erneuerbarer Wasserstoff verwendet, so ist diese Route im Prinzip CO₂-neutral, wenn ausschließlich erneuerbarer Strom zur Elektrolyse verwendet wird. Eine klimafreundliche Alternative dazu ist Wasserstoff, der aus Erdgas mit einer nahezu vollständigen Abscheidung und geologischen Lagerung (CCS) des bei der Umwandlung entstehenden CO₂ hergestellt wurde (hier als CCS-basierter Wasserstoff bezeichnet).

Der Einsatz der Eisendirektreduktion ist bei Sicherstellung der Wirtschaftlichkeit technisch bereits kurzfristig realistisch. Dabei ermöglicht ein Einstieg mit Erdgas bereits signifikante CO₂-Minderungen von circa 66 Prozent im Vergleich zur Hochofenroute. Der Umstieg auf erneuerbaren oder CCS-basierten Wasserstoff kann dann ohne Nachrüstung der Anlagen graduell erfolgen. Die Möglichkeit einer ansteigenden Beimischung von erneuerbarem Wasserstoff kann somit einen steigenden Anteil von Erneuerbaren Energien im Stromsystem begleiten und nutzen. Deshalb stellt die Stahlbranche einen idealen Anker für den Markthochlauf einer systemdienlichen Elektrolyse zur Produktion von erneuerbarem Wasserstoff dar.

In Zukunft sind verschiedene Varianten der Primärstahlproduktion mit DRI zu erwarten:

- 1) DRI oder HBI können als Zuschlag im Hochofen verwendet werden. Ein Beispiel dieser Anwendung bietet die Voestalpine in Linz, Österreich, die

importiertes HBI aus einer DRI-Anlage in Corpus Christi, USA, im Hochofen einsetzt.

- 2) Das DRI kann mit Elektrolichtbogenöfen (*Electric Arc Furnace, EAF*), wie sie heute schon im Rahmen des Schrottrecyclings eingesetzt werden, geschmolzen und – gegebenenfalls in Kombination mit Schrott – zu Rohstahl verarbeitet werden. Im Rahmen einer integrierten DRI-EAF-Route kann direkt heißer Eisenschwamm (*Hot-DRI*) verwendet werden. Im Falle einer räumlichen Trennung der DRI- und EAF-Route müssen kalter Eisenschwamm oder HBI transportiert und zur Verwendung erhitzt werden. Diese Variante wird außerhalb Europas schon vielfach großtechnisch eingesetzt.
- 3) DRI kann auch im Rahmen eines adaptierten Linz-Donawitz-Verfahrens (Konverterverfahren) eingesetzt werden. Hier wird DRI in einem Einschmelzer (zum Beispiel *Submerged Arc Furnace, SAF*) verflüssigt und substituiert flüssiges Roheisen aus dem Hochofen. Hieraus ergibt sich die DRI-SAF-Konverter-Route. Diese Route eignet sich zur Integration in bestehende Anlagen, wie sie heute von großen deutschen Primärstahlherstellern betrieben werden. Dieses Konzept ist noch neu und erste Anlagen dafür werden gerade konzipiert.

Die vorliegende Arbeit fokussiert sich auf die integrierte DRI-EAF-Route, wie sie in Variante 2 beschrieben wurde. Die in Variante 3 beschriebene DRI-SAF-Konverter-Route unterscheidet sich in der genutzten Technologie zum Aufschmelzen des DRI von der DRI-EAF-Route, ist jedoch in ihren ökonomischen Prinzipien vergleichbar.

Die unter 1) beschriebene Verwendung von DRI im Hochofen stellt aus Sicht der Bilanzierung von CO₂-Emissionen ein anderes Konzept dar und wird hier nicht betrachtet.

5 Ein Transformationspfad zur Klimaneutralität bis 2045

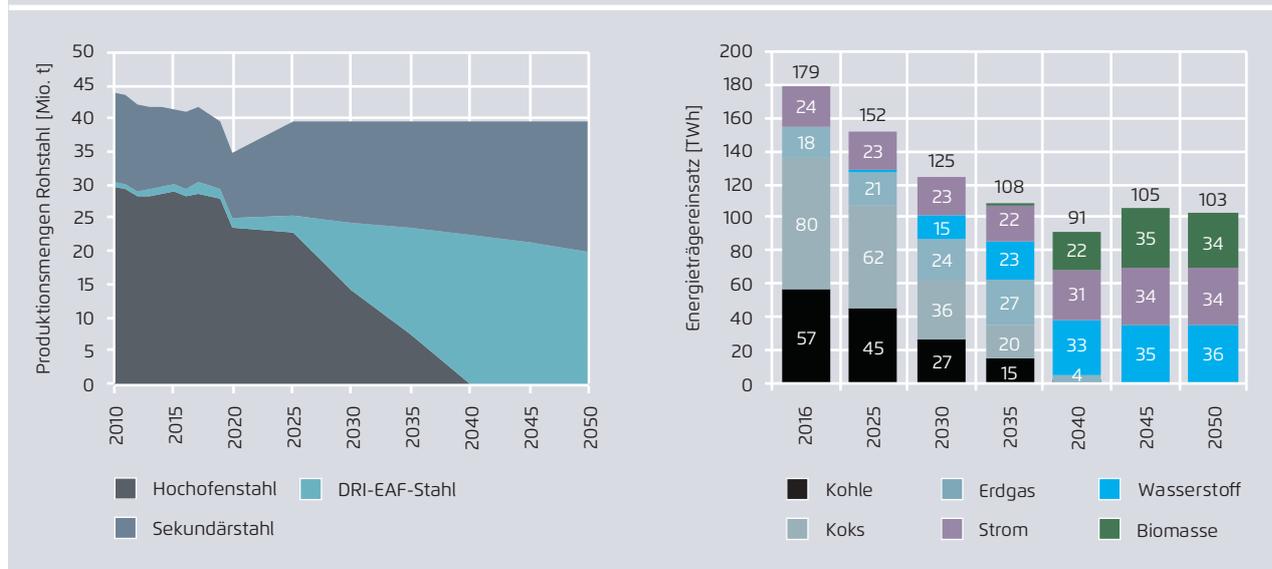
Im Rahmen der Novelle des Klimaschutzgesetzes wurde eine CO₂-Minderung von mindestens 65 Prozent bis 2030 definiert (Bundesregierung 2021b). Für die Industrie wird in diesem Zeitraum eine Minderung von 68 Millionen Tonnen CO₂ anvisiert. Dieses Ziel entspricht in etwa den Berechnungen der Studie *Klimaneutrales Deutschland 2045*, in der die Beiträge der einzelnen Branchen modelliert wurden (Prognos/Öko-Institut/Wuppertal Institut 2021a). Für die Stahlbranche ergibt sich eine Minderung von insgesamt 26 Millionen Tonnen CO₂ bis 2030. Der Transformationspfad ist in Abbildung 4 visualisiert. Im Szenario pendelt sich die deutsche Stahlproduktion auch über das Jahr 2045 hinaus bei insgesamt knapp 40 Millionen Tonnen jährlich auf dem Niveau von 2019 ein. Um die genannte Emissionsminderung zu erreichen, werden keine Hochöfen

mehr zugestellt, sondern durch den Aufbau von DRI-EAF-Kapazitäten zur klimafreundlichen Primärstahlproduktion und den Ausbau der Sekundärstahlrouten ersetzt. Der Anteil des Sekundärstahls steigt von 11 Millionen Tonnen im Jahr 2016 auf 16 Millionen Tonnen im Jahr 2030 und ersetzt damit äquivalente Hochofenkapazitäten. Aus dieser Steigerung der Recyclingquote ergibt sich eine Minderung der Emissionen von 7 Millionen Tonnen CO₂. Weitere 11 Millionen Tonnen an Hochofenkapazitäten werden durch äquivalente DRI-EAF-Kapazitäten² ersetzt.

- 2 DRI-EAF steht stellvertretend auch für die DRI-SAF-Route, auch wenn diese Technologie ein leicht abgewandeltes Betriebskonzept benötigt.

Szenario für die Transformation der Rohstahlproduktion und Einsatz der Energieträger* in der Stahlbranche

Abbildung 4



Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut (2021a)

* In der Abbildung ist der Energiebedarf nicht als Endenergiebedarf im Sinne der Energiebilanz angegeben, sondern als Energieeinsatz ab Werktor (unter Ausschluss der Kokereien). Eine Gutschrift für die Erzeugung von Strom aus Kuppelgasen erfolgt hier nicht.

Wir nehmen für diese Route eine Auslastung von 90 Prozent an und sehen damit die Notwendigkeit für den Aufbau von DRI-EAF-Anlagen mit einer Kapazität von insgesamt 12 Millionen Tonnen und einem Investitionsvolumen von 10 Milliarden Euro.³ Um mit diesen Anlagen möglichst klimafreundlich zu produzieren und die Investition auch gegenüber institutionellen Investoren klar als nachhaltig kennzeichnen zu können, sollten geeignete Standorte zügig für eine – zumindest anteilige – Verwendung von erneuerbarem Wasserstoff ausgebaut werden.

Solange nicht genügend erneuerbarer Wasserstoff zur Verfügung steht, kann der Prozess durch die Verwendung von CCS-basiertem Wasserstoff beschleunigt werden.⁴ Als Zielmarke kann Wasserstoff mit einem Anteil von bis zu 80 Prozent (bezogen auf den

spezifischen Energiegehalt) als Reduktionsmittel und Brennstoff eingesetzt werden. Ein gewisser Anteil an Erdgas bleibt dabei aus metallurgischen Gründen als Kohlenstofflieferant notwendig. Durch diese Maßnahme lassen sich die Emissionen bis 2030 um bis zu 18 Millionen Tonnen CO₂ mindern.

In einem nächsten Schritt nach 2030 kann der unvermeidbare Anteil an Erdgas durch biogene Kohlenstoffträger wie Biogas oder Pyrolysegase aus nachhaltiger Biomasse ersetzt werden. Werden residuale CO₂-Emissionen dann noch mithilfe des CCS-Prozesses abgeschieden und gespeichert, kann die Stahlproduktion mit einer entsprechenden CO₂-Senkenleistung dazu beitragen, Emissionen aus anderen Sektoren auszugleichen (Prognos/Öko-Institut/Wuppertal Institut 2021).

3 Dabei handelt es sich um eine Abschätzung der gesamten Investitionen, ohne die Einsparungen der vermiedenen Hochofenneuzustellungen in Abzug zu bringen.

4 CCS-basierter Wasserstoff kann über eine geeignete Wasserstoffinfrastruktur zugeführt werden. Alternativ dazu kann das CO₂ auch an der DRI-Anlage abgeschieden und über eine geeignete CO₂-Infrastruktur abtransportiert werden.

6 Abschätzung der CO₂-Minderungskosten

Als Grundlage für die Berechnung und Diskussion möglicher Ausgestaltungsvarianten eines Klimaschutzvertrages werden nachfolgend die Mehrkosten und damit die CO₂-Minderungskosten der Stahlerzeugung in DRI-Anlagen in Kombination mit Elektrolichtbogenöfen (EAF) betrachtet. Als Referenz dient die Stahlerzeugung in einem klassischen integrierten Stahlwerk über die Hochofenroute. Der Betrieb der DRI-Anlage wird in zwei Varianten betrachtet:

- 1) Einsatz von Erdgas (Variante DRI_EAF_NG)
- 2) Einsatz von erneuerbarem Wasserstoff als Reduktionsmittel und zur Vorwärmung des Reduktionsgases; ergänzender Einsatz von Erdgas als Kohlenstofflieferant im Reduktionsmittel (Variante DRI_EAF_H₂)

Zwischen beiden Grenzfällen ist grundsätzlich auch eine anteilige und zeitlich variable Verwendung von Wasserstoff und Erdgas denkbar. Zudem besteht alternativ zur Stahlerzeugung im Elektrolichtbogenofen (EAF) die Möglichkeit, das DRI über einen *Submerged Arc Furnace (SAF)* aufzuschmelzen, um das flüssige Roheisen in klassischen Konvertern einzusetzen. Die nachfolgenden Berechnungen beziehen sich auf den Elektrolichtbogenofen, sind aber im Prinzip auf die SAF-Route übertragbar.⁵

Um die Mehrkosten einer klimafreundlichen Stahlerzeugung zu berechnen, wurde ein Transformationskostenrechner erarbeitet, der als Anhang dieser Publikation zur Verfügung steht. Die Ergebnisse der Berechnungen werden in den folgenden Kapiteln

dargestellt und diskutiert. Details zu den Annahmen und Funktionen des Transformationskostenrechners werden im Anhang dokumentiert und erläutert.

6.1 Abschätzung der Mehrkosten

Mehrkosten für eine klimafreundliche Produktion im Vergleich zu konventionellen Verfahren können durch höhere Investitionskosten, aber auch durch höhere Betriebskosten entstehen. Mehrkosten bei Investitionen werden zu Beginn einer Investitionsentscheidung festgelegt, müssen dann aber in der Regel über viele Jahre amortisiert werden. Dafür werden Investitionen über einen mittleren Abschreibungszeitraum und mit einem geeigneten Zinssatz annualisiert. Betriebskosten fallen hingegen jedes Jahr an. Ihr absoluter Wert und die Unterschiede beim Betrieb der Klimaschutz- und Referenzanlage hängen von der Entwicklung der Preise sowie von Preisdifferenzen (*Spreads*) verschiedener Energieträger, Rohstoffe und Betriebsmittel ab.

Um den Einfluss dieser Variablen zu bestimmen und einzuordnen, sind in Abbildung 5 die annualisierten Kosten für Investitionen (CAPEX) sowie die Betriebskosten (OPEX) für die Produktion einer Tonne Rohstahl über die betrachteten Routen dargestellt. Die Betriebskosten sind dabei ohne Details der spezifischen Komponenten aufgelistet. Zusätzlich sind CO₂-Kosten als separate Positionen unter Annahme eines fiktiven Preises von 50 Euro/EUA dargestellt. In diesem Kostenblock bleiben die Auswirkungen einer kostenfreien Zuteilung im ersten Schritt unberücksichtigt.

Bezüglich der annualisierten Investitionskosten ergeben sich Mehrkosten von 63 Euro pro Tonne Rohstahl bei den DRI-Varianten im Vergleich zur konventionellen Route. Die annualisierten Investiti-

⁵ Im Falle der SAF-Route ist der Einsatz von erneuerbarem Wasserstoff durch metallurgische Gründe stärker beschränkt, eignet sich aber für die Kombination mit CCS-basiertem Wasserstoff und gegebenenfalls für einen klimapositiven Betrieb mit Biomasse (BECCS).

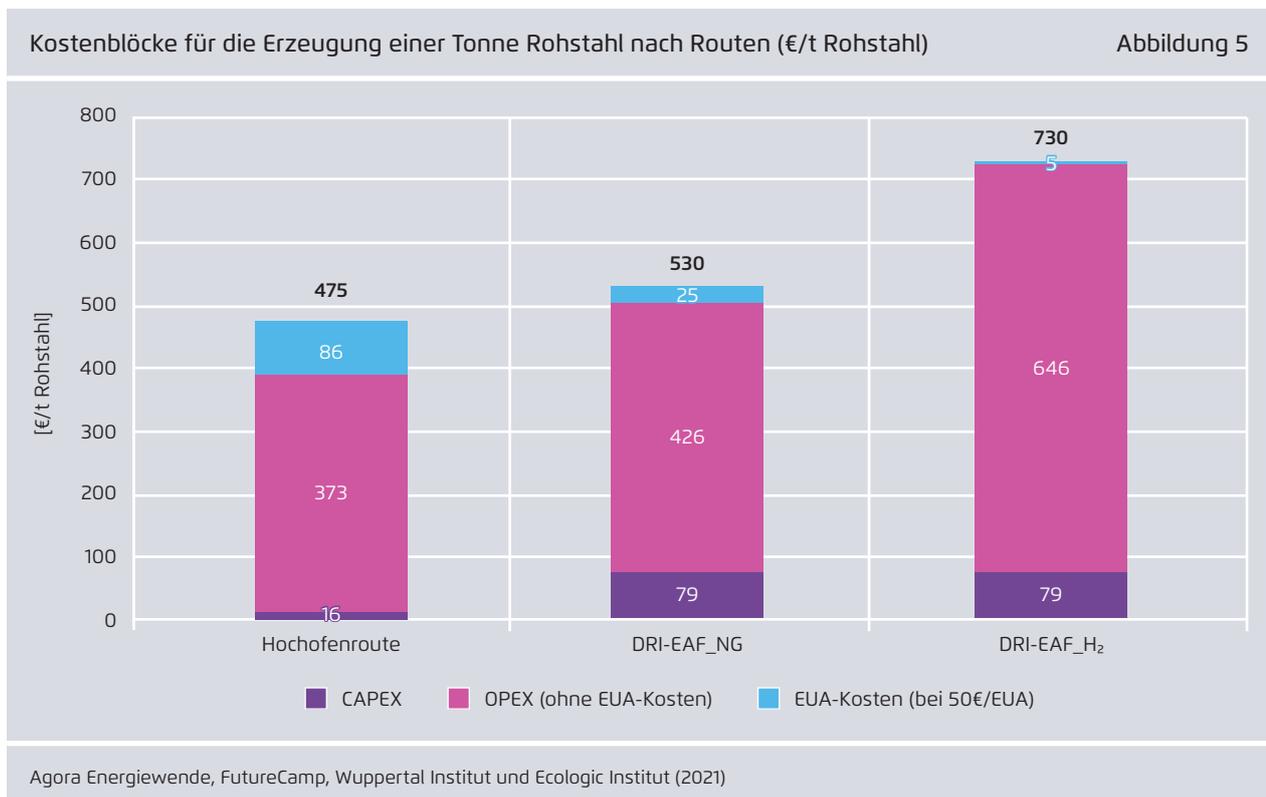
onskosten in der Hochofenroute sind niedriger, da hier im Gegensatz zur DRI-Route nicht in komplett neue Anlagen investiert werden muss, sondern lediglich Maßnahmen zur Neuzustellung von Hochöfen und den dazugehörigen Aggregaten finanziert werden müssen.

Signifikante Unterschiede, insbesondere im Hinblick auf die Wasserstoffvariante, zeigen sich bei den Betriebskosten. In Abbildung 6 sind die Betriebskosten (OPEX) nach relevanten Kostenblöcken aufgeschlüsselt.

Hinsichtlich der allgemeinen Betriebskosten (Arbeitskosten, Wartung, Sonstiges) sind keine wesentlichen Unterschiede zwischen den Technologien zu erwarten. Für den Rohstoff Eisenerz ergeben sich relevante Mehrkosten für die DRI-Varianten. Diese resultieren aus den höheren Kosten von DRI-Grade-Eisenerzpellets im Vergleich zu den im Hochofen einsetzbaren Erzqualitäten. Zuschlagstoffe

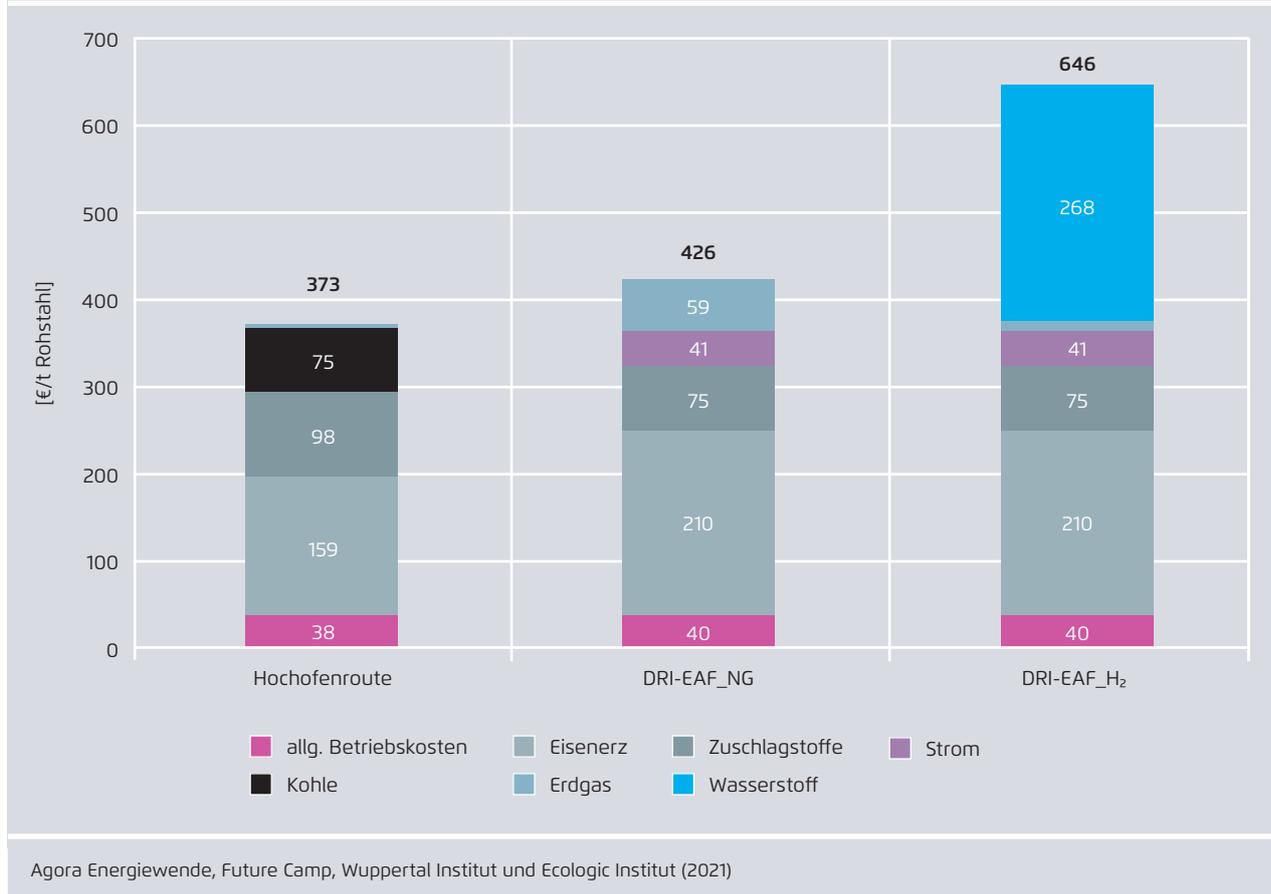
sind insbesondere Kalk, Schrott, Sauerstoff, Legierungselemente sowie im Fall der EAF Graphitelektroden. In Summe resultieren in dieser Kategorie Kostenvorteile für die DRI-Variante aufgrund eines geringeren spezifischen Kalk- und Sauerstoffbedarfs. Die wesentlichsten Kostenunterschiede zwischen den Varianten ergeben sich aus dem Einsatz der Energieträger bzw. Reduktionsmittel. Von besonderer Relevanz für die DRI-Routen ist der Erdgaspreis (der zunächst mit 20 Euro pro Megawattstunde Brennwert angesetzt ist) sowie der Wasserstoffpreis (der mit 140 Euro pro Megawattstunde Brennwert angesetzt ist). Sensitivitätsbetrachtungen in Bezug auf diese Preisannahmen erfolgen in Kapitel 6.3.

Weitere Effekte aus Nebenprodukten der Hochofenroute wie beispielsweise Kuppelgasexport und Verkauf der Schlacke bleiben zunächst unberücksichtigt. Eine interne Nutzung der Kuppelgase ist jedoch insofern abgebildet, dass der Fremdstrombedarf in der Hochofenroute mit null unter der



Aufschlüsselung relevanter OPEX-Kostenblöcke nach Routen (€/t Rohstahl)

Abbildung 6



Annahme angesetzt ist, dass dieser komplett aus der energetischen Nutzung der Kuppelgase gedeckt werden kann.

6.2 Abschätzung der CO₂-Minderungskosten zur Definition des Vertragspreises

Grundlage für die Definition von Klimaschutzverträgen bilden die CO₂-Minderungskosten im Vergleich zur Hochofenroute. Diese ergeben sich aus dem Quotienten der Mehrkosten der Produktion einer Tonne Grundstoff mit der Klimaschutztechnologie im Vergleich zur Referenzanlage und der dadurch verifizierbaren CO₂-Minderung.

Die zu erwartenden Minderungskosten definieren den Vertragspreis, der erreicht werden muss, damit die Mehrkosten einer Produktion mit der Klimaschutztechnologie kompensiert werden. In der Variante DRI-EAF_NG liegt der dafür notwendige

CO ₂ -Emissionen und relative CO ₂ -Minderungen nach Primärstahlrouten			
	Hochfeneroute (Referenz)	DRI-EAF_NG	DRI-EAF_H ₂
CO ₂ -Emissionen [t CO ₂ /t Rohstahl]	1,7	0,5	0,1
CO ₂ -Minderung [t CO ₂ /t Rohstahl]	–	1,2	1,6

Agora Energiewende, FutureCamp, Wuppertal Institut und Ecologic Institut (2021)

Vertragspreis unter den getroffenen Annahmen bei 96 Euro pro Tonne CO₂, in der Variante DRI-EAF_H₂ bei 208 Euro pro Tonne CO₂. Die CO₂-Emissionen und -Minderungen, die sich aus den jeweiligen Produktionsrouten und ihrem Vergleich ergeben, sind in Tabelle 2 zusammengefasst. Abbildung 7 bietet darüber hinaus einen Vergleich der CO₂-Minderungskosten der Stahlproduktion mit der erdgas- und wasserstoffbasierten Eisendirektreduktion. Die Zahlen errechnen sich aus den jeweiligen Mehrkosten der Produktion im Vergleich zur Hochfeneroute und den sich daraus ergebenden CO₂-Minderungen, wie sie in Tabelle 2 aufgeführt werden. Wie Abbildung 7 zeigt, dominieren in der DRI-EAF_NG-Variante die annualisierten Investitionskosten. Dies erklärt sich durch die Notwendigkeit der Investition in neue Anlagen mit im Vergleich zur Referenztechnologie höheren Kosten und durch die Annualisierung mit einem relativ hohen, marktüblichen Kapitalkostensatz von acht Prozent. Dieser Kostenblock kann durch geeignete Instrumente der Investitionsförderung gemindert werden.

Im Fall der DRI-EAF_H₂-Variante sind die auf die CO₂-Minderung bezogenen Investitionskosten geringer, was sich durch eine relativ höhere CO₂-Minderung ergibt.

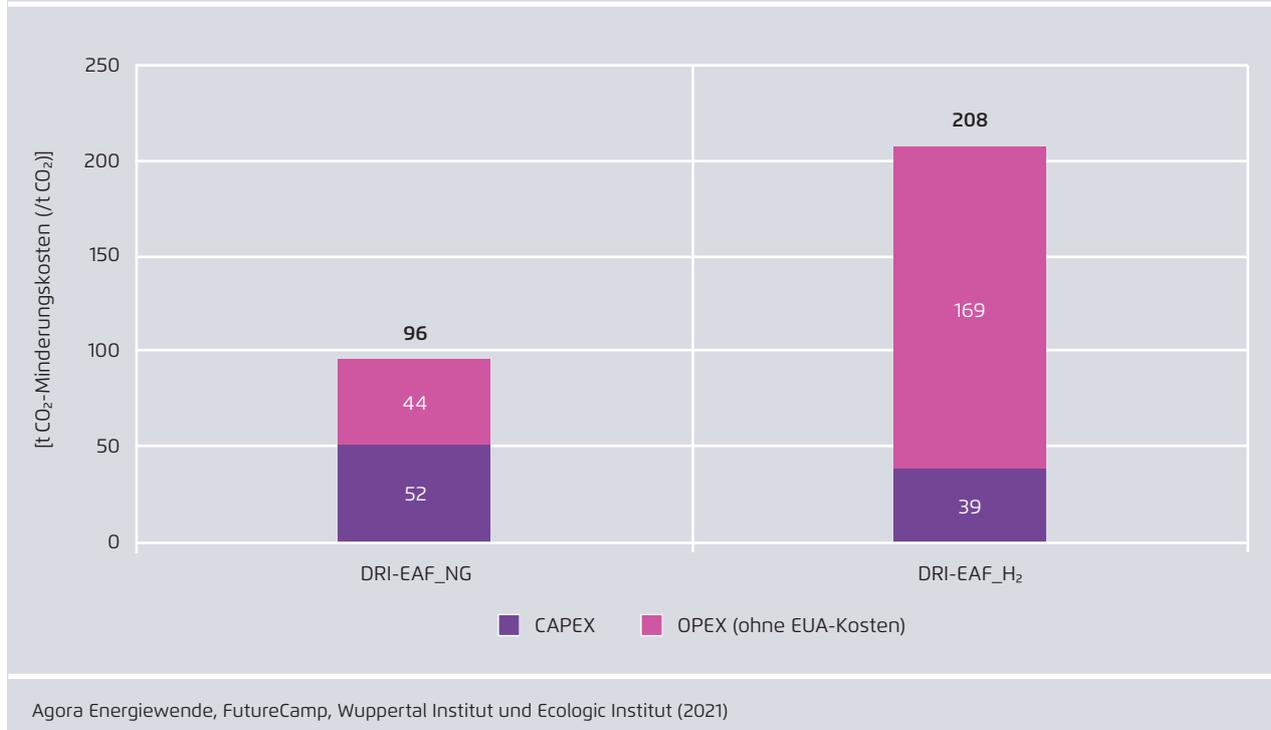
In der Praxis fallen die Investitionskosten für den zweistufigen oder graduellen Umstieg auf Erdgas und dann Wasserstoff jedoch ohnehin nur einmal an.

Wird wie in dem in Kapitel 4 beschriebenen Transformationspfad die DRI-Anlage zunächst mit Erdgas betrieben und dann auf Wasserstoff umgestellt, fallen diese Kosten nur für die Erstinvestition an. Der Wasserstoffbetrieb im zweiten Schritt verursacht dann nur noch betriebliche Mehrkosten. Somit ist die Investition in den Aufbau von DRI-Anlagen strategisch wichtig, um die Stahlbranche in die Lage zu versetzen, Wasserstoff zu verwenden und sie als Anker für die Nachfrage von erneuerbarem Wasserstoff zu nutzen. Aus dieser Perspektive spielt der Betrieb mit Erdgas eine wichtige Rolle zur Absicherung der Produktion im Falle einer anfänglich nicht ausreichenden oder variablen Wasserstoffproduktion. Als Konsequenz dieser Betrachtung muss man die Investitionen in neue DRI-Anlagen als notwendige Bedingung für die Transformation der Stahlindustrie und die Schaffung einer flexiblen Nachfrage für die systemdienliche Produktion von erneuerbarem Wasserstoff begreifen.

Ein anderer Aspekt der Investitionskosten ist die Tatsache, dass sie über lange Zeit abgeschrieben werden müssen und dass gerade für innovative Technologien, deren Marktgängigkeit noch nicht erprobt ist, die Kapitalkosten am Finanzmarkt recht hoch sind. Somit macht es Sinn, die strategischen Investitionen in DRI-Anlagen mit geeigneten Förderinstrumenten zu unterstützen.

CO₂-Minderungskosten gegenüber der Hochofen-Route in € pro Tonne CO₂-Minderung

Abbildung 7



Neben den Investitionskosten für den Aufbau einer DRI-Anlage sind die Betriebskosten (OPEX) für die Wettbewerbsfähigkeit der Anlage entscheidend. Hier ist es sinnvoll, diese Mehrkosten über einen geeigneten Klimaschutzvertrag abzusichern. Für die Ausgestaltung eines solchen Vertrages wurden der Einfluss und die Variabilität von verschiedenen Betriebskostenkomponenten auf die CO₂-Minderungskosten analysiert. Die Ergebnisse sind in Abbildung 8 zusammengefasst. Generell wird zwischen drei Kategorien unterschieden:

1) Keine relevanten Mehrkosten beim Umstieg von der Hochofenroute auf eine DRI-Anlage:

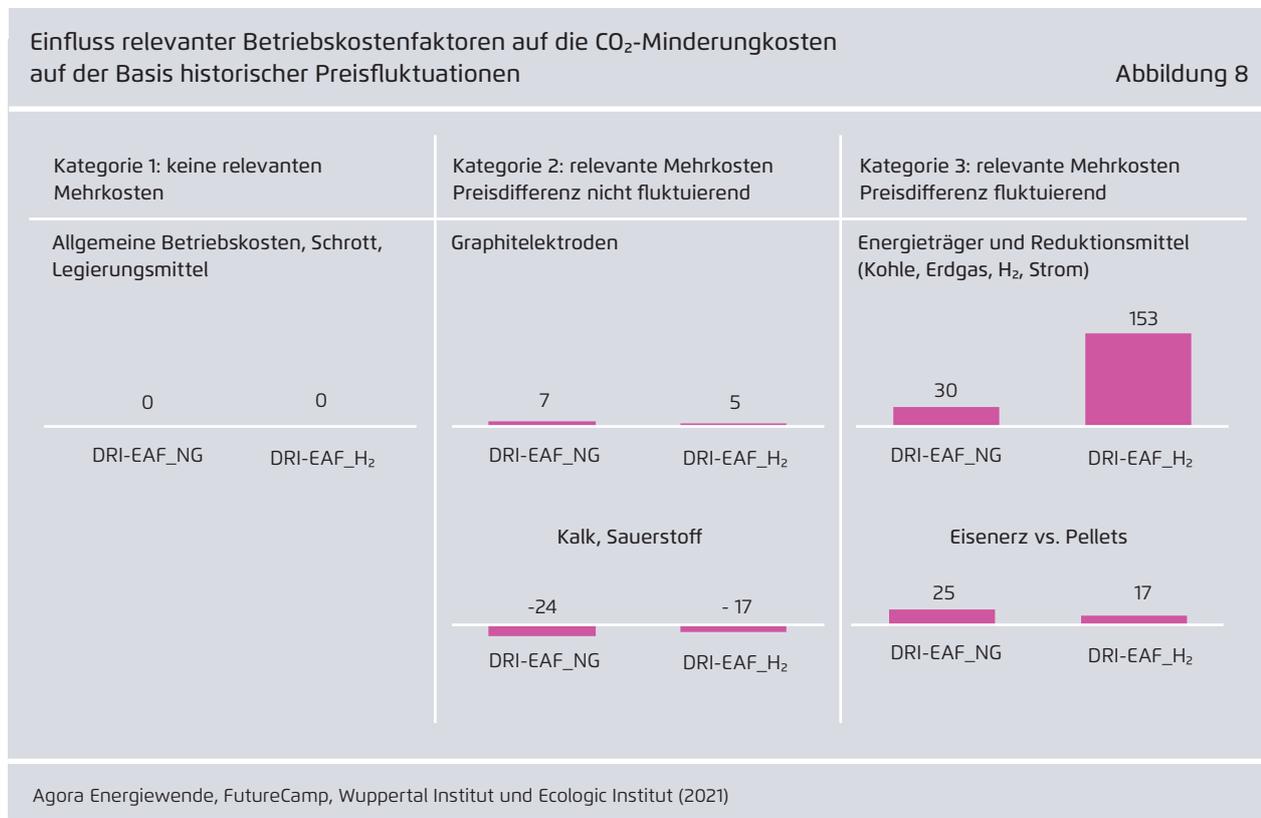
Diese Kostenblöcke sind für den Klimaschutzvertrag unbedeutend.

2) Relevante, aber statische Mehrkosten:

Diese Kostenblöcke sind für die Definition des Vertragspreises relevant, können aber gut bestimmt und fixiert werden.

3) Relevante variable Mehrkosten durch Preisschwankungen der Einsatzstoffe:

Diese Kostenblöcke sind für die Definition des Vertragspreises relevant, können aber nur schwer prognostiziert werden. Es kann somit sinnvoll sein, im Rahmen des Klimaschutzvertrages eine Preisindizierung vorzunehmen, um die Risiken einer unerwarteten Über- oder Unterförderung zu vermeiden.



6.3 Sensitivitätsbetrachtungen bezüglich fluktuierender Preise

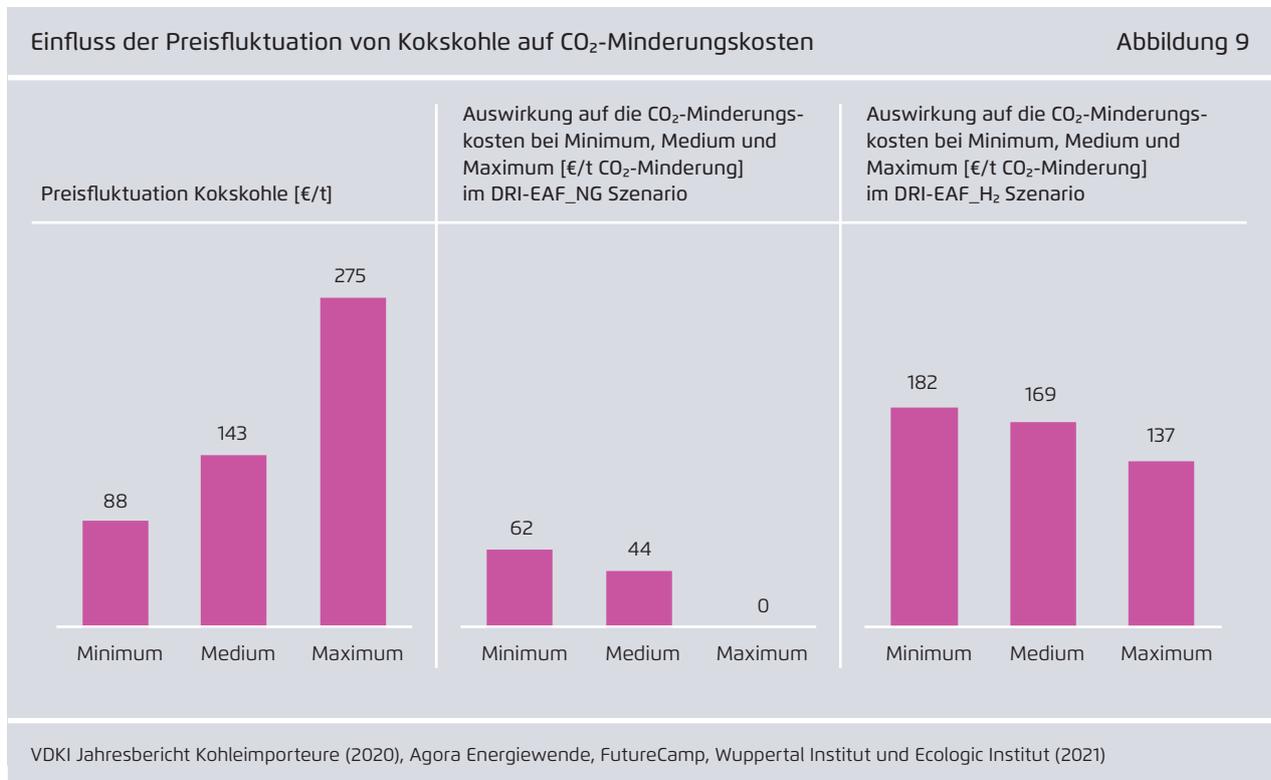
Die in der Kategorie 3 aufgeführten Kostenblöcke unterliegen insbesondere im Bereich der Energieträgerpreise einer relevanten Fluktuation. Nachfolgend soll exemplarisch diskutiert werden, welchen Einfluss historisch beobachtete Preisschwankungen haben. In den Sensitivitätsdarstellungen wird visualisiert, wie sich die Schwankung einer spezifischen Kostenkomponente auf die gesamten betrieblichen CO₂-Minderungskosten auswirkt. So wird ersichtlich, welchen Einfluss die Komponente besitzt.

6.3.1 Sensitivität der CO₂-Minderungskosten in Bezug auf den Kokscohlenpreis bei konstantem Erdgaspreis von 20 Euro pro Megawattstunde

Die Entwicklung des Kokscohlenpreises hat maßgeblichen Einfluss auf die Betriebskosten der Referenzanlage (vgl. Abbildung 9).

Unterstellt man eine Preisentwicklung, die zu niedrigen Preisen für Kokscohle führt, wie sie Anfang des Jahres 2016 zu beobachten war, sinken die Kosten der Referenztechnologie und erhöhen sich umgekehrt die relativen Minderungskosten einer DRI-Anlage. Dementsprechend würden hohe Preise für Kokscohle, wie zum Jahresende 2016 beobachtet, zu einer Absenkung der Minderungskosten führen. Für die DRI_EAF_NG-Variante, für die wir im Mittel betriebliche CO₂-Minderungskosten von 44 Euro pro Tonne CO₂ errechnet haben, ergibt sich eine untere Grenze von null und eine obere Grenze von 62 Euro pro Tonne CO₂. Im Fall der DRI_EAF_H₂-Variante, für die wir im Mittel betriebliche CO₂-Minderungskosten von 169 Euro pro Tonne CO₂ errechnet haben, ergeben sich Grenzen von 137 und 182 Euro pro Tonne CO₂.

In beiden Fällen zeigt sich, dass die Variabilität des Kokspreises einen relevanten Einfluss auf die gesamten betrieblichen CO₂-Minderungskosten hat.



Dies gilt jedoch unter der vereinfachenden Annahme, dass die übrigen Energiepreisparameter konstant bleiben.

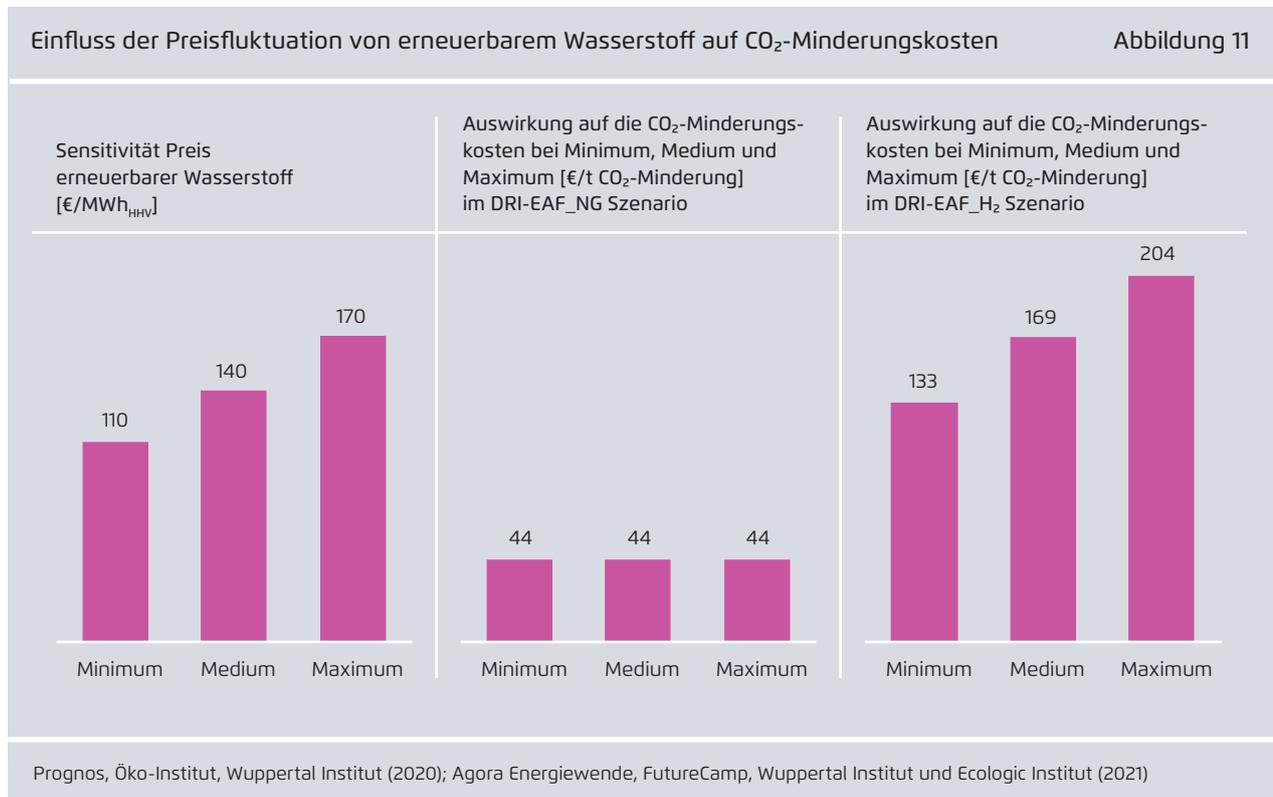
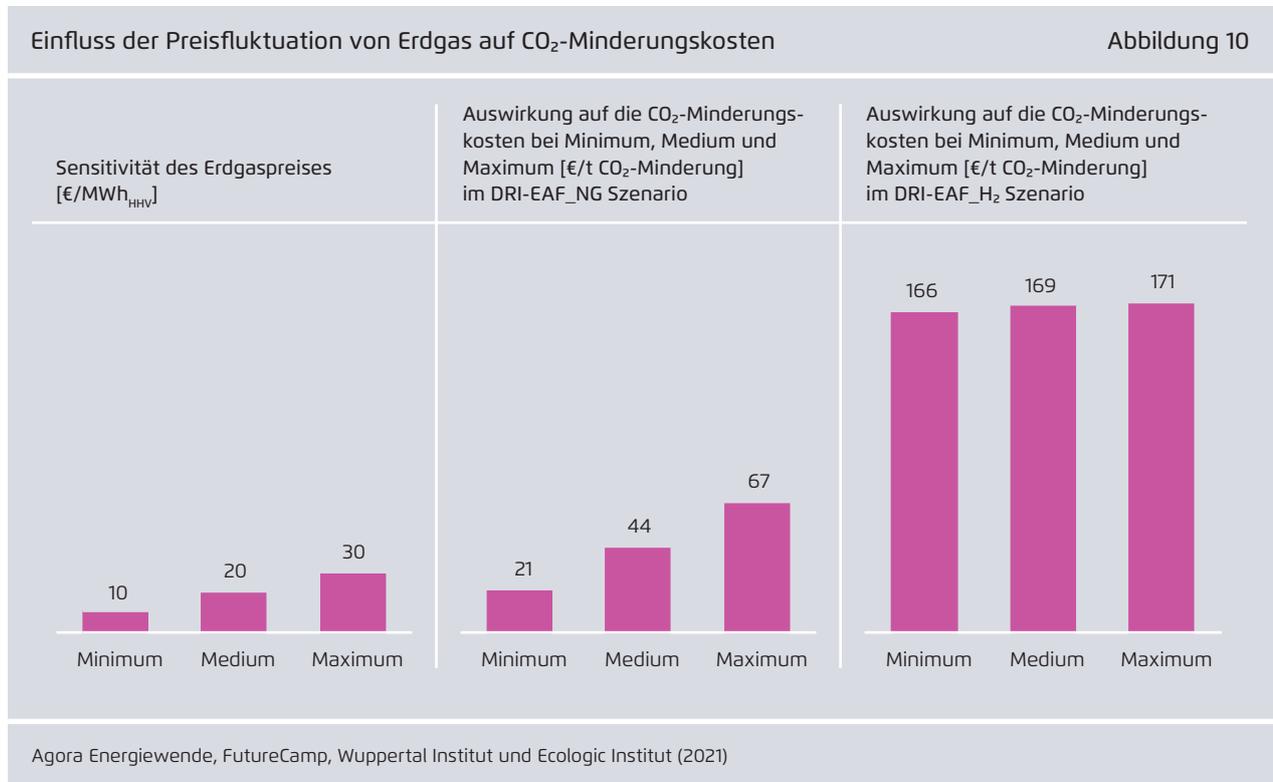
6.3.2 Sensitivität der CO₂-Minderungskosten in Bezug auf den Erdgaspreis

Die Entwicklung des Erdgaspreises hat ebenfalls maßgeblichen Einfluss auf die Betriebskosten einer DRI-Anlage, insbesondere in der Variante mit Erdgasbezug (vgl. Abbildung 10). Hohe Gaspreise führen zu steigenden Minderungskosten. Umgekehrt kann ein weiterer Abwärtstrend der Gaspreise, wie er im Jahr 2020 zu beobachten war, dazu führen, dass die Minderungskosten der DRI-Anlage deutlich reduziert werden. Für die DRI-EAF_NG-Variante, für die wir im Mittel betriebliche CO₂-Minderungskosten von 44 Euro pro Tonne CO₂ errechnet haben, ergibt sich eine untere Grenze von 21 Euro und eine obere Grenze von 67 Euro pro Tonne CO₂. In dieser Variante zeigt sich, dass der Erdgaspreis einen relevanten Einfluss auf die betrieblichen CO₂-Minderungskosten hat. Im Fall der DRI-EAF_H₂-Variante

ist der Einfluss geringer, da Erdgas nur anteilig als Reaktionsgas verwendet wird. Abweichend vom errechneten Mittel der betrieblichen CO₂-Minderungskosten von 169 Euro pro Tonne CO₂ ergeben sich Grenzen von 166 Euro und 171 Euro pro Tonne CO₂.

6.3.3 Sensitivität der CO₂-Minderungskosten in Bezug auf den Wasserstoffpreis

Die Entwicklung des Preises für erneuerbaren Wasserstoff hat maßgeblichen Einfluss auf die Betriebskosten der DRI-Anlage in der DRI-EAF_H₂-Variante (vgl. Abbildung 11). Die in Zukunft zu erwartenden Preise für erneuerbaren Wasserstoff hängen maßgeblich von den Stromkosten für den Betrieb der Elektrolyse sowie von der Entwicklung der Kosten für Elektrolyseure ab. In der Studie *Klimaneutrales Deutschland 2045* (Prognos/Öko-Institut/Wuppertal Institut 2021) wurde ausgehend von einem heutigen Preisniveau von circa 170 Euro pro Megawattstunde Brennwert bis zum Jahr 2050 ein Preisniveau von 110 Euro pro Megawattstunde prognostiziert.



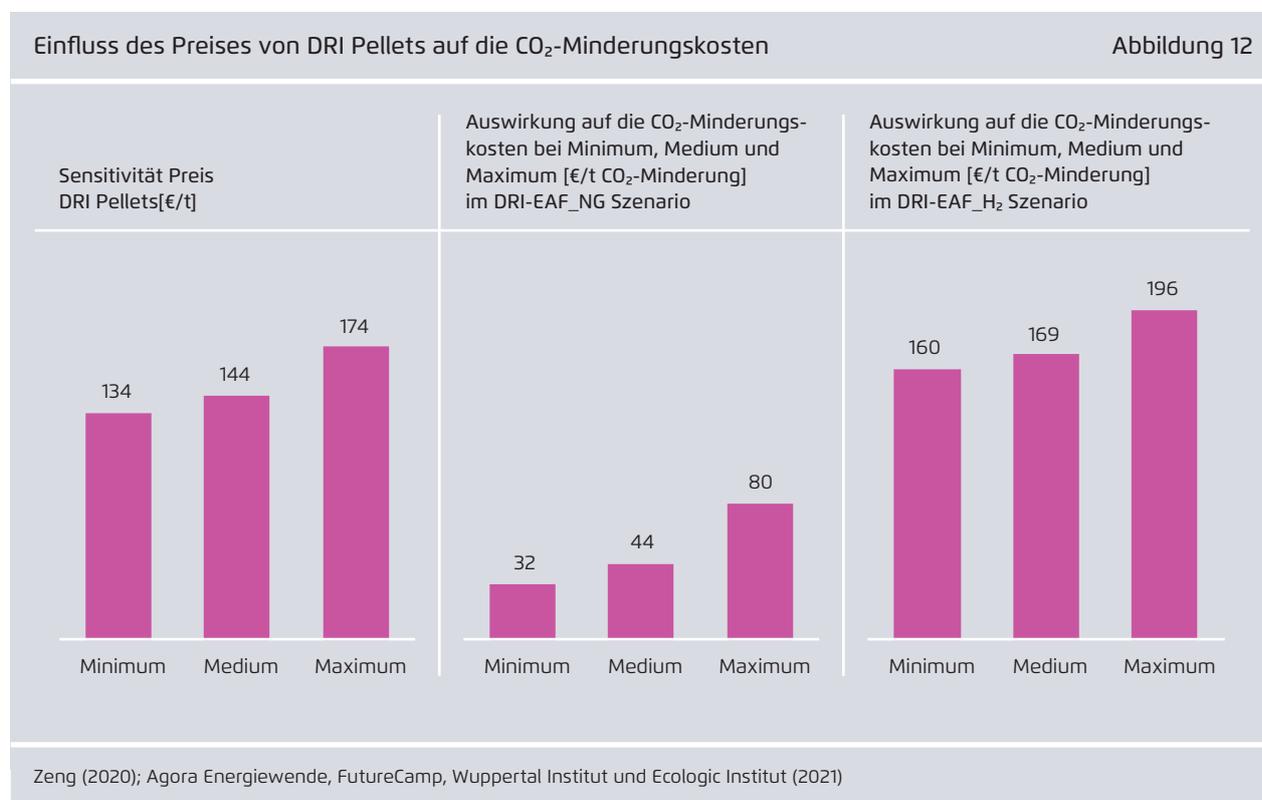
Die für die DRI-EAF_H₂-Variante im Vergleich zur Hochofenroute berechneten mittleren betrieblichen CO₂-Minderungskosten von 169 Euro pro Tonne CO₂ beziehen sich auf Wasserstoffkosten von 140 Euro pro Megawattstunde. Ausgehend davon ergeben sich bei höheren beziehungsweise niedrigeren Wasserstoffkosten Grenzen von 133 Euro und 204 Euro pro Tonne CO₂.

6.3.4 Sensitivität der CO₂-Minderungskosten in Bezug auf den Preis für DRI-Pellets

Da bei der Eisendirektreduktion keine Schmelz-, sondern eine Festkörperreaktion erfolgt, muss das Eisenerz in Form von speziellen DRI-Pellets eingesetzt werden. Diese sind aufgrund der Verwendung von hochwertigem Erz und einem zusätzlichen Produktionsschritt teurer als normales Erz. Zudem ist das Angebot knapp und muss mit einer global

steigenden DRI-Anlagenkapazität ausgebaut werden. So erklärt sich, dass die Preisdifferenz zwischen DRI-Pellets und Eisenerz in Hochofenqualität im zeitlichen Verlauf starken Schwankungen unterliegt (vgl. Abbildung 12).

Zu Beginn des Jahres 2019 lag diese bei circa 70 US-Dollar pro Tonne, während sie im Lauf des Jahres 2020 unter 30 US-Dollar pro Tonne fiel. Für die DRI-EAF_NG-Variante, für die wir im Mittel betriebliche CO₂-Minderungskosten von 44 Euro pro Tonne CO₂ errechnet haben, ergibt sich durch Preisschwankungen für DRI-Pellets eine untere Grenze von 31 Euro und eine obere Grenze von 80 Euro pro Tonne CO₂. In der DRI-EAF_H₂-Variante ist der Einfluss geringer. Abweichend vom errechneten Mittel der betrieblichen CO₂-Minderungskosten von 169 Euro pro Tonne CO₂ ergeben sich Grenzen von 160 Euro und 196 Euro pro Tonne CO₂.



6.3.5 Dynamisierung von Klimaschutzverträgen für fluktuierende Mehrkosten

Um mit den hier dargestellten starken Fluktuationen der Mehrkosten für das Preispremium bei DRI-Pellets, den Energieträgern Koks und Erdgas sowie Wasserstoff umzugehen, müssen die Zahlungen eines Klimaschutzvertrages entsprechend dynamisiert werden. Dies kann über die Definition von geeigneten Formeln und Preisindizes erfolgen, die, in Abstimmung mit dem Vertragspreis, durch den Klimaschutzvertrag definiert werden. Auf der Basis des vereinbarten Vertragspreises und der definierten Formeln zur Dynamisierung kann jeweils am Ende einer

Abrechnungsperiode eine entsprechende Klimaschutzprämie zur Zahlung errechnet werden.

Neben den Anpassungen, die sich aus der Dynamisierung der genannten Betriebskosten ergeben, kann auch der CO₂-Marktpreis im Rahmen eines *Carbon Contract for Difference* (CCfD) explizit auf die Klimaschutzprämie angerechnet werden. Um darüber hinaus die Zahlungen im Rahmen eines Klimaschutzvertrages zu bestimmen, muss auch die erreichte CO₂-Minderung am Ende einer Abrechnungsperiode entsprechend verifiziert werden. Diese Themen werden in Kapitel 7 eingehender diskutiert.

7 Designaspekte und Optionen für Klimaschutzverträge

Als Grundlage für die Definition genereller Empfehlungen für die Umsetzung von Klimaschutzverträgen für die Industrietransformation (Agora Energiewende, FutureCamp, Wuppertal Institut und Ecologic Institut, 2021, in Vorbereitung) werden in diesem Kapitel spezifische Aspekte der Stahlbranche diskutiert. Dabei stehen Fragen der Wechselwirkung mit dem EU-ETS, die Rolle der Transformation in der Stahlbranche für den Markthochlauf für erneuerbaren Wasserstoff, der Aufbau grüner Leitmärkte und die darauf abgestimmte Dynamisierung der Förderung im Fokus.

7.1 Wechselwirkungen der Klimaschutzverträge mit dem EU-ETS

Das System der freien Zuteilungen von Emissionsrechten wurde im Rahmen des EU-ETS etabliert, um relevante Industrieaktivitäten vor dem Risiko des *Carbon Leakage* zu schützen. Über die freien Zuteilungen von Emissionsrechten wird der effektive CO₂-Preis für diese Aktivitäten gesenkt und damit ihre Wettbewerbsfähigkeit im Vergleich zur Produktion in Ländern ohne CO₂-Preis gestützt.

Da diese freien Zuteilungen auch die relative Wettbewerbsfähigkeit von Referenz- und Klimaschutztechnologie und damit die hier diskutierten Transformationskosten beeinflussen, muss ihr Effekt auf die Kosten der Primärstahlproduktion mit Hochofen- und DRI-Anlagen analysiert werden.

Die freien Zuteilungen für konventionelle Anlagen werden auf der Basis von spezifischen Benchmarks definiert, die in Tabelle 3 zusammengefasst sind.

Die aktuell definierten Benchmarks sind klar auf die konventionelle Stahlproduktion zugeschnitten. Mit den darüber definierten freien Zuteilungen können die Emissionen der Hochofen-Konverter-Route je nach Effizienz der Anlage zum großen Teil kompensiert werden, wobei es in der Regel zu einer leichten Unterdeckung der Emissionen kommt. Durch die freien Zuteilungen ist der effektive CO₂-Preis für die Produktion mit der Hochofenroute als Referenzanlage somit gering.

Da die für die Hochofenroute definierten Benchmarks „flüssiges Roheisen“, „Eisenerzsinter“ und „Koks“ nicht für DRI-EAF-Anlagen gelten, müssen deren freie

Produktbezogene Benchmarks des EU-ETS für die Stahlbranche

Tabelle 3

	Emissionswerte 2013–2020	Prognose Emissionswerte 2026–2030
flüssiges Roheisen	1,328 EUA/t	1,275 EUA/t
Eisenerzsinter	0,171 EUA/t	0,152 EUA/t
Koks	0,286 EUA/t	0,194 EUA/t
EAF-hochlegierter Stahl	0,352 EUA/t	0,240 EUA/t
EAF-Kohlenstoffstahl	0,283 EUA/t	0,192 EUA/t

Agora Energiewende, FutureCamp, Wuppertal Institut und Ecologic Institut (2021)

Zuteilungen von Emissionsrechten über eine Kombination der folgenden Fall-Back-Benchmarks erfolgen (DEHSt, 2019):

- 1) „Prozessemissionen“ für Erdgas- und Wasserstoffeinsatz als Reduktionsmittel
- 2) „Brennstoff-Benchmark“ zum Erhitzen des Reduktionsgases

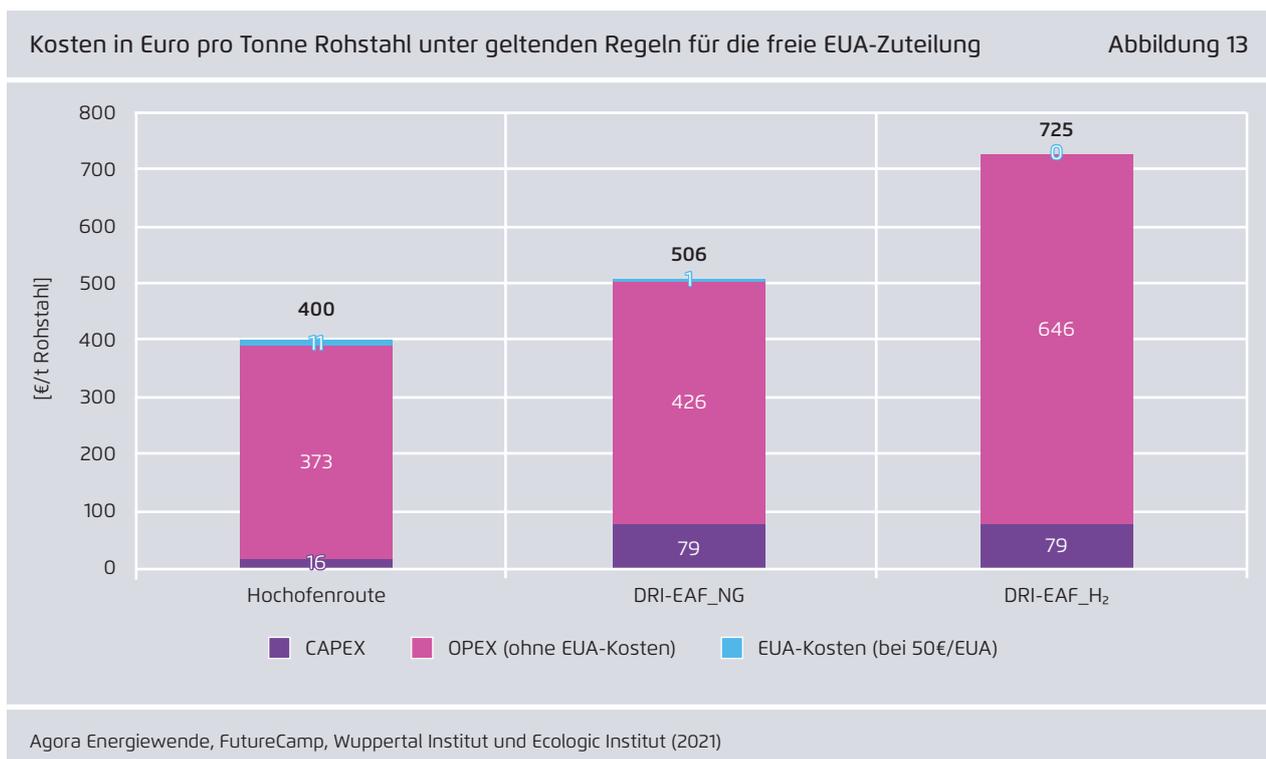
Für den EAF muss die Zuteilung über den EAF-Produktbenchmark erfolgen. Aufgrund der Austauschbarkeit von Strom- und Brennstoffeinsatz sinken die kostenfreien Zuteilungen, wenn sich das Verhältnis vom Brennstoff- zum Stromeinsatz verschiebt.

Durch den Wechsel der Benchmarks liegt die kostenfreie Zuteilung für die Produktion mit der DRI-EAF-Route deutlich niedriger als für die Hochofenroute und entspricht den niedrigeren Emissionen der Eisendirektreduktion. Es ergeben sich aber auch hier eine gewisse Unterdeckung und somit Kosten durch

Zukauf fehlender Emissionsrechte. Im Falle des Betriebes mit erneuerbarem Wasserstoff ergibt sich eine weitere Verringerung der freien Zuteilungen durch die Anwendung des Fall-Back-Benchmarks für Prozessemissionen. Solange Erdgas noch als anteiliges Reaktionsgas verwendet wird, ergibt sich auch hier eine kleine Unterdeckung und somit Kostenbelastung durch den Zukauf von Emissionsrechten.⁶

Die Höhe der kostenfreien Zuteilung wird durch den Technologiewechsel somit relevant beeinflusst. Das führt dazu, dass die effektiven Auswirkungen des CO₂-Preises auf die Produktionskosten der jeweiligen Produktionsverfahren gering sind (vgl. Abbildung 13). Somit sind auch die Mehrkosten

⁶ Im Falle einer CO₂-Abscheidung an der DRI-Anlage, verbunden mit dem Abtransport für die geologische Lagerung, blieben entsprechende freie Zuteilungen erhalten. Über ihren Verkauf kann unter Umständen ein gewisser Teil der Mehrkosten kompensiert werden.



einer erdgas- oder wasserstoffbasierten Stahlproduktion im Vergleich zur Hochofenroute recht unabhängig vom CO₂-Marktpreis.

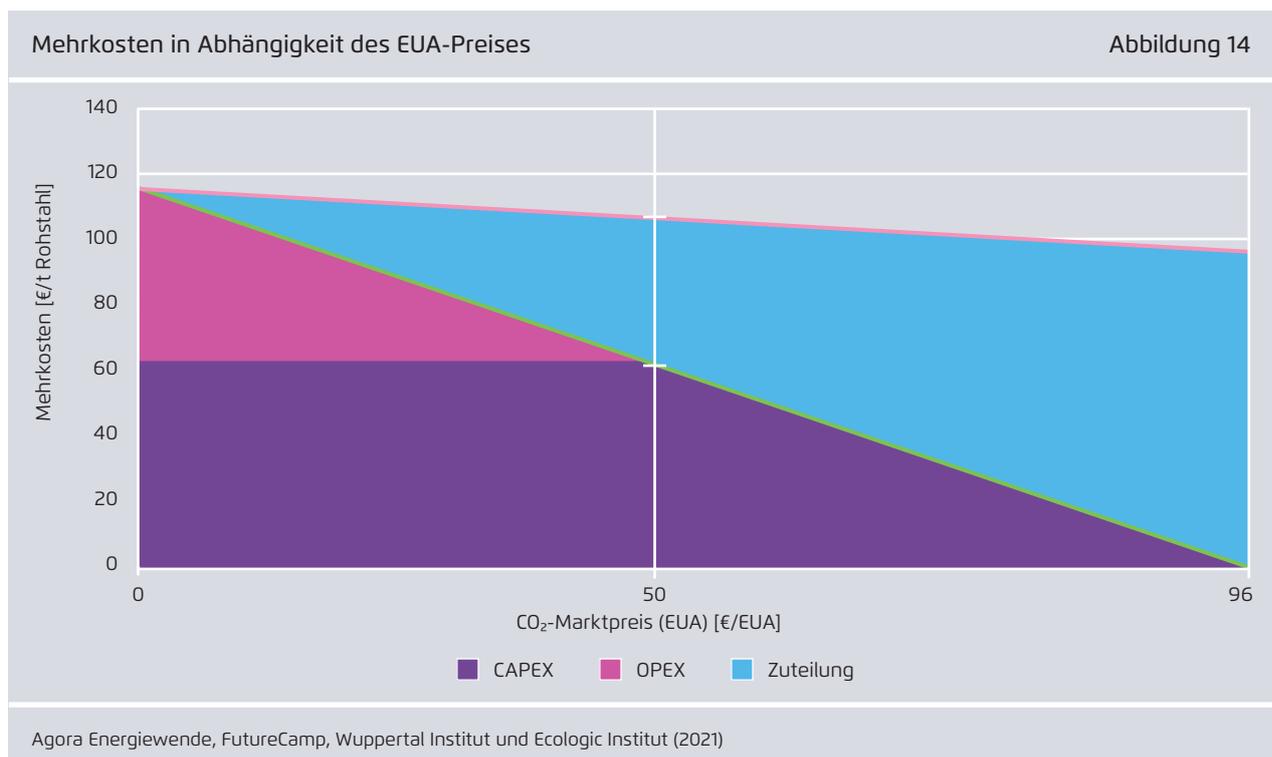
Unter den getroffenen Annahmen zeigt sich, dass bei einem CO₂-Preis von 50 Euro/EUA für die Referenzanlage unter Berücksichtigung der kostenfreien Zuteilung noch effektive CO₂-Kosten von ca. 11 Euro pro Tonne Rohstahl verbleiben. In der Variante DRI-EAF_NG resultieren effektive CO₂-Kosten von circa 1 Euro pro Tonne Rohstahl. Im Betrieb mit erneuerbarem Wasserstoff fallen keine effektiven CO₂-Kosten an (vgl. Abbildung 13).

Entgegen den Erwartungen, dass freie Zuteilungen auf der Basis eines uniformen Produkt-Benchmarks einen Beitrag zur Finanzierung der Mehrkosten einer klimafreundlichen Produktion leisten könnten, kann der Emissionshandel in der heutigen Ausgestaltung die Mehrkosten nicht bzw. nur sehr begrenzt kompensieren. Im Vergleich zu einer Primärstahlproduktion außerhalb Europas, bei der im Allgemeinen keine

CO₂-Kosten auftreten, wird durch die vorherrschenden Regeln sogar der Zukauf von EUA nötig. Daraus erwächst ein weiterer Wettbewerbsnachteil für DRI-Anlagen, wenn diese – zumindest teilweise – noch Erdgas verwenden.

Im Rahmen der bestehenden Zuteilungsregeln müssen die Transformationskosten somit nahezu komplett über Klimaschutzverträge ausgeglichen werden. In diesem Fall sind die Differenzkosten zum CO₂-Marktpreis praktisch unerheblich. Auch bei einem Anstieg des EUA-Preises über den Vertragspreis hinaus würde ein Finanzierungsbedarf verbleiben.

Um die Auswirkungen der herrschenden Regeln für die freie Zuteilung auf den Aufbau und Betrieb einer erdgasbasierten DRI-Anlage besser analysieren zu können, wurde der Zusammenhang zwischen Mehrkosten bei der Produktion, impliziten CO₂-Minderungskosten und dem Effekt des EUA-Preises in Abbildung 14 grafisch dargestellt.



Unter den getroffenen Annahmen ist die Produktion einer Tonne Rohstahl mit dem erdgasbasierten DRI-Verfahren um circa 116 Euro pro Tonne teurer als mit der CO₂-intensiven Hochofenroute. 63 Euro entfallen dabei auf die annualisierten Investitionskosten und 53 Euro auf betriebliche Mehrkosten.

Bezogen auf eine CO₂-Minderung von 1,2 Tonnen CO₂ pro Tonne Rohstahl ergeben sich CO₂-Minderungskosten von 96 Euro pro Tonne CO₂, wobei 52 Euro auf die annualisierten Investitionskosten und 44 Euro auf betriebliche Mehrkosten entfallen.

In einem hypothetischen Szenario ohne freie Zuteilungen beziehungsweise mit äquivalenten freien Zuteilungen für Referenz- und Klimaschutztechnologie würde somit ein CO₂-Preis von 44 Euro pro Tonne CO₂ die betrieblichen Mehrkosten der erdgasbasierten Eisendirektreduktion vollständig kompensieren. Bei einem CO₂-Preis von 96 Euro pro Tonne CO₂ lassen sich auch die Mehrkosten aus der Investition kompensieren, wie durch die grüne Linie in Abbildung 14 symbolisiert wird. In der Praxis ergibt sich durch die asymmetrische freie Zuteilung für Referenz- und Klimaschutztechnologie jedoch ein anderer Zusammenhang, der durch die rote Linie in der Abbildung symbolisiert wird. Der Einfluss des CO₂-Preises beschränkt sich hier auf den effektiven CO₂-Preis, der durch eine Unterdeckung der freien Zuteilungen auf die jeweiligen Produktionspfade wirkt. Dieser Effekt wird durch die weiße Linie visualisiert. Bei einem angenommenen CO₂-Marktpreis von 50 Euro/EUA sinken die Mehrkosten für die Produktion von erdgasbasiertem DRI-Stahl von 116 Euro auf 106 Euro pro Tonne Rohstahl.

Auf der Basis dieser Ausgangssituation haben wir vier Szenarien für die Ausgestaltung von Klimaschutzverträgen in Bezug auf das EU-ETS identifiziert, die im Folgenden dargestellt werden.

7.1.1 Szenario 1: Klimaschutzverträge als *Carbon Contracts*

Auf der Basis der unter 7.1 angeführten Diskussion können wir schließen, dass die Wettbewerbsfähigkeit von DRI-Anlagen durch die herrschende Praxis der freien Zuteilungen nicht gefördert wird. Nimmt man diesen Umstand als gegeben an, so müssen die Mehrkosten für Investition und Betrieb dieser Anlagen über andere Politikinstrumente getragen werden. Da wir uns hier auf die Absicherung von betrieblichen Mehrkosten⁷ über Klimaschutzverträge fokussieren, müssten diese einen Vertragspreis in der Größenordnung von 44 Euro pro Tonne CO₂ bieten, um den Betrieb einer erdgasbasierten DRI-Anlage zu stützen (vgl. Abbildung 15). Wie in Kapitel 6 dargelegt, kann dabei eine Dynamisierung des Vertragspreises über die Indizierung der Mehrkosten, die sich aus den Preisen der Energieträger Koks und Erdgas sowie DRI-Pellets ergeben, sinnvoll sein. Darüber hinaus spielt der effektive CO₂-Preis eine gewisse Rolle, der ebenfalls im Rahmen der Dynamisierung zur Berechnung der Klimaschutzprämie betrachtet werden kann.

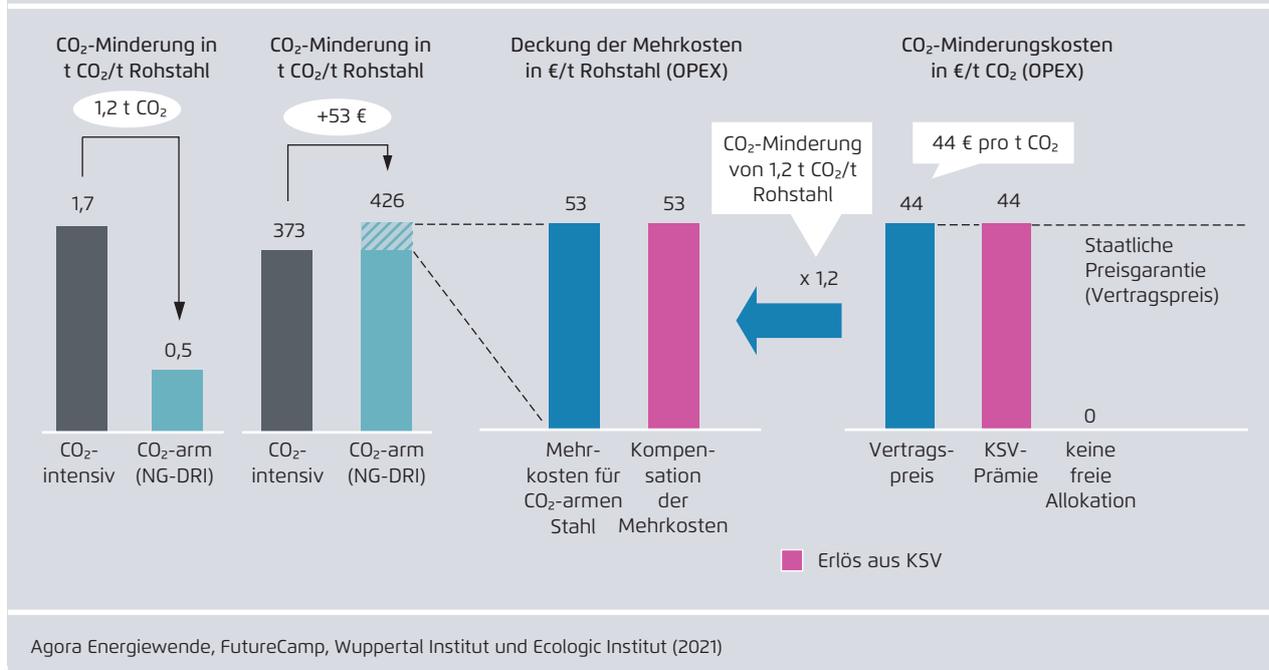
Auf Basis der historischen Schwankungen können die betrieblichen CO₂-Minderungskosten einer erdgasbasierten DRI-Produktion in den Grenzen von 0 bis 80 Euro pro Tonne CO₂ schwanken. Im Rahmen der zukünftigen Preisentwicklung oder aber der möglichen Korrelation der Preise bei den Betriebsmitteln kann diese Schwankungsbreite unter Umständen noch übertroffen werden.

Trotz dieser Schwankungen liegen die betrieblichen CO₂-Minderungskosten in einem Bereich, der durch das EU-ETS beeinflusst werden kann. Der CO₂-Marktpreis hat für das Jahr 2021 teilweise schon über 50 Euro erreicht und weitere Preissteigerungen sind zu erwarten. Somit könnten die betrieblichen Mehrkos-

⁷ Wie im Laufe der Studie dargestellt sind Mehrkosten bei Investitionen und beim Betrieb von Klimaschutzanlagen ökonomisch unterschiedlich zu bewerten. Das führt uns zur Empfehlung, höhere Investitionen über direkte Zuschüsse zu fördern und Klimaschutzverträge auf die Förderung der betrieblichen Mehrkosten zu fokussieren.

Carbon Contract zur Förderung betrieblicher Mehrkosten (OPEX) einer erdgasbasierten DRI-Anlage unabhängig vom CO₂-Preis

Abbildung 15



ten der erdgasbasierten Eisendirektreduktion ganz oder größtenteils über den CO₂-Marktpreis abgedeckt werden. Dafür müsste jedoch der wettbewerbliche Nachteil, der sich für DRI-Anlagen im Rahmen der vorherrschenden Praxis für die Vergabe von freien Zuteilungen ergibt, ausgeräumt werden. Dafür stehen zwei Optionen im Raum:

- 1) Definition eines uniformen Produktbenchmarks für Hochofen- auf DRI-Stahl in der EU-Zuteilungsverordnung
- 2) Abschaffung der freien Zuteilungen für alle Stahlproduktionsverfahren im Rahmen eines *Carbon Border Adjustment Mechanism* (CBAM)

In beiden Fällen wirkt sich der CO₂-Marktpreis effektiv auf die jeweiligen Produktionskosten von Referenz- und Klimaschutztechnologien aus und reduziert oder kompensiert somit die Mehrkosten einer klimafreundlichen Produktion. In beiden Ausgestaltungsvarianten ergibt sich ein Differenz-

kostenvertrag (CCfD), bei dem sich der CO₂-Marktpreis direkt auf die Berechnung der Klimaschutzprämie auswirkt. Die EU-Kommission hat erkannt, dass die geltende Praxis der freien Zuteilungen einen wettbewerblichen Nachteil für Klimaschutzinvestitionen wie DRI-Anlagen darstellt. Im Rahmen des *Fit-for-55-Packages* (COM, 2021) hat sie eine Kombination der genannten Optionen vorgeschlagen. In der Folge werden wir die Optionen als Szenario 2 und 3 zunächst individuell und dann als Szenario 4 in der von der EU-Kommission vorgeschlagenen Kombination analysieren.

7.1.2 Szenario 2: CCfDs im Fall von äquivalenten freien Zuteilungen

In diesem Fall würde Primärstahl aus dem Hochofen und der DRI-EAF-Route mit einem – idealerweise – äquivalenten Volumen an freien Zuteilungen bedacht werden, was für die DRI-Anlage zu einem Überschuss an Zertifikaten führt. Über deren Verkauf entstehen Einnahmen, die die Mehrkosten einer klimafreundlichen Produktion teilweise oder ganz

kompensieren und entsprechend auf die Klimaschutzprämie angerechnet werden können. Diese Variante ist in Abbildung 16 visualisiert.

Eine spezifische Ausweitung des Anwendungsbereichs des Hochofenbenchmarks auf DRI-Anlagen unterliegt jedoch einer Reihe von Faktoren, die für eine weitergehende Diskussion hier kurz umrissen werden sollen.

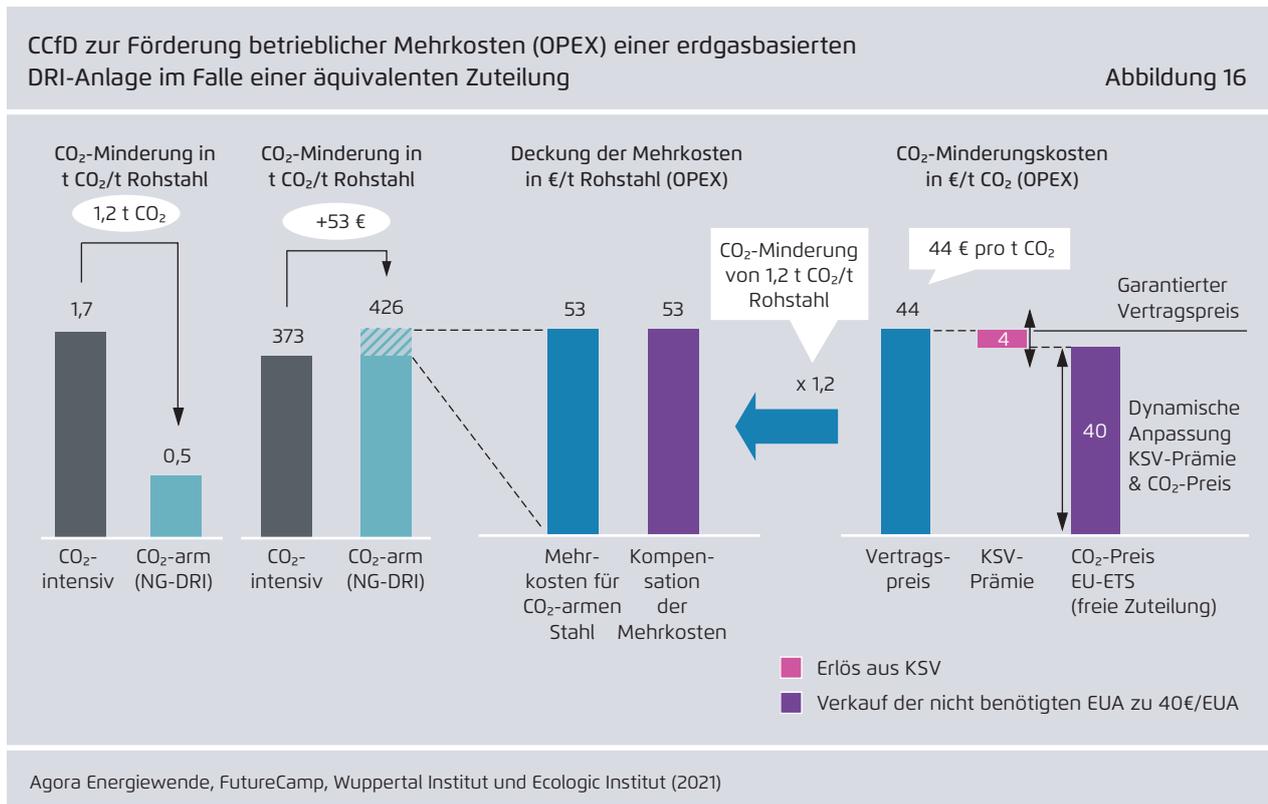
In der Praxis existiert kein „Hochofenbenchmark“, sondern nur die Kombination aus den definierten Benchmarks „flüssiges Roheisen“, „Eisenerzsinter“ und „Koks“. Es ist unrealistisch, dass diese insgesamt auf eine DRI-Anlage übertragen werden können, um eine effektive Äquivalenz der Zuteilungen herzustellen. Es wird allerdings auch diskutiert, nur den Benchmark „flüssiges Roheisen“ auf die DRI-Anlage anzuwenden, woraus sich allerdings keine Äquivalenz ergibt. Um dem Ziel einer äquivalenten Zuteilung zu entsprechen, müsste somit ein prozessunabhängiger uniformer Produktbenchmark definiert werden.

Werden freie Zuteilungen als strukturelles Finanzierungselement für Klimaschutzanlagen definiert, so steht dies im Konflikt mit dem Ziel, freie Zuteilungen im EU-ETS abzubauen.⁸

Werden DRI-Anlagen bei den regelmäßig vollzogenen Überprüfungen und Verschärfungen der anzuwendenden Benchmarks im Rahmen des Top-Runner-Ansatzes berücksichtigt, so kommt es zu einer schnelleren Verringerung der Zuteilungen auch für konventionelle Anlagen, die sich somit einem höheren Risiko des *Carbon Leakage* gegenübersehen.

Ein weiteres Problem bei der Vergabe von freien Zuteilungen für CO₂-intensive Prozesse – wie auch bei

8 Im Rahmen der Definition des Cross-Sectoral Correction Factors wurde festgelegt, dass der Anteil der freien Zuteilungen für die Industrie etwa 45 Prozent des EU-ETS-Gesamtcaps nicht übersteigen darf. Dieses Problem müsste im Zuge der anstehenden EU-ETS-Reform adressiert werden.



der Förderung einer klimafreundlichen Primärproduktion – besteht darin, dass daraus Wettbewerbsnachteile für die ebenfalls CO₂-effiziente Sekundärstahlproduktion und andere Strategien der Materialeffizienz und -substitution entstehen können. Um sicherzustellen, dass die Politikinstrumente der freien Zuteilungen und Klimaschutzverträge individuell oder in Kombination auch andere Aspekte einer ressourceneffizienten Kreislaufwirtschaft unterstützen, können sie mit einer geeigneten Klimaumlage auf die Verwendung von CO₂-intensiven Grundstoffen in Endprodukten kombiniert werden. Zudem müssen geeignete Kriterien und Anreize für eine grüne Vermarktung der Produkte etabliert werden. Diese Aspekte werden in Kapitel 9 vertiefend diskutiert.

7.1.3 Szenario 3: Einführung eines CBAM und Wegfall der freien Zuteilungen

Mit der Einführung eines Grenzausgleichsmechanismus (*Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM*) könnte ein einheitlicher CO₂-Preis für alle heimischen Produktionsrouten und Importe geschaffen werden. Damit würde ein effizienter Schutz vor *Carbon Leakage* für die heimische Produktion gewährleistet. Zudem käme es zu einem fairen Wettbewerb zwischen klimafreundlicher Primärproduktion und den Ansätzen einer ressourceneffizienten Kreislaufwirtschaft.

Allerdings gibt es auch beim CBAM eine Reihe offener Diskussionspunkte, die hier kurz umrissen werden sollen, um sie dann in Kapitel 9 zu vertiefen.

Selbst im Falle einer zügigen und erfolgreichen Umsetzung des CBAM ist nicht zu erwarten, dass dadurch ein CO₂-Preis in einer Höhe entsteht, der die vollen Mehrkosten aller Klimaschutztechnologien decken kann. Für die erdgasbasierte DRI-Route kann man davon ausgehen, dass die Mehrkosten im Vergleich zur Hochofenroute kompensiert werden. Um jedoch die höheren Kosten beim Betrieb mit erneuerbarem Wasserstoff zu decken, werden auch weiterhin Zahlungen durch Klimaschutzverträge nötig bleiben.

Darüber hinaus sind die Risiken bei der Entwicklung der CO₂-Preise wie auch der Kosten von Betriebsmitteln, die die Mehrkosten einer klimafreundlichen Produktion beeinflussen, substantiell, sodass sie Klimaschutzinvestitionen hemmen können. Diese Marktrisiken können über Klimaschutzverträge mit einer geeigneten Dynamisierung kompensiert werden.

Die zeitliche Umsetzung, das Design und der Geltungsbereich eines CBAM ist ungewiss. Damit Klimaschutzverträge die Industrietransformation zügig anreizen können, müssen sie schnell umgesetzt werden und so konzipiert sein, dass sie mit allen Eventualitäten kompatibel sind.

7.1.4 Szenario 4 : Gradueßer Wegfall äquivalenter freier Zuteilungen mit der Einführung eines Grenzausgleichsmechanismus

Dieses Szenario beleuchtet die Einführung einer graduellen Minderung des Volumens der freien Zuteilungen in Abstimmung mit der Einführung eines Grenzausgleichsmechanismus (*Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM*), wie er von der EU-Kommission im Rahmen des *Fit-for-55-Packages* vorgeschlagen wurde (COM,2021).

Der Vorschlag sieht eine graduelle Einführung des CBAM ab Januar 2026 vor. Eine Übergangszeit von 3 Jahren ab dem Jahr 2023 soll es Unternehmen ermöglichen, sich an die neuen Anforderungen anzupassen und ein neues Regulierungssystem zu implementieren. Zunächst soll der CBAM auf ein limitiertes Portfolio an Produkten angewendet werden. Dieses umfasst neben Zementklinker, Düngemitteln und Aluminium auch Stahl. Ab 2026 würde nach diesem Vorschlag der CBAM schrittweise um 10 Prozent pro Jahr in Bezug auf die spezifischen Emissionen der Produkte eingeführt, und zwar umgekehrt proportional zum Auslaufen der jeweils kostenfreien Zuteilungen. Das heißt, dass der effektive CO₂-Preis für Referenzanlagen im Jahr 2030 auf 50 Prozent und im Jahr 2035 auf 100 Prozent des CO₂-Marktpreises steigen wird, da die freien Zuteilungen entsprechend wegfallen.

Da im Falle der Stahlbranche noch keine äquivalenten freie Zuteilungen die Klimaschutztechnologie vergeben werden, müsste zunächst ein geeigneter uniformer Produktbenchmark definiert werden, wie es im Szenario 2 diskutiert wurde. Auf dieser Basis verringert sich das Volumen der freien Zuteilungen dann jährlich bei gleichzeitigem phase-in des CBAM. Das bedeutet, dass die Referenzkosten der Produktion mit der konventionellen Technologie steigen. Gleichzeitig sinkt aber auch das Volumen der freien Zuteilungen, welches von Klimaschutzanlagen zur Deckung ihrer Mehrkosten veräußert werden kann. Bei einem adäquaten Design muss man davon ausgehen, dass sich diese Effekte in der Summe kompensieren. Somit ergibt sich wiederum ein CCfD, bei dem der CO₂-Preis direkt auf die Referenzkosten und die Einnahmen der Klimaschutzanlage einwirkt. Auch im Rahmen einer jährlichen Abrechnung kann somit der CO₂-Marktpreis im Prinzip direkt auf den Vertragspreis angerechnet werden, um damit die Klimaschutzprämie zu bestimmen. Am Ende des Prozesses, der für das Jahr 2035 angesetzt ist, resultiert das Szenario 3, wie oben beschrieben.

Daraus folgt wiederum, dass auch im Jahre 2035 nicht zu erwarten ist, dass ein CO₂-Preis in einer Höhe entsteht, der die vollen Mehrkosten der wasserstoff-basierten Eisendirektreduktion kompensieren kann. Daher bleiben Klimaschutzverträge auch im Rahmen der angestrebten Einführung eines CBAM ein unerlässliches Instrument, um die Transformation der Stahlbranche anzuschieben. Es bleibt jedoch wichtig, dass Klimaschutzverträge zügig implementiert werden, um die notwendigen Investitionen unabhängig von der komplexen politischen Diskussion zur Definition eines CBAM anzuschieben.

7.1.5 Überblick der Szenarien zur Umsetzung von Klimaschutzverträgen

Um einerseits das Ziel einer zügigen Umsetzung von Klimaschutzverträgen durch Mitgliedstaaten, andererseits aber auch ihre Kompatibilität mit zukünftigen Entwicklungen der EU-Klimapolitik in Bezug auf EU-ETS-Reform und CBAM sicherzustellen, stehen die vorgestellten Szenarien als Optionen zur Diskussion (vgl. Abbildung 17).

Das Szenario 1 erlaubt die kurzfristige Umsetzung von Klimaschutzverträgen für DRI-Anlagen im Rahmen der geltenden Zuteilungsregeln. Dabei werden die vollen Mehrkosten der Produktion einer Klimaschutzanlage durch die Zahlungen des Klimaschutzvertrages gedeckt. Im Fall der erdgasbasierten Eisendirektreduktion wird dadurch der Fehlanreiz der geltenden Zuteilungsregeln kompensiert.

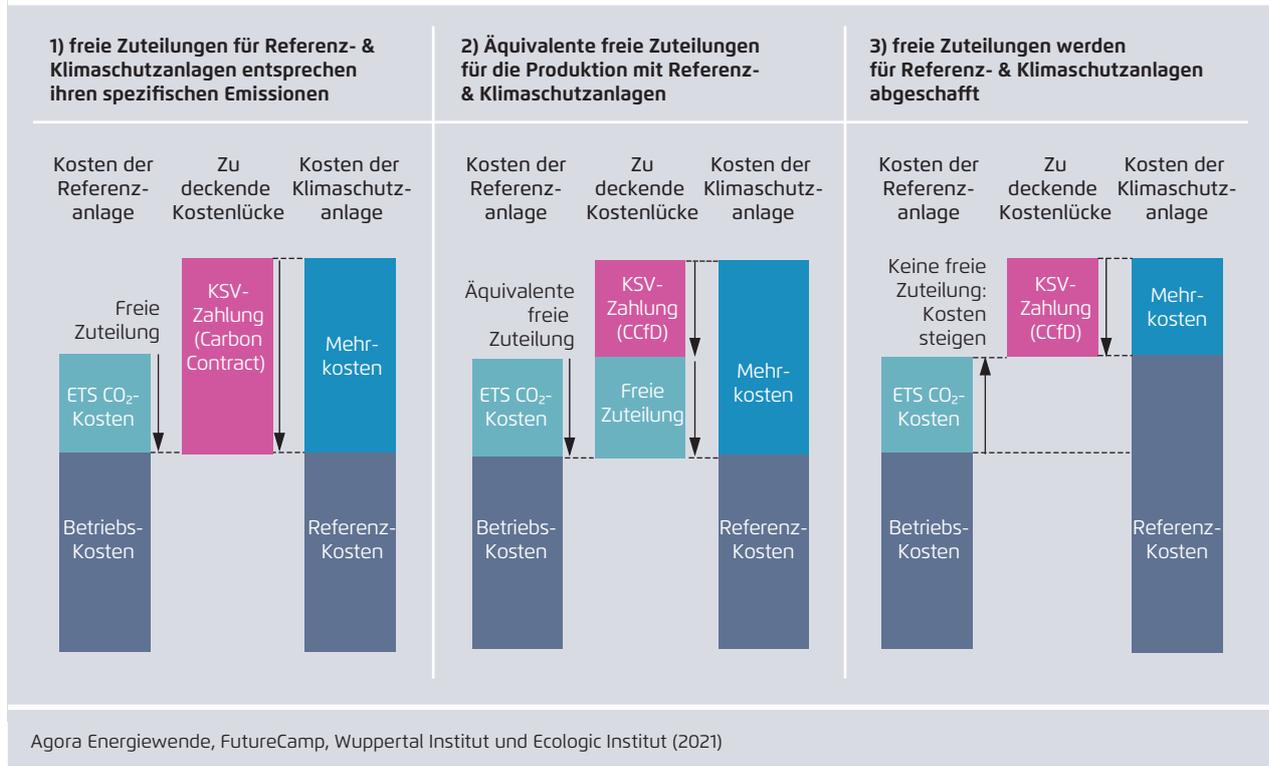
Im Fall der Eisendirektreduktion mit erneuerbarem Wasserstoff müssen darüber hinaus signifikante Mehrkosten getragen werden. Da der CO₂-Preis in dieser Ausgestaltung eine untergeordnete Rolle spielt, handelt es sich nicht um einen Differenzkostenvertrag (CCfD), sondern um einen Carbon Contract. Die verminderte Wirkung, die der effektive CO₂-Preis auf die Mehrkosten einer klimafreundlichen Produktion hat, kann im Rahmen der Dynamisierung des Vertragspreises betrachtet werden.

Die Umsetzung des Szenarios 2 benötigt eine Änderung der geltenden Zuteilungsregeln, um die Hochofen- und DRI-Routen gleichzustellen, wie es von der EU-Kommission im Konzept schon gefordert wird. Je nach Höhe des dafür verwendeten Benchmarks lassen sich die Kostenbelastung für die Hochofen-Route und die Mehreinnahmen, die sich durch den Verkauf der überschüssigen Zertifikate für die DRI-Anlagen ergeben, steuern.

Unabhängig davon ergibt sich eine Minderung der durch den Klimaschutz zu tragenden Mehrkosten für die klimafreundliche Produktion. Im Fall der erdgas-basierten Eisendirektreduktion kann man davon

Szenarien zur Ausgestaltung von Klimaschutzverträgen als Funktion verschiedener Regeln für freie Zuteilungen

Abbildung 17



ausgehen, dass betriebliche Mehrkosten in dieser Ausgestaltung komplett durch den CO₂-Marktpreis kompensiert werden.

Eine Förderung durch einen Klimaschutzvertrag hätte in diesem Fall nur das Ziel, das CO₂-Marktpreissignal abzusichern. Im Fall der Verwendung von erneuerbarem Wasserstoff mindert dieses Szenario die durch den Klimaschutzvertrag zu tragenden Mehrkosten. Es ist jedoch bei den zu erwartenden CO₂-Marktpreisen davon auszugehen, dass dennoch substanzielle Zahlungen durch den Klimaschutzvertrag nötig bleiben.

In diesem Szenario ergibt sich, wie in Abbildung 17 visualisiert, eine Ausgestaltung als Differenzkostenvertrag (CCfD), bei dem der CO₂-Marktpreis vom Vertragspreis abgezogen wird, um die Klimaschutzprämie zu errechnen. Somit variieren die Zahlungen des CCfD mit dem CO₂-Marktpreis. Als Alternative

können freie Zuteilungen auch an den Staat abgetreten werden, wenn damit die Vereinbarung eines vom CO₂-Marktpreis unabhängigen Vertragspreises verbunden ist.

In Szenario 3 ergibt sich durch die Einführung eines CBAM der Wegfall von freien Zuteilungen für Hochofen- wie auch DRI-Anlagen. Dadurch werden die Produktionskosten beider Routen durch ihre direkten Emissionen stark vom CO₂-Marktpreis beeinflusst. Somit fluktuieren auch die Mehrkosten einer klimafreundlichen Produktion deutlich. Wie im zweiten Szenario kann man davon ausgehen, dass die Mehrkosten der erdgasbasierten Eisendirektreduktion durch den nun effektiv wirkenden CO₂-Marktpreis kompensiert werden. Im Fall der Eisendirektreduktion mit erneuerbarem Wasserstoff wären jedoch auch in diesem Szenario voraussichtlich weiterhin substanzielle Zahlungen durch den Klimaschutzvertrag nötig.

Die Tatsache, dass der CO₂-Marktpreis hier sowohl auf Referenz- und Klimaschutzanlage einwirkt, lässt sich im Rahmen eines CCfD abbilden. Da die Transformationskosten auch von Preisschwankungen anderer Einsatzstoffe beeinflusst werden (vgl. Kap. 6.3), kann die Anpassung der Klimaschutzprämie mit dem CO₂-Marktpreis auch als Element einer umfassenderen Dynamisierung des Vertragspreises gesehen werden.

Das Szenario 4) entspricht dem Vorschlag der EU-Kommission in einem ersten Schritt äquivalente freie Zuteilungen für Referenz- und Klimatechnologien sicherzustellen, was einem Wandel von Szenario 1) zu 2) gleichkommt. Der Vorschlag diese freien Zuteilungen dann graduell über zehn Jahre abzubauen und gleichzeitig einen CBAM einzuführen, entspricht einer schrittweisen Substitution des Szenario 2) durch 3). Mit dieser Kombination hat die Kommission einen interessanten Vorschlag präsentiert, mit dem sich die hier identifizierten Anforderungen erfüllen lassen:

- 1) Die Definition eines uniformen Produktbenchmarks für Rohstahl schon vor 2026 würde die Mehrkosten für den Erdgasbetrieb der DRI-Anlagen kompensieren.
- 2) Der effektive CO₂-Preis würde die Mehrkosten für den wasserstoffbetrieb von DRI-Anlagen und somit den Finanzierungsbedarf der Klimaschutzverträge senken.
- 3) Durch den graduellen phase-out der freien Zuteilungen steigt der Referenzpreis für Stahlprodukte, was alternative Minderungsstrategien wie die Substitution, Materialeffizienz und das Recycling von Stahl fördert.
- 4) Durch den steigenden Referenzpreis von Stahlprodukten sinken auch die Mehrkosten für grünen Stahl, was die Nachfrage und Zahlungsbereitschaft nach klimafreundlichem Stahl stärkt.

Im Rahmen der zu erwartenden Entwicklungen gilt es Klimaschutzverträge so flexibel zu konzipieren, dass sie auf die relevanten Szenarien der Ausgestaltung dieser tiefgreifenden Reformprozesse abgestimmt werden können.

7.2 Markthochlauf Wasserstoff

Eine wesentliche Eigenschaft von DRI-Anlagen besteht darin, dass sie in einem ersten Schritt mit Erdgas und im zweiten Schritt mit steigenden Anteilen an Wasserstoff betrieben werden können. Diese Eigenschaft sollte wirksam eingesetzt werden, da sie aus mehreren Gründen strategisch wichtig ist:

Erdgasbasierte DRI-Anlagen können heute schon Hochofenanlagen ersetzen; sie erlauben es, schnell und kostengünstig signifikante CO₂-Emissionen einzusparen. Diese Chance auf deutliche Minderungen in der Zeit bis 2030, in der das Angebot an erneuerbarem Wasserstoff sich erst entwickeln muss, ist für die Umsetzung der im Rahmen der Novellierung des Klimaschutzgesetzes diskutierten Sektorziele essenziell.

Solange erneuerbarer Wasserstoff noch nicht in hinreichender Menge und Konstanz vorhanden ist, können DRI-Anlagen auch mit CCS-basiertem Wasserstoff betrieben werden. Dabei kann CCS-basierter Wasserstoff von außerhalb der Anlage zugeführt oder das CO₂ an der Anlage abgeschieden werden, um es dann einer Speicherung zuzuführen. In beiden Varianten können DRI-Anlagen den Aufbau der entsprechenden Infrastruktur für den Transport von H₂ und CO₂ unterstützen. Eine Abscheidung von CO₂ an der DRI-Anlage stellt darüber hinaus einen ersten Schritt für einen in der Zukunft möglichen Betrieb mit biogenen Reaktionsgasen dar, um eine CO₂-Senkenleistung zu erbringen.

Die Tatsache, dass DRI-Anlagen mit großer Flexibilität sowohl Erdgas als auch Wasserstoff verwenden können, macht sie zum idealen Anker für den graduellen Markthochlauf von erneuerbarem Wasserstoff.

Wichtig ist dabei, dass der Ausbau der Erneuerbaren Energien, der Aufbau von Elektrolysekapazitäten für die Produktion sowie der Aufbau der Infrastruktur für Speicherung und Transport des Wasserstoffs aufeinander abgestimmt werden. Die Flexibilität der DRI-Anlagen erlaubt es dabei, den Wasserstoff in systemdienlicher Weise dann zu produzieren, wenn hinreichend erneuerbarer Strom zu günstigen Preisen zur Verfügung steht.

Der systemdienliche Betrieb von Elektrolyseanlagen zu Zeiten, in denen der Anteil an Erneuerbaren Energien im Stromnetz hoch und somit die CO₂-Intensität des verwendeten Stromes niedrig ist, wird auch von der EU-Kommission als Bedingung für eine Genehmigung von staatlichen Beihilfen genannt. Im Rahmen der Genehmigung des Niederländischen SDE++-Mechanismus vom Dezember 2020 (EU-Kommission 2020) werden dabei die Volllaststunden einer Elektrolyse auf zunächst 2.000 Stunden pro Jahr beschränkt. Zudem wird die Möglichkeit einer flexiblen Verwendung von erneuerbarem Wasserstoff als Bedingung für die Teilnahme am genannten Förderregime definiert.

Aus diesen Gründen erscheint es sinnvoll, zunächst den Aufbau der erdgasbasierten Eisendirektreduktion zu forcieren und dann die Verwendung von Wasserstoff in den etablierten DRI-Anlagen im Rahmen von spezifischen Klimaschutzverträgen zu fördern. In diesem Fall sind die Mehrkosten der wasserstoff- im Vergleich zur erdgasbasierten DRI-Route maßgeblich für die Ausgestaltung des Klimaschutzvertrags. Da die CO₂-Einsparung beim Wechsel von der Erdgas- zur Wasserstoffverwendung nur noch circa 0,4 Tonnen CO₂ pro Tonne Rohstahl beträgt, manifestieren sich bei dieser Ausgestaltung die anfänglich noch hohen Minderungskosten. Bei einem Wasserstoffpreis in Höhe von 140 Euro pro Megawattstunde⁹ sowie

einem Erdgaspreis in Höhe von 20 Euro pro Megawattstunde liegen diese bei 534 Euro pro Tonne CO₂-Minderung.

Auf Basis dieser Annahmen visualisiert Abbildung 18 den Vergleich der CO₂-Minderungskosten im ersten (erdgasbasierten) und im zweiten (wasserstoffbasierten) Schritt. Dabei wird anschaulich, dass die betrieblichen Mehrkosten im ersten Schritt gering sind und die Investitionen zum Aufbau der DRI-Anlagen überwiegen. Für den zweiten Schritt spielen die Investitionskosten der DRI-Anlagen keine Rolle mehr und allein die höheren Kosten des Wasserstoffs im Vergleich zum Erdgas sind für die Mehrkosten verantwortlich.

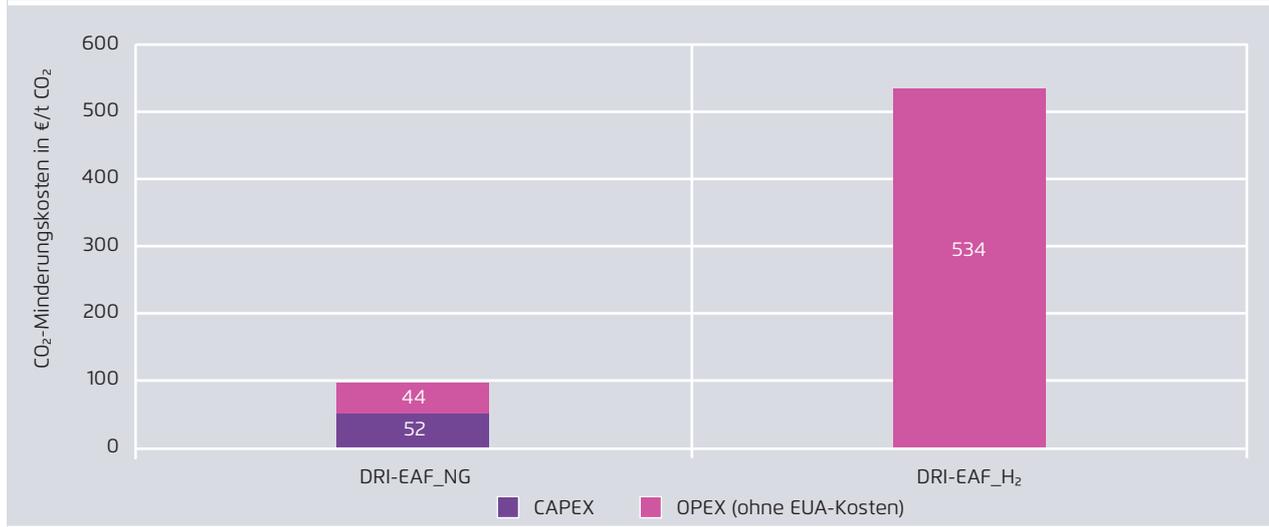
Wie schon diskutiert, spielt der CO₂-Marktpreis unter den vorherrschenden Zuteilungsregeln kaum eine Rolle, da auch beim Umstieg von erdgas- auf wasserstoffbasierte Eisendirektreduktion die freien Zuteilungen verloren gehen. Doch auch im Falle einer Änderung der Zuteilungsregeln wäre der CO₂-Marktpreis voraussichtlich nicht in der Lage, die recht hohen CO₂-Minderungskosten zu decken. Um die Kosten der wasserstoffbasierten Eisendirektreduktion zu senken, muss deshalb ein effizienter Markthochlauf für die Kostenreduktion der Wasserstoffherstellung im Fokus stehen.

Abbildung 19 visualisiert die CO₂-Minderungskosten beim Umstieg von erdgas- auf wasserstoffbasierte Stahlproduktion als Funktion des Wasserstoffpreises. Zudem sind Prognosen für minimale, mittlere und maximale Kosten für erneuerbaren und CCS-basierten Wasserstoff für die Jahre 2020, 2025 und 2030 dargestellt. Aus diesem Vergleich werden das Potenzial, aber auch die Unsicherheit der erwarteten Kostenregression ersichtlich. Die Unschärfe der Projektionen ist im Rahmen des noch sehr frühen Stadiums des Markthochlaufs für die Produktion von erneuerbarem Wasserstoff nicht überraschend. Letztendlich werden der Pfad für den Auf- und Ausbau von Erneuerbaren Energien, die Wasserstoffproduktion und -infrastruktur wie auch die weitere

9 Diese Wasserstoffkosten ergeben sich aus einem durchschnittlichen Strompreis von 62 €/kWh, spezifischen Investitionskosten für Elektrolysekapazitäten von 500 €/kWh, dem Betrieb über 3.500 Volllaststunden mit einer Effizienz von 72 Prozent und einem Zinssatz von 6 Prozent.

Vergleich der CO₂-Minderungskosten beim Umstieg von der Hochofen- zur erdgasbasierten DRI-Anlage im ersten und dem Umstieg zur wasserstoffbasierten Eisendirektreduktion im zweiten Schritt

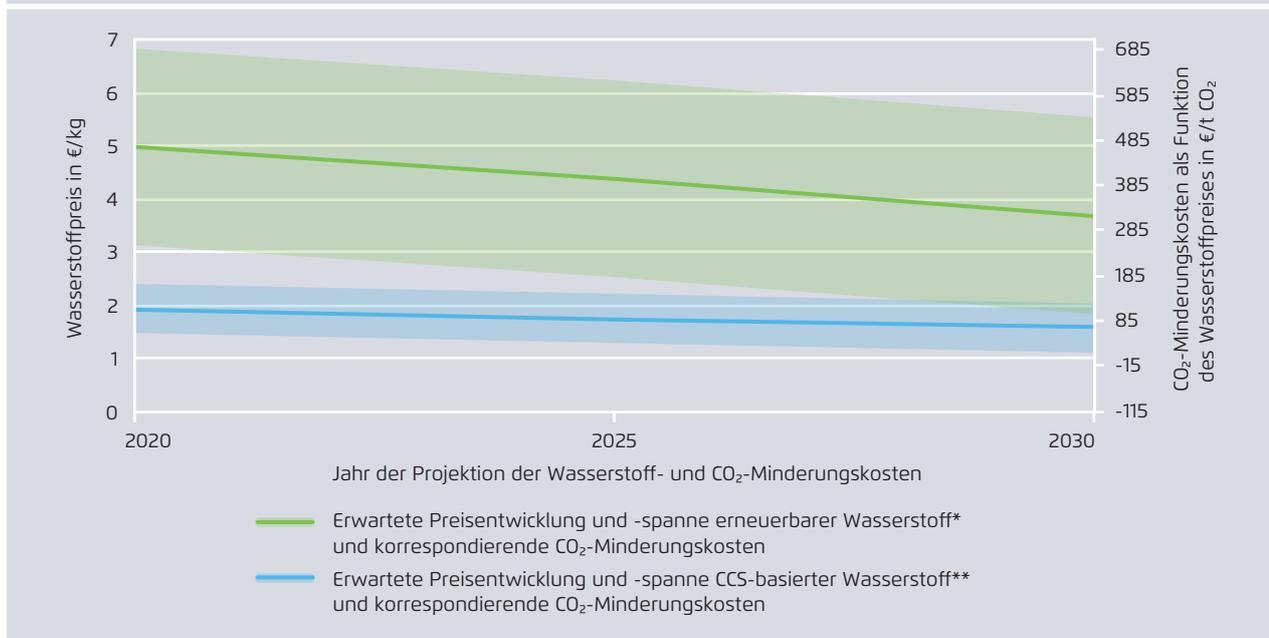
Abbildung 18



Agora Energiewende, FutureCamp, Wuppertal Institut und Ecologic Institut (2021)

CO₂-Minderungskosten der wasserstoff- im Vergleich zur erdgasbasierten Eisenerzreduktion in Abhängigkeit vom Wasserstoffpreis und relevanter Prognosen für die Jahre 2025 und 2030

Abbildung 19



Agora Energiewende, FutureCamp, Wuppertal Institut und Ecologic Institut (2021)

* Guidehouse auf Basis von BNEF (2021), Prognos/Öko-Institute/WI (2020), Hydrogen Europe (2020), Gas for Climate (2020); 2030 Range beruht auf Prognos/Öko-Institute/WI (2020) and AFRY (2021) ** Based on ETC (2021)

Technologieentwicklung und damit die Kostenregression entscheidend vom Erfolg der heute diskutierten Politikmaßnahmen abhängen. Vor diesem Hintergrund soll hier diskutiert werden, wie die Stahlbranche mithilfe geeigneter Klimaschutzverträge den Aufbau einer effizienten Wasserstoffwirtschaft anreizen kann.

Grundsätzlich gibt es bei der Förderung von wasserstoffbasierten Technologien verschiedene Strategien und Politikinstrumente, die in geeigneter Weise kombiniert werden können. Übergreifend wird diskutiert, ob erneuerbarer Wasserstoff in der Produktion gefördert werden soll, um ihn dann der Industrie zu einem vertretbaren Preis zur Verfügung zu stellen, oder ob die Mehrkosten der Industrie bei der Produktion mit erneuerbarem Wasserstoff und damit die gesamte Wertschöpfungskette über Klimaschutzverträge gefördert werden sollen. Ein Schlüsselaspekt dieser Diskussion ist es sicherzustellen, dass Wasserstoff vorrangig zur Dekarbonisierung von Industrieprozessen verwendet wird, für die es keine Alternativen gibt. Weiterhin gilt es sicherzustellen, dass Elektrolysestandorte nach Kriterien der Systemdienlichkeit ausgewählt werden, sodass Netzengpässe minimiert werden.

Ein weiterer Diskussionspunkt ist die Forderung, dass die Elektrolyse nur zu Zeiten betrieben wird, in denen sich genug erneuerbarer Strom im System befindet. Dafür sind verschiedene Kriterien in der Diskussion, die jedoch alle darauf abzielen, die Volllaststunden für den Betrieb der Wasserstoffelektrolyse auf Zeiten mit einem hohen Anteil an Erneuerbaren Energien im Netz zu beschränken.

Im Hinblick auf diese systemrelevanten Ziele bietet sich eine gezielte Förderung der Wasserstoffverwendung in der Stahlbranche an. Klimaschutzverträge müssen dafür mit anderen Förderinstrumenten so abgestimmt und konzipiert werden, dass sich ein sinnvoller Markthochlauf und daraus ein Nutzen für den Aufbau einer allgemeinen Wasserstoffwirtschaft ergibt. Mit diesem Ziel werden hier einige damit verbundene Prinzipien für die weitere Diskussion zur

Ausgestaltung von Klimaschutzverträgen vorgeschlagen.

a) Aufbau der DRI-Kapazitäten als notwendiger erster Schritt: Im Hinblick auf die strategische Relevanz eines Aufbaus von DRI-Anlagen sollten diese Investitionen direkt gefördert werden. Bei der dafür notwendigen Investitionskostenförderung geht es darum, den höheren Kapitalbedarf im Vergleich zur Referenzanlage zu tragen und auch für den Rest die Kapitalkosten zu senken. Bei der Förderung der betrieblichen Mehrkosten für den Betrieb mit Erdgas geht es dabei in erster Linie darum, den Fehlanreiz der vorherrschenden Zuteilungsregeln zu kompensieren, bis dieser (gegebenenfalls) abgeschafft wird. Ferner geht es darum, Risiken für die Wettbewerbsfähigkeit von Klimaschutzanlagen, die sich aus der Variabilität der Betriebskosten und somit der Mehrkosten ergeben, über eine geeignete Dynamisierung der Klimaschutzverträge abzudecken. Auch wenn bei diesem ersten Schritt der Aufbau der DRI-Anlage im Fokus steht, kann diese Transformation mit der Verwendung einer ersten Charge an erneuerbarem Wasserstoff verbunden werden.

b) Option für die Nutzung von CCS-basiertem Wasserstoff als Zwischenschritt: Diese Option erlaubt es, kurzfristig die CO₂-Emissionen schneller zu senken und auch den Aufbau zentraler Infrastrukturprojekte für den Transport von H₂ und CO₂, wie auch die geologische Lagerung von CO₂ zu unterstützen. Zudem ist CCS-basierter Wasserstoff ideal, um die variable Produktion und Verwendung von erneuerbarem Wasserstoff abzusichern.

c) Aspekte für einen effizienten Markthochlauf für erneuerbaren Wasserstoff: Um den Aufbau der Wasserstoffproduktion und die daraus erwachsende Kostenregression zu unterstützen, scheint es sinnvoll zu sein, das Volumen der Wasserstoffverwendung in den DRI-Anlagen graduell zu erhöhen und über gestaffelte Klimaschutzverträge abzusichern. Im Rahmen der Staffelung lassen sich möglicherweise erste Kostenminderungen realisieren.

d) Präferenz für den Aufbau systemdienlicher

Standorte: Die Systemdienlichkeit eines Standortes ergibt sich aus dem Zusammenspiel von Produktion, Transport und Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff. Es ist für die Vergabe von Klimaschutzverträgen somit sinnvoll, dass konzertierte Wertschöpfungsketten gefördert werden. Im Rahmen des Auswahlverfahrens muss sichergestellt werden, dass a) systemdienliche Standorte für die Elektrolyse und b) positive Übertragungseffekte für den Aufbau von wasserstoffbasierter Infrastruktur und industriellen Verbänden bevorzugt werden.

e) Prinzipien für die systemdienliche Fahrweise der

Elektrolyse: Die Möglichkeit einer zeitlich flexiblen Wasserstoffverwendung in erdgasbasierten DRI-Anlagen ist ideal, um den erneuerbaren Wasserstoff aus Elektrolyseuren zu verwenden, die anfänglich noch mit geringen Volllaststunden arbeiten, um damit den graduellen Ausbau der Erneuerbaren Energien zu begleiten. Um dieses Ziel effizient zu erreichen, ist es wiederum sinnvoll, die Förderung der Investitionen für Elektrolyseure von der Förderung der Betriebskosten im Rahmen des Klimaschutzvertrages abzukoppeln. Als Resultat einer solchen Ausgestaltung lassen sich die Kosten für den Klimaschutzvertrag minimieren und auf einem Niveau definieren, das für den Ausbau einer systemdienlichen Elektrolyse sinnvoll ist. Mit diesem Prinzip wird auch der von der EU-Kommission etablierten Forderung entsprochen, dass der Betrieb von Elektrolyseanlagen nicht zu einer Steigerung der Emissionen im Energiesystem führen darf (EU-Kommission, 2020).

f) Kohärenz und Synergie der Förderinstrumente:

Es ist absehbar, dass sich das Angebot und die Natur der Instrumente zur Förderung von Produktion und Transport von Wasserstoff dynamisch entwickeln werden. Es ist deshalb wichtig, dass diese Dynamik bei der Definition des Klimaschutzvertrages in geeigneter Form beachtet wird.

Eine eventuelle Entwicklung der Regularien und Faktoren, durch die die Kosten der Wasserstoffpro-

duktion beeinflusst werden, kann im Rahmen der Dynamisierung betrachtet werden. Dieser Aspekt wird in Abschnitt 7.4 eingehend diskutiert.

7.3 Klimaschutzverträge zum Aufbau grüner Leitmärkte

Die Transformation der Primärstahlproduktion ist ein notwendiger und dringender Schritt, um öffentlichen und privaten Verbrauchern den Aufbau und Kauf von klimafreundlichen Infrastrukturinvestitionen und Produkten zu ermöglichen. Die Entwicklung einer nachhaltigen Nachfrage nach klimafreundlichen Stahlprodukten birgt die Chance, diese als internationalen Standard zu definieren und damit den Einstieg in die Transformation der globalen Stahlbranche zur Klimaneutralität anzureizen.

Die Transformation der Stahlbranche ist jedoch mit Herausforderungen verbunden, die allein auf der Basis einer beginnenden und unsicheren Nachfrage nach klimafreundlichem Stahl kaum zu bewältigen sind. Neben den schon angeführten Transformationskosten muss dabei auch die geringe Marktmacht der Stahlbranche betrachtet werden. Stahlprodukte stellen einen Grundstoff mit geringer Produktdifferenzierung dar, der von zahlreichen verarbeitenden Industrien weiterverarbeitet wird. Dieser Mangel an Differenzierung an der Basis komplexer Wertschöpfungsketten erschwert es, höhere Preise für klimafreundliche Produktalternativen über ein oft sehr diversifiziertes Kundenportfolio zu rechtfertigen.

Klimaschutzverträge, mit denen die Mehrkosten einer klimafreundlichen Produktion abgesichert werden, sind ein ideales Instrument, um ein erstes Angebot an klimafreundlichen Stahlprodukten zu schaffen. Mit diesem Angebot und in Kooperation mit progressiven Unternehmen der verarbeitenden Industrie ergibt sich für Stahlproduzenten die Möglichkeit, die entsprechende Nachfrage und Zahlungswilligkeit über die gesamte Wertschöpfungskette hinweg zu entwickeln. Zudem bieten

Klimaschutzverträge eine erste Referenz für die Definition von „grünen“ Stahlprodukten, damit diese auch gezielt vermarktet werden können.

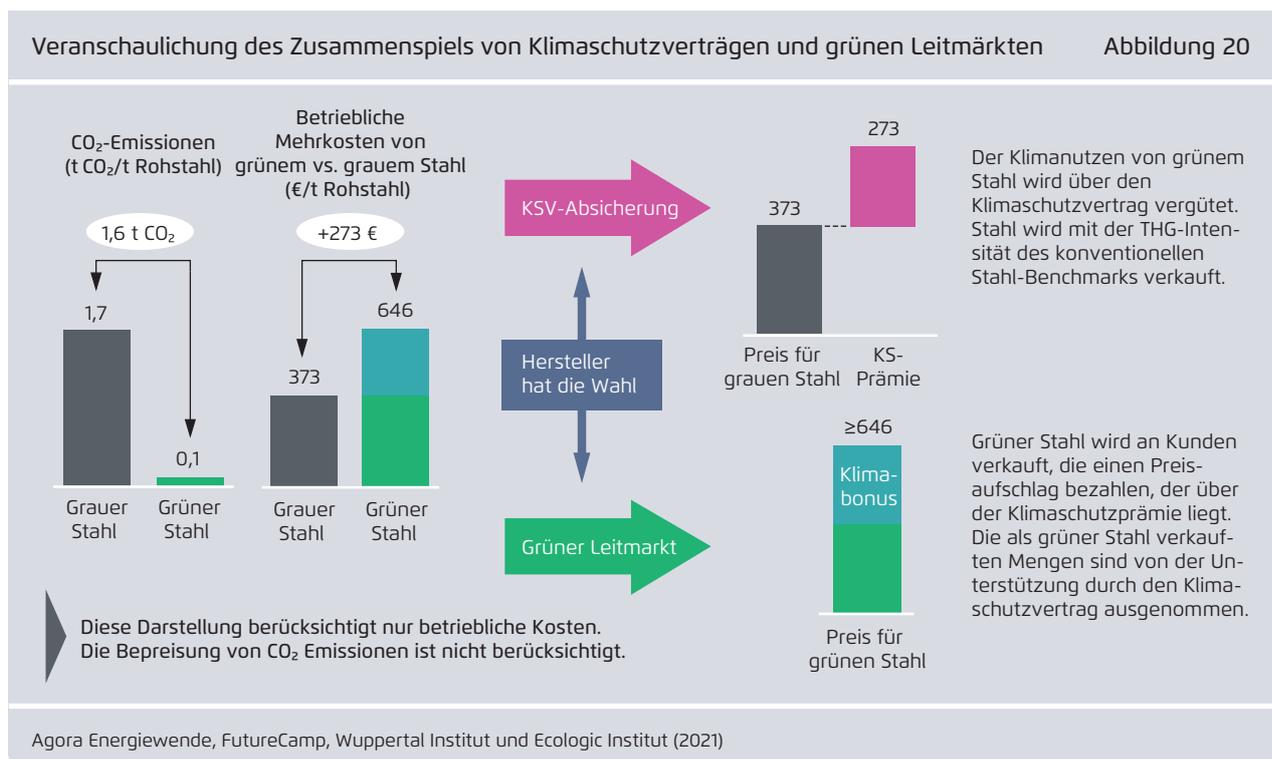
Um Sicherheit für transformative und zukunfts-fähige Investitionen zu bieten und gleichzeitig die Nachfrage nach klimafreundlichem Stahl zu fördern, müssen Klimaschutzverträge entsprechend konzipiert werden. Unternehmen benötigen die Sicherheit, dass die Mehrkosten einer klimafreundlichen Produktion gedeckt werden, solange diese nicht vom Markt getragen werden. Gleichzeitig brauchen sie die Freiheit, ihre Produkte dann als „grün“ zu vermarkten, wenn eine entsprechende Nachfrage und Zahlungsbereitschaft vorhanden sind.

Um beiden Bedingungen gerecht zu werden und die Grundlage für den Aufbau nachhaltiger grüner Leitmärkte zu legen, können Klimaschutzverträge als Absicherungsinstrument konzipiert werden (vgl. Abbildung 20).

Um die hier visualisierte Konzeption umzusetzen, werden Klimaschutzverträge als Verkaufsoption ohne feste Lieferverpflichtung gestaltet, was Stahlherstellern die freie Wahl der Vermarktungsmethode gewährt. In dieser Form sichern Klimaschutzverträge die Wettbewerbsfähigkeit von Klimaschutzinvestitionen ab und bieten den Unternehmen gleichzeitig einen Anreiz, ihre „grünen“ Stahlprodukte mit einem Klimabonus zu verkaufen, der über die vom Klimaschutzvertrag angebotene Zahlung hinausgeht und die Mehrkosten der klimafreundlichen Produktion somit ausgleicht oder gar zu höheren Margen führt.

Um diese Ausgestaltung von Klimaschutzverträgen im Detail zu definieren, müssen eine Reihe von Aspekten beachtet werden:

a) Eine klare Definition der „grünen“ Eigenschaft: Um sicherzustellen, dass grüner Stahl sich als wertvolles Produkt etabliert, muss sein Klimanutzen klar definiert und vermarktet werden. Die Qualität



von Stahl in Bezug auf das Klima lässt sich durch den Vergleich seiner produktionsspezifischen Emissionen mit dem Benchmark der Referenztechnologie quantifizieren. Aus dieser Definition wird klar, dass es verschiedene Kategorien geben muss. Diese reichen von der CO₂-Intensität des Hochofens als Referenztechnologie über die erdgasbasierte DRI-Produktion bis zum nahezu klimaneutralen Stahl auf der Basis der wasserstoffbasierten DRI-Produktion.

Momentan gibt es verschiedene Initiativen, diese grüne Eigenschaft zu definieren. Darüber hinaus würde die Definition im Rahmen von Klimaschutzverträgen eine wichtige Referenz für die Entwicklung dieser Konzepte darstellen.

b) Eine klare Anrechnung der CO₂-Minderung:

Für eine nachhaltige Entwicklung der Nachfrage nach grünen Stahlprodukten muss diese Eigenschaft mit den entsprechenden Mehrkosten auf der Basis von spezifischen und verifizierbaren Daten an den Kunden übertragen werden. Mit diesen Kosten und Daten kann die verarbeitende Industrie ihre Lieferkette managen und die daraus entstehenden CO₂-Emissionen verifizieren und deklarieren.

Durch einen Klimaschutzvertrag geförderter Stahl sollte somit nicht ohne Weiteres als „grünes“ Produkt vermarktet werden. Solange die Mehrkosten einer klimaneutralen Produktion im Vergleich zur Referenztechnologie über Zahlungen des Klimaschutzvertrages abgegolten werden, muss das daraus entstehende Produkt auch mit der CO₂-Intensität der Referenztechnologie vermarktet werden. Die Argumente für diese Konzeption wurden im Rahmen der Projektworkshops eingehend diskutiert und werden hier kurz zusammengefasst:

1) Der Verkauf von grünem Stahl, dessen Produktion schon durch einen Klimaschutzvertrag subventioniert wurde, würde zu einem Überangebot ohne zusätzliche Kosten führen. Damit wird die Chance auf die Entwicklung einer Zahlungsbereitschaft,

mit der die Mehrkosten einer klimafreundlichen Produktion gedeckt werden können, untergraben. Zudem wirkt diese Subvention marktverzerrend, da alternative Strategien wie zum Beispiel das Stahlrecycling durch den subventionierten grünen Stahl diskriminiert werden.

2) Eine doppelte Anrechnung und etwaige Entlohnung der „grünen Eigenschaft“ ist auch aus der Perspektive des EU-Beihilferechts problematisch. Geltendes Recht untersagt die Vermarktung der grünen Eigenschaft und der impliziten CO₂-Minderung, wenn diese bereits vom Staat oder einer anderen Gesellschaftsgruppe finanziert wurde.

3) Durch eine klare Bepreisung der grünen Eigenschaft über die Absicherung durch den Klimaschutzvertrag erhalten Primärstahlerzeuger die Marktmacht, geeignete Preiszuschläge durchzusetzen. Zudem bekommen verarbeitende Unternehmen die Gewissheit, dass ihre Bemühungen, die grüne Eigenschaft ihrer Produkte als Differenzial zu vermarkten, nicht durch subventionierte und weniger differenzierte Alternativen beschädigt werden.

c) Verifizierung und Anpassung der Klimaschutzzahlung: Auf der Basis der Prinzipien zur Anrechnung und Vermarktung der grünen Eigenschaft müssen im Rahmen des Klimaschutzvertrages klare Kriterien definiert werden. Es muss verifizierbar sein, wie der durch den Klimaschutzvertrag geförderte Stahl verkauft wurde. Chargen, die explizit als Grünstahl vermarktet wurden, müssen dabei im Rahmen der Abrechnung einer Vertragsperiode vom geförderten Volumen abgezogen werden. Damit sinkt die Zahlung des Klimaschutzvertrages entsprechend und die grüne Eigenschaft des klimafreundlichen Stahls wird an den Kunden weitergereicht.

Stahlprodukte, für die kein entsprechender Klimabonus erzielt werden kann, müssen hingegen nachweislich als konventioneller Stahl verkauft werden.

Zur Definition seiner spezifischen CO₂-Emissionen dient dafür der Benchmark, der zur Berechnung des im Klimaschutzvertrag definierten Vertragspreises verwendet wurde.

d) Förderung der Nachfrage nach grünem Stahl:

Komplementär zur Absicherung der Klimaschutzverträge und dem damit etablierten Angebot an klimaneutralem Stahl muss auch die Nachfrage nach grünen Stahlprodukten gefördert werden. Eine entsprechende Anpassung der Regularien für die öffentliche Beschaffung stellt einen ersten signifikanten Hebel dar. Dabei ist es wichtig, dass die Kriterien und Definitionen für grünen Stahl in der öffentlichen Beschaffung mit denen des Klimaschutzvertrages abgestimmt werden.

Darüber hinaus kann auch die private Nachfrage gefördert werden, indem entsprechende Instrumente für das Monitoring und die Berichterstattung der CO₂-Emissionen über Wertschöpfungsketten hinweg etabliert werden, um den Konsumentinnen und Konsumenten damit Transparenz und Entscheidungsmacht zu garantieren. Dabei ist es wichtig, dass klare und überzeugende Produktlabels entwickelt werden, mit denen die komplexen Aspekte der Klimabilanz von Produkten wissenschaftlich konsistent, aber einfach und überzeugend kommuniziert werden.

Schließlich muss die Diskussion nach einer Definition von Kriterien und Standards für grüne Stahlprodukte auch auf internationaler Ebene geführt werden, damit ein transparentes und globales *level playing field* für den Wettbewerb um die Produktion und den Absatz von klimafreundlichen Produkten und Strategien angereizt wird.

Die verschiedenen Aspekte der Entwicklung von grünen Leitmärkten wurden in der Studie *Tomorrow's markets today* (CISL, Agora Energiewende, 2021) aufgearbeitet.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass Klimaschutzverträge ein ideales Instrument darstellen, um die

Mehrkosten für den Aufbau und Betrieb von Klimaschutzanlagen in der Industrie abzusichern. Damit geben sie der Grundstoffindustrie und ihren Abnehmern die Chance, grünen Stahl als differenziertes Produkt zu vermarkten und eine breite Produktpalette zu bewerben, die von Kleingeräten über Maschinen und Fahrzeugen bis hin zu Immobilien und Infrastrukturinvestitionen reicht. Wichtig ist es dabei hervorzuheben, dass sich diese Märkte nicht auf Europa beschränken, sondern dass sich die Chance ergibt, über den Absatz von klimafreundlichen Produkten am Weltmarkt die Transformation der deutschen Industrie zu finanzieren und gleichzeitig globale Standards und Märkte für klimaneutrale Produkte und die Anlagen zu ihrer Produktion zu schaffen.

7.4 Zusammenfassende Diskussion zur Dynamisierung von Klimaschutzverträgen

Wie in vorhergehenden Kapiteln und Abschnitten dargestellt, ist es schwierig, die effektiven Mehrkosten einer klimafreundlichen Produktion über Jahre hinaus festzulegen. Das liegt zunächst an unvorhersehbaren Schwankungen der betrieblichen Kosten. Darüber hinaus spielt nicht nur der CO₂-Marktpreis, sondern vor allem die Entwicklung der Regularien zur Vergabe von freien Zuteilungen eine Rolle. Die Definition eines geeigneten Vertragspreises hat somit zwar eine grundlegende Funktion für das Auswahlverfahren und die vertragliche Definition einer Projektförderung, die effektive Förderung muss aber auf der Basis von geeigneten Formeln und Preisindizes dynamisch abgerechnet werden.

Dieses Ziel kann durch die Definition von geeigneten Vorauszahlungen, Abrechnungsperioden und -prozessen erreicht werden. Dabei können im Laufe der Abrechnungsperiode zunächst regelmäßige Vorauszahlungen auf der Basis des Vertragspreises definiert werden. Zum Ende der Abrechnungsperiode werden dann die effektiv erreichten CO₂-Minderungen verifiziert und die tatsächlichen CO₂-Minderungs-

kosten über eine dynamische Klimaschutzprämie für die Abrechnung bestimmt. Über eine geeignete Anpassung der effektiven Zahlungen des Klimaschutzvertrages lassen sich so Risiken für Unternehmen und die Gefahr einer möglichen Überförderung vermeiden.

Darüber hinaus ergibt sich aus der Forderung, dass Stahlprodukte, die als „grün“ vermarktet wurden, von einer Förderung durch den Klimaschutzvertrag ausgenommen werden, die Notwendigkeit, dass das so veräußerte Produktvolumen und die damit verbundene CO₂-Minderung entsprechend in Abzug gebracht werden.

Eine geeignete Ausgestaltung von Klimaschutzverträgen muss sowohl dynamische betriebliche Mehrkosten, Regularien von freien Zuteilungen sowie die freie Vermarktung von Grünstahl berücksichtigen. Um diesen Anforderungen zu genügen, werden im Folgenden entsprechende Konzepte vorgestellt.

7.4.1 Definitionen zur Dynamisierung und Abrechnung betrieblicher Mehrkosten

Der Vertragspreis muss als grundlegende Variable des Klimaschutzvertrages auf der Basis einer transparenten Berechnung der mittleren CO₂-Minderungskosten definiert werden. Er muss beglichen werden, damit die Mehrkosten einer klimafreundlichen Produktion über eine entsprechende Zahlung für die erreichten CO₂-Minderungen kompensiert werden können. Da diese Mehrkosten schwanken, muss der Vertragspreis über geeignete und vertraglich definierte Formeln und Preisindizes in eine effektiv zu entrichtende Klimaschutzprämie umgerechnet werden. Im Falle der Eisendirektreduktion stehen hier der variable Preisaufschlag für DRI-Pellets und die Mehrkosten, die sich aus dem Ersatz von Kohle durch Erdgas oder Wasserstoff ergeben, im Fokus. Für die Dynamisierung dieser Kosten können entweder öffentliche Preisindizes oder aber projektspezifische vertragliche Vereinbarungen herangezogen werden.

Vertragliche Vereinbarungen sind dann relevant, wenn der Aufbau und langfristige Betrieb einer DRI-Anlage auch eine entsprechende Absicherung beim Einkauf der Betriebsstoffe notwendig macht. Gerade bei Wasserstoff ist eine langfristige vertragliche Bindung auch deshalb wichtig, um die Investition und den Betrieb der Elektrolyse abzusichern.

7.4.2 Definitionen zur Dynamisierung und Anrechnung des effektiven CO₂-Preises

Der Einfluss des CO₂-Preises auf die betrieblichen Mehrkosten hängt, wie in Abbildung 17 visualisiert, maßgeblich von den Regularien zur freien Zuteilung von Emissionsrechten ab. Für jedes der drei Szenarien ergeben sich spezifische Anforderungen.

Szenario 1: Technologiespezifische freie Zuteilungen für Referenz- & Klimaschutzanlage:

Dieses Szenario entspricht dem Status quo. Unter den vorherrschenden Regeln erhalten sowohl die Hochofen- als auch die erdgas- oder wasserstoffbasierten DRI-Routen in etwa diejenigen Zuteilungen, die für ihren Betrieb benötigt werden. Wenn man für die Neuzustellung des Hochofens als Referenzanlage (wie auch beim Neubau einer DRI-Anlage) davon ausgeht, dass die jeweils bestmögliche Technologie verwendet wird, so sollte das erhaltene Volumen an freien Zuteilungen in der Regel die real zu erwartenden Emissionen nahezu abdecken. Der effektive CO₂-Preis wäre dann nahe null und die Mehrkosten einer klimafreundlichen Produktion würden nicht maßgeblich von den Schwankungen des CO₂-Marktpreises beeinflusst.

Sollte es jedoch, gegebenenfalls durch ein Absinken der jeweils geltenden Benchmarks auch erst im Laufe der Zeit, zu einer Unterdeckung an freien Zuteilungen bei Referenz oder Klimaschutztechnologie kommen, so ergibt sich ein effektiver CO₂-Preis, der durch den CO₂-Marktpreis und die Entwicklung der jeweiligen freien Zuteilungen beeinflusst wird. In der Regel ist dieser Effekt klein und kann im Rahmen der unter 7.4.1 definierten Dynamisierung abgebildet werden.

Zudem ist es wichtig, dass ein Klimaschutzvertrag auf eine grundlegendere Reform der Regularien für die Vergabe von freien Zuteilungen ausgerichtet wird, wie in Szenario 3 und 4 beschrieben.

Szenario 2: Äquivalente freie Zuteilungen auf der Basis eines uniformen Produktbenchmarks:

In diesem Fall wirkt der CO₂-Preis nicht direkt auf die betrieblichen Kosten der Referenz- und Klimaschutzanlage, sondern es kommt für die klimafreundliche Produktion zu einem Überschuss an freien Zuteilungen. Diese können zur anteiligen Deckung der Mehrkosten veräußert werden. Der daraus entstehende Beitrag muss in geeigneter Form bestimmt werden, damit er im Rahmen der Dynamisierung direkt zur Bestimmung der Klimaschutzprämie in Abzug gebracht werden kann. Es ergibt sich somit ein Differenzkostenvertrag (CCfD), bei dem der CO₂-Marktpreis direkt vom Vertragspreis subtrahiert werden kann, um so in Kombination mit der unter 7.4.1 definierten Dynamisierung die Klimaschutzprämie zu berechnen.

Szenario 3: Abschaffung der freien Zuteilungen:

In diesem Fall steigen die Produktionskosten der Referenzanlage und die Mehrkosten einer klimafreundlichen Produktion sinken im gleichen Maße. Als Konsequenz sinken die CO₂-Minderungskosten in dem Maße, in dem der CO₂-Marktpreis steigt. Der CO₂-Preis kann somit im Rahmen der Dynamisierung direkt zur Bestimmung der Klimaschutzprämie in Abzug gebracht werden. Es ergibt sich wiederum ein Differenzkostenvertrag (CCfD), bei dem der CO₂-Marktpreis direkt vom Vertragspreis subtrahiert werden kann, um so in Kombination mit der unter 7.4.1 definierten Dynamisierung die Klimaschutzprämie zu berechnen.

Szenario 4: Wegfall äquivalenter freier Zuteilungen und Einführung eines CBAM:

Das Szenario entspricht dem Vorschlag der EU-Kommission, in einem ersten Schritt äquivalente freie Zuteilungen für Referenz- und Klimaschutztechnologien sicherzustellen, was dem Szenario 2 entspricht. In einem

zweiten Schritt sollen die freien Zuteilungen dann graduell über zehn Jahre abgebaut und gleichzeitig ein CBAM eingeführt werden, bis das Szenario 3 realisiert ist. Der Klimaschutzvertrag muss so konzipiert sein, dass er mit der jährlichen Evolution dieser Parameter im Rahmen der Dynamisierung umgehen kann.

7.4.3 Anrechnung von frei vermarkteten Mengen an Grünstahl

Um klimafreundliche Stahlprodukte eindeutig der Förderung durch den Klimaschutzvertrag oder aber dem Verkauf als grüne Stahlprodukte auf dem freien Markt zuordnen zu können, ist es notwendig, die als „Grünstahl“ vermarktete Produktmenge zu quantifizieren und in geeigneter Form von der Förderung auszunehmen. Zur Umsetzung dieser Anforderung muss eine Reihe von Kriterien zur Definition, Vermarktung und Abrechnung von grauem und grünem Stahl im Klimaschutzvertrag definiert werden.

Grundsätzlich kann ein Unternehmen das gesamte oder jeweils einen Teil des mit der Klimaschutzanlage produzierten Produktvolumens als grau oder grün vermarkten. Bei einer Vermarktung als konventionelles beziehungsweise graues Produkt muss der Stahl mit dem Hinweis auf den im Klimaschutzvertrag definierten spezifischen Emissionsbenchmark der Referenzanlage veräußert werden. Somit dürfen dieser Stahl und die dadurch erreichte CO₂-Minderung nicht im Rahmen von freiwilligen oder gar regulatorisch definierten Zielen zum CO₂-Management in der Lieferkette angerechnet werden. Im Fall einer Vermarktung als Grünstahl kann dies auf der Basis der spezifischen CO₂-Emissionen der Produktion mit der Klimaschutzanlage geschehen. Das Gesamtvolumen der in jeder Abrechnungsperiode als grau und grün verkauften Stahlprodukte muss entsprechend dokumentiert werden. Zur Bestimmung des Abrechnungsvolumens muss das als Grünstahl verkaufte Volumen vom Produktionsvolumen abgezogen werden. Die insgesamt zu fördernde verifizierte CO₂-Minderung ergibt sich dann aus der

Multiplikation der verifizierten spezifischen CO₂-Minderung mit dem Abrechnungsvolumen. Durch die Multiplikation der für eine Abrechnungsperiode zu fördernder verifizierter CO₂-Minderung mit der dynamisierten Klimaschutzprämie ergibt sich der für die Abrechnungsperiode auszahlende Förderbetrag – die Klimaschutzzahlung.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass eine pragmatische Dynamisierung von Klimaschutzverträgen ein wichtiges Instrument darstellt, um den Schwankungen des CO₂-Marktpreises, den Kosten der Betriebsmittel, aber auch den Regularien im EU-ETS und der Entwicklung von grünen Leitmärkten Rechnung zu tragen.

8 Szenarien zur Berechnung der Transformationskosten der Stahlbranche

Wie in der vorliegenden Studie diskutiert wurde, sind Klimaschutzverträge ein geeignetes Instrument, um die Investitionen und betrieblichen Mehrkosten der Produktion von klimafreundlichem Stahl abzusichern. Außerdem sind Klimaschutzverträge rasch umzusetzen, was auch dadurch begünstigt wird, dass die deutsche Bundesregierung bereits ein Pilotprogramm durchgeführt und entsprechende Eckpunkte für ihre Anwendung in der Stahl- und Chemieindustrie definiert hat (BMU 2021). Zudem werden im Rahmen der Definition eines Sofortprogramms die Mittel zur Finanzierung von Klimaschutzprogram-

men ausgeweitet (Bundesregierung 2021b). Erste Verträge sollen schon 2022 abgeschlossen werden.

Des Weiteren lassen sich Klimaschutzverträge so ausgestalten, dass sie mit zukünftigen Entwicklungen der Regeln zur Vergabe von freien Zuteilungen, des CO₂-Marktpreises und der Nachfrage nach grünen Stahlprodukten kompatibel bleiben.

Mit dem Ziel, diese Aspekte für den in Kapitel 5 beschriebenen Transformationspfad zu beleuchten, werden im Folgenden Annahmen für verschiedene

Generelle Annahmen für die Projektion der Transformationskosten

Tabelle 4

Generelle Annahme	Annahme für den Markthochlauf
Aufbau von DRI-Kapazitäten von 12 Millionen Tonnen jährlich bis 2030. Betrieb der Anlagen mit einer Auslastung von 90 Prozent.	Linearer Hochlauf durch die Inbetriebnahme von 2 Millionen Tonnen jährlich an DRI-Kapazitäten über sechs Jahre von 2025 bis 2030
Zusätzliche Investitionen für DRI-Anlagen im Vergleich zur Neuzustellung von Hochöfen von insgesamt 8 Milliarden Euro (660 Euro pro Tonne DRI-Jahreskapazität)	Zusätzliche Investitionen von 1,3 Milliarden Euro jährlich für DRI-Anlagen im Vergleich zur Hochofenneuzustellung über sechs Jahre von 2025 bis 2030; CAPEX muss drei Jahre vor Inbetriebnahme gefördert und getätigt werden.
Linearer Anstieg des Energieanteils von Wasserstoff für den Betrieb der DRI-Anlagen auf 77 Prozent im Jahr 2030	Anstieg des Energieanteils von Wasserstoff für den Betrieb der DRI-Anlagen von 13 Prozent im Jahr 2025 auf 77 Prozent im Jahr 2030
Ausgabe von Klimaschutzverträgen mit einer Laufzeit von zehn Jahren zur Absicherung der betrieblichen Mehrkosten	Klimaschutzverträge sichern anfängliche Kosten für Erdgas und einen steigenden Anteil von klimafreundlichem Wasserstoff ab. Der Wasserstoffanteil steigt über sechs Jahre auf 77 Prozent. Jede Charge wird für je zehn Jahre gefördert.
Anstieg des CO ₂ -Marktpreises von 59 Euro/EUA im Jahr 2025 auf 90 Euro/EUA im Jahr 2040	Der effektive CO ₂ -Preis hängt von der Annahme zur Vergabe von freien Zuteilungen ab (vgl. Tabelle 5).

Szenarien definiert und die Ergebnisse dargestellt und diskutiert.

8.1 Generelle Annahmen für eine Projektion der Transformationskosten

Um die Transformationskosten sinnvoll abschätzen zu können, müssen für den dargestellten Transformationspfad zunächst generelle Annahmen für den Aufbau von DRI-Kapazitäten definiert werden. Darüber hinaus müssen variable Annahmen für die zukünftige Entwicklung der Regeln für freie Zuteilungen, der Kosten für klimafreundlichen Wasserstoff und der Rolle von grünen Leitmärkten getroffen werden.

Zu den generellen Annahmen gehört ein linearer Aufbau von DRI-Kapazitäten von 2 Millionen Tonnen jährlich über sechs Jahre ab dem Jahr 2025 (vgl. Tabelle 4). Damit können bis zum Jahr 2030 insgesamt 12 Millionen Tonnen an DRI-Kapazitäten in Betrieb genommen werden. Die zusätzlichen Investitionskosten dafür betragen etwa 1,3 Milliarden Euro pro Jahr. Dieser Betrag muss in Kombination mit dem Abschluss eines geeigneten Klimaschutzvertrages circa drei Jahre vor einer Inbetriebnahme mobilisiert werden, damit die Unternehmen eine für den Anlagenbau maßgebliche Investitionsentscheidung treffen können. Des Weiteren nehmen wir an, dass die Anlagen zunächst größtenteils mit Erdgas betrieben werden, wobei der Anteil von Wasserstoff, bezogen auf den Gesamtenergiebedarf der Anlage, schnell von 13 Prozent im Jahr 2025 linear auf knapp 80 Prozent im Jahr 2030 ansteigen soll.

Die Mehrkosten für die jährlich zusätzlichen Chargen an benötigtem Wasserstoff werden dabei über Klimaschutzverträge mit einer Dauer von je zehn Jahren abgesichert. Ferner nehmen wir an, dass der CO₂-Marktpreis sich vom heutigen Niveau linear auf 59 Euro/EUA im Jahr 2025 über 70 Euro/EUA im Jahr 2030 auf 90 Euro/EUA im Jahr 2040 erhöht, wobei dessen Auswirkungen auf die Mehrkosten der klima-

freundlichen Produktion von der Entwicklung der Regularien zur Vergabe von freien Zuteilungen abhängt.

8.2 Szenarien und Ergebnisse für eine Projektion der Transformationskosten

Auf Basis der in Kapitel 8.1 diskutierten generellen Annahmen zum Markthochlauf der wasserstoffbasierten Eisendirektreduktion haben wir sowohl ein Referenzszenario für eine Projektion der Transformationskosten definiert als auch vier verschiedene Szenarien hinsichtlich der Entwicklung der Wasserstoffkosten, einer marktgetriebenen Nachfrage nach grünem Stahl und des Regimes zur Vergabe von freien Zuteilungen analysiert (vgl. Tabelle 5). Die vier analysierten Szenarien sind: 1) niedrige Wasserstoffkosten; 2) Entwicklung von grünen Leitmärkten; 3) Äquivalenz der freien Zuteilungen; 4) kombiniertes Szenario. Im Folgenden werden diese vier Szenarien neben dem Referenzszenario diskutiert.

8.2.1 Referenzszenario

Mithilfe des Referenzszenarios definieren wir die maximal anzusetzenden Transformationskosten. Wir gehen in diesem Szenario davon aus, dass die gesamte Transformation der Stahlbranche bis 2040 ohne eine Änderung der Regeln für eine freie Zuteilung umgesetzt wird. Ferner gehen wir von Wasserstoffpreisen von 6 Euro pro Kilogramm im Jahr 2025 mit linearem Abfall auf 3,7 Euro pro Kilogramm im Jahr 2040 aus (vgl. Tabelle 5; vgl. Abbildung 19). Außerdem wird in diesem Szenario kein Stahl als „grün“ abgesetzt und die gesamten Transformationskosten müssen somit über eine Sequenz an Klimaschutzverträgen getragen werden.

Die Ergebnisse dieses Szenarios sind in Abbildung 21 zusammengefasst. Bei der Analyse der Daten fallen zunächst die Kosten für den Aufbau der DRI-Anlagen in den Jahren 2023 bis 2028 auf. Es handelt sich um Investitionen, die bei einer Transformation der Stahlbranche mit DRI-Anlagen als Klimaschutztechnologie über die übliche Neu-

Szenarien für die Projektion der Transformationskosten in der Stahlbranche

Tabelle 5

Variablen zur Definition von Szenarien	Annahmen für das Referenzszenario	Annahme für die Szenarien 1–3	Annahmen für das kombinierte Szenario 4
1) Entwicklung der Wasserstoffkosten	hohe Wasserstoffkosten von 6 Euro/kg im Jahr 2025 mit linearem Abfall auf 3,7 Euro/kg im Jahr 2040	niedrige Wasserstoffkosten von 2,8 Euro/kg im Jahr 2025 mit linearem Abfall auf 1,5 Euro/kg im Jahr 2040	mittlere Wasserstoffkosten von 4 Euro/kg im Jahr 2025 mit linearem Abfall auf 2 Euro/kg im Jahr 2040
2) Entwicklung von grünen Leitmärkten	Kein Absatz von grünem Stahl	Absatz von grünem Stahl für 30 Prozent der Produktion im Jahr 2030 und 60 Prozent im Jahr 2040	
3) Regime zur Vergabe von freien Zuteilungen	Status quo: freie Zuteilungen für Referenz- & Klimaschutzanlage entsprechen ihren spezifischen Emissionen	äquivalente Vergabe bzw. Abschaffung der freien Zuteilungen für Referenz- & Klimaschutzanlage	

Agora Energiewende, FutureCamp, Wuppertal Institut und Ecologic Institut (2021)

zustellung von Hochöfen hinausgehen. Da diese Investitionen für den Markthochlauf von Wasserstoff strategisch sind, nehmen wir an, dass sie gesondert gefördert werden. Da das Kapital dafür etwa drei Jahre vor der Inbetriebnahme zur Verfügung gestellt werden muss, fallen für die Legislaturperiode 2021–2025 etwa 4 Milliarden Euro an Förderbedarf an. Für die übernächste Legislaturperiode wird ein ähnlicher Betrag notwendig.

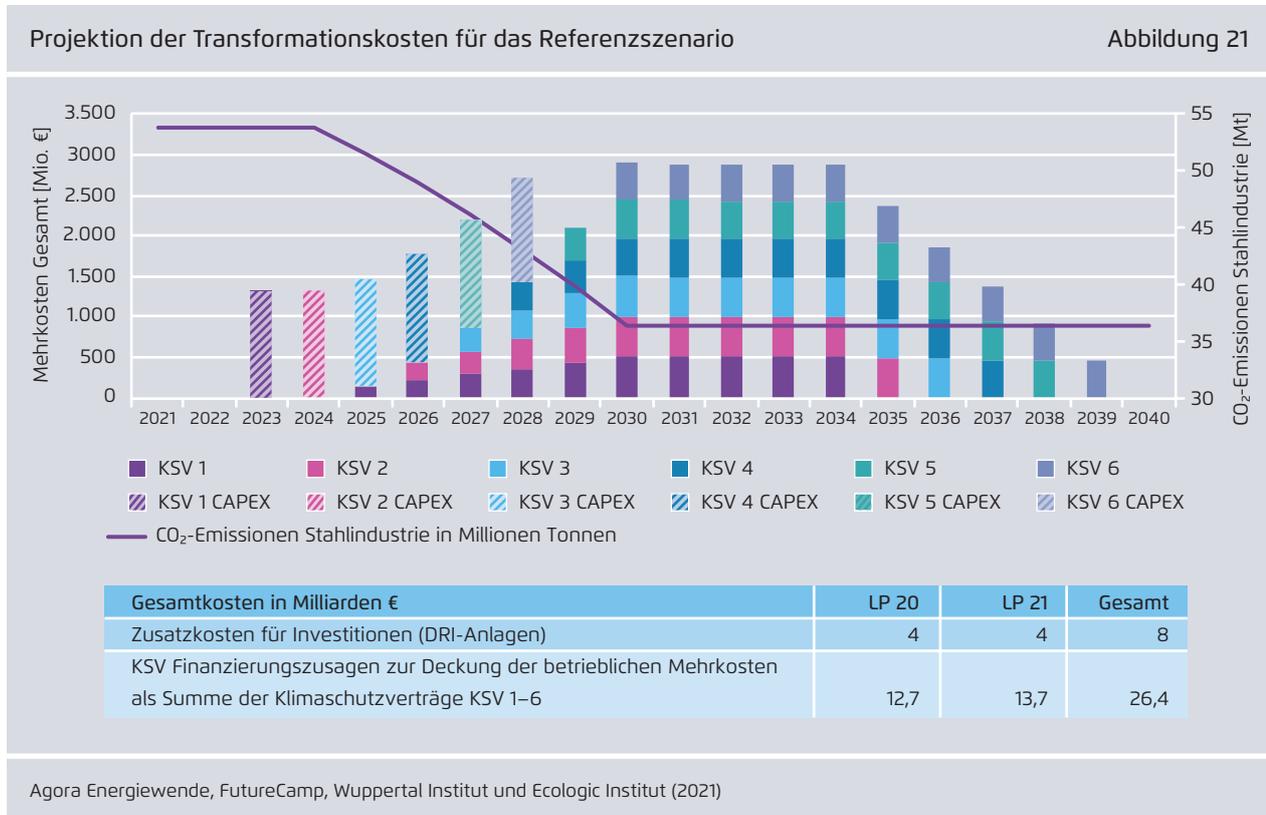
Die Höhe dieser Investitionen und damit der förderwürdigen Mehraufwendungen ist von den oben diskutierten Rahmenbedingungen unabhängig. Deshalb werden wir im Folgenden auf die Diskussion zur Absicherung der betrieblichen Mehrkosten fokussieren.

Für die Absicherung der betrieblichen Mehrkosten geht unsere Modellrechnung von einem graduellen Hochlauf der Wasserstoffverwendung in Kombination mit Erdgas aus. Im Jahr 2025, in dem die ersten 2 Millionen Tonnen an DRI-Kapazitäten in Betrieb gehen, liegt der Wasserstoffanteil am Gesamt-

energiebedarf der Anlage bei 13 Prozent. In Kombination mit dem linearen Hochlauf der DRI-Kapazitäten um je 2 Millionen Tonnen pro Jahr steigt auch der Wasserstoffanteil um je 13 Prozent pro Jahr.

Im Jahr 2030 wird damit eine Gesamtkapazität der DRI-Anlagen von 12 Millionen Tonnen erreicht und mit einer mittleren Auslastung von 90 Prozent betrieben. Der Wasserstoffanteil am gesamten Energiebedarf dieser Anlagen liegt dann bei 77 Prozent. Um unsere Annahme für einen graduellen Hochlauf der Wasserstoffverwendung über Klimaschutzverträge abzusichern, gehen wir davon aus, dass jede zusätzliche Tranche durch einen Vertrag mit einer Laufzeit von je zehn Jahren abgesichert wird. Aus dieser Annahme ergibt sich der visualisierte Hochlauf der jährlich abzusichernden Mehrkosten.

Für den gesamten Zeitraum bis 2039 ergeben sich damit betriebliche Transformationskosten von knapp 27 Milliarden Euro. Etwa die Hälfte der nötigen Finanzierungszusagen müssten im Rahmen der



nächsten Legislaturperiode (LP 20) gemacht werden. Die effektiven Ausgaben würden aber größtenteils erst in der übernächsten Legislaturperiode und darüber hinaus fällig.

8.2.2 Alternative Szenarien

Um die in Abbildung 21 präsentierten Kosten zu relativieren, können wir im Rahmen der Analyse der vier übrigen Szenarien ihre Auswirkungen auf die Transformationskosten und deren Finanzierung modellieren. Die Ergebnisse der verschiedenen Szenarien sind in Abbildung 22 visualisiert.

Szenario 1: niedrige Wasserstoffkosten

Das erste Szenario bezieht sich auf die Annahme, dass die Kosten für klimafreundlichen Wasserstoff niedriger sind als im Referenzszenario angenommen. Diese Situation kann durch eine schnellere Kostenregression für die Produktion von erneuerbarem Wasserstoff oder durch die Verwendung von CCS-basiertem Wasserstoff entstehen.

Auch die Kombination der Verwendung von systemdienlich hergestelltem erneuerbarem Wasserstoff im Wechsel mit CCS-basiertem Wasserstoff kann zu signifikant niedrigeren Wasserstoffkosten führen. Im hier dargestellten Szenario mindert sich der effektive Finanzierungsaufwand für Klimaschutzverträge auf 10,6 Milliarden Euro.

Szenario 2: Entwicklung von grünen Leitmärkten

Das zweite Szenario bezieht sich auf die Annahme, dass ein wachsender Anteil der klimafreundlichen Stahlproduktion als Grünstahl und mit einem entsprechenden Klimabonus am Markt abgesetzt werden kann. Für das Jahr 2030 wurde hierfür ein Anteil von 30 Prozent angesetzt, was einem Absatz von circa 3,3 Millionen Tonnen Grünstahl entspricht. Für das Jahr 2040 gehen wir davon aus, dass sich dieses Volumen verdoppelt. Unter dieser Annahme sinkt der effektive Finanzierungsaufwand für Klimaschutzverträge im Vergleich zum Referenzszenario auf 16,9 Milliarden Euro.

Projektion der Transformationskosten für die alternativen Szenarien

Abbildung 22



Agora Energiewende, FutureCamp, Wuppertal Institut und Ecologic Institut (2021)

Szenario 3: Äquivalenz der freien Zuteilungen

Das dritte Szenario beruht auf der Annahme, dass es zu einer Reform der Regeln zur freien Zuteilung kommt, durch die eine Äquivalenz für Referenz- und Klimaschutztechnologie etabliert wird. In diesem Fall wird ein Teil der Transformationskosten über den CO₂-Marktpreis getragen. Bei den getroffenen Annahmen eines CO₂-Preises von 59 Euro im Jahr 2025 mit einem linearen Anstieg auf 70 Euro im Jahr 2030 und 90 Euro im Jahr 2040 mindert das den effektiven Finanzierungsaufwand für Klimaschutzverträge auf 15,3 Milliarden Euro.

Szenario 4: kombiniertes Szenario

Schließlich kombiniert das vierte Szenario die hier getroffenen Annahmen in einer realistischen Form. Es geht von einer Äquivalenz der freien Zuteilungen und der oben beschriebenen Entwicklung einer markt- oder politikgetriebenen Nachfrage nach Grünstahl aus. Für die Wasserstoffkosten wird allerdings nur eine moderate Preisregression von 4 Euro pro Kilogramm im Jahr 2025 zu 2 Euro pro Kilogramm im Jahr 2040 angenommen.

Bei dieser Kombination von Annahmen sinkt der effektive Finanzierungsaufwand für Klimaschutzverträge im Vergleich zum Referenzszenario auf insgesamt 4,9 Milliarden Euro. Die betrieblichen Transformationskosten und die dafür nötigen Finanzierungszusagen für das Referenzszenario sowie die vier alternativen Szenarien sind in Tabelle 6 dargestellt.

8.3 Diskussion der Ergebnisse der Projektion der Transformationskosten

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die im Rahmen der Studie *Klimaneutrales Deutschland 2045* vorgeschlagene Transformation der Primärstahlproduktion durch die Absicherung mit geeigneten Klimaschutzverträgen umgesetzt werden kann. Mit einer CO₂-Minderung von knapp 18 Millionen Tonnen im Jahr 2030 ist diese Maßnahme zudem strategisch für das Erreichen des anvisierten Sektorziels für die Industrie. Die Transformationskosten dafür sind mit insgesamt bis zu 35 Milliarden Euro signifikant, lassen sich aber durch geeignete Maßnahmen einordnen und reduzieren. Im Folgenden wollen wir kurz auf zentrale Aspekte dieser Diskussion eingehen.

a) Investitionen für den Aufbau der DRI-Anlagen:

Der Aufbau von DRI-Anlagen mit einer Jahreskapazität von 12 Millionen Tonnen bis 2030 erfordert Investitionen von circa 10 Milliarden Euro und stellt eine grundlegende Maßnahme für die Zukunftsfähigkeit der deutschen Stahlindustrie dar. Im Vergleich zur Neuzustellung der Hochöfen fallen damit circa 8 Milliarden Euro an zusätzlichen Investitionen an, von denen die Hälfte im Rahmen der nächsten Legislatur mobilisiert werden muss.

Damit Unternehmen entsprechende Investitionsentscheidungen fällen können, müssen die zusätzlichen Investitionskosten wie auch die Mehrkosten beim Betrieb dieser Anlagen gefördert und abgesichert werden. Im Fall der zusätzlichen Investitionskosten kann das durch eine geeignete Kombination von Kapitalförderinstrumenten umgesetzt werden. Mögliche Komponenten dafür sind der EU-Innovationsfonds wie auch die Fördermittel des IPCEI (*Important Project of Common European Interest*). Idealerweise werden diese europäischen Mechanismen mit einer Förderung der deutschen Bundesregierung und gegebenenfalls der Länder kombiniert, um die für eine effektive Umsetzung nötige Förderquote zu erreichen.

Betriebliche Transformationskosten und Finanzierungsbedarf für die verschiedenen Szenarien

Tabelle 6

Szenario	Beschreibung der Annahmen	Bedarf an Finanzierungszusagen in Mrd. Euro		
		LP 20	LP 21	Gesamt
Referenzszenario	1a) hohe H ₂ -Kosten (6 €/kg ₂₀₂₅ fallend auf 3,7 €/kg ₂₀₄₀) 2a) kein Verkauf von Grünstahl 3a) Beibehaltung der geltenden Regeln zur freien Zuteilung	12,7	13,7	26,4
1) niedrige Wasserstoffkosten	1b) niedrige H ₂ -Kosten (2,8 €/kg ₂₀₂₅ fallend auf 1,5 €/kg ₂₀₄₀) 2a) wie Referenzszenario 3a) wie Referenzszenario	5,6	5,0	10,6
2) Entwicklung von grünen Leitmärkten	1a) wie Referenzszenario 2b) Grünstahlabsatz (von 30% im Jahr 2030 auf 60% 2040) 3a) wie Referenzszenario	8,7	8,2	16,9
3) Äquivalenz der freien Zuteilungen	1a) wie Referenzszenario 2a) wie Referenzszenario 3b) äquivalente Vergabe von freien Zuteilungen	7,5	7,8	15,3
4) kombiniertes Szenario	1c) mittlere H ₂ -Kosten von 4 €/kg ₂₀₂₅ und 2 €/kg ₂₀₄₀ 2b) Grünstahlabsatz: 30% der Produktion 2030 & 60% 2040 3b) äquivalente Vergabe von freien Zuteilungen	2,8	2,1	4,9

Agora Energiewende, FutureCamp, Wuppertal Institut und Ecologic Institut (2021)

Darüber hinaus sollte die Ausgestaltung der Investitionsförderung und auch des Klimaschutzvertrags die Investitionsrisiken mindern, um so auch die Kapitalkosten des nötigen Eigenkapitals zu senken. Definition und Anwendung von Green- oder Transition-Bonds können dafür hilfreich sein.

b) Kostenregression Wasserstoff: Wie in der vorliegenden Studie dargelegt, sind DRI-Anlagen ein idealer Anker für den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft. Dabei gilt es, die Kosten für die Bereitstellung von Wasserstoff über den Ausbau und die Technologieentwicklung bei der Erzeugung Erneuerbarer Energien, der Elektrolyse wie auch bei Transport und Speicherung von Wasserstoff zu senken. Dieses Ziel muss über einen optimierten Markthochlauf erreicht werden, bei dem die Klimabilanz und die ökonomi-

sche Effizienz des Energiesystems insgesamt im Fokus stehen. Die Ergebnisse der noch laufenden Diskussion zur Definition und Förderung einer systemdienlichen Elektrolyse wie auch zur Rolle von CCS-basiertem Wasserstoff, um ein anfänglich noch fluktuierendes und beschränktes Angebot an erneuerbarem Wasserstoff abzusichern, sind dafür maßgeblich. Im Fall eines optimalen Markthochlaufs kann man davon ausgehen, dass die Kosten für erneuerbaren Wasserstoff im Vergleich zum Referenzszenario deutlich sinken, was zu einer Minderung der Transformationskosten führen würde.

c) Entwicklung grüner Leitmärkte: Die Entwicklung einer marktgetriebenen Nachfrage für grüne Stahlprodukte stellt eine strategische Maßnahme dar, um die klimafreundliche Produktion von Grundstoffen

und die daraus entstehenden Produkte zunächst als Differenzial für eine höhere Wertschöpfung und schließlich als generellen Standard zu etablieren. Mit diesem Ziel müssen Klimaschutzverträge entsprechend konzipiert und von Anfang an mit Politikinstrumenten zur Förderung von grünen Leitmärkten kombiniert werden.

d) Anpassung der Regeln für freie Zuteilungen:

Über eine Anpassung der Regeln für freie Zuteilungen, wie sie in Kapitel 7.1 diskutiert wurde, kann ein Teil der Transformationskosten über den Emissionshandel gedeckt werden. Für den Fall, dass freie Zuteilungen insgesamt abgeschafft werden, würden steigende Referenzkosten auf alle Verbraucherinnen und Verbraucher umgelegt werden. Dieses Szenario lässt sich am besten im Rahmen des von der EU-Kommission vorgeschlagenen CBAM realisieren, um einen geeigneten *Carbon-Leakage*-Schutz für konventionelle Anlagen zu gewährleisten. In diesem Szenario ergibt sich nicht nur eine Senkung der Kosten für die Klimaschutzverträge, sondern auch ein Anreiz für die marktgetriebene Nachfrage, da der notwendige Klimabonus durch steigende Referenzkosten sinkt.

Eine Alternative stellt die äquivalente Vergabe von freien Zuteilungen sowohl an die Referenz- als auch die Klimaschutztechnologie dar. In diesem Fall blieben die Referenzkosten unverändert, doch ein Teil der Mehrkosten könnte durch den Verkauf der freien Zuteilungen erzielt werden. Dabei müsste klar definiert werden, wie mit freien Zuteilungen im Fall eines Verkaufs des Produkts als Grünstahl umzugehen wäre, da auch dadurch die Höhe des nötigen

Klimabonus beeinflusst würde. Ein weiteres Element, das sich mit dieser Ausgestaltung kombinieren ließe, ist die Definition einer Klimaumlage, mit der einerseits die Ausgaben der Klimaschutzverträge refinanziert, andererseits aber auch die relativen Preise der Endprodukte beeinflusst werden können.

Abschließend muss jedoch herausgestellt werden, dass eine detaillierte Diskussion der Vor- und Nachteile der beschriebenen Optionen über den Rahmen dieser Analyse hinausgehen würde. Klimaschutzverträge müssen in jedem Fall so ausgestaltet werden, dass sie mit beiden Szenarien, wie auch der von der EU-Kommission vorgeschlagenen Kombination vereinbar bleiben.

e) Kombination und Evolution der Szenarien:

Anhand der analysierten Szenarien wurde gezeigt, dass die theoretisch anfallenden Transformationskosten zwar als relativ hoch eingeschätzt werden müssen, es jedoch auch eine Vielzahl von konkreten Politikinstrumenten und Optionen gibt, mit denen diese Kosten gesenkt werden können. Eine kurzfristige Umsetzung von Klimaschutzverträgen ist dafür der notwendige erste Schritt. Gleichzeitig müssen der Markthochlauf und die daraus entstehende Kostenregression von Wasserstoff konstant optimiert, grüne Leitmärkte gefördert und das Konzept der Klimaschutzverträge muss im Rahmen der EU-ETS-Reform adressiert werden.

Unter optimalen Verhältnissen lassen sich im Rahmen einer solch koordinierten Entwicklung der Politikinstrumente die Kosten für Klimaschutzverträge deutlich senken.

9 Zusammenfassung und Ausblick für eine Umsetzung von Klimaschutzverträgen

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die Transformation der Primärstahlproduktion durch den Ersatz der bestehenden Hochöfen durch Eisen-direktreduktionsanlagen einen dringenden und sinnvollen Schritt für eine kurzfristige Minderung der CO₂-Emissionen, für einen effizienten Markthochlauf der Wasserstoffwirtschaft wie auch für die langfristige Klimaneutralität Deutschlands darstellt. Darüber hinaus werden damit die Stahlindustrie, die nachgelagerte verarbeitende Industrie sowie Anlagenbauer in die Lage versetzt, klimafreundliche Produkte zu entwickeln und am internationalen Markt als Standard zu etablieren.

Klimaschutzverträge stellen ein geeignetes Instrument dar, um diese Transformation abzusichern. Sie können schnell und recht unbürokratisch umgesetzt und flexibel mit der noch ungewissen Entwicklung relevanter rahmensetzender Regularien abgestimmt werden. Dazu gehören vor allem die Definition und Förderung von erneuerbarem Wasserstoff und grünen Leitmärkten wie auch des *Carbon-Leakage*-Schutzes im EU-ETS.

Im Folgenden werden die zentralen Prinzipien für eine kurzfristige Umsetzung und das Auswahlverfahren zusammengefasst und die Relevanz einer strategischen Abstimmung mit den genannten Rahmenbedingungen diskutiert.¹⁰

9.1 Prinzipien für die rasche Umsetzung

Wie schon herausgestellt wurde, ist der Aufbau von DRI-Anlagen ein notwendiger Schritt für die Transformation zur klimaneutralen Primärstahlproduktion. Um die Kosten für diese Transformation zu minimieren, müssen kurzfristig Rahmenbedingungen geschaffen werden, die es der Industrie ermöglichen, anstehende Neuzustellungen bei Hochofenkapazitäten zu unterlassen und stattdessen Anlagen für die Eisendirektreduktion aufzubauen. Idealerweise werden diese Investitionen durch eine Kombination von Förderinstrumenten abgesichert:

a) Förderung zusätzlicher Investitionen: Investitionen, die über eine Neuzustellung der Hochöfen hinausgehen, werden idealerweise durch eine Kombination von existierenden und neu zu schaffenden Förderinstrumenten bezuschusst. Ziel ist es, höhere Investitionen möglichst getrennt von den Mehrkosten beim Betrieb zu fördern und somit Investitionsrisiken und Kapitalkosten zu senken.

b) Absicherung betrieblicher Mehrkosten über abgestimmte Klimaschutzverträge: Mehrkosten für den Betrieb der DRI-Anlagen müssen je nach Betriebskonzept quantifiziert und über einen Klimaschutzvertrag abgesichert werden. Dabei muss der Vertrag über eine Dynamisierung auf relevante Variationen und Entwicklungen bei den betrieblichen Mehrkosten, den Regularien zu den freien Zuteilungen im EU-ETS und der Nachfrage im Rahmen von grünen Leitmärkten abgestimmt werden. Zudem müssen Klimaschutzverträge so definiert werden, dass sie sich über die Zeit kombinieren und gegebenenfalls ersetzen lassen. Es muss zum Beispiel möglich sein, den Betrieb einer DRI-Anlage zunächst mit Erdgas abzusichern und diesen Brennstoff dann mit steigenden Chargen an erneuerbarem Wasserstoff zu ersetzen.

¹⁰ Um die hier dargestellten Prinzipien und Empfehlungen weiter zu differenzieren, ist ein generelles Papier zur Ausgestaltung von Klimaschutzverträgen in Vorbereitung.

9.2 Prinzipien für das Auswahlverfahren

Die Vergabe einer kombinierten Förderung für Mehrkosten bei Investitionen in und den Betrieb von Klimaschutzanlagen kann im ersten Schritt über ein zweistufiges Auswahlverfahren geschehen, das staatlich organisiert wird und allen Unternehmen, die in Deutschland entsprechende DRI-Anlagen aufbauen möchten, offensteht. In der ersten Stufe des Verfahrens müssen die teilnehmenden Unternehmen auf Basis einer Projektskizze das anvisierte Betriebskonzept und die daraus erwachsenden Mehrkosten definieren, um sich für eine Förderung zu bewerben. Da Betriebskonzepte und ihre Umsetzung im Rahmen existierender Anlagen sehr unterschiedlich sein können, ist es wichtig, dass über die Definition und Verwendung einheitlicher Kriterien und eines geeigneten Transformationskostenrechners Vergleichbarkeit geschaffen wird. Im Rahmen dieser Kriterien spielt die klare Definition der CO₂-Minderungskosten eine zentrale Rolle, da sie nicht nur Grundlage für die Diskussion und Definition eines geeigneten Vertragspreises ist, sondern auch ein zentrales Kriterium für die Projektauswahl darstellt.

Neben der reinen Kosteneffizienz sollten für die Auswahl der Projekte weitere Kriterien definiert werden, zum Beispiel:

1) Definition eines betrieblichen Transformationspfades zur Klimaneutralität: Der Aufbau einer DRI-Anlage ist in der Regel nur ein erster Schritt auf dem Pfad zur Klimaneutralität. Um sicherzustellen, dass Unternehmen eine komplette und umsetzbare Strategie zum Erreichen der Klimaneutralität haben, sollte der gesamte Transformationspfad im Rahmen des Auswahlverfahrens schlüssig dargelegt werden. Dabei gilt es sicherzustellen, dass die Klimaschutzanlage nicht nur mit Erdgas oder CCS-basiertem Wasserstoff betrieben werden kann, sondern langfristig für den Betrieb mit erneuerbarem Wasserstoff – gegebenenfalls in Kombination mit erneuerbaren Kohlenstoffträgern – geeignet ist.

2) Positive Übertragungseffekte: Damit DRI-Anlagen nach ihrem Beitrag als Anker für den Aufbau von klimaneutralen Produktionsverbänden und der für die Klimaneutralität Deutschlands strategischen Infrastruktur ausgewählt und gefördert werden können, ist es sinnvoll, dass auch diese Aspekte im Rahmen der Projektauswahl durch geeignete Kriterien evaluiert werden.

Auf Basis geeigneter Kriterien kann somit im ersten Schritt des Auswahlverfahrens eine wettbewerbliche Auswahl getroffen werden, um sicherzustellen, dass solche Projekte gefördert werden, die mit dem Ziel der Klimaneutralität vereinbar sind, aber auch geringe Minderungskosten und hohe positive Übertragungseffekte bieten.

Im zweiten und abschließenden Schritt des Auswahlverfahrens kann dann ein projektspezifischer Klimaschutzvertrag ausgehandelt werden, um auf anlagen- und konzeptspezifische Eigenheiten einzugehen. Das vorgeschlagene Betriebskonzept sollte geprüft und der generische Transformationskostenrechner in ein projektspezifisches Finanzmodell übertragen werden. Dieses Modell und die daraus errechneten CO₂-Minderungskosten stellen die Grundlage für die Definition des Klimaschutzvertrages dar. Dabei müssen auch die Mechanismen für die Dynamisierung, Verifizierung und Abrechnung aller Vertragsparameter in geeigneter Form festgelegt werden. Für erste Projekte sollte darüber hinaus ein betriebswirtschaftliches Audit im Rahmen von regelmäßigen Abrechnungsperioden erfolgen.

Auf Basis der ersten Erfahrungen kann das Ausschreibungsmodell weiterentwickelt und gegebenenfalls vereinfacht werden.

9.3 Relevanz der Rahmenbedingungen

Wie in der vorliegenden Studie dargestellt spielen die Rahmenbedingungen eine zentrale Rolle für die effektive Entwicklung einer klimafreundlichen Produktion. Dazu gehören vor allem die Definition und Förderung von erneuerbarem Wasserstoff, die Nachfrage nach klimafreundlichen Produkten im Rahmen von grünen Leitmärkten und auch der CO₂-Preis in Kombination mit der weiteren Entwicklung des *Carbon-Leakage*-Schutzes im EU-ETS. Gerade die Unsicherheit dieser Entwicklungen ist das Hauptargument für die Notwendigkeit, die anstehenden Reinvestitionen in der Stahlindustrie nun schnell mit geeigneten Klimaschutzverträgen abzusichern. Idealerweise wird die kurzfristige Umsetzung von Klimaschutzverträgen jedoch von Anfang an mit einer strategischen Entwicklung dieser Rahmenbedingungen in Einklang gebracht. Relevante Aspekte sollen für die Diskussion im Rahmen anderer Studien hier kurz zusammengefasst werden:

a) Kriterien zur Förderung und Nachhaltigkeit von erneuerbarem Wasserstoff: Die Diskussion zur Definition von Kriterien für den Betrieb und die Förderung von Anlagen für die Wasserstoffelektrolyse ist in vollem Gange. Die Tatsache, dass eine ökonomisch und ökologisch sinnvolle Produktion von erneuerbarem Wasserstoff von einem schnell steigenden Anteil an Erneuerbaren Energien in unserem Stromsystem abhängt, spricht dafür, dass sich diese Diskussion und die daraus entstehenden Kriterien auch entsprechend entwickeln werden. Es ist somit wichtig, Klimaschutzverträge so zu entwickeln und gegebenenfalls zu staffeln, dass sie diese Evolution unterstützen und absichern können. Gerade DRI-Anlagen bieten wegen ihrer Flexibilität beim Betrieb mit Erdgas und klimafreundlichem Wasserstoff die Möglichkeit, den systemdienlichen Betrieb von Elektrolyseanlagen in Abstimmung mit einem steigenden Angebot an Erneuerbaren Energien zu nutzen. Im Rahmen der Fortschritte bei Produktion, Transport und gegebenenfalls beim Import von Wasserstoff kann diese Entwicklung auch über den

Einkauf verschiedener Chargen abgebildet werden. Dabei muss ein gestaffeltes Portfolio an Klimaschutzverträgen auch mit der Entwicklung anderer Förderinstrumente in Einklang gebracht werden. So ist es beispielsweise für den Vertragspreis maßgeblich, ob die Investition einer Elektrolyseanlage getrennt gefördert wird und dadurch nur der Elektrolysestrom und andere betriebliche Kosten für die Wasserstoffkosten relevant werden.

Auch im Hinblick auf die Rolle von CCS-basiertem Wasserstoff gibt es noch Diskussionsbedarf. Sein Potenzial, den systemdienlichen Betrieb von Elektrolyseanlagen zu komplementieren, ist dabei von großer Relevanz, um eine schnelle Dekarbonisierung der Stahlproduktion mit dem graduellen Ausbau der Erneuerbaren Energien zu kombinieren und dabei den Aufbau der notwendigen Infrastruktur¹¹ zu beschleunigen.

b) Aufbau von grünen Leitmärkten und internationalen Standards für Grünstahlprodukte: Der Aufbau einer soliden internationalen Nachfrage nach klimafreundlichen Produkten muss das Ziel der Industrietransformation sein. Die Absicherung der dafür nötigen Investitionen mit Klimaschutzverträgen ist dafür ein notwendiger Schritt. Um jedoch das volle Potenzial einer Nachfrage nach grünen Stahlprodukten zu hebeln, muss der Klimanutzen dieser Produkte wissenschaftlich definiert und in verständlicher Weise vermarktet werden. Die Definition von klimafreundlichem Stahl als Gegenstand der Förderung von Klimaschutzverträgen stellt dafür einen ersten Schritt dar. Darüber hinaus müssen Nachfrageinstrumente wie die öffentliche Beschaffung sowie Quoten in geeigneter Form definiert werden. Zudem

11 Hierbei kann es sich, je nach Betriebskonzept, um Wasserstoffpipelines für den Import von klimafreundlichem Wasserstoff, aber auch um Transportinfrastruktur für den Abtransport des an der DRI-Anlage abgeschiedenen CO₂ handeln. In beiden Fällen lässt sich das Konzept um die Nutzung von Bio- oder Pyrolysegas aus nachhaltiger Biomasse auf BECCS erweitern.

sollte das Verhalten der verarbeitenden Unternehmen und der Konsumentinnen und Konsumenten beeinflusst werden. Dies kann durch geeignete Verpflichtungen zur Produktkennzeichnung oder die Definition von Produktstandards geschehen. Dabei gilt es jeweils zu beachten, dass Verzerrungen zwischen verschiedenen aus ökologischer Perspektive gleichwertigen Stahlqualitäten vermieden werden.

c) Reform des EU-ETS und Refinanzierung von Klimaschutzverträgen: Ein steigender CO₂-Marktpreis ist ein zentrales Element für das Erreichen der mittel- und langfristigen Klimaziele, erfordert aber auch eine Reform des EU-ETS und seiner Mechanismen zum Schutz vor *Carbon Leakage*. Die Tatsache, dass die bestehende Regelung für freie Zuteilungen von Emissionsrechten als *Carbon-Leakage*-Schutz für konventionelle Produktionsprozesse den Umstieg auf Klimaschutztechnologien nicht fördern kann, muss durch ein entsprechendes Design von Klimaschutzverträgen kompensiert werden. Das Modell des *Carbon Contracts*, bei dem die vollen Mehrkosten der klimafreundlichen Produktion getragen werden, ist vor allem kurzfristig sinnvoll, da sich eine Reform des geltenden *Carbon-Leakage*-Regimes nicht so schnell umsetzen lässt. Diese Ausgestaltung kann aber auch langfristig relevant sein, wenn der Aufbau eines CBAM Regimes scheitern sollte und es darum geht, das Volumen an freien Zuteilungen abzubauen und Klimaschutzanlagen, die im Ergebnis klimaneutral betrieben werden sollen, aus dem EU-ETS herauszulösen. Die Kosten für dieses Modell sind jedoch langfristig hoch und müssten mittelfristig über eine Klimaumlage refinanziert werden. Diese sollte so ausgestaltet werden, dass sie auch für Verbraucherinnen und Verbraucher Anreize bietet, auf CO₂-intensive Produkte zu verzichten, oder aber klimafreundliche Substitute zu wählen.

Eine Alternative besteht darin, das Regime zum *Carbon-Leakage*-Schutz so zu reformieren, dass auch Klimaschutzanlagen ein in Bezug auf die Referenzanlage äquivalentes Volumen an freien Zuteilungen erhalten. In diesem Fall würde das Volumen an freien

Zuteilungen im EU-ETS auf lange Sicht konstant bleiben¹², die Kosten für die Refinanzierung der Klimaschutzverträge würden aber sinken. In diesem Szenario bleibt das Referenzverfahren von den CO₂-Kosten befreit. Zudem wird ein Teil der Mehrkosten der Klimaschutzanlage über den Verkauf freier Zuteilungen bezuschusst. In diesem Modell ist es deshalb angebracht, eine Klimaumlage so zu definieren, dass einerseits die Kosten der Klimaschutzverträge refinanziert werden, andererseits aber auch adäquate Preissignale für Konsumentinnen und Konsumenten entstehen.

Eine weitere Option ist die komplette Abschaffung von freien Zuteilungen im Rahmen eines CBAM. In diesem Fall steigen die Referenzkosten und somit die Preise für CO₂-intensive Grundstoffe. Dadurch entsteht ein entsprechendes Preissignal für Vermeidung, Substitution oder Recycling der CO₂-intensiven Primärproduktion. Zudem sinken die Mehrkosten für eine klimafreundliche Primärproduktion, was auch die Entstehung einer entsprechenden Nachfrage nach grünen Produkten fördert. Nichtsdestotrotz verbleiben Kosten für die Refinanzierung der Klimaschutzverträge. Diese können nun nicht mehr durch eine Klimaumlage finanziert werden, da die CO₂-Kosten ja schon im Rahmen des EU-ETS internalisiert wurden und rechtlich nicht doppelt erhoben werden dürfen. Durch die Abschaffung der freien Zuteilungen ergibt sich aber ein gesteigertes Volumen an Emissionsrechten für die Versteigerung. Mit den daraus entstehenden Einnahmen können ebenfalls Klimaschutzverträge refinanziert werden.

Zu guter Letzt steht aber vor allem der von der EU-Kommission propagierte Vorschlag im Fokus der Diskussion (COM, 2021). Durch die kurzfristig äquivalente Vergabe von freien Zuteilungen würde

12 Die Frage, inwieweit diese Option mit einem sinkenden Gesamtvolumen an Zuteilungen vereinbar ist, wurde im Rahmen der Publikation *Breakthrough Strategies for Climate-Neutral Industry in Europe* diskutiert (Agora Energiewende, Wuppertal Institut 2021).

die Wirkung und Finanzierung von Klimaschutzverträgen schnell unterstützt. Durch den graduellen Abbau der freien Zuteilungen und den Einstieg in ein CBAM würden dann der CO₂-Marktpreis zunehmend vom Markt internalisiert, was die marktgetriebene Nachfrage nach grünen Stahlprodukten und nach den alternativen Minderungsstrategien einer ressourcen-effizienten Kreislaufwirtschaft gleichermaßen fördern würde.

9.4 Appell für eine zügige Umsetzung

Gerade wegen der hier zusammengefassten Unsicherheiten ist eine zügige und pragmatische Umsetzung von Klimaschutzverträgen ein wichtiger und notwendiger Schritt, um die Transformation der Stahlbranche anzugehen. Dabei gilt es, möglichst schnell die Rahmenbedingungen für geeignete Investitionsent-

scheidungen zu schaffen, da die nachgeschalteten Genehmigungsverfahren und der Anlagenbau etwa drei Jahre Zeit benötigen. Somit müssen die entsprechenden Entscheidungen für eine Förderung der Investitionen und Zusagen zur Absicherung der Mehrkosten beim Betrieb dieser Anlagen schon zu Beginn der nächsten Legislaturperiode erfolgen.

Um diesen Prozess erfolgreich anzustoßen und weiterzuentwickeln, sollte pragmatisches Handeln, aber auch eine strategische Entwicklung der Rahmenbedingungen im Vordergrund stehen. Klimaschutzverträge bieten dabei die Chance, schnell notwendige Investitionsentscheidungen abzusichern. Ihre strategische Ausgestaltung und Integration mit den hier angesprochenen Rahmenbedingungen sind entscheidend, wenn es darum geht, grünen Stahl als Standard im globalen Wettbewerb zu etablieren.

Anhang I: Transformationskostenrechner

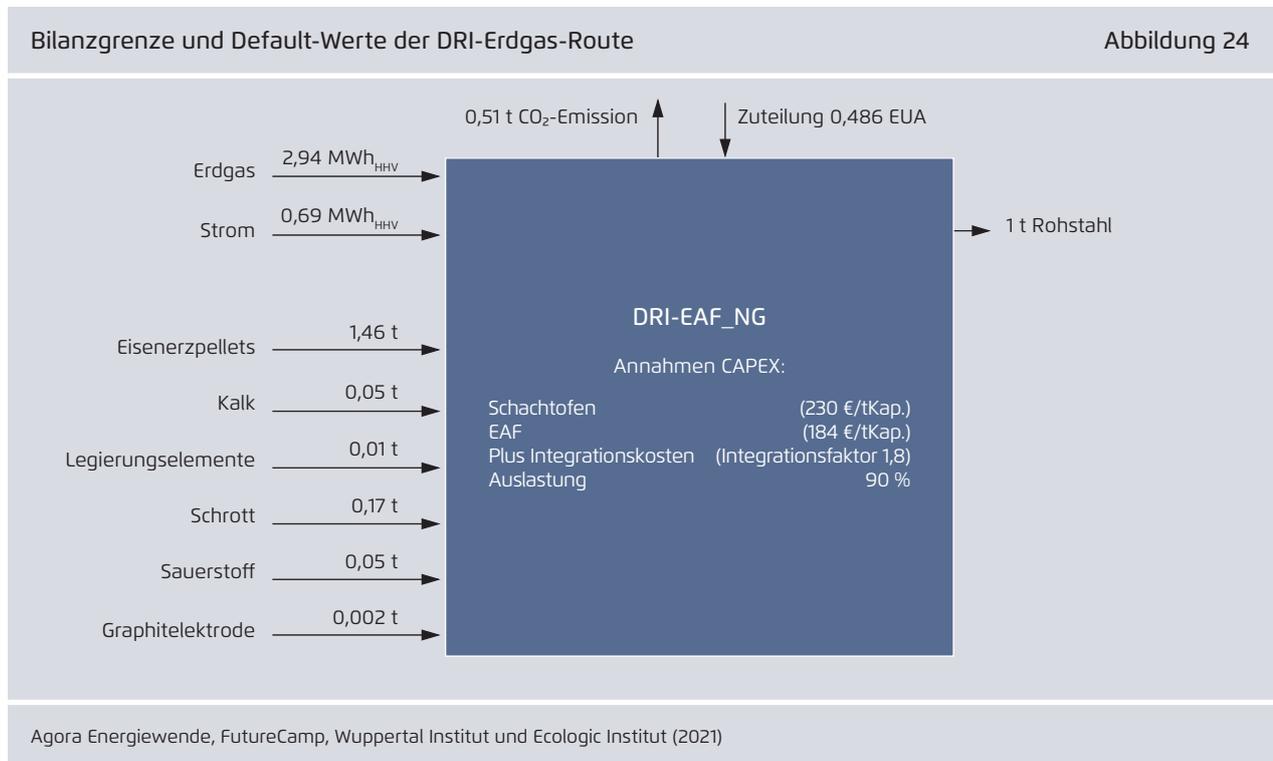
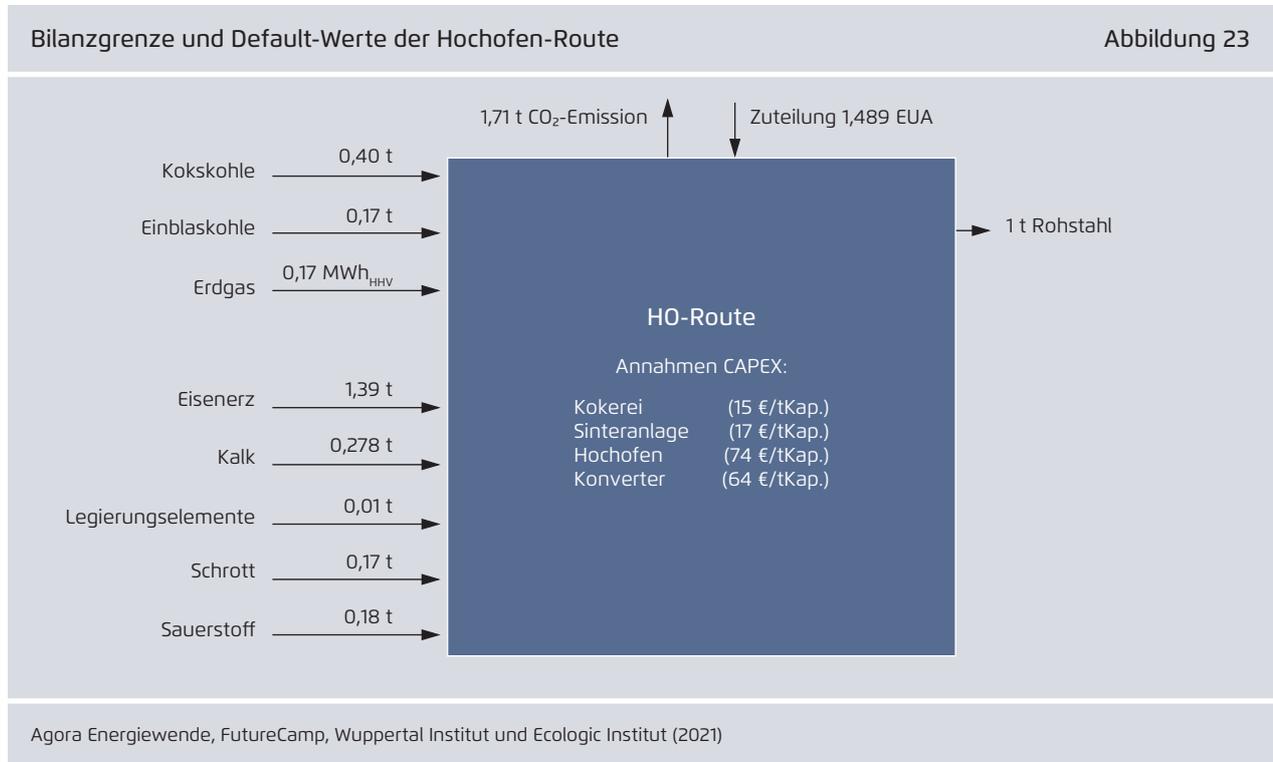
Das Ziel des Transformationskostenrechners (TKR) ist es, eine erste, qualifizierte Abschätzung der auf die CO₂-Minderung bezogenen Mehrkosten einer klimafreundlichen Produktion im Vergleich zur konventionellen Referenzanlage zu treffen. Die übergeordneten Ziele dabei sind:

- 1) Identifikation und allgemeingültige Quantifizierung der wesentlichen Kostentreiber für die Transformation einer typischen Primärstahlproduktion auf Basis der spezifischen CO₂-Minderungskosten
- 2) Definition eines Werkzeugs, mit dem eine erste Einschätzung und Diskussion spezifischer Projekte, gegebenenfalls als erster Schritt zur Vergabe von Klimaschutzverträgen, möglich wird
- 3) Schaffung einer transparenten Grundlage für die Diskussion der Kosten und Nutzen der Transformation der Stahlindustrie und der übergeordneten Infrastruktur
- 4) Schaffung einer Grundlage zur Abschätzung des gesamten Investitions- und Finanzierungsbedarfs für die Transformation des Stahlsektors zur Klimaneutralität

Bei der vorliegenden Version 1 des TKR handelt es sich um eine erste Fassung, die gegebenenfalls weiterentwickelt wird, um den Fortschritt der Diskussion zur Einschätzung der generellen Transformationskosten zu unterstützen. Die Verwendung für die Evaluation konkreter Projekte ist unter Verantwortung der Beteiligten möglich, kann aber eine spezifische Investitionsanalyse nicht ersetzen.

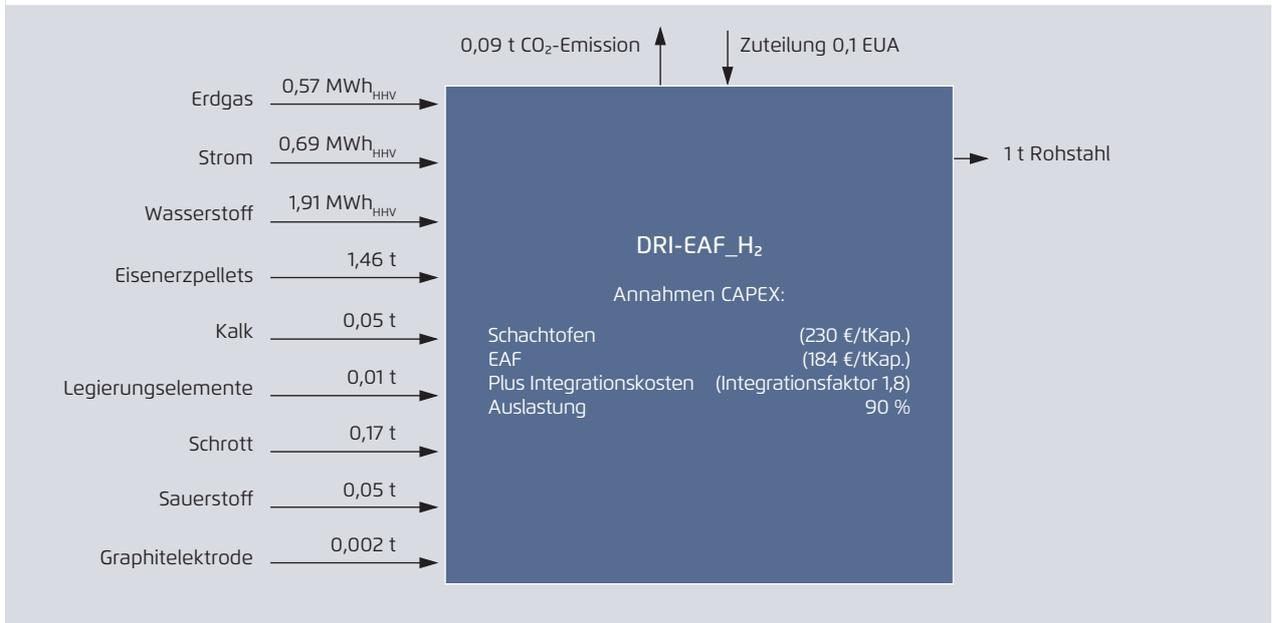
Der Aufbau des Transformationskostenrechners in Excel ist so gestaltet, dass auf Basis hinterlegter Default-Werte individuelle Handeingaben sowohl hinsichtlich der Preisannahmen als auch der spezifischen Verbrauchsmengen möglich sind. Als Bilanzgrenze wird die Produktion einer Tonne Rohstahl ohne Weiterverarbeitung betrachtet. Interne Stoffströme innerhalb der Bilanzgrenze werden aus Gründen der Vereinfachung nicht berücksichtigt.

Nachfolgend sind die Bilanzgrenzen der betrachteten Routen sowie die hinterlegten Default-Werte für die Produktion einer Tonne Rohstahl dargestellt. Die hinterlegten Annahmen und Referenzen zu den Default-Werten finden sich in Anhang II.



Bilanzgrenze und Default-Werte der DRI-Wasserstoff-Route

Abbildung 25



Agora Energiewende, FutureCamp, Wuppertal Institut und Ecologic Institut (2021)

Anhang II: Hinterlegte Annahmen zu Preisen und Berechnungsparametern

Annahmen zu Preisen

Tabelle 7

Preise Energieträger und Stoffströme	Quellen	Einheit	2020	2030	2040	2050	Default-Wert	Kommentar
Erdgas	Prognos et al. (2020)	€/MWh	12	20	21	22	20	Wert 2030 als Default; Bezugsgröße Brennwert
Bio-Methan	Schneider et al. (2019)	€/MWh				51	51	Bezugsgröße Brennwert
Wasserstoff grün	Prognos et al. (2020)	ct/kWh	17	14		11	14	Wert 2030 als Default
Strom	Schneider et al. (2019)	€/MWh		60–70		50–60	60	Mittelwert 2030–2050 als Default
Kokskohle	VDKI (2020)	€/t	143				143	Prime Hard Coking Australia 2019/2020; 10 % Aufschlag auf FOB (Schätzung)
Einblaskohle (PCI)	VDKI (2020)	€/t	110				110	Annahme für Kesselkohle basierend auf Quelle und Stakeholder-Einschätzungen; 10%; Aufschlag auf FOB (Schätzung)
Kalk	Vogl et al. (2018)	€/t	100				100	
Eisenerz	Fischedick et al. (2014)	€/t	114	123	133	143	114	Durchschnitt 2020 als Default
Pellets	Zeng (2020)	€/t					144	berechnet auf Basis von Eisenerz plus Annahme: 30 €/t DRI-Grade-Premium
Schrott	Vogl et al. (2018)	€/t	180				234	Mittelwert 2020 Vogl/Fischedick
	Fischedick et al. (2014)	€/t	287	324	365	411		
Legierungselemente	Vogl et al. (2018)	€/t	1.777				1.777	
Graphitelektrode	Vogl et al. (2018)	€/t	4.000				4.000	
Sauerstoff	Vogl et al. (2018)	€/t	61				61	
EUA-Preise	Annahmen Agora Energiewende (2021)	€/EUA	50	70	90		50	

Agora Energiewende, FutureCamp, Wuppertal Institut und Ecologic Institut (2021)

Annahmen zu Investitionskostenberechnung

Tabelle 8

Wirtschaftlichkeitsparameter	Quelle	Einheit		Default-Wert	Kommentar
Abschreibungszeiträume					
Schachtofen	Vogl et al. (2018)	a	20		
EAF	Vogl et al. (2018)	a	20		
generell	Wörtler et al. (2013)	a	15	18	aufgerundeter Mittelwert Vogl/Wörtler
Kapitalkosten					
	Vogl et al. (2018)	%	5		
	Wörtler et al. (2013)	%	10	8	aufgerundeter Mittelwert Vogl/Wörtler

Agora Energiewende, FutureCamp, Wuppertal Institut und Ecologic Institut (2021)

Annahmen zur kostenfreien Zuteilung

Tabelle 9

Kostenfreie Zuteilung	Quelle	Einheit	2013–2020	2021–2025	2026–2030	Default-Wert Rechner
Roheisen	Beschluss 2011/278/EU und EU-Zuteilungsverordnung (EU-ZuVO) (EU) 2019/331	EUA/t Roheisen	1,328	1,288	1,275	1,275
Sinter	Beschluss 2011/278/EU und EU-Zuteilungsverordnung (EU-ZuVO) (EU) 2019/331	EUA/t Sinter	0,171	0,157	0,152	0,152
Koks	Beschluss 2011/278/EU und EU-Zuteilungsverordnung (EU-ZuVO) (EU) 2019/331	EUA/t Koks	0,286	0,217	0,194	0,194
EAF-Stahl hochlegiert	Beschluss 2011/278/EU und EU-Zuteilungsverordnung (EU-ZuVO) (EU) 2019/331	EUA/t Rohstahl	0,352	0,268	0,240	0,240
EAF-Stahl	Beschluss 2011/278/EU und EU-Zuteilungsverordnung (EU-ZuVO) (EU) 2019/331	EUA/t Rohstahl	0,283	0,215	0,192	0,192
Brennstoff	Beschluss 2011/278/EU und EU-Zuteilungsverordnung (EU-ZuVO) (EU) 2019/331	EUA/MWh	0,20196	0,15336	0,137	0,137
Prozess-emissionen	Beschluss 2011/278/EU und EU-Zuteilungsverordnung (EU-ZuVO) (EU) 2019/331	EUA/t CO ₂	0,97	0,97	0,97	0,97

Agora Energiewende, FutureCamp, Wuppertal Institut und Ecologic Institut (2021)

Annahmen zu Einsatzmengen und CO₂-Emissionen der Hochofenroute

Tabelle 10

Produktion (Rohstahl)	Quelle	Einheit spezifisch [t Rohstahl]	Angabe	Kommentar
Möller mix				
Pellets	Wörtler et al. (2013)	anteilig verwendet in DE 2010	27%	94 kg CO ₂ /t Produkt
Stückerz	Wörtler et al. (2013)	anteilig verwendet in DE 2010	14%	41 kg CO ₂ /t Produkt
Sinter	Wörtler et al. (2013)	anteilig verwendet in DE 2010	59%	41 kg CO ₂ /t Produkt
Eisenerz	UBA (2012)	t	1,39	
	WSA (2018)	t	1,37	
	Sprecher et al. (2019)	t	1,41	
	Mittelwert	t	1,39	
Kohle	UBA (2012)	t	0,56	
Erdgas	Weigel (2014)w	MJ	611,3	umgerechnet von Heizwert auf Brennwert
Einblaskohle (PCI)	Sprecher et al. (2019)	t	0,13	
	UBA (2012)	t	0,14	
	Brunke (2017)	t	0,23	Maximum
	Mittelwert	t	0,17	
Sauerstoff	Weigel (2014)	t	0,18	
Kalk & Zuschlagstoffe	UBA (2012)	t	0,29	
	WSA (2018)	t	0,27	
	Mittelwert	t	0,28	
Schrott	WSA (2018)	t	0,125	
	Sprecher et al. (2019)	t	0,21	
	Schlemme et al. (2019)	t	0,25	Maximum
	UBA (2012)	t	0,19	
	Mittelwert	t	0,19	
CO₂-Emissionen Referenz	Schneider et al. (2019)	t	1,71	

Agora Energiewende, FutureCamp, Wuppertal Institut und Ecologic Institut (2021)

Annahmen zu Einsatzmengen und CO₂-Emissionen der DRI-EAF_NG-Route

Tabelle 11

Produktion (Rohstahl)	Quelle	Einheit spezifisch [t Rohstahl]	Angabe	Kommentar
Eisenerzpellets	Poveromo (2020)	t	1,45	
	UBA (2012)	t	1,45	
	Vogl et al. (2018)	t	1,50	100 % DRI im EAF
	Domnick (2018)	t	1,43	
	Mittelwert	t	1,46	
Stahlschrott	Schneider et al. (2019)	t	0,17	fallabhängig; übernommen von DRI_H ₂ -Route
Kalk & Zuschlagstoffe	Vogl et al. (2018)	t	0,05	in Quelle lediglich für H ₂ angegeben, wird aber für NG übernommen
Legierungselemente	Vogl et al. (2018)	t	0,011	fallabhängig
Graphitelektrode	Vogl et al. (2018)	t	0,002	
Sauerstoff	UBA (2012)	t	0,05	
Erdgas	Hölling et al. (2017)	Nm ³	255	umgerechnet von 9,7 GJ/t
	Rechberger et al. (2020)	Nm ³	259	
	Sasiain et al. (2020)	Nm ³	262	
	Poveromo (2020)	Nm ³	264	umgerechnet von 10 MMBTU
	Mittelwert	Nm³	260	
Strom				
DRI	Hölling (2017); Vogl et al. (2018)	MWh	0,08	Infrastruktur (Gebläse, Pumpe, Förderband)
	Rechberger et al. (2020)	MWh	0,10	Infrastruktur
	Mittelwert	MWh	0,09	
EAF	Vogl et al. (2018)	MWh	0,594	EAF 100 % CDRI (für CDRI)
	Vogl et al. (2018)	MWh	0,159	Aufheizung CDRI, wenn kalt EAF zugeführt
	Summe EAF	MWh	0,753	
	gesamt ohne Aufheizen CDRI	MWh	0,69	
	gesamt inkl. Aufheizen CDRI	MWh	0,84	
CO ₂ -Emissionen	Sasiain et al. (2020)	t	0,445	Emissionen Erdgas
	Rechberger et al. (2020)	t	0,453	Emissionen Erdgas
	Hölling et al. (2017)	t	0,46	Emissionen Erdgas
	Mittelwert Schachtofen	t	0,453	
	Vogl et al. (2018)	t	0,053	Elektrodenabbrand, Kalk und Kohlenstoffzugabe EAF
	Summe	t	0,506	

Agora Energiewende, FutureCamp, Wuppertal Institut und Ecologic Institut (2021)

Annahmen zu Einsatzmengen und CO₂-Emissionen DRI-EAF_H₂ (Teil 1/2)

Tabelle 12

Produktion (Rohstahl)	Quelle	Einheit spezifisch [t Rohstahl]	Angabe	Kommentar
Eisenerzpellets	Poveromo (2020)	t	1,45	
	UBA (2012)	t	1,45	
	Vogl et al. (2018)	t	1,50	100 % CDRI im EAF
	Domnick (2018)	t	1,43	
	Mittelwert	t	1,46	
Kalk & Zuschlagstoffe	Vogl et al. (2018)	t	0,05	
Stahlschrott	Schneider et al. (2019)	t	0,17	fallabhängig
Legierungselemente	Vogl et al. (2018)	t	0,01	fallabhängig
Graphitelektrode	Vogl et al. (2018)	t	0,002	
Sauerstoff	UBA (2012)	t	0,05	
Wasserstoff	Vogl et al. (2018)	Nm ³	567	bei 100 % CDRI
	Schneider et al. (2019)	Nm ³	467	Annahme: Reduktion; umgerechnet von 1,4 MWh
	Rechberger et al. (2020)	Nm ³	505	Reduktion
	Midrex (2017)	Nm ³	550	Reduktion
	Hölling et al. (2017)	Nm ³	653	Reduktion
	Sasiain et al. (2020)	Nm ³	503	Reduktion; Mittelwert aus angegebener Bandbreite (482–525 Nm ³)
	Mittelwert	Nm³	541	
Erdgas	Midrex (2017)	Nm ³	50	für Gas-Temperaturkontrolle und C-Gehalt
	Rechberger et al. (2020)	Nm ³	48	
	Sasiain et al. (2020)	Nm ³	48	
	Hybrit (2018)	Nm ³	54	
	Mittelwert	Nm³	50	
Biomasse	Schneider et al. (2019)	MWh	0,7	Biomethan anstatt Erdgas

Agora Energiewende, FutureCamp, Wuppertal Institut und Ecologic Institut (2021)

Annahmen zu Einsatzmengen und CO₂-Emissionen DRI-EAF_H₂ (Teil 2/2)

Tabelle 13

Produktion (Rohstahl)	Quelle	Einheit spezifisch [t Rohstahl]	Angabe	Kommentar
Strom				
DRI	Hölling et al. (2017) / Vogl et al. (2018)	MWh	0,08	Infrastruktur (Gebläse, Pumpe, Förderband)
	Rechberger et al. (2020)	MWh	0,10	Infrastruktur
	Summe	MWh	0,09	
EAF	Vogl et al. (2018)	MWh	0,59	EAF 100% CDRI zugeführt (für kaltes CDRI)
	Vogl et al. (2018)	MWh	0,16	Aufheizung CDRI, wenn kalt EAF zugeführt
	Summe	MWh	0,75	
	gesamt ohne Aufheizen	MWh	0,69	
	gesamt inkl. Aufheizen	MWh	0,84	
CO₂-Emissionen DRI (direkt)	Sasiain et al. (2020)	t	0,04	
	Rechberger et al. (2020)	t	0,04	
	Vogl et al. (2018)	t	0,05	Elektrodenabbrand, Kalk und Kohlenstoffzugabe EAF
	Mittelwert	t	0,04	unter Erdgaseinsatz
alternativ unter Einsatz von Biomethan	Schneider et al. (2019)	t	0,05	gesamt (bei 17% Schrottanteil und EE-H ₂ + Biomethan)

Agora Energiewende, FutureCamp, Wuppertal Institut und Ecologic Institut (2021)

Literatur

Agora Energiewende/AFRY Management Consulting (2021): No-regret hydrogen: Charting early steps for H₂ infrastructure in Europe. Verfügbar unter: https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_02_EU_H2Grid/A-EW_203_No-regret-hydrogen_WEB.pdf

Agora Energiewende/Guidehouse (2021): Making renewable hydrogen cost-competitive. Policy instruments for green H₂. Verfügbar unter: https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2020/2020_11_EU_H2-Instruments/A-EW_223_H2-Instruments_WEB.pdf

Agora Energiewende/Wuppertal Institut (2019): Klimaneutrale Industrie: Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement. Berlin, November 2019. Verfügbar unter: https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2018/Dekarbonisierung_Industrie/164_A-EW_Klimaneutrale-Industrie_Studie_WEB.pdf

Agora Energiewende/Wuppertal Institut (2021): Breakthrough Strategies for Climate-Neutral Industry in Europe: Policy and Technology Pathways for Raising EU Climate Ambition. Berlin, April 2021. Verfügbar unter: <https://www.agora-energiewende.de/en/publications/breakthrough-strategies-for-climate-neutral-industry-in-europe-study/>

Agora Energiewende /FutureCamp/Wuppertal Institut/Ecologic Institute (2021): Klimaschutzverträge zur Industrietransformation. Berlin (in Vorbereitung)

Åhman, M./Olsson, O./Vogl, V./Nyqvist, B./Maltais, A./Nilsson, L.J./Hallding, K./Skanberg, K./Nilsson, M. (2018): Hydrogen steelmaking for a low-carbon economy: A joint LU-SEI working paper for the HYBRIT project. EESS report no 109. SEI working paper WP 2018-07. Verfügbar unter:

<https://cdn.sei.org/wp-content/uploads/2018/09/hydrogen-steelmaking-for-a-low-carbon-economy.pdf>

BDEW (2021): Daten und Grafiken, verfügbar unter: <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/>

Brunke, J.C.U. (2017): Energieeinsparpotenziale von energieintensiven Produktionsprozessen in Deutschland: Eine Analyse mit Hilfe von Energieeinsparkostenkurven. Verfügbar unter: https://elib.uni-stuttgart.de/bitstream/11682/9259/5/BRUNKE_ENERGIEEINSPARKOSTENKURVEN_209.pdf

Bundesregierung (2021a): Entwurf eines Ersten Gesetzes zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes als Vorlage für den Beschluss durch den Deutschen Bundestag vom 02.06.2021. Verfügbar unter: <https://dserver.bundestag.de/btd/19/302/1930230.pdf>

Bundesregierung (2021b): Kabinett beschließt Sofortprogramm Klimaschutz, 23.6.2021. Verfügbar unter: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/suche/sofortprogramm-klimaschutz-1934852>

BMU (2021): Eckpunkte Pilotprogramm für Klimaschutzverträge zur Umsetzung des Pilotprogramms „Carbon Contracts for Difference“. Verfügbar unter: <https://www.bmu.de/download/eckpunkte-pilotprogramm-fuer-klimaschutzvertraege/>

CISL (University of Cambridge Institute for Sustainability Leadership)/Agora Energiewende (2021): Tomorrow's markets today: Scaling up demand for climate neutral basic materials and products. CLG Europe. Verfügbar unter: <https://www.agora-energiewende.de/en/publications/tomorrows-markets-today/>

COM (2021): Proposal for a DIRECTIVE OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL amending Directive 2003/87/EC establishing a system for greenhouse gas emission allowance trading within the Union, Decision (EU) 2015/1814 concerning the establishment and operation of a market stability reserve for the Union greenhouse gas emission trading scheme and Regulation (EU) 2015/757, published on 14.7.2021, available from https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/revisi-on-eu-ets_with-annex_en_0.pdf

Deeds (2017): Industry – Iron and steel. Verfügbar unter: https://deeds.eu/wp-content/uploads/2020/05/Iron-and-Steel_web.pdf

DEHSt (2019): Leitfaden Zuteilung 2021–2030, Teil 3c. Spezielle Zuteilungsregeln für die Anwendung der Produkt-Emissionswerte – Definition der Bilanzgrenzen und spezifische Datenerfordernisse

Deloitte (2013): Remaking the global steel industry. Lower-cost natural gas and its impacts. Verfügbar unter: https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/global/Documents/Manufacturing/gx_remakingProzent20theProzent20globalProzent20steel-Prozent20industry_06_13.pdf

Domnick, C. (2018): Vergleichende Untersuchung und Bewertung verschiedener wasserstoffbasierter Direktreduktionsverfahren zur Senkung der Treibhausgasemissionen in der Stahlproduktion. Bachelorarbeit im Studiengang Verfahrenstechnik. Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg. Verfügbar unter: https://reposit.haw-hamburg.de/bitstream/20.500.12738/8922/1/Domnick_geschwaerzt.pdf

EU-Kommission (2011): 2011/278/EU: Beschluss der Kommission vom 27. April 2011 zur Festlegung EU-weiter Übergangsvorschriften zur Harmonisierung der kostenlosen Zuteilung von Emissionszertifikaten gemäß Artikel 10a der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates.

Verfügbar unter: <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/25d79153-02b6-4370-974c-2a45baf79167/language-de>

EU-Kommission C(2020): 8773 final, 14.12.2020. State Aid SA.53525 (2020/N) – The Netherlands SDE++ scheme for greenhouse gas reduction projects including renewable energy. Verfügbar unter: https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases1/20212/287356_2229457_158_2.pdf

ETC, 2021: Making the Hydrogen Economy Possible: Accelerating Clean Hydrogen in an Electrified Economy, Version 1.2, published April 2021, available from <https://energy-transitions.org/wp-content/uploads/2021/04/ETC-Global-Hydrogen-Report.pdf>

EUR-LEX (2018): Delegierte Verordnung (EU) 2019/331 der Kommission vom 19. Dezember 2018 zur Festlegung EU-weiter Übergangsvorschriften zur Harmonisierung der kostenlosen Zuteilung von Emissionszertifikaten gemäß Artikel 10a der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates. Verfügbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEXprozent3A02019R0331-20190227>

Fischedick, M./Marzinkowski, J./Winzer, P./Weigel, M. (2014): Techno-economic evaluation of innovative steel production technologies; in: Journal of Cleaner Production 84, S. 563–580. Verfügbar unter: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S095965261400540X>

Harp, G. (2019): Technologien zur Produktion von Wasserstoff für die Herstellung synthetischer Kraftstoffe: in: Maus, W. (Hrsg.): Zukünftige Kraftstoffe. Energiewende des Transports als ein weltweites Klimaziel. ATZ/MTZ-Fachbuch. Springer: Berlin/Heidelberg, S. 305–370. Verfügbar unter: https://link.springer.com/chapter/10.1007Prozent2F978-3-662-58006-6_15

Hölling, M./Wenig, M./Gellert, S. (2017):

Bewertung der Herstellung von Eisenschwamm unter Verwendung von Wasserstoff; in: Stahl und Eisen. Vol. 137, Nr. 6, S. 47–53. Verfügbar unter: <https://germany.arcelormittal.com/icc/arcelor/med/b8e/b8e0c15a-102c-d51d-b2a9-147d7b2f25d3,11111111-1111-1111-1111-111111111111.pdf>

Hybrit (2017): Summary of findings from HYBRIT Pre-Feasibility Study 2016–2017

Hybrit (2018): SSAB, LKAB and Vattenfall to build a globally-unique pilot plant for fossil-free steel. Press Release, 2018-02-01

Midrex (2017): Direct from Midrex. 3rd Quarter 2017 Verfügbar unter: http://www.midrex.com/wp-content/uploads/Midrex_2017_DFM3QTR_FinalPrint.pdf

Moya Rivera, J./Pardo Garcia, N. (2013): The potential for improvements in energy efficiency and CO₂ emissions in the EU27 iron and steel industry under different payback periods; in: Journal of Cleaner Production. Vol. 52, S. 71–83. Verfügbar unter: <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC73044>

Poveromo, J.J. (2020): Outlook for DR Grade Pellet Supply for DRI Shaft Furnace Processes. Steel Times International Webinar on Direct Reduction, October 21, 2020

Prognos/Öko-Institut/Wuppertal Institut (2021a): Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. Studie im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende. Verfügbar unter: <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/klimaneutrales-deutschland-2045-vollversion/>

Prognos/Öko-Institut/Wuppertal Institut (2021b): Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. Zusammenfassung im Auftrag von Stiftung Klima-

neutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende. Verfügbar unter: <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/klimaneutrales-deutschland-2045/>

Rechberger, K./Spanlang, A./Sasiain Conde, A./Wolfmeir, H./Harris, C. (2020): Green Hydrogen-Based Direct Reduction for Low-Carbon Steelmaking; in: Steel Research International 91, 2000110. Verfügbar unter: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1002/srin.202000110>

Sasiain, A./Rechberger, K./Spanlang, A./Kofler, I./Wolfmeir, H./Harris, C./Bürgler, T. (2020): Green Hydrogen as Decarbonization Element for the Steel Industry; in: BHM Berg- und Hüttenmännische Monatshefte. Vol. 2, S. 232–236. Verfügbar unter: <https://link.springer.com/article/10.1007/s00501-020-00968-1>

Schlemme, J./Schimmel, M./Achtelik, C. (2019): Energiewende in der Industrie. Potenziale und Wechselwirkungen mit dem Energiesektor. Branchensteckbrief der Eisen- und Stahlindustrie. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/energiewende-in-der-industrie-ap2a-branchensteckbrief-stahl.pdf?__blob=publicationFile&v=4

Schlesinger, M./Hofer, P./Kemmler, A./Kirchner, A./Koziel, S./Ley, A./Piegsa, A./Seefeldt, F./Straßburg, S./Weiner, K./Knaut, A./Malischek, R./Nick, S./Panke, T./Paulus, S./Tode, C./Wagner, J./Lutz, C./Lehr, U./Ulrich, P. (2014): Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose. Projekt Nr. 57/12 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Berlin. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/entwicklung-der-energiemaerkte-energiereferenzprognose-endbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=7

Schneider, C./Samadi, S./Holtz, G./Kobiela, G./Lechtenböhmer, S./Witecka, W. (2019): Klimaneutrale Industrie: Ausführliche Darstellung der Schlüsseltechnologien für die Branchen Stahl, Chemie und Zement. Analyse im Auftrag von Agora Energiewende. Berlin, November 2019. Verfügbar unter: https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7676/file/7676_Klimaneutrale_Industrie.pdf

Sprecher, M./Lüngen, H.B./Stranzinger, B./Rosemann, H./Adler, W. (2019): Abwärmenutzungspotenziale in Anlagen integrierter Hüttenwerke der Stahlindustrie. Umweltbundesamt. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-01-21_texte_07-2019_abwaermenutzungspotenziale-huettenwerke.pdf

UBA (2012): Merkblatt über die besten verfügbaren Techniken in der Eisen- und Stahlerzeugung nach der Industrie-Emissionen-Richtlinie 2010/75/EU. März 2012. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/367/dokumente/bvt-merkblatt_eisen-_und_stahlerzeugung_endfassung.pdf

VDKI (2016): Pressegespräch am 04.08.2016 in Düsseldorf

VDKI (2020): Jahresbericht 2020. Fakten und Trends 2019/20. Verfügbar unter: https://www.kohlenimporte.de/files/user_upload/jahresberichte/VdKi_Jahresbericht_2020.pdf

Vogl, V./Åhman, M./Nilsson, L.J. (2018): Assessment of hydrogen direct reduction for fossil-free steel-making; in: Journal of Cleaner Production. Vol. 203, S. 736–745. Verfügbar unter: <https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S0959652618326301?to-ken=141CBDF6F88338E77A3D37AB4B08B4BBB-BDD032E4E72E31BB7DB4EB5F3C4AC2DA5F87F-2DC7E28FABE2C99C649C1A4806>

Weigel, M. (2014): Ganzheitliche Bewertung zukünftig verfügbarer primärer Stahlherstellungsverfahren. Einschätzung der möglichen Rolle von Wasserstoff als Reduktionsmittel. Dissertation zur Erlangung des Doktorgrades der Ingenieurwissenschaften (Dr.-Ing.) im Fachbereich D – Architektur, Bauingenieurwesen, Maschinenbau, Sicherheitstechnik der Bergischen Universität Wuppertal. Verfügbar unter: <http://elpub.bib.uni-wuppertal.de/edocs/dokumente/fbd/sicherheitstechnik/diss2014/weigel/dd1408.pdf>

Worrell, E./Price, L./Neelis, M./Galitsky, C./Nan, Z. (2007): World Best Practise Energy Intensity Values for selected Industrial Sectors. Lawrence Berkeley National Laboratory. Verfügbar unter: <https://escholarship.org/content/qt77n9d4sp/qt77n9d4sp.pdf>

Wörtler, M./Schuler, F./Voigt, N./Schmidt, T./Dahlmann, P./Lüngen, H.B./Ghenda, J.-T. (2013): Steel's Contribution to a Low-Carbon Europe 2050: Technical and Economic Analysis of the Sector's CO₂ Abatement Potential. BCG und VDEh. Verfügbar unter: https://www.stahl-online.de/wp-content/uploads/2013/09/Schlussbericht-Studie-Low-carbon-Europe-2050_-Mai-20131.pdf

WSA (2018): Steel Facts. A collection of amazing facts about steel. Verfügbar unter: https://www.worldsteel.org/en/dam/jcr:ab8be93e-1d2f-4215-9143-4eb-a6808bf03/20190207_steelFacts.pdf

WV Stahl (2018a): Perspektiven der Stahlproduktion in einer treibhausgas-neutralen Wirtschaft

WV Stahl (2018b): Fakten zur Stahlindustrie in Deutschland 2017. Verfügbar unter: https://www.stahl-online.de/wp-content/uploads/2017/12/Fakten_Stahlindustrie_2017_rz_web.pdf

Zeng, Y. (2020): Iron ore in focus 2: Ex-China demand downturn hits pellet trade. S&P Global Platts.
Verfügbar unter: <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/metals/102720-iron-ore-in-focus-2-ex-china-demand-downturn-hits-pellet-trade>

Publikationen von Agora Energiewende

AUF DEUTSCH

Das Klimaschutz-Sofortprogramm

22 Eckpunkte für die ersten 100 Tage der neuen Bundesregierung

Zukünftige Anforderungen an eine energiewendegerechte Netzkostenallokation

Abschätzung der Klimabilanz Deutschlands für das Jahr 2021

Stellungnahme zum Szenariorahmen Gas 2022-2032 der Fernleitungsnetzbetreiber

Konsultation durch die Fernleitungsnetzbetreiber

Politikinstrumente für ein klimaneutrales Deutschland

50 Empfehlungen für die 20. Legislaturperiode (2021-2025)

Ein Gebäudekonsens für Klimaneutralität (Langfassung)

10 Eckpunkte wie wir bezahlbaren Wohnraum und Klimaneutralität 2045 zusammen erreichen

Sechs Eckpunkte für eine Reform des Klimaschutzgesetzes

Konsequenzen aus dem Urteil des Bundesverfassungsgerichts und der Einigung zum EU-Klimaschutzgesetz

Klimaneutrales Deutschland 2045

Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann

Ladeblockade Netzentgelte

Wie Netzentgelte den Ausbau der Schnellladeinfrastruktur für Elektromobilität behindern und was der Bund dagegen tun kann

Klimaneutralität 2050: Was die Industrie jetzt von der Politik braucht

Ergebnis eines Dialogs mit Industrieunternehmen

Stellungnahme zum Entwurf des Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetz (SteuVerG)

Die Energiewende im Corona-Jahr: Stand der Dinge 2020

Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2021

Sofortprogramm Windenergie an Land

Was jetzt zu tun ist, um die Blockaden zu überwinden

Klimaneutrales Deutschland (Vollversion)

In drei Schritten zu null Treibhausgasen bis 2050 über ein Zwischenziel von -65% im Jahr 2030 als Teil des EU-Green-Deals

Publikationen von Agora Energiewende

AUF ENGLISH

Making renewable hydrogen cost-competitive

Policy instruments for supporting green H₂

EU-China Roundtable on Carbon Border Adjustment Mechanism

Briefing of the first dialogue on 26 May 2021

Towards climate neutrality in the buildings sector (Summary)

10 Recommendations for a socially equitable transformation by 2045

Matching money with green ideas

A guide to the 2021–2027 EU budget

Tomorrow's markets today

Scaling up demand for climate neutral basic materials and products

Breakthrough Strategies for Climate-Neutral Industry in Europe (Study)

Policy and Technology Pathways for Raising EU Climate Ambition

Towards a Climate-Neutral Germany by 2045

How Germany can reach its climate targets before 2050

#3 COVID-19 China Energy Impact Tracker

A recap of 2020

A "Fit for 55" Package Based on Environmental Integrity and Solidarity

Designing an EU Climate Policy Architecture for ETS and Effort Sharing to Deliver 55% Lower GHG Emissions by 2030

CO₂ Emissions Trading in Buildings and the Landlord-Tenant Dilemma: How to solve it

A proposal to adjust the EU Energy Efficiency Directive

No-regret hydrogen

Charting early steps for H₂ infrastructure in Europe

The European Power Sector in 2020

Up-to-Date Analysis of the Electricity Transition

Enabling European industry to invest into a climate-neutral future before 2030

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite: www.agora-energiewende.de

Über Agora Energiewende

Agora Energiewende erarbeitet wissenschaftlich fundierte und politisch umsetzbare Wege, damit die Energiewende gelingt – in Deutschland, Europa und im Rest der Welt. Die Organisation agiert unabhängig von wirtschaftlichen und parteipolitischen Interessen und ist ausschließlich dem Klimaschutz verpflichtet.



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

Agora Energiewende

Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin

T +49 (0)30 700 14 35-000

F +49 (0)30 700 14 35-129

www.agora-energiewende.de

info@agora-energiewende.de