

Marktinstrumente für eine klimaneutrale Industrie

Eine anreizökonomische Analyse

André Wolf



© shutterstock/vs148

Das Ziel der Dekarbonisierung der europäischen Industrie verlangt einen Spagat zwischen Klimaneutralität und Wettbewerbsfähigkeit – bei gleichzeitig erheblicher Kostenunsicherheit. Regulierung kann unter solchen Bedingungen nur erfolgreich sein, wenn sie die Transformation als Investitionsprojekt begreift. Mit dem befristeten Gemeinschaftsrahmen und seinen jüngsten Erweiterungen hat die EU den Mitgliedstaaten zusätzliche Spielräume für die Stärkung privater Investitionsanreize bereitgestellt. Zwei innovative marktbasierende Instrumente stehen im Fokus der Debatte: Klimaschutzverträge und grüne Leitmärkte. Dieser ceplnput untersucht ihre ökonomischen Wechselwirkungen und quantifiziert am Beispiel der Stahlindustrie die Größenordnung der zu erwartenden Kosten und Risiken.

Kernthesen:

- ▶ Klimaschutzverträge sind bei wettbewerblicher Vergabe ein wirkungsvolles und kosteneffizientes Instrument zur Investitionsförderung. Zur Begrenzung staatlicher Risiken und Wahrung der Technologieoffenheit sollten sie auf ihr Kernprinzip der CO₂-Preisabsicherung beschränkt sein.
- ▶ Die Zertifizierung emissionsarm hergestellter Produkte stellt eine wichtige Ergänzung zu angebotsseitiger Förderung dar. Quotenvorgaben für die Beschaffung sollten besser nur in Kombination mit Klimaschutzverträgen gesetzt werden, um die Belastung für kostensensitive Stahl-Abnehmer zu begrenzen. Ein solcher Instrumentenmix trägt allgemein zu einer ausgewogenen Kosten- und Risikoverteilung zwischen staatlichen und privaten Akteuren bei, was langfristig die Akzeptanz erhöht.
- ▶ Die Ausgestaltung beider Instrumente sollte strikt am Emissionsziel orientiert sein und ansonsten möglichst diskriminierungsfrei im Hinblick auf den Technologiemix der Produzenten erfolgen, um die Entstehung neuer monopolistischer Marktstrukturen zu vermeiden.

Inhaltsverzeichnis

1	Hintergrund	3
2	Ausgangslage	4
3	Marktinstrumente für eine beschleunigte Dekarbonisierung	5
3.1	Übersicht politischer Einflussfaktoren	5
3.2	Detailanalyse Klimaschutzverträge	8
3.3	Detailanalyse zertifikatebasierte Leitmärkte	11
3.4	Vergleichende Betrachtung	14
4	Wirkungsanalyse für die Stahlindustrie	17
4.1	Methodik und Daten	17
4.2	Technologien und Kostenstrukturen	22
4.3	Politiksznarien	24
4.4	Ergebnisse Politikoptionen	25
4.4.1	Klimaschutzverträge	25
4.4.2	Zertifikatebasierte Leitmärkte	28
4.4.3	Vergleich CO ₂ -Minderungskosten	31
4.5	Diskussion	33
5	Fazit	35
6	Anhang	37

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Überblick über wesentliche politische Einflussfaktoren der Industrie-Transformation....	6
Abbildung 2:	Ansatzpunkte unterschiedlicher Instrumente zur Investitionsförderung	7
Abbildung 3:	Zeitliche Entwicklung Förderhöhe in Klimaschutzverträgen	9
Abbildung 4:	Stilisiertes Zahlungsprofil der Investitionsprojekte bei verschiedenen Instrumenten....	16
Abbildung 5:	Risiken der Instrumente aus Sicht von drei Akteursgruppen	17
Abbildung 6:	Prozessschritte im H ₂ -DRI-Verfahren zur Rohstahlgewinnung	23
Abbildung 7:	Vergleich der projizierten Stückkosten Rohstahl nach Technologien	24
Abbildung 8:	Simulation Einführung Klimaschutzverträge – Effekt auf Investitionskalkül	26
Abbildung 9:	Simulation Einführung Klimaschutzverträge – Zusammensetzung CO ₂ -Vertragspreis....	27
Abbildung 10:	Bandbreite Leitmarktpreis H ₂ -DRI-Stahl	29
Abbildung 11:	Zusammenhang zwischen CO ₂ -Vertragspreis und Marktpreis für H ₂ -DRI-Stahl.....	31
Abbildung 12:	Vergleich Politikvarianten nach erwarteten CO ₂ -Minderungskosten.....	32
Abbildung 13:	Gegenüberstellung Erwartungswert und Downside-Szenario CO ₂ -Minderungskosten	33

1 Hintergrund

Europas Industrie steht in den nächsten Jahren vor einem schwierigen Spagat. Sie muss den klimapolitisch motivierten Übergang zu neuen emissionsarmen Technologien in hoher Geschwindigkeit vollziehen, und zugleich ihre Wettbewerbsposition auf den Weltmärkten gegenüber massiv von staatlicher Unterstützung profitierender Konkurrenz verteidigen. Bei der aktuell stark diskutierten Frage, wie der Aufbau eigener Produktionskapazitäten im Bereich neuer grüner Industrien gelingen kann, darf eines deshalb nicht vernachlässigt werden: das Management der Dekarbonisierung der bestehenden industriellen Basis. Das gilt in besonderem Maße für emissionsintensive Grundstoffindustrien wie Glas, Stahl oder Zement. Hier ist nicht nur der Transformationsdruck am größten. Durch ihre exponierte Stellung in den europäischen Wertschöpfungsketten steht auch volkswirtschaftlich viel auf dem Spiel. Die für die Transformation notwendigen Technologien sind weitgehend bekannt und verfügbar. Die entscheidende Hürde liegt auf ökonomischer Ebene in der Frage der Investitionsanreize.

Die Europäische Union hat mit ihrer jüngsten Einigung über die Reform des Emissionszertifikate-Handels die Weichen für eine schnellere Verknappung des Emissionsbudgets von Industrie und Energiewirtschaft gestellt, und damit voraussichtlich auch für stärker steigende CO₂-Preise.¹ Damit Emissionsreduktion nicht durch Produktionseinbußen erkaufte wird, braucht es regulatorisch aber mehr als nur Maßnahmen zur Verteuerung konventioneller Technologien. Das hat auch die Europäische Kommission erkannt, indem sie mit dem befristeten Gemeinschaftsrahmen den Mitgliedstaaten u.a. mehr Flexibilität bei der Unterstützung von unter Transformationsdruck stehenden Industrien gewährt hat.² Es wird entscheidend darauf ankommen, inwieweit die Mitgliedstaaten diese Spielräume für intelligente Förderung nutzen. Klassische Instrumente wie Investitionszuschüsse stoßen dabei im aktuellen Umfeld an ihre Grenzen. Sie können die regulatorisch bedingte Unsicherheit über das CO₂-Preissignal nicht abfedern. Langfristige private Absicherung ist angesichts der regulatorischen Unwägbarkeiten ebenfalls keine Alternative. Der Transformationsdruck hat deshalb zuletzt auch auf politischer Ebene Innovation hervorgebracht, in Form neuer marktbasierter Instrumente, die Investoren die Abwälzung eines Teils der bestehenden Risiken auf den Staat oder andere private Akteure erlauben sollen. Die Auswirkungen dieser Instrumente sind abseits von wenigen Pilotprogrammen in der Praxis aber noch nicht erprobt.

Dieser ceplInput untersucht die ökonomische Wirkung von zwei in der Diskussion stehender Instrumente: Klimaschutzverträge und quotenbasierte grüne Leitmärkte. Wir analysieren ihre ökonomische Mechanik und die Rolle von Ausgestaltungsvarianten sowohl theoretisch-konzeptionell als auch empirisch auf Basis von Szenarien für die Stahlindustrie. Unser Beitrag zur gegenwärtigen Debatte besteht zum einen darin, die Folgen bestehender Unsicherheit über die Kostenbelastung dieser Formen zu beleuchten, nicht nur im Hinblick auf den CO₂-Preis, sondern auch im Hinblick auf die für die Transformation ebenfalls wesentlichen Energiepreise. Zum anderen beleuchten wir (soweit abbildbar) die zu erwartende Verteilungswirkung der Kosten zwischen den unmittelbar betroffenen Akteuren, was Folgen für die gesamtwirtschaftlichen Effekte und die Akzeptanz der Maßnahmen haben wird. Auf diese Weise wollen wir zu einer ehrlichen Diskussion über die Chancen und Risiken dieser Instrumente für die Transformation und den Erhalt industrieller Wertschöpfung in Europa beitragen.

¹ European Parliament (2022). [Climate change: Deal on a more ambitious Emissions Trading System \(ETS\)](#). Press Release, 19.12.2022.

² European Commission (2023). [State aid: Commission adopts Temporary Crisis and Transition Framework to further support transition towards net-zero economy](#). Press Release, 09.03.2023.

2 Ausgangslage

Die Verteilung der aus wirtschaftlicher Aktivität resultierenden Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) Europas nach Wirtschaftszweigen zeichnet ein klares Bild. Energieversorgung und Industrie sind Jahr für Jahr die mit Abstand stärksten Emittenten, kamen im Jahr 2021 zusammengenommen auf einen Anteil von mehr als der Hälfte (53%) der branchenübergreifenden THG-Emissionen in den EU-27.³ Ein bedeutender Unterschied zeigt sich aber im zeitlichen Trend. Während die Energieversorgung ihre Emissionen im Vergleich zu anderen Sektoren besonders stark reduzieren konnte (-35% im Vergleich zu 2011), sanken die Emissionen der Industrie im selben Zeitraum nur unterdurchschnittlich (-10%). Der Grund liegt in den unterschiedlichen Technologiepfaden. Durch schrittweise Substitution fossiler durch erneuerbare Energieträger ist es gelungen, die CO₂-Intensität der Stromversorgung in Europa insgesamt deutlich zu senken, temporäre Rückschläge nicht ausgeschlossen. Die Industrie hat den Technologiewechsel dagegen bislang nur zu geringen Teilen vollzogen, ist in wesentlichen wertschöpfungsintensiven Produktionsstufen nach wie vor auf die Versorgung mit kohlenstoffhaltigen Verbindungen angewiesen. THG-Emissionen resultieren hier sowohl aus ihrer Nutzung als Energieträger (Brennstoff) als auch als Roh- und Hilfsstoffe (Prozessemissionen im Zuge der industriellen Verarbeitung).

Allerdings zeigen sich industrieeintern große Unterschiede. Tabelle 1 zeigt eine Verteilung der branchenspezifischen Emissionen gemäß Abgrenzung der Europäischen Umweltagentur. Drei Branchen sind demnach gegenwärtig besonders wesentlich für die THG-Emissionen der Industrie: die Chemische Industrie⁴, die Mineralische Industrie⁵ sowie die Eisen-/Stahlgewinnung. Diese Produktionsbereiche waren im Jahr 2019 zusammengenommen für etwa 60% der industriellen THG-Emissionen in den EU-27 verantwortlich. In allen diesen Bereichen spielen neben Emissionen aus der Verbrennung fossiler Stoffe auch Prozessemissionen eine wichtige Rolle. Der große Einfluss der Branchen auf die THG-Bilanz resultiert dabei nicht allein aus ihrer hohen wirtschaftlichen Aktivität: im Verhältnis zur Bruttowertschöpfung betrachtet produzierten sie auch deutlich emissionsintensiver als der Rest der Industrie (siehe Tabelle 1). Zugleich muss anerkannt werden, dass alle drei Branchen bei den Bemühungen, ihren Emissionsbeitrag zu reduzieren, in den letzten Jahren prozentual ausgedrückt erfolgreicher waren als der industrielle Durchschnitt. Die hierbei erzielten Einsparungen (insgesamt -22% in der Industrie im Zeitraum 2005-2019) sind jedoch noch weit von den aktualisierten Mittelfristzielen der EU entfernt: Im Jahr 2030 soll nach den jüngsten Trilog-Einigungen zum Fit-for-55-Paket für die im gegenwärtigen EU-ETS enthaltenen Bereiche Energie und energieintensive Industrie eine Emissionsreduktion von -62% gegenüber dem Jahr 2005 erreicht werden.⁶ Langfristig bedeutet das im EU-Klimagesetz verankerte Ziel der Klimaneutralität bis 2050 zudem auch für die industrielle Fertigung eine Reduktion ihrer Netto-Emissionen auf nahe Null, sofern bis dahin nicht unerwartet hohe gesamtwirtschaftliche Investitionen in Negativemissionstechnologien wie CO₂-Abscheidung aus Biomasse oder Direct Air Capture erfolgen.⁷

³ Eurostat (2023a). [Air emissions accounts by NACE Rev. 2 activity](#). Eurostat Database.

⁴ Einschließlich Petrochemie

⁵ Die mineralische Industrie umfasst hier die Verarbeitung nicht-metallischer Mineralien, im Wesentlichen die Herstellung von Erzeugnissen in den Bereich Glas, Kalk, Keramik und Zement.

⁶ Vgl. European Parliament (2022).

⁷ Tsiropoulos, I., Nijs, W., Tarvydas, D., & Ruiz, P. (2020). Towards net-zero emissions in the EU energy system by 2050. Insights from Scenarios in Line with the 2030 and 2050 ambitions of the European Green Deal. Technical Report Joint Research Centre (JRC), European Union.

Tabelle 1: Industrielle THG-Emissionen in den EU-27

	Branche					
	Chemische Industrie	Mineralische Industrie	Eisen-/Stahlgew.	Nicht-Eisen-Metalle	Sonst. Industrie	Industrie Gesamt
<i>THG-Emissionen 2019 (in Mill. Tonnen CO₂-Äquiv.)</i>						
Energetische Emissionen	65,80	84,75	78,03	9,36	190,99	428,93
Prozessemissionen	56,61	104,97	67,16	8,13	106,47	343,33
Gesamt	122,41	189,72	145,19	17,49	297,46	772,26
<i>Veränderung THG-Emissionen 2005-2019 (%)</i>						
Energetische Emissionen	-22,07%	-31,09%	-25,63%	-18,72%	-17,98%	-22,95%
Prozessemissionen	-51,70%	-22,24%	-23,46%	-43,13%	30,28%	-21,24%
Gesamt	-39,29%	-26,46%	-24,64%	-32,24%	-5,44%	-22,20%
Bruttowertschöpfung 2019 (in Mrd. Euro)	179,83	72,66	40,48	24,32	2.316,18	2.633,48
Emissionsintensität 2019 (T CO₂ / Tsd. Euro)	0,68	2,61	3,59	0,72	0,13	0,29

Quellen: EEU (2023)⁸; Eurostat (2023b)⁹; eigene Aggregationen.

3 Marktinstrumente für eine beschleunigte Dekarbonisierung

3.1 Übersicht politischer Einflussfaktoren

Die grüne Transformation der europäischen Industrie spielt sich in einem regulatorisch komplexen Umfeld ab. Die Anreize zur Umstellung auf emissionsarme Produktionstechnologien werden durch ein Bündel an politischen Instrumenten auf Ebene von EU und Mitgliedstaaten beeinflusst. Dabei geht es nicht allein um zielbezogene Fördermaßnahmen, sondern auch um grundlegende Entscheidungen über die zukünftige Verfasstheit von Märkten. Aus Sicht einer Branche sind nicht nur die eigenen Absatzmärkte relevant, sondern auch die Märkte für wesentliche Inputs einer emissionsarmen Produktionsweise. In vielen Branchen betrifft dies vor allem den Strommarkt (Elektrifizierung), mittelfristig aber etwa auch den Markt für adäquat ausgebildete Fachkräfte und damit Bereiche wie die Arbeitsmarkt- und Bildungspolitik, in denen die Kompetenzen in Europa auf nationaler Ebene angesiedelt sind.¹⁰ In Branchen, deren vollständige Elektrifizierung technologisch unmöglich oder zu kostenintensiv wäre (v.a. Teile der chemischen Industrie und die Stahlindustrie), ist auch der Aufbau eines Marktes für grünen Wasserstoff ein wichtiger Faktor.¹¹ Zugleich bleiben für die exportorientierte europäische Industrie die regulatorischen Bedingungen im Nicht-EU Ausland wesentlich, insbesondere in den Bereichen der Wettbewerbs- und Klimapolitik.

Abbildung 1 gibt einen Überblick über gegenwärtig auf europäischer Ebene diskutierter bzw. im Gesetzgebungsprozess befindlicher politischer Maßnahmen mit Relevanz für die Kosten der industriellen Transformation. Zum Teil handelt es sich um Maßnahmen, die unmittelbar auf eine Erhöhung der Rentabilität von Investitionen in den Technologiewechsel abzielen, indem sie staatliche Investitionsförderung bereitstellen, die Preise wesentlicher Inputs senken bzw. deren Verfügbarkeit verbessern wollen oder konventionelle Technologien verteuern. Zum Teil wirken sie mittelbar, wenn sie das Design gegenwärtiger oder zukünftiger (Wasserstoff) Märkte betreffen. Die einzelnen Maßnahmen sind nicht isoliert voneinander zu sehen, sondern stehen in Wechselwirkung. Eine solche Wechselwirkung kann

⁸ EEU (2023). [Greenhouse gas emissions by source sector](#). European Environmental Agency.

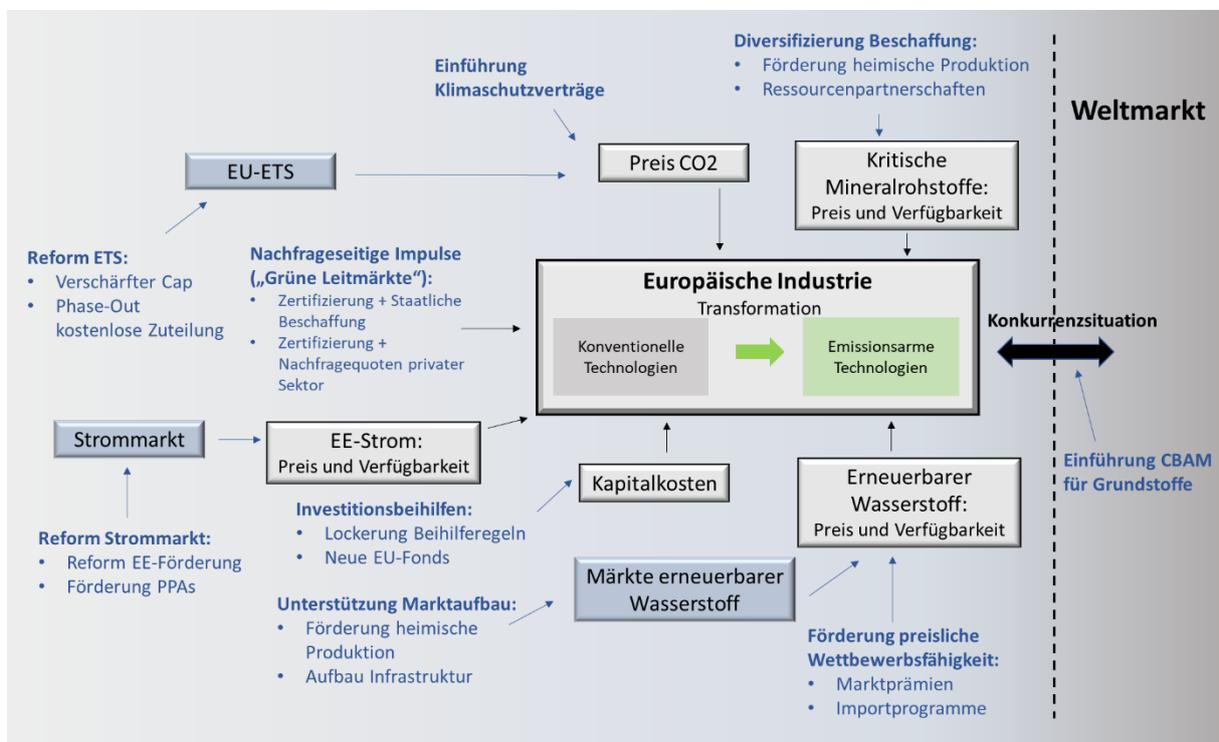
⁹ Eurostat (2023b). [Annual detailed enterprise statistics for industry \(NACE Rev. 2, B-E\)](#). Eurostat.

¹⁰ Lankhuizen, M., Diodato, D., Weterings, A., Ivanova, O., & Thissen, M. (2022). Identifying labour market bottlenecks in the energy transition: a combined IO-matching analysis. Economic Systems Research, 1-26

¹¹ Wolf, A. (2022). [Wie grüner Wasserstoff Europa unabhängiger macht](#). ceplnput 6 / 2022.

von der regulierenden Instanz intendiert sein. Ein aktuelles Beispiel hierfür ist die Kopplung der Einführung eines CO₂-Grenzausgleichsmechanismus (CBAM) an das Phase-Out der kostenlosen Zuteilung von Emissionszertifikaten am EU-ETS.¹² Sie kann aber auch unbeabsichtigt über die Interaktion von Entscheidungen auf unterschiedlichen Märkten ausgelöst werden, bspw. wenn Entscheidungen über das zukünftige Strommarktdesign die Verfügbarkeit von erneuerbarer Energie für die elektrolytische Gewinnung von Wasserstoff beeinflussen. Die Tatsache, dass es sich beim Umstieg auf grüne Technologien um sehr langfristige Investitionsentscheidungen handelt, die angesichts unterschiedlich verlaufender Investitionszyklen zudem einer natürlichen zeitlichen Verzögerung unterliegen, erhöht die Bedeutung des richtigen Timings für die Wirksamkeit. Die Synchronisierung regulatorischer Maßnahmen – sowohl in zeitlicher Hinsicht als auch zwischen den politischen Ebenen (EU, Mitgliedstaaten) – spielt damit eine entscheidende Rolle für den politisch gesetzten Impuls zur Transformation Richtung Klimaneutralität.

Abbildung 1: Überblick über wesentliche politische Einflussfaktoren der Industrie-Transformation



Quelle: Eigene Darstellung

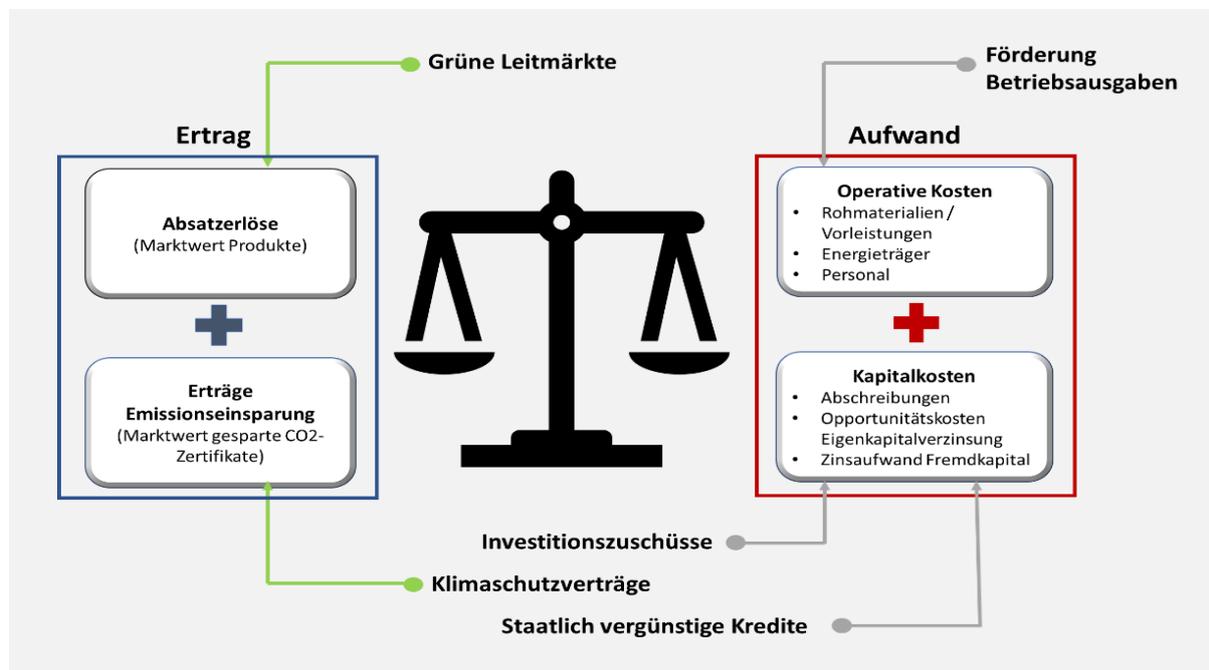
Für die Bewertung der ökonomischen Wirkung eines bestimmten politischen Instrumentenmix ist zunächst die Investorenperspektive wesentlich. Nur wenn die Investition in emissionsarme Technologien aus Sicht der Kapitalmärkte ein rentables Asset darstellt, kann der Technologiewechsel ohne Wertverlust im gesamtwirtschaftlichen Kapitalstock gelingen. Politische Maßnahmen sind deshalb zunächst dahingehend zu prüfen, ob sie zu einer marktgängigen Rentabilität beitragen, sowohl im Hinblick auf die zu erwartenden operativen Überschüsse als auch die bei der Finanzierung anfallenden Kapitalkosten. Das bedeutet nicht, dass politische Entscheidungen sich auf eine Maximierung der Investorenrentabilität ausrichten sollten, d.h. der Kapitalwert gleichsam zur Wohlfahrtsfunktion erklärt wird. Ein solches Vorgehen wäre aus systemischer Perspektive allein schon deshalb wenig zielgerichtet, weil die

¹² Menner, M., G. Reichert (2022). [Fit for 55 – EU-Emission Trading Scheme \(EU ETS 1\) for industry and energy](#). cepAnalyse Nr. 5/2022.

ökonomischen Interessen von Investoren auf unterschiedlichen Stufen industrieller Lieferketten nicht durchweg kongruent sind, eine höhere Rendite für Investoren auf einer Stufe auf Kosten der Wettbewerbsfähigkeit vor- oder nachgelagerter Branchen gehen kann. Richtschnur für die Wohlfahrtsbetrachtung sollte vielmehr sein, wie zu den gesellschaftlich geringstmöglichen Kosten eine hinreichende Rentabilität der für die gesamtwirtschaftliche Transformation wesentlichen Investitionen ermöglicht werden kann. Es geht also um den gesellschaftlich kostenminimalen Pfad in Richtung Klimaneutralität.

In diesem Papier fokussieren wir uns auf zwei innovative Instrumente, die bei angemessener Gestaltung zum Erreichen eines solchen Pfades beitragen können: Klimaschutzverträge und grüne Leitmärkte. Sie haben gemeinsam, dass sie sowohl in der forschungsseitigen Diskussion als auch in den industriepolitischen Überlegungen der EU einen wichtigen Baustein darstellen (u.a. im Green Deal Industrial Plan¹³). Beide befinden sich gegenwärtig noch in der Konzeptionierungs- bzw. frühen Testphase, was eine intensivere Betrachtung zum jetzigen Zeitpunkt sinnvoll macht. Beide haben zudem in ihrer ökonomischen Funktionalität innovativen Charakter, da sie an anderen Parametern der Investitionsentscheidungen ansetzen als klassische Instrumente der Investitionsförderung. Abbildung 2 illustriert dies mit Blick auf die charakteristischen Einflussfaktoren auf die Rendite einer Investition in emissionsarme Technologien. Dabei sind sie (wie wir später näher erläutern) sowohl wechselseitig als auch mit anderen Instrumenten kombinierbar, was sie als Bausteine für einen breiteren Instrumentenmix zusätzlich interessant macht. Im Folgenden widmen wir ihnen deshalb eine ökonomische Detailanalyse, zunächst qualitativ im Hinblick auf ihre allgemeinen Gestaltungsmerkmale und dann quantitativ am Beispiel der Stahlindustrie.

Abbildung 2: Ansatzpunkte unterschiedlicher Instrumente zur Investitionsförderung



Quelle: Eigene Darstellung

¹³ European Commission (2023a). [The Green Deal Industrial Plan: putting Europe's net-zero industry in the lead](#). COM (2023) 62 final.

3.2 Detailanalyse Klimaschutzverträge

Ein wichtiger Faktor bei der Ertragskalkulation von Investitionen in emissionsarme Technologien ist der CO₂-Preis. Durch den Übergang zu Produktionsweisen mit geringerer CO₂-Intensität sparen Unternehmen Kosten im Zusammenhang mit Emissionszertifikaten ein. Dies gilt grundsätzlich unabhängig davon, ob Emissionszertifikate ersteigert, am Sekundärmarkt erworben oder den Unternehmen kostenlos zugeteilt wurden. Denn auch bei kostenlos erhaltenen Zertifikaten stellt die Verkaufsoption immer ein Einnahmepotenzial dar, und definiert somit die Opportunitätskosten je Tonne verursachter CO₂-Emission. Annahmen über die zukünftige Entwicklung des CO₂-Preises am EU-ETS – und deren möglicher Bandbreite – beeinflussen damit das Investitionskalkül wesentlich, und zwar gleich zweifach: einerseits im Hinblick auf die im Durchschnitt erwarteten Erträge, andererseits im Hinblick auf deren Volatilität. Letztere Größe betrifft das Investorenrisiko und damit die am Markt zu tragenden Kapitalkosten. Prinzipiell ist es die Aufgabe von Terminmärkten, solche Preisrisiken durch gegenläufige Langfristkontrakte zu mildern. Im Bereich der ETS-Zertifikate haben sich entsprechende Produkte (Futures, Put-/Call-Optionen) auch in standardisierten Formen etabliert.¹⁴ Der zeitliche Horizont dieser Kontrakte beschränkt sich jedoch auf Tage und Monate, in Ausnahmefällen auf wenige Jahre. Die Transformationsentscheidungen der Industrie gehen dagegen mit einer Kapitalbindung über einen Zeitraum von zehn, zwanzig oder mehr Jahren einher.

Ein wesentlicher Grund für die Insuffizienz der Terminkontrakte ist das politisch bedingte Risiko.¹⁵ Der sich am EU-ETS einstellende CO₂-Preis ist nicht rein technologisch über die Vermeidungskosten der Unternehmen bestimmt, sondern auch ein Ergebnis der politisch gesetzten Rahmenbedingungen, insbesondere bezüglich der Entwicklung der jährlichen Zertifikate-Ausgabemengen und der künftigen Ausgestaltung flankierender Stabilisierungsmechanismen (Marktstabilitätsreserve). Durch die Organisation in Handelsperioden besteht zwar eine mittelfristige, aber eben nicht langfristige Sicherheit über den regulatorischen Pfad. Hinzukommt die Gefahr zukünftiger diskretionärer regulatorischer Eingriffe im Falle unerwarteter Preisentwicklungen oder Krisensituationen. Ein solches von vielen Stellschrauben abhängiges, durch gesellschaftliche wie gesamtwirtschaftliche Faktoren massiv beeinflusstes Preisrisiko ist für Marktakteure nur schwer managebar. Und auch wenn sich private Hedging-Partner finden sollten, wäre deren am Markt sich einstellende hohe Prämie ihrerseits ein starkes Kostenhemmnis für die investierende Industrie.

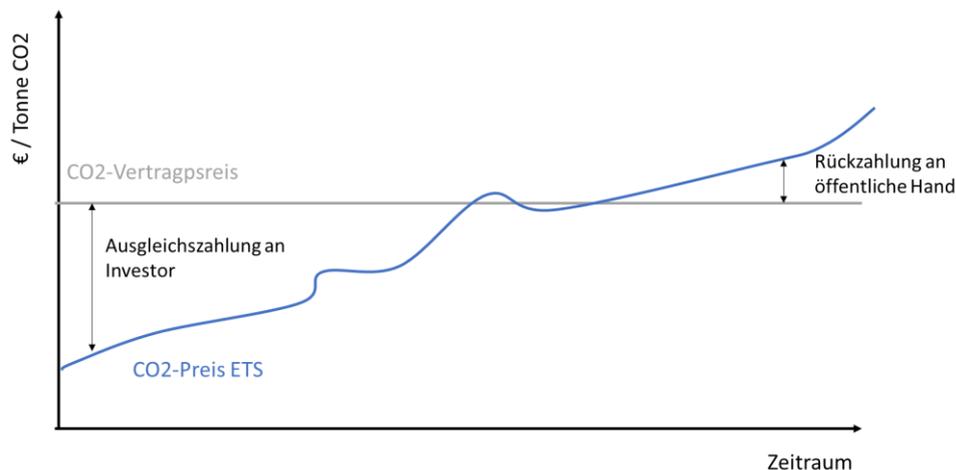
Die Idee hinter den Klimaschutzverträgen ist deshalb, den Staat als alternativen Hedging-Partner einspringen zu lassen. Ihr ökonomisches Kalkül entspricht dem eines Forward-Kontrakts auf Emissionszertifikate. Es wird im Vertrag ein fester CO₂-Preis zwischen dem in emissionsarme Technologien investierenden privaten Akteur und dem Staat vereinbart, der über die Dauer einer festgelegten Laufzeit Gültigkeit besitzt. Liegt der am EU-ETS sich einstellende Zertifikatepreis unterhalb dieses Niveaus, profitiert der private Akteur, liegt er oberhalb, profitiert der Staat. Anders als im Falle von marktüblichen Forward-Kontrakten kommt es aber nicht erst bei Vertragsende zur Realisierung der Vorteile in Form von Auszahlungen. Stattdessen sind über den Vertragszeitraum periodisch wiederkehrende Zahlungen zwischen den Vertragspartnern vorgesehen, die der zum jeweiligen Zeitpunkt bestehenden Differenz zwischen Vertrags- und Marktpreis entsprechen. Bei im Zeitverlauf steigenden Marktpreisen für

¹⁴ EEX (2023). [Produktüberblick Emissionsberechtigungen](#). European Energy Exchange, Leipzig.

¹⁵ Richstein, J. (2017). Project-Based Carbon Contracts: A Way to Finance Innovative Low-Carbon Investments (No. 1714). DIW Berlin, German Institute for Economic Research.

CO₂ kann der private Akteur somit stärker in der frühen Phase mit Erlösen aus dem Kontrakt rechnen, der Staat in der späteren Phase (siehe Abbildung 3).

Abbildung 3: Zeitliche Entwicklung Förderhöhe in Klimaschutzverträgen



Quelle: Eigene Darstellung angelehnt an dena (2022).¹⁶

Hierin liegt der wesentliche Unterschied zu einer klassischen staatlichen Betriebskostenförderung: Klimaschutzverträge bieten einen inhärenten Rückzahlungsmechanismus für Fördermittel. Dies vermeidet das Entstehen von Zufallsgewinnen und kann langfristig die staatliche Budgetbelastung verringern. Da dieser Mechanismus an die Marktentwicklung gebunden ist, stellt er aus Sicht des privaten Akteurs kein Risiko dar: Rückzahlungen werden nur dann fällig, wenn eine günstige Preisentwicklung den Förderbedarf verringert. **Im Ergebnis ist der ökonomische Wert der durch die Investition eingesparten CO₂-Emissionen für den Investor gesichert. Die gewonnene Sicherheit bei den Investitionserträgen (Risikoübernahme durch den Staat) schlägt sich in sinkenden Kapitalkosten nieder: Der erwartete Kapitalwert der Investition steigt.**

Je nach Ausgestaltung können Klimaschutzverträge weitere Förderimpulse setzen, die über den reinen Versicherungsaspekt hinausgehen. So wird in der derzeitigen Diskussion ein Modell favorisiert, dass die zwischen konventionellen und emissionsarmen Technologien gegenwärtig noch bestehende Differenz in den Gesamtkosten vollständig ausgleicht. Dazu wird der vertraglich vereinbarte CO₂-Preis nicht am aktuellen oder zukünftig erwarteten Marktpreisniveau für CO₂ festgemacht, sondern so hoch gewählt, dass der erwartete Ertrag aus dem Übergang in emissionsarmen Technologien gerade ausreicht, um die höheren Betriebs- und Kapitalkosten im Gegenwartswert der Investition zu kompensieren. Bei Einbeziehung einer solchen sogenannten „**grünen Prämie**“ wird der Klimaschutzvertrag zugleich zu einem Instrument des Ausgleichs technologisch bedingter Unterschiede in den Produktionskosten. **Eine solche Ausgestaltung hat mehrere Vorteile. Zum einen definiert sie für die Überwindung verschiedener Formen von Investitionshemmnissen einen einzelnen, auf ökonomische Anreize setzenden Hebel. Zum anderen ist dieser Anreiz-Hebel zielgerichtet, weil er direkt am grundlegenden Ziel der Transformationspolitik ansetzt: der Senkung von Treibhausgasemissionen.** Je größer die CO₂-Einsparwirkung einer Investition, desto höher ist der Wert der Absicherung und damit die Förderwirkung

¹⁶ dena (2022). Tech for Net Zero Allianz: CCfD zur Skalierung von Klimatechnologien in Deutschland. Deutsche Energie-Agentur.

des Klimaschutzvertrags. Eine Beschränkung auf bestimmte Technologien ist zugleich kein Erfordernis, Technologieneutralität kann in einem solchen Förderschema grundsätzlich gewahrt bleiben.

Eine praktische Schwierigkeit können die bei der Festlegung eines angemessenen Vertragspreises entstehenden Informationsanforderungen darstellen, insbesondere hinsichtlich der Kostenstruktur der verschiedenen Technologien. Anders als es etwa das jüngste Gutachten des wissenschaftlichen Beirats beim deutschen Bundesministerium für Wirtschaft und Klima suggeriert,¹⁷ sind diese Anforderungen aber keineswegs einseitig an den Staat gestellt. Werden Klimaschutzverträge in Form kompetitiver Ausschreibungen an Investoren vergeben, sollten sich die realen Kostenstrukturen in den Gebotspreisen der Investoren offenbaren. Die „grüne Prämie“ ergibt sich so am Markt. Nicht eliminieren lässt sich die Unsicherheit über die zukünftige Kostendegression der emissionsarmen Technologien, denn diese ist teilweise technologisch determiniert. Eine *ex ante* angemessen gewählte „grüne Prämie“ kann sich je nach faktischer Produktivitätsentwicklung *ex post* als zu hoch oder zu niedrig erweisen. Dieselbe Unsicherheit ist prinzipiell aber auch allen ungesicherten Formen von Investitionen in junge Technologien inhärent. Und die Klimaschutzverträge stellen in ihrer Grundform hierfür bewusst keine gesellschaftliche Risikoübernahme dar: Staatlich abgesichert wird allein der CO₂-Preis, das technologische Risiko der Stückkostenentwicklung verbleibt beim Investor.

Als weiteres Designelement wird die Möglichkeit einer Indexierung des vertraglichen CO₂-Preises auf Basis der Preise wichtiger Produktionsinputs für die emissionsarmen Technologien diskutiert.¹⁸ Bei im Zeitverlauf steigenden (fallenden) Input-Preisen soll der vertragliche CO₂-Preis automatisch nach oben (unten) korrigiert werden. Gedanke ist hier, über die Klimaschutzverträge zusätzlich auch Preisrisiken im Bereich der operativen Kosten abzusichern. Zur Steigerung der Investitionsanreize kann dies auch wirksam sein. Allerdings verliert die Absicherung damit an Zielgenauigkeit. Das Ausmaß an Versicherungsleistung, die der Staat (und damit die Allgemeinheit) gegenüber Investitionsprojekten in klimaschonende Technologien erbringt, hängt dann nicht mehr allein von der Klimawirkung als gesellschaftlicher Zielgröße ab, sondern auch von projektspezifischen Inputintensitäten, für die u.U. dezentrale Absicherungsoptionen existieren. Besonders problematisch wäre ein Ausblenden solcher Preissignale bei knappen Energieträgern wie Strom. Der Preiseffekt zukünftiger Veränderungen in der Versorgungslage würden bei den tendenziell stromintensiven Dekarbonisierungsprojekten keine Lenkungswirkung mehr entfalten. Auch die Technologieneutralität des Instruments ginge mit einer solchen Indexierung verloren. Zukünftige Technologien, die auf die Substitution sich verteuernender Inputs setzen, könnten ihren Kostenvorteil am Markt zunächst nicht ausspielen.

Unabhängig von der konkreten Ausgestaltung handelt es sich bei Klimaschutzverträgen um staatliche Beihilfen. Sie bedürfen damit der gesonderten Genehmigung durch die EU und müssen auf Vereinbarkeit mit dem Binnenmarkt geprüft werden. Anfang 2022 hat die Europäische Kommission zur Orientierung in einer Mitteilung neue Leitlinien veröffentlicht, wie sie künftig Beihilfemaßnahmen im Bereich von Energie, Umwelt- und Klimaschutz auf Binnenmarktcompatibilität prüfen wird.¹⁹ Klimaschutzverträge werden darin explizit als eine potenziell nützliche Förderform erwähnt. Sofern sie hauptsächlich zur Deckung operativer Mehrkosten dienen, muss der Mitgliedstaat für die Genehmigung nachweisen, dass ihre Einführung zu „umweltfreundlicheren Betriebsentscheidungen“ führt. Konkrete Positiv-

¹⁷ BMWK (2023a). Transformation zu einer klimaneutralen Industrie: Grüne Leitmärkte und Klimaschutzverträge. Gutachten des Wissenschaftlichen Beirats beim Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK).

¹⁸ Vgl. BMWK (2023a).

¹⁹ European Commission (2022). [Guidelines on State aid for climate, environmental protection and energy 2022. Communication from the Commission](#). 2022/C 80/01.

Vorgaben zur Ausgestaltung von Klimaschutzverträgen wurden seitens der EU bislang nicht gesetzt. In Deutschland erarbeitet die Bundesregierung gegenwärtig ein nationales Programm. Grundlage soll eine neue Förderrichtlinie darstellen, zu der bereits eine Entwurfsfassung vorliegt. Grundsätzlich sollen im Rahmen der Klimaschutzverträge demnach sowohl Kapital- als auch Betriebskosten förderfähig sein. Als Mindestanforderung soll die technische Erreichbarkeit einer THG-Emissionsminderung von mindestens 95% gegenüber einer konventionellen Referenztechnologie erfüllt sein. Daneben soll aber auch die Förderkosteneffizienz als wesentliches Kriterium in die Vergabeentscheidung einfließen. Zudem soll in den Förderaufrufen auch die Dynamisierung von Energieträgerkosten, d.h. eine Preisindexierung für energetische Inputs, möglich sein. Nach öffentlicher Kritik²⁰ wurden die angekündigten Vorgaben in der aktuellen Entwurfsfassung dahingehend konkretisiert, dass die Vergabe grundsätzlich in wettbewerblicher Form, d.h. auf Basis von Versteigerungen erfolgen soll.²¹

3.3 Detailanalyse zertifikatebasierte Leitmärkte

Eine Alternative (oder Ergänzung) zu kostenseitigen Förderinstrumenten sind staatliche Impulse zur Stärkung der Erlöse für grüne Technologien. Sofern der Umstieg auf emissionsarme Produktionsweisen reine Prozessinnovation darstellt, d.h. nicht mit innovativen Produkteigenschaften verbunden ist, besteht kaum Spielraum, die Kosten des Umstiegs über höhere Absatzpreise weiterzureichen. Dies gilt vor allem für die Pioniere bei Technologien mit langen Investitionszyklen: Die Marktpreise werden hier noch für geraume Zeit durch die Kostenstrukturen konventioneller Technologien bestimmt bleiben. Um in diesen Fällen auch ohne externe Unterstützung Kostendeckung zu erreichen, werden Maßnahmen diskutiert, die darauf abzielen, die Verwertung der Klimafreundlichkeit als Asset am Markt zu erleichtern. Basis ist eine öffentliche Zertifizierung von emissionsarm hergestellten Produkten. Ihre Klimafreundlichkeit wird so gegenüber dem Marktteilnehmern als Signal transparent gemacht. Die regulatorischen Grundvoraussetzungen dafür sind in Europa gegeben: Der EU-Raum verfügt seit Einführung des EU-Ecolabels im Jahr 1992 über eine langjährige Erfahrung in der Implementierung von Umweltzertifikaten.²²

Zwei Faktoren sind für die Wirksamkeit freiwilliger Klimalabels entscheidend: Vertrauen und Zahlungsbereitschaft. Die Nachfrager von zertifizierten Produkten müssen Vertrauen in die signalisierte Klimafreundlichkeit haben können. Harte Zertifizierungskriterien und ein zuverlässiges Monitoring-System senken die Täuschungsanreize auf Seiten der Produzenten.²³ Zertifikate können unter diesen Bedingungen eine Leitwirkung entfalten, deren Anforderungen für sämtliche Anbieter zum Orientierungspunkt bei der Dekarbonisierung ihrer Prozesse werden und so einen neuen Technologiestandard definieren. Voraussetzung ist die weitverbreitete Existenz einer erhöhten Zahlungsbereitschaft für grüne Produkte, die es den Produzenten erlaubt, die Kosten des Technologiewechsels bereits möglich früh in der Umstellungsphase refinanzieren zu können.

Da bei Zwischenprodukten der Preissetzungsspielraum typischerweise stark davon abhängt, inwieweit industrielle Nachfrager höhere Preise ihrerseits an ihre Kunden abwälzen können, ist letztlich immer das Verhalten der Endkonsumenten entscheidend. Deren Bereitschaft zur Zahlung einer „grünen

²⁰ Handelsblatt (2023). [Habeck krepelt Subventionsregeln zur klimagerechten Transformation der Industrie um.](#)

²¹ BMWK (2023b). [Richtlinie zur Förderung von klimaneutralen Produktionsverfahren in der Industrie durch Klimaschutzverträge.](#) Entwurf (abgerufen 04.04.2023). Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz.

²² European Commission (2023b). [What is the EU Ecolabel?](#)

²³ Hamilton, S. F., & Zilberman, D. (2006). Green markets, eco-certification, and equilibrium fraud. *Journal of environmental economics and management*, 52(3), 627-644.

Prämie“ schwankt der empirischen Forschung zufolge grundsätzlich stark zwischen Produkten und Bevölkerungsgruppen.²⁴ Neben der persönlichen Einstellung gegenüber Umwelt- und Klimaschutz kann dabei auch die Signalwirkung einer Kaufentscheidung eine Rolle spielen: Neben höherem sozialen Status signalisiert der Kauf teurer klimafreundlicher Güter demnach auch die Verpflichtung zu pro-sozialen Werten sowie allgemeine Kooperationsbereitschaft, was die Möglichkeiten zur Teilhabe an sozialer Interaktion erhöht. Für die Vermarktbarkeit der grünen Produkte kommt es deshalb stark darauf an, die Zertifizierung möglichst deutlich nach außen sichtbar zu machen.²⁵ Grundsätzlich sollten die Chancen auf Durchsetzung einer adäquaten Prämie zudem bei solchen Technologien besser sein, deren Erzeugnisse zu einem wertmäßig geringeren Anteil in Endprodukte einfließen. Die erforderliche Kostenkompensation verteilt sich so auf mehr Produkte und Endnachfrager, das notwendige Maß an Zahlungsbereitschaft je Endnachfrager ist geringer. Das spricht für eine Wirksamkeit von Zertifizierung vor allem im Bereich der industriellen Grundstoffe.

Zertifizierungssysteme allein werden jedoch kaum die nötigen Impulse für eine Investitionsaktivität in der Geschwindigkeit setzen, wie sie die Klimaziele vorgeben. Denn die Höhe des Investitionsaufwands in grüne Technologien verlangt klare Absatzprognosen. Das gilt insbesondere für solche Technologien, bei denen starke Größenvorteile eine frühzeitige Skalierung erforderlich machen. Deshalb sind verschiedentlich Überlegungen geäußert worden, Zertifizierung durch staatliche Abnahmevorgaben zu ergänzen. Einen unmittelbaren Ansatzpunkt bietet das öffentliche Beschaffungswesen. So kann der erwartete Beitrag zur Klimaneutralität als ein verbindliches Qualitätskriterium mit einem gewissen Mindestgewicht für die öffentliche Auftragsvergabe definiert werden. Auf europäischer Ebene ist dies der Ansatz, den die Europäische Kommission in ihrem Entwurf zum Net Zero Industry Act verfolgt.²⁶ Es bleibt jedoch die Unsicherheit, welche faktische Relevanz ein solches Kriterium in der praktischen Vergabeentscheidung insbesondere gegenüber dem Auftragspreis haben wird. Andere Vorschläge zielen deshalb auf eine Quotenregelung: Über einen bestimmten Zeitraum muss ein Mindestanteil an als emissionsarm zertifizierter Produkte in der öffentlichen Auftragsvergabe berücksichtigt werden. Auf diese Weise ergibt sich ein regulatorisch klar definiertes Absatzpotenzial. Um dieses Potenzial im Sinne der ambitionierten Zielvorgaben noch zu erweitern, wird diskutiert, entsprechende Quotenvorgaben auch auf die Beschaffung im privaten Sektor auszudehnen.²⁷

Unmittelbarer Effekt einer solchen Quotenregelung ist eine künstliche Marktsegmentierung. Im Hinblick auf ihre Nutzungseigenschaften homogene Produkte werden nach ihrer Herstellungsform in konventionelle und „grüne“ Teilmärkte differenziert. Ziel ist die Durchsetzung einer grünen Prämie in Form einer Preisdifferenz zwischen den beiden Teilmärkten. Diese stellt sich dadurch ein, dass die Anwender grüner Technologien durch die Quotenvorgabe vor der Preissetzungsmacht konventioneller Technologien geschützt werden: Für Nachfrager besteht für den Umfang des vorgegebenen Mindestanteils keine Substitutionsmöglichkeit. Auf wettbewerblich organisierten Teilmärkten sollte sich mittelfristig bei Ausnutzung aller Arbitragemöglichkeiten eine Preisdifferenz als stabile Situation einpendeln, die

²⁴ Wei, S., Ang, T., & Jancenelle, V. E. (2018). Willingness to pay more for green products: The interplay of consumer characteristics and customer participation. *Journal of Retailing and Consumer Services*, 45, 230-238.

²⁵ Berger, J. (2019). Signaling can increase consumers' willingness to pay for green products. Theoretical model and experimental evidence. *Journal of consumer behaviour*, 18(3), 233-246.

²⁶ European Commission (2023c). [Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on establishing a framework of measures for strengthening Europe's net-zero technology products manufacturing ecosystem \(Net Zero Industry Act\)](#). COM/2023/161 final.

²⁷ Joas, F., Witecka, W., Lenck, T., Peter, F., Seiler, F., Samadi, S., ... & Yilmaz, Y. (2020). Klimaneutrale Industrie: Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement; Studie Agora Energiewende.

der Kostendifferenz zwischen grünen und konventionellen Technologien entspricht.²⁸ **Die Vorteile eines solchen Automatismus der Marktkräfte liegen auf der Hand. Staatliche Akteure müssen die tatsächliche Kostendifferenz nicht kennen, da sie durch den Markt von selbst offenbart wird. Veränderungen ihrer Höhe im Zeitverlauf (z.B. als Folge von Strompreistrends) bedürfen keiner regulatorischen Korrektur, da sie über Anpassungen der Preisdifferenz am Markt (als Folge von Markteintritt und -austritt von Anbietern) ausgeglichen werden.** Auch kommt ein solcher Fördermechanismus ohne unmittelbare staatliche Mehrausgaben aus.

Nichtsdestotrotz bleibt es ein künstlich geschaffener Markt, der in seiner Form auch nicht mit existierenden zertifikatebasierten Märkten wie dem EU-ETS vergleichbar ist. Während letzterer Markt auf die Internalisierung negativer Klimaexternalitäten durch Umwandlung in ein marktgängiges Gut abzielt, erzeugen grüne Leitmärkte keinen zusätzlichen Raum für Handel. Sie zwingen lediglich auf bereits bestehenden Märkten für private Güter die Marktakteure zu einer künstlichen Produktdifferenzierung. Mit diesem Zwang geht ein beträchtlicher zusätzlicher Hebel für den Regulator einher, der die Entstehung von Ineffizienzen und unerwünschter Nebeneffekte heraufbeschwören kann. Das betrifft sowohl die Festlegung der Zertifizierungskriterien als auch der grünen Mindestquote.

Werden Zertifizierungskriterien etwa sehr eng in Bezug auf die Auswahl in Frage kommender Technologien definiert, besteht die Gefahr, dass man in der Übergangsphase ungewollt Anbietern Wettbewerbsvorteile verschafft, die bereits heute den akzeptierten Technologiepfad eingeschlagen haben. Solche Anbieter könnten zumindest in der Anfangsphase mit Überschussrenditen an den grünen Leitmärkten rechnen. Langfristig besteht zudem die Gefahr, dass sich solche Überschussrenditen in dauerhafte Monopolstellungen verfestigen, insbesondere wenn Größenvorteile im Spiel sind. Die Gefahr ist vor allem in Fällen groß, in denen Märkte bereits heute oligopolistisch organisiert sind und/oder die Anbieter sich in ihrer Technologiewahl deutlich unterscheiden. Ähnlich sensitiv ist die Wahl der zu erfüllenden Mindestquote. Werden Quoten etwa bereits in der Anfangsphase sehr ambitioniert gewählt, besteht das Risiko, dass die Entwicklung der Produktionskapazitäten auch bei ökonomisch günstigen Anreizen mit der erzeugten Nachfrage nicht Schritt halten kann. Zunächst sehr hohe Preise für Abnehmer wären die Folge.

Das Grundproblem grüner Leitmärkte in diesem Zusammenhang ist die **technologisch bedingte Verzögerung der Marktreaktionen auf Anbieterseite**. Die Länge der Investitionszyklen in industrielle Technologien impliziert, dass das Angebot nicht wie an den Finanzmärkten unmittelbar auf preisliche Anreize reagieren kann. Ein kompetitives Gleichgewicht, das bestehende Kostendifferenzen ausgleicht, ergibt sich an grünen Leitmärkten so erst längerfristig, und auch nur dann, wenn auf dem Weg dorthin der Regulator durch sorgfältig gewählte Vorgaben den Aufbau wettbewerblicher Strukturen ermöglicht. Wesentliche Voraussetzung dafür sind detaillierte Kenntnisse zu Verfasstheit und Technologieoptionen auf den betreffenden Märkten. Die allgemeinen Informationsanforderungen an die regulierende Instanz lassen sich damit bei diesem Instrument nicht als grundsätzlich geringer bewerten als bei alternativen Fördermaßnahmen.

Hinzu kommt in dynamischer Perspektive die **Gefahr der Unterbindung zukünftigen technologischen Fortschritts**. Zertifizierungskriterien könnten so formuliert sein, dass sie unbeabsichtigt alternative Technologieoptionen, die denselben Klimaschutzbeitrag mit geringerem Ressourcenaufwand erreichen können, ausschließen. Da das Spektrum an potenziellen Zukunftstechnologien in der Gegenwart

²⁸ Vgl. BMWK (2023a).

unbekannt ist, bietet dagegen nur eine Zertifizierung Gewähr, die ausschließlich an der nachgewiesenen Emissionssenkung als entscheidender Zielgröße festgemacht wird. Das könnte allerdings zu erhöhten Monitoring-Aufwand führen. Und auch die Vermeidung staatlicher Budgetbelastung ist kein vorbehaltloser Vorteil von grünen Leitmärkten, bedeutet dies doch, dass die Abnehmerseite die Kosten der Förderung über höhere Preise tragen muss. Dies kann die preisliche Wettbewerbsfähigkeit der nachgelagerten Industrien gefährden, vor allem wenn sie in starkem internationalen Wettbewerb stehen. Auch klimapolitisch könnte sich dies als kontraproduktiv erweisen. Zum einen könnte die Kostenbelastung dazu führen, dass weniger Mittel für Investitionen in die Dekarbonisierung des Downstream-Segments zur Verfügung stehen. Zum anderen könnte unter einer höheren Bepreisung emissionsarmer Inputs die Effektivität komplementärer Maßnahmen wie der CO₂-Grenzausgleich leiden, die zur Incentivierung auf Verteuerung konventioneller Technologien setzen.

Konzeptionell durchaus sinnvoll hingegen ist die Kombination grüner Leitmärkte mit Klimaschutzverträgen. Sofern es gelingt, Leitmärkte frühzeitig wettbewerblich zu organisieren, wird die Gefahr einer Doppelförderung durch den Marktmechanismus vermieden: Ein höherer vertraglich fixierter CO₂-Preis führt zu geringeren Preisauflagen an den Märkten für emissionsarmer Produkte, da ein größerer Teil des Kostennachteils bereits über die Klimaschutzverträge kompensiert wird. Durch diese Balancewirkung können auch die gesellschaftlichen Schäden möglicher Fehlplanungen bei Bepreisung und Dimensionierung von Klimaschutzverträgen zumindest abgemildert werden. Andererseits besteht auch die Gefahr einer Verzerrung, wenn die Kriterien für Zertifizierung und für den Zugang zu Klimaschutzverträgen nicht hinreichend aufeinander abgestimmt sind. Würden etwa bestimmte zertifizierte Technologien von zukünftigen Klimaschutzverträgen ausgeschlossen, würde ein Roll-out solcher Verträge auch diese Technologien in Form einer Preisabwertung am Leitmarkt treffen, ohne dass sie im Gegenzug von der Absicherung der CO₂-Preise profitieren könnten.²⁹ Um Technologieneutralität auch unter diesen Vorzeichen soweit wie möglich zu erhalten, sollten Kriterien möglichst einheitlich auf die erwarteten Beiträge zur Emissionsreduktion beschränkt sein.

3.4 Vergleichende Betrachtung

Die diskutierten Förderinstrumente versuchen auf verschiedenen Wegen zur Deckung der Mehrkosten von Investitionen in emissionsarme Technologien beizutragen. Damit verbunden sind unterschiedliche Konzepte zur Rolle des Staates. Grundsätzlich lassen sich bei den gegenwärtig diskutierten Maßnahmen vier verschiedene (nicht-exklusive) staatliche Funktionen ausmachen:

1. **Der Staat als Kostenträger:** Ein Teil der Mehrkosten im Vergleich zu konventionellen Technologien wird unmittelbar aus dem Staatshaushalt gedeckt. Die Renditeperspektive für private Investoren verbessert sich dadurch unmittelbar. Dies gilt für klassische Förderinstrumente wie staatliche Investitions- und Betriebskostenzuschüsse. Aber auch vom Investitionsvolumen abhängige Steuervergünstigungen wie im US Inflation Reduction Act zählen hierzu, da der Staat Einnahmeverzicht leistet und so die Netto-Rendite für private Eigenkapitalgeber steigert.
2. **Der Staat als Risikoträger:** Ein Teil der mit der Investition verbundenen Risiken wird vom Staatshaushalt übernommen, ohne dass hierfür eine marktübliche Vergütung verlangt wird. Das verbessert das Risiko-Rendite-Profil aus Sicht privater Investoren und trägt so zur Senkung der Kapitalkosten der privaten Finanzierung bei. Eine solche Übernahme kann mit (vergünstigte staatliche Kredite) oder ohne (staatliche Bürgschaften für private Kredite) Zuführung

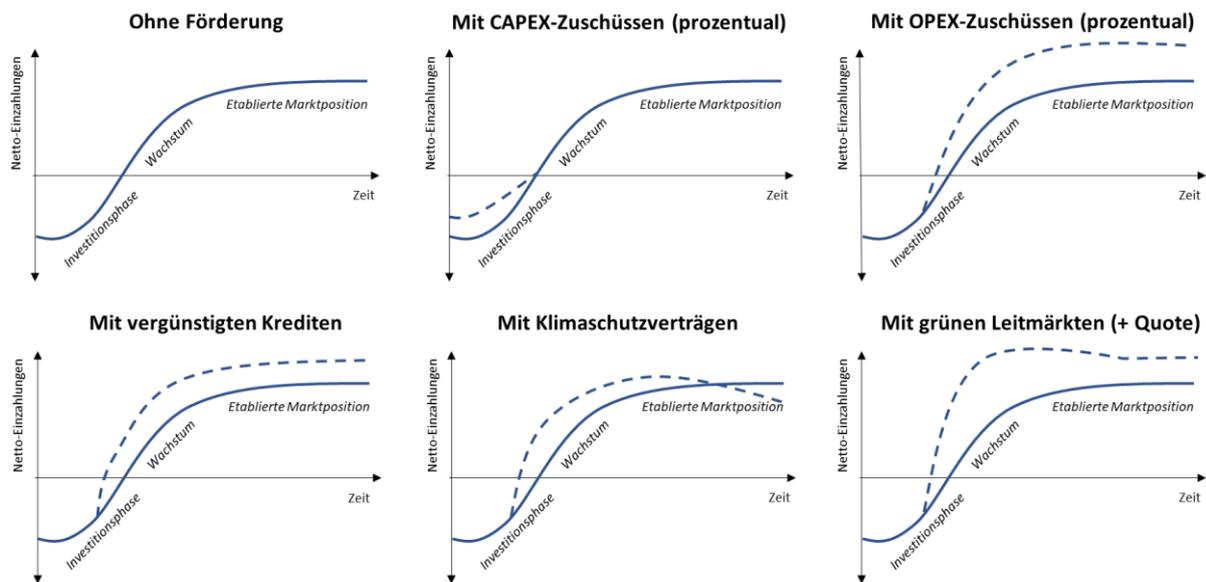
²⁹ Vgl. Joas et al. (2020).

staatlichen Kapitals verbunden sein. Klimaschutzverträge stellen in dieser Hinsicht eine Innovation dar, weil sie in ihrer Grundform nicht das allgemeine Ertragsrisiko adressieren, sondern lediglich das mit einer spezifischen Ertragskomponente (dem CO₂-Preis) verbundene Risiko.

3. **Der Staat als „market-maker“:** Über die Zertifizierung emissionsarmer Produkte oder Technologien will der Staat neue Märkte schaffen, die eine Kompensation der Mehrkosten der Investition durch private Marktteilnehmer sicherstellen. Der Staatshaushalt ist nicht unmittelbar an der Kostendeckung beteiligt, staatliche Mehrausgaben können aber in Zusammenhang mit dem Aufbau von Zertifizierungssystemen und dem resultierenden Monitoringbedarf entstehen. Die Auswirkungen auf private Ertragsprofile hängen wesentlich davon, ob und wenn ja in welcher Form die Zertifizierung mit staatlichen Abnahmevorgaben für emissionsarme Produkte einhergeht (siehe Abschnitt 3.3).
4. **Der Staat als Intermediär:** Der Staat wird selbst zum Zwischenabnehmer emissionsarm hergestellter Produkte. Er beschafft diese von Produzenten zu kostendeckenden Preisen und verkauft sie an Endabnehmer entsprechend deren Zahlungsbereitschaft weiter. Die zumindest in der Anfangsphase zu erwartende monetäre Diskrepanz wird nicht durch die Kräfte von Angebot und Nachfrage ausgeglichen, sondern aus dem Staatshaushalt gedeckt. Das kann als radikalste Form der Intervention betrachtet werden, da der Staat hier nicht nur unmittelbar Kostendeckung sichert, sondern auch Absatzkanäle schafft. Bislang wird ein solches Modell lediglich für die Förderung von Energieträgern wie grünen Wasserstoff diskutiert³⁰, nicht für Industrieprodukte.

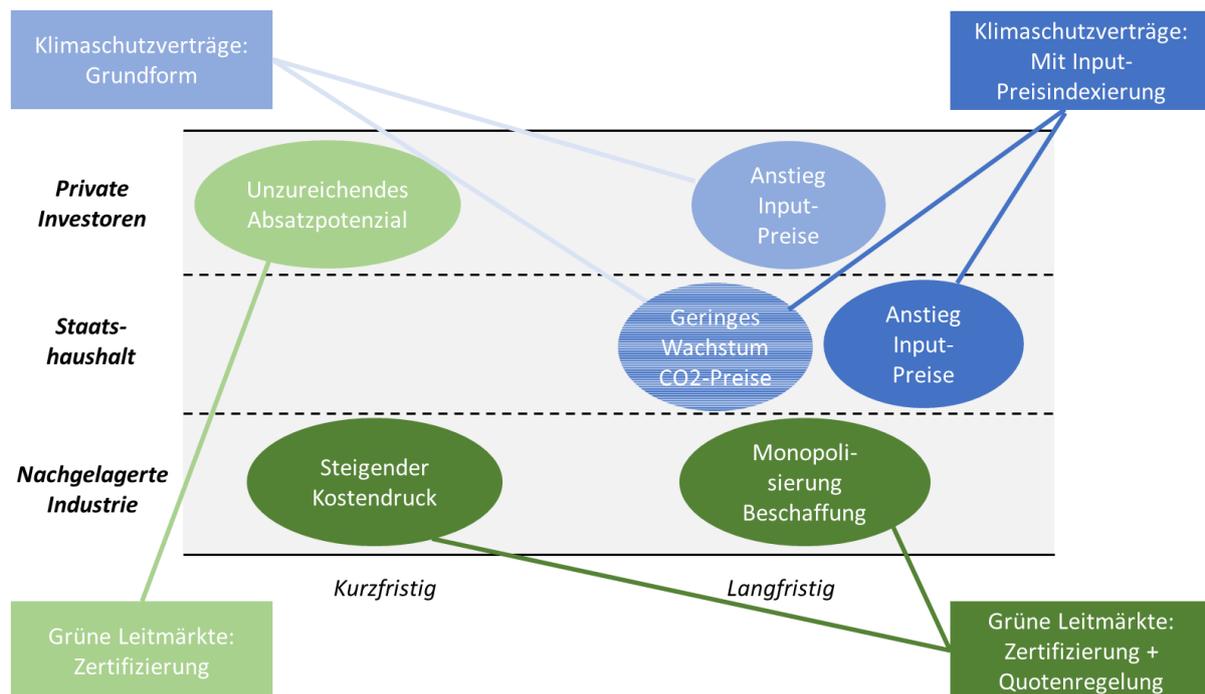
Mit den verschiedenen staatlichen Rollen gehen auch aus Investorensicht unterschiedliche Zahlungsmuster im Zeitverlauf einer Investition einher. Abbildung 4 stellt charakteristische Profile der Netto-Einzahlungen für unterschiedliche Förderinstrumente in stilisierter Form dar. Dabei wird ein im Zeitverlauf steigender Preis für CO₂-Zertifikate angenommen. An eine anfängliche Investitionsphase sollte sich typischerweise eine Wachstumsphase mit wachsendem Absatz emissionsarm hergestellter Produkte anschließen, bis diese Herstellungsform sich fest am Markt etabliert hat. Dabei ist bei Anwendung von Klimaschutzverträgen und grünen Leitmärkten eine gemeinsame Besonderheit zu erwarten. Während bei konventionellen Instrumenten der Schwerpunkt der Förderung entweder in der Investitionsphase (Investitionszuschüsse) oder in der gesamten Zeit danach (Betriebskostenzuschüsse, zinsvergünstigte Kredite) liegt, konzentriert erst sich bei den beiden innovativen Instrumenten auf die Wachstumsphase. Im Falle von Klimaschutzverträgen liegt dies daran, dass mit steigenden CO₂-Preisen die staatliche Förderung je produzierter Einheit immer weiter abschnilzt und schließlich (wie in der Abbildung dargestellt) auch negativ werden kann. Im Falle von quotenbasierten Leitmärkten ist die Wachstumsphase für rechtzeitig investierende Unternehmen mit der Aussicht auf Überschüssen an den sich bildenden grünen Märkten verbunden, die mit wachsendem Markteintritt allmählich abschmelzen sollten. Daraus folgt auch, dass bei diesen Instrumenten Veränderungen in den gesamtwirtschaftlichen Rahmenbedingungen, insbesondere im Bereich der Kapitalmarktverzinsung, vor allem in der Wachstumsphase sehr sensitiv auf die Rentabilität der Investitionen wirken sollten.

³⁰ EPICO / KAS / Guidehouse (2023). [Design options for a European Hydrogen Bank](#). Report EPICO Klimainnovation / Konrad-Adenauer-Stiftung / Guidehouse Germany.

Abbildung 4: Stilisiertes Zahlungsprofil der Investitionsprojekte bei verschiedenen Instrumenten

Quelle: Eigene Darstellung. Gestrichelte Kurven: Zahlungsstrom einschließlich Förderung.

Obige Darstellung sagt noch nichts über das Ausmaß an Unsicherheit aus, das mit den Zahlungsströmen verbunden ist. Die Förderinstrumente unterscheiden sich auch in ihren Auswirkungen auf das Risikoprofil. Abbildung 5 identifiziert spezifische Risiken für einzelne Akteursgruppen im Zusammenhang mit der Einführung von Klimaschutzverträgen oder grünen Leitmärkten, differenziert nach den bereits diskutierten Ausgestaltungsvarianten. Klimaschutzverträge gehen aus Sicht des Staatshaushaltes mit dem Risiko eines unzureichenden zukünftigen Anstiegs des CO₂-Preises einher: Der Staat bleibt in diesem Fall Netto-Geber im Rahmen der Verträge. In ihrer Grundform, d.h. bei ausschließlicher Absicherung des CO₂-Preises, verbleibt das Risiko steigender Input-Preise bei den Investoren in die emissionsarme Technologie. Wird dagegen zusätzlich eine vertragliche Indexierung dieser Preise vereinbart, wird auch dieses Risiko an den Staatshaushalt übertragen. Grüne Leitmärkte mit Quotenvorgaben ermöglichen schließlich die Abwälzung steigender Input-Preise an die Abnehmer der emissionsarm hergestellten Produkte, d.h. die nachgelagerte Industrie. Quotenvorgaben erzeugen spezifische Beschaffungsrisiken für diese Akteursgruppe. Ihre Beschaffungskosten könnten kurzfristig infolge hoher Knappheitsmargen für die ersten Anwender der emissionsarmen Technologien steigen, sollten die Quoten nicht vorsichtig genug definiert sein. Langfristig besteht auf dieser Grundlage das Risiko des Aufbaus neuer Monopolstellungen auf der Beschaffungsseite, und damit einer Verstärkung hoher Beschaffungspreise. Ein Verzicht auf Quotenvorgaben würde dieses Risiko beseitigen. In diesem Fall verbleibt auf Investorenebene aber das Risiko unzureichender Absatzpotenziale für die emissionsarm hergestellten Produkte.

Abbildung 5: Risiken der Instrumente aus Sicht von drei Akteursgruppen


Quelle: Eigene Darstellung

Eine finale Bewertung der Förderinstrumente muss angesichts dieser Trade-offs über rein qualitative Kriterien hinausgehen. Entscheidend für ihre Wirkung ist der quantitative Umfang der Fördervorgaben (z.B. die Höhe des vertraglich fixierten CO₂-Preises), und deren Wechselwirkung mit den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Effektivität oder Zielgerichtetheit sind damit allein keine ausreichenden Bewertungskriterien. Die entscheidende Frage ist vielmehr, zu welchen (gesamtwirtschaftlichen) Kosten die erwünschte Wirkung auf die Investitionstätigkeit realisiert werden kann. Die CO₂-Minderungskosten, d.h. die je Tonne vermiedener CO₂-Emissionen anfallenden gesellschaftlichen Kosten, sind hierfür der relevante Indikator. Bisherige Studien beschränken sich dabei auf den Vergleich der im Mittel zu erwartenden Kosten. Für eine Bewertung hat aber auch deren Verteilung Relevanz, sowohl im Hinblick auf das Ausmaß an Unsicherheit als auch der Verteilung der Kostenbelastung zwischen Akteursgruppen. Solche Analysen können nur am konkreten Objekt vorgenommen werden. Im folgenden Abschnitt ziehen wir hierfür die Transformation in der Stahlindustrie als wichtigen Anwendungsfall heran.

4 Wirkungsanalyse für die Stahlindustrie

4.1 Methodik und Daten

Die Herstellung von Rohstahl ist aus mehreren Gründen ein geeignetes Exempel für die Bewertung von Politikoptionen zur beschleunigten Dekarbonisierung. Erstens produziert die europäische Stahlindustrie im Branchenvergleich gegenwärtig noch sehr treibhausgasintensiv (siehe Abschnitt 2.1). Ein Umstieg auf emissionsarme Technologien der Stahlerzeugung kann so einen erheblichen direkten Beitrag zur Senkung gesamtwirtschaftlicher Treibhausgasemissionen leisten. Zweitens ist Rohstahl als Grundstoff Ausgangspunkt für eine Vielzahl an industriellen Wertschöpfungsketten in Europa. Die Höhe der mit einzelnen Politikoptionen verbundenen CO₂-Minderungskosten hat so eine erhebliche

gesamtwirtschaftliche Relevanz für die Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Industrie, und damit für Wohlstand und Arbeitsplätze. Und drittens können gerade wegen ihrer gesamtwirtschaftlichen Bedeutung von einem Technologiewechsel in der Stahlindustrie auch starke Impulse für die Dekarbonisierung vor- und nachgelagerter Stufen in den Lieferketten ausgehen, sowie für die Sicherung von Absatzkanälen für erneuerbare Energie. Letzteres betrifft im Zusammenhang mit der Technologie der wasserstoffbasierten Direktreduktion vor allem den Aufbau von Märkten für erneuerbaren Wasserstoff in Europa (siehe Abschnitt 4.2).

Das methodische Grundgerüst für die folgende Analyse ist das von Richstein & Neuhoff (2022) entwickelte intuitive ökonomische Modell.³¹ Es bildet die Auswirkungen regulatorischer Anreizinstrumente auf die Erträge von Investitionen in Produktionskapazitäten zur emissionsarmen Rohstahlerzeugung ab. Ausgangspunkt ist die klassische Kapitalwertbetrachtung: Der Nettoertrag des Investitionsprojekts wird als Differenz diskontierter Ein- und Auszahlungen aus dem Projekt über den Zeitraum der Kapitalbindung erfasst. In der Höhe des Diskontierungssatzes spiegelt sich neben der allgemeinen risikofreien Marktverzinsung auch ein projektspezifischer Risikoaufschlag. Das Projektrisiko ist also explizit im Modell erfasst, wodurch die Auswirkungen von Anreizinstrumenten auf die risikoabhängigen Kapitalkosten bewertet werden können. Veränderungen im Projektrisiko werden konkret über Anpassungen im Finanzierungsmix zwischen Eigen- und Fremdkapital modelliert, d.h. höheres Risiko impliziert die Notwendigkeit einer stärker eigenkapitalbasierten Finanzierung, was den Gesamtkapitalkostensatz der Investition erhöht.

Als Technologieszenario wird der Umstieg einer auf der Hochofenroute basierenden konventionellen Rohstahlerzeugung auf das emissionsarme H₂-Direktreduktionsverfahren betrachtet³² (siehe folgenden Abschnitt für nähere Beschreibungen der Technologien). Die Ertrags- und Kostenkomponenten der emissionsarmen Technologie im Modell entsprechen der allgemein typischen Untergliederung (siehe Abbildung 2 in Abschnitt 3.1). Die Erträge setzen sich aus den Einnahmen aus dem Verkauf des emissionsarmen Rohstahls sowie den Marktwert der eingesparten CO₂-Emissionen zusammen. Die Kosten untergliedern sich in Betriebs- und Kapitalkosten. Zur vereinfachten analytischen Darstellung werden sämtliche Erträge und Kosten in annualisierter Form sowie je Tonne hergestelltem Rohstahl ausgedrückt. Der Kapitalwert der Investition ist entsprechend gerade null wenn die Summe der annualisierten Erträge der Summe der annualisierten Kosten entspricht.

Unsicherheit besteht in der von Richstein & Neuhoff (2022) angewandten Form des Modells nur im Hinblick auf die zukünftige Entwicklung der Preise für Rohstahl und für CO₂. Der zukünftige Preis für Rohstahl ist teilweise endogen bestimmt. Dabei wird davon ausgegangen, dass die internationalen Märkte für Rohstahl kompetitiv sind und die Kostenstruktur der konventionellen Erzeugungstechnologie über die nächsten Jahre noch preisbestimmend bleiben wird. Als Konsequenz ergibt sich der im Mittel erwartete Preis (Erwartungswert) für Rohstahl als derjenige Preis, der zu einem Kapitalwert von null für Investitionen in die konventionelle Technologie führt (d.h. Überschussrenditen eliminiert). Der minimale Preis ergibt sich als Preis zu dem die operativen Überschüsse zumindest noch die Fremdkapitalkosten decken können, d.h. eine *no-bankruptcy-condition* gewahrt bleibt. Auf dieser Basis wird eine Gleichverteilung der Rohstahlpreise angenommen, was die Unsicherheit über nachfrage- und

³¹ Richstein, J. C., & Neuhoff, K. (2022). Carbon contracts-for-difference: How to de-risk innovative investments for a low-carbon industry?. *Iscience*, 25(8), 104700.

³² Die Gewinnung in Hochöfen mit anschließendem Aufblasen von Sauerstoff macht in Deutschland gegenwärtig nach Angaben der Wirtschaftsvereinigung Stahl etwa 70% der Rohstahlherstellung aus: <https://www.stahl-online.de/startseite/stahl-in-deutschland/zahlen-und-fakten/>

gesamtwirtschaftliche Faktoren in der Preisbildung reflektiert. Der Preis für CO₂ ist rein exogen über eine (empirisch nicht weiter hergeleitete) Gleichverteilung bestimmt, die die Unsicherheit über die Entwicklung der Zertifikatepreise am EU-ETS reflektiert. Das so konfigurierte Modell wurde von Richtein & Neuhoff (2022) schwerpunktmäßig zur Erläuterung des Zusammenhangs zwischen Erwartungen über den Marktpreis von CO₂ und der Höhe des in Klimaschutzverträgen zu garantierenden CO₂-Preis eingesetzt.

Wir ergänzen für unseren Analysezweck das Modell um einige neue realitätsnahe Aspekte. Erstens beleuchten wir die Folgen von Unsicherheit nicht nur im Hinblick auf die Erträge, sondern auch die Betriebskosten. Das betrachtete alternative Herstellungsverfahren der H₂-basierten Direktreduktion (H₂-DRI) ist auf operativer Ebene durch zwei zentrale Kostenparameter gekennzeichnet: den zukünftigen Preisen für Strom und für Wasserstoff. Analog zum Vorgehen beim CO₂-Preis modellieren wir die Unsicherheit der Investoren über die Preisentwicklungen jeweils als exogene Wahrscheinlichkeitsverteilungen (mit Gleichverteilungen als Verteilungsfamilie). Neben höherem Realismus erlaubt uns dies auch die Analyse der Folgen einer Inputpreisindexierung von Klimaschutzverträgen (siehe Abschnitt 3.2). Zweitens untersuchen wir neben Klimaschutzverträgen auch die Auswirkungen einer durch Zertifizierung und vorgegebene Beschaffungsquoten induzierten Einführung von grünen Leitmärkten (siehe Abschnitt 3.3). Die Annahme über die Preissetzung für emissionsarm erzeugten Rohstahl wird für dieses Szenario modifiziert (siehe folgender Abschnitt). Drittens betrachten wir die Wechselwirkungen mit konventionellen Formen der staatlichen Investitionsförderung (Investitionszuschüsse, Zuschüsse Betriebskosten, günstige staatliche Kredite). Viertens differenzieren wir die Analyse der CO₂-Minderungskosten nach Erwartungswert und *Downside*-Risiko, sowie nach der Verteilung auf Investoren, Staat und nachgelagerter Industrie als potenziell betroffene Akteursgruppen. Fünftens kalibrieren wir die Kosten und zugrunde gelegten Wahrscheinlichkeitsverteilungen im Modell auf Basis von Daten aus aktuellen Studien, um ein möglich realistisches Bild des nach gegenwärtiger Informationslage zu erwartenden Umfangs an Minderungskosten je Tonne Rohstahl zu erzeugen.

Datenseitig können wir – auch als Folge der geschilderten hohen Relevanz der Stahlindustrie – auf die Ergebnisse einiger Studien zur Kostenstruktur des H₂-DRI aus jüngster Zeit zurückgreifen. Diese unterscheiden sich naturgemäß in einigen Details des technologischen Setups. Das betrifft etwa grundsätzlich die Frage, ob das zur Herstellung des eingesetzten Wasserstoffs durchgeführte Elektrolyseverfahren in den untersuchten Produktionsprozess integriert ist (d.h. der Elektrolyseur Teil der aufgebauten Produktionsanlage ist) oder der Wasserstoff off-site aus externen Quellen bezogen wird. Praktisch dürften zukünftig beide Varianten – abhängig von der Verfügbarkeit einer lokalen Wasserstoffinfrastruktur – eine Rolle spielen. Wir fokussieren uns in unserer Analyse auf den Fall des externen Wasserstoffbezugs, auch um die Konsequenzen der H₂-Bereitstellungskosten für die Dekarbonisierung der Stahlindustrie zu demonstrieren. Weitere Unterschiede zwischen den Studien bestehen in Detailannahmen über Notwendigkeit und Intensität des Einsatzes verschiedener Inputs, z.B. in der Frage, inwieweit auch in der Direktreduktion fossile Energieträger bis auf weiteres noch in geringen Mengen für die Kohlenstoffanreicherung benötigt werden. Wir abstrahieren von diesen Detaildiskussionen, indem wir lediglich die zentralen Reduktionsmittel und Energieträger (Konventionelle Erzeugung: Koks-kohle, Einblaskohle; H₂-DRI: Strom, Wasserstoff) explizit modellieren und den übrigen Teil der Betriebskosten als fixes Residuum einfließen lassen. Dieses Residuum wird als Durchschnittswert der Ergebnisse aus der Studienauswahl angesetzt. Analog zum von Agora Energiewende et al.

(2021)³³ gewählten Vorgehen ermittelten wir die Mengen-Parameter für die explizit modellierten Inputs ebenfalls als Durchschnittswerte aus der Studienauswahl.

Auch die Wahrscheinlichkeitsverteilungen für die zukünftige Preisentwicklung der Inputs werden auf dieser Grundlage kalibriert. Als zeitliche Referenz dienen dazu die in der Studienauswahl zu findenden Projektionen für den Zeitpunkt 2030. Bezugswert ist dabei jeweils konkret die erwartete Entwicklung in Deutschland. Wir verwenden jeweils die höchsten und niedrigsten Prognosewerte als Grenzen für die angesetzten Gleichverteilungen. Bei den in die Ermittlung der Kapitalkosten einfließenden Eigen- und Fremdkapitalkostensätze folgen wir Richstein & Neuhoff (2022). Diese haben sie aus einer empirischen Untersuchung von Damodaran (2023)³⁴ auf Basis des CAPM-Ansatzes spezifisch für Unternehmen der europäischen Stahlindustrie übernommen.³⁵ Wir verwenden die nach dem neuesten Daten-Update auf der Homepage von Damodaran (2023) zu findenden Werte. Tabelle 2 fasst die auf dieser Grundlage ins Modell einfließenden Parameter und ihre Quellen zusammen.

Im Bereich der Input-Preise ist zum einen auffällig, dass beim Preis für Strom eine deutliche Normalisierung im Vergleich zum seit 2022 stark gestiegenen Niveau an Industriestrompreisen in Europa³⁶ unterstellt wird, und dass nicht nur im Erwartungswert. In der Tat gehen sämtliche der angeführten jüngeren Studien als Benchmark-Szenario von einer mittelfristigen Rückkehr zu niedrigeren Preisniveaus aus. Der Grund wird bei näherer Betrachtung der Gesamtkosten offensichtlich: Bei gegenwärtigem Preisniveau sind die betrachteten Transformationstechnologien sehr weit von der Rentabilität entfernt, eine adäquate staatliche Investitionsförderung wäre somit äußerst kostspielig. Die Stabilisierung des Industriestrompreises wird so zur Vorbedingung für branchenspezifische Unterstützungsleistungen.³⁷ Weiterhin auffällig ist die große Bandbreite beim Preis für Wasserstoff. Dies reflektiert das gegenwärtig hohe Maß an Unsicherheit beim Aufbau einer europäischen Wasserstoffwirtschaft. Kostenrelevante offene Fragen sind hier insbesondere, wie sich das Verhältnis aus heimischer Bereitstellung und Importen gestalten wird, und in welchem Zeitrahmen der Aufbau einer Transportinfrastruktur und die Ausschöpfung von Größenvorteilen in der Herstellung gelingen.³⁸

³³ Agora Energiewende / FutureCamp / Wuppertal Institut / Ecologic Institut (2021). Klimaschutzverträge für die Industrietransformation. Analyse zur Stahlbranche.

³⁴ Damodaran, A. (2023). Costs of capital by industry sector – Europe. [Online-Dataset](#). Update: January 5, 2023.

³⁵ Implizite Annahme ist, wie von Richstein & Neuhoff (2022) erläutert, dass das Risikomuster (d.h. Korrelation individuelles Projektrisiko mit Gesamtrisiko des Marktportfolios) sich bei H₂-DRI-Projekten zukünftig so verhalten wird wie bei der von Damodaran (2023) untersuchten gegenwärtigen (konventionellen) Stahlerzeugung. Dies muss auch mit Blick auf die in anderen Branchen simultan stattfindenden Dekarbonisierungsprozesse keineswegs der Fall sein. Bei einem industrieübergreifenden Elektrifizierungstrend könnte die Korrelation mit dem Markt etwa durchaus zunehmen. Konkrete Annahmen in dieser Richtung würden gegenwärtig aber noch in den Bereich der reinen Willkür fallen und sind für unseren Analyse-zweck auch nicht von zentraler Bedeutung, so dass wir es bei dem gegebenen Risikomuster belassen.

³⁶ Eurostat (2022). [Electricity price statistics](#). Eurostat Database.

³⁷ Inwieweit dies Anpassungen im Strommarktdesign oder staatliche Deckelung von Endverbraucherpreisen voraussetzt, verlangt eine separate Analyse und soll hier nicht Gegenstand sein.

³⁸ Wolf, A. (2023). [Establishing hydrogen hubs in Europe](#). cepInput 1/2023.

Tabelle 2: Übersicht Modellparameter

Parameter	Wert	Einheit	Quelle(n)
Technologiespezifisch: Konventionelle Erzeugung (Hochofenroute)			
Investitionsbedarf (brownfield)	170,00	Euro / Tonne Rohstahl	Mittelwert aus Vogl et al. (2018) ³⁹ ; Agora Energiewende et al. (2021)
Kokskohle: Menge	0,48	Tonnen / Tonne Rohstahl	Mittelwert aus Sprecher et al. (2019) ⁴⁰ ; Agora Energiewende et al. (2021); LBST (2022) ⁴¹ ; Bertelsmann Stiftung (2023) ⁴²
Kokskohle: Preis (Maximum)	143,00	Euro / Tonne Koks	Agora Energiewende et al. (2021)
Kokskohle: Preis (Minimum)	95,60	Euro / Tonne Koks	Sprecher et al. (2019)
Einblaskohle: Menge	0,17	Tonnen / Tonne Rohstahl	Mittelwert aus Sprecher et al. (2019); Agora Energiewende et al. (2021); LBST (2022); Bertelsmann Stiftung (2023)
Einblaskohle: Preis (Maximum)	110,00	Euro / Tonne Einblaskohle	Agora Energiewende et al. (2021)
Einblaskohle: Preis (Minimum)	110,00	Euro / Tonne Einblaskohle	Agora Energiewende et al. (2021)
Sonstige Betriebskosten*	307,62	Euro / Tonne Rohstahl	Mittelwert aus Sprecher et al. (2019); Agora Energiewende et al. (2021); LBST (2022); Bertelsmann Stiftung (2023)
THG-Emissionen (CO ₂ -Äquiv.)	1,77	Tonnen / Tonne Rohstahl	Mittelwert aus Vogl et al. (2018); Agora Energiewende et al. (2021); LBST (2022); Bertelsmann Stiftung (2023)
Technologiespezifisch: H₂-DRI			
Investitionsbedarf	440,00	Euro / Tonne Rohstahl	Mittelwert aus Vogl et al. (2018); Agora Energiewende et al. (2021); EPRS (2021) ⁴³
Strom: Menge	0,79	MWh / Tonne Rohstahl	Mittelwert aus Agora Energiewende et al. (2021); LBST (2022); Bertelsmann Stiftung (2023)
Strom: Preis (Maximum)	124,00	Euro / MWh Strom	Bertelsmann Stiftung (2023)
Strom: Preis (Minimum)	60,00	Euro / MWh Strom	Agora Energiewende et al. (2021)
Wasserstoff: Menge	48,46	kg / Tonne Rohstahl	Mittelwert aus Agora Energiewende et al. (2021); LBST (2022); Bertelsmann Stiftung (2023)
Wasserstoff: Preis (Maximum)	6,60	Euro / kg Wasserstoff	Agora Energiewende (2021)
Wasserstoff: Preis (Minimum)	3,00	Euro / kg Wasserstoff	Aurora Energy Research (2021) ⁴⁴
Sonstige Betriebskosten*	373,45	Euro / Tonne Rohstahl	Mittelwert aus Agora Energiewende et al. (2021); Bertelsmann Stiftung (2023)
THG-Emissionen (CO ₂ -Äquiv.)	0,12	Tonnen / Tonne Rohstahl	Mittelwert aus Agora Energiewende et al. (2021); LBST (2022); Bertelsmann Stiftung (2023)
Allgemein			
CO ₂ : Preis (Maximum)	160,00	Euro / Tonne CO ₂	Ariadne / Enerdata (2022) ⁴⁵
CO ₂ : Preis (Minimum)	100,00	Euro / Tonne CO ₂	IETA / pwc (2022) ⁴⁶
Kapitalkostensatz: Eigenkapital	12,32	%	Damodaran (2023)
Kapitalkostensatz: Fremdkapital	6,57	%	Damodaran (2023)
Risikofreier Zinssatz	3,88	%	Damodaran (2023)
Abschreibungszeitraum	20	Jahre	Vogl et al. (2018); Agora Energiewende et al. (2021)

Quelle: Eigene Darstellung. *: U.a. Eisenerz, Legierungen, Personal.

³⁹ Vogl, V., Åhman, M., & Nilsson, L. J. (2018). Assessment of hydrogen direct reduction for fossil-free steelmaking. Journal of cleaner production, 203, 736-745.

⁴⁰ Sprecher, M., Lungen, H.B., Stranzinger, B., Rosemann, H., Adler, W. (2019). Abwärmenutzungspotenziale in Anlagen integrierter Hüttenwerke der Stahlindustrie. Stahl und Eisen, 139(1), 27.

⁴¹ LBST (2022). Emissionsfreie Stahlerzeugung. Studie im Auftrag des Deutschen Wasserstoff- und Brennstoffzellenverbandes (DWV). Ludwig Bölkow Systemtechnik GmbH.

⁴² Bertelsmann Stiftung (2023). Ökonomische Evaluation klimapolitischer Instrumente – Am Beispiel der Chemie-, Zement- und Stahlindustrie.

⁴³ EPRS (2021). Carbon-free steel production - Cost reduction options and usage of existing gas infrastructure. Study Panel for the Future of Science and Technology. European Parliamentary Research Service.

⁴⁴ Aurora Energy Research (2021). [Green hydrogen production at 2 EUR/kg in Europe requires significant cost reductions; 3 EUR/kg is more realistic over the next two decades.](#)

⁴⁵ Ariadne / Enerdata (2022). The EU-ETS price through 2030 and beyond: A closer look at drivers, models and assumptions.

⁴⁶ IETA / pwc (2022). GHG market sentiment survey. International Emissions Trading Organization / PricewaterhouseCoopers.

4.2 Technologien und Kostenstrukturen

Als Benchmark-Technologie betrachten wir die gegenwärtig noch dominierende Form der **Primärstahlgewinnung in Hochöfen**.⁴⁷ In dieser sogenannten Hochofenroute werden dem Ofen zunächst neben Eisenerz Koks Kohle und weitere Zuschläge (u.a. Kalk) zugeführt. Im unteren Teil des Ofens wird heiße Luft eingeblasen, der Sauerstoff reagiert mit dem unten liegenden Koks zu Kohlenmonoxid. Das aufsteigende Gas bindet dann den im Eisenerz enthaltenen Sauerstoff und führt so zur gewünschten Reduktion. Als Reaktionsprodukte sammeln sich flüssiges Roheisen und Hochofenschlacke an und werden im unteren Teil des Ofens entnommen. Als Nebenprodukt entstehen Kuppelgase, die als interne oder externe Energiequelle verwendet werden können. Das Roheisen wird anschließend in Konvertern unter Aufblasen von Sauerstoff in Rohstahl umgewandelt, wobei der im Roheisen enthaltene Kohlenstoff verbrannt wird.⁴⁸

Als emissionsarme Alternativtechnologie untersuchen wir die **wasserstoffbasierte Direktreduktion (H₂-DRI)** von Eisenerz, ein in den jüngsten Studien als besonders vielversprechend eingestufte Technologiepfad.⁴⁹ Als einziges Reduktionsmittel kommt hier Wasserstoff zum Einsatz. Insofern der eingesetzte Wasserstoff elektrolytisch ausschließlich unter Einsatz regenerativ erzeugten Stroms gewonnen wird und auch als Wärmequellen im Reduktionsprozess nur regenerative Energieträger zum Einsatz kommen, ist diese Form der Stahlherstellung nahezu klimaneutral. Der hohe Bedarf an grünem Wasserstoff kann zugleich auch einen bedeutenden Nachfrageimpuls für den Aufbau einer europäischen Wasserstoffwirtschaft darstellen. Auch besteht weitgehende Kompatibilität der Anlagentechnik zu dem bereits heute vereinzelt praktizierten Verfahren der erdgasbasierten Direktreduktion.⁵⁰ Der Prozess ist grundsätzlich zweistufig angelegt. Auf der ersten Stufe wird Eisenerz in einem Schachtofen zu Eisenschwamm, ein poröses festes Zwischenprodukt, reduziert. Eisenerz-Pellets werden dazu von oben in den Ofen gegeben. Der Sauerstoff im Erz reagiert mit dem in der Mitte des Schafts zugeführten Reduktionsmittel zu Eisenschwamm.⁵¹ Auf der zweiten Stufe wird der Eisenschwamm in einem Lichtbogenofen zu Rohstahl geschmolzen, wobei häufig Stahlschrott beigemischt wird. Ein Lichtbogenofen ist ein Elektroschmelzofen, bei dem ein Lichtbogen oberhalb des metallischen Einsatzmaterials und der Stahlschmelze erzeugt wird. Zum Schutz der Schmelzprodukte vor unerwünschten Reaktionen und Wärmeverluste dient die Bildung einer Schlackenschicht, wofür eine externe Kohlenstoffanreicherung erforderlich ist. Solange der zugeführte Kohlenstoff nicht vollständig aus biogenen Quellen gewonnen wird ist der Prozess noch nicht vollständig klimaneutral, in jedem Fall aber deutlich emissionsärmer als die konventionelle Hochofenroute.⁵²

Für den Investitionsbedarf und die resultierenden Input-Kosten macht es einen bedeutenden Unterschied, ob der eingesetzte Wasserstoff off-site oder on-site gewonnen wird. Bei einer on-site Gewinnung umfassen die Anschaffungsinvestitionen neben dem Schachtofen und den Lichtbogenofen auch einen Elektrolyseur, dafür muss Wasserstoff dann nicht extern beschafft werden. Ergebnisse zur Kostenstruktur hängen in diesem Fall unmittelbar an Annahmen zum Wirkungsgrad des eingesetzten

⁴⁷ Gemäß [Wirtschaftsvereinigung Stahl \(2023\)](#) ist sie derzeit für etwa 70 % der Gesamtmenge an Rohstahl verantwortlich, rund 30 % werden in Lichtbogenöfen als Sekundärstahl aus Stahlschrott (Elektrostahlroute) gewonnen.

⁴⁸ Stahlinstitut VDEh (2023). [Kohlenstoffbasierte Stahlerzeugung](#).

⁴⁹ Alternative emissionsarme Verfahren sind die Elektrostahlroute sowie die Kombination der Hochofentechnologie mit CO₂-Abscheidung.

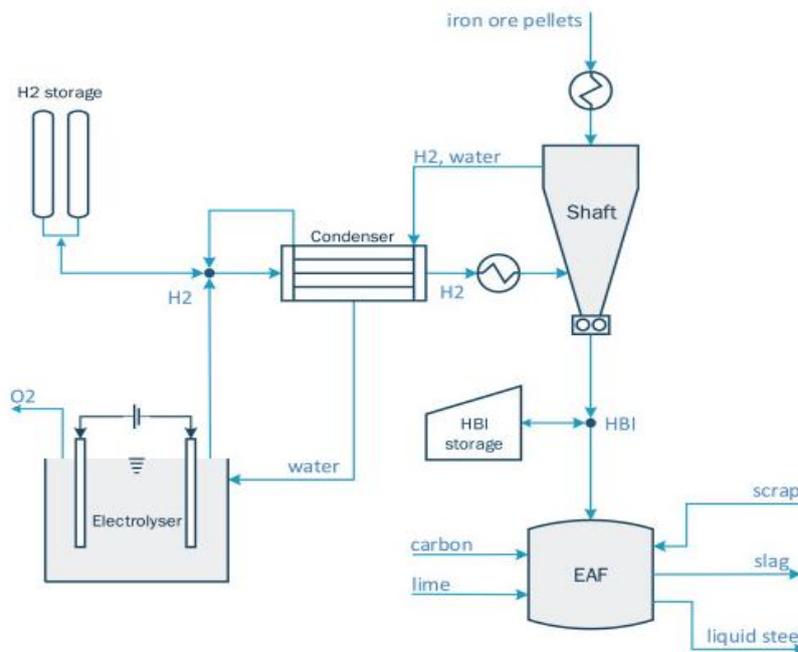
⁵⁰ Vgl. LBST (2022).

⁵¹ Rechberger, K., Spanlang, A., Sasiain Conde, A., Wolfmeir, H., & Harris, C. (2020). Green hydrogen-based direct reduction for low-carbon steelmaking. *Steel Research International*, 91(11), 2000110.

⁵² Vgl. Joas et al. (2020).

Elektrolyseurs. Existierende Studien betrachten weit überwiegend das off-site Szenario. Wir betrachten ebenfalls dieses Setup, da wir so die Wichtigkeit der Entwicklung eines Wasserstoffmarktes und damit zusammenhängender Unsicherheit für die Stahltransformation deutlich machen können.

Abbildung 6: Prozessschritte im H₂-DRI-Verfahren zur Rohstahlgewinnung

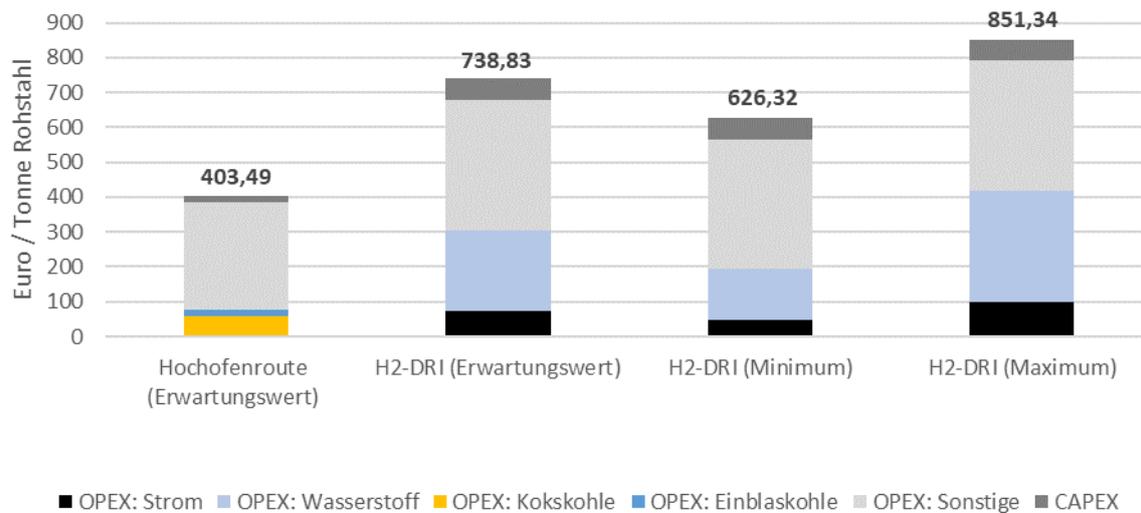


Quelle: Vogl et al. (2018). EAF: Elektrischer Lichtbogenofen.

Abbildung 7 stellt die Kostenstrukturen der beiden Technologievarianten als (annualisierte) Produktionskosten je Tonne Rohstahl gegenüber, auf Basis der Mittelwerte der in Tabelle 2 in Abschnitt 4.1 aufgeführten Preiskorridore.⁵³ Die reinen Produktionskosten fallen demnach bei H₂-DRI im Erwartungswert um etwa 83% höher aus als bei der konventionellen Hochofenroute. Wesentliches Charakteristikum der H₂-DRI ist der hohe Anteil der Inputs Strom und vor allem Wasserstoff an den Betriebskosten. Dies ist nicht allein stofflich begründet. Aufgrund des Wegfalls von Hochtemperatur-Prozesswärme und der Entstehung von Kuppelgasen gegenüber der Hochofenroute entsteht zudem ein Mehrbedarf an extern zugeführter Energie.⁵⁴ Auch die Kapitalkosten fallen höher aus als im konventionellen Herstellungsverfahren, bei äquivalentem Finanzierungsmix allein als Folge eines insgesamt höheren Investitionsbedarfs. Über den Zeitraum der angenommenen Kapitalbindung (15 Jahre) annualisiert betrachtet dominieren jedoch die Betriebskosten als Kostentreiber. Preisen und Verfügbarkeit von Strom und Wasserstoff kommt somit eine Schlüsselrolle für Wettbewerbsfähigkeit und Förderbedarf dieser alternativen Stahlerzeugungstechnologie zu. Ebenfalls wichtig für den Kostenvergleich aus Investorensicht ist die Entwicklung des CO₂-Preises: Er bestimmt darüber, in welchem Ausmaß die höheren Produktionskosten der H₂-DRI durch geringere Kosten im Handel mit Emissionszertifikaten (EU-ETS) kompensiert werden können. Das Ausmaß an Preisunsicherheit reflektieren wir in den folgenden Politikszenerien.

⁵³ Zur Fokussierung auf die unmittelbar technologiebedingten Kostenunterschiede wird hier ein äquivalenter Finanzierungsmix in Form einer Eigenkapitalquote von 56,7 % (siehe Richstein & Neuhoff (2022)) unterstellt.

⁵⁴ Vgl. LBST (2022).

Abbildung 7: Vergleich der projizierten Stückkosten Rohstahl nach Technologien

Quelle: Eigene Berechnungen

4.3 Politikszenerien

Wir untersuchen, unter welchen Bedingungen sich die zwei in Kapitel 3 allgemein diskutierten Anreizinstrumente – Klimaschutzverträge und quotenbasierte Leitmärkte – für die Transformation der Stahlherstellung hin zum H₂-DRI-Verfahren nutzbar machen lassen. Ausgangspunkt ist jeweils die Investorenperspektive: Die Wirksamkeit der Instrumente wird daran bemessen, inwieweit sie zur Rentabilität von Investitionen in H₂-DRI-Anlagen beitragen. Konkreter Indikator ist der Kapitalwert der Investition. Die aus gesellschaftlicher Perspektive relevante Frage ist, wie Förderung gestaltet werden sollte, um zu geringstmöglichen Förderkosten die nötigen privaten Investitionen zu incentivieren.

Im Falle der **Klimaschutzverträge** entspricht dies der Frage nach der minimal notwendigen Höhe des staatlich abgesicherten CO₂-Preises. Je höher dieser CO₂-Vertragspreis, umso negativer ist der – bei gegebener Preisentwicklung am EU-ETS – zu erwartende Zahlungsstrom aus der Perspektive des Staatshaushalts. Der minimal notwendige Vertragspreis ist dann der Preis, der für Investoren aus Gegenwartssicht die Investition in H₂-DRI genauso rentabel gestaltet wie eine Alternativanlage mit gleichem Risikoprofil, d.h. gerade zu einem erwarteten (mit risikoadjustiertem Zinssatz ermittelten) Kapitalwert von null führt. Das ist gerade dann der Fall, wenn die Summe aus Absatzerlös (Marktpreis Rohstahl) und Ertrag aus CO₂-Ersparnis der Summe der Betriebs- und Kapitalkosten je Tonne Rohstahl entspricht. Mit Blick auf die verbleibende Preis-Unsicherheit (Stahl, Wasserstoff, Strom) ist das jedoch nicht die einzige Bedingung. Der gesicherte CO₂-Preis sollte zugleich ausreichen, um auch bei Eintritt eines preislichen Negativ-Szenarios den Bankrott zu vermeiden. Das setzt voraus, dass die operativen Überschüsse in einem solchen Szenario zumindest noch hinreichen, um den Fremdkapitaldienst zu bestreiten. Aus diesen zwei Bedingungen ergeben sich zusammengenommen rechnerisch die Höhe des anzusetzenden CO₂-Preises sowie der zugehörige private Finanzierungsmix der Investition (Eigenkapitalquote).⁵⁵

⁵⁵ Vgl. Richstein & Neuhoff (2022).

Wir unterscheiden bei der Ausgestaltung der Klimaschutzverträge zwischen einer Grundform und einer Form mit zusätzlicher Preisindexierung (sogenannte dynamische Verträge). Während in der Grundform der vertragliche CO₂-Preis unabhängig von der tatsächlichen Preisentwicklung für Strom und Wasserstoff fixiert wird, wird er bei dynamischer Ausgestaltung an die Preisentwicklung zentraler Inputs nach oben und unten angepasst, d.h. das zugehörige Input-Preisrisiko aus Investorensicht eliminiert. Das beeinflusst das vorstellbare Negativ-Szenario und führt so dazu, dass über einen günstigeren Finanzierungsmix (höherer Fremdkapitalanteil) die Kapitalkosten weiter gesenkt werden können.

Bei der Einführung von **Quotenvorgaben in der Beschaffung** von H₂-DRI Stahl liegt der Fall grundsätzlich anders. Hier findet keine unmittelbare monetäre Förderung über den Staatshaushalt statt, die Kompensation der Mehrkosten erfolgt über den sich bildenden Leitmarkt für emissionsarmen Stahl (siehe Abschnitt 3.3). Diese Kompensation ist somit nicht unmittelbar Gegenstand staatlicher Entscheidung, sondern ergibt sich aus den Marktprozessen. Mittelbare Einflussnahme kann jedoch über die Entscheidung erfolgen, welche technischen Kriterien für die staatliche Anerkennung des Stahls zur Erfüllung der Quotenvorgabe definiert werden.⁵⁶ Für die auf Ebene der Stahl-Abnehmer entstehenden Mehrkosten ist auch der Umfang der Quotenvorgabe von wesentlicher Bedeutung. Wir untersuchen in den Politikscenarien quotenbasierte Leitmärkte sowohl als alleinige Politikoption als auch in Kombination mit Klimaschutzverträgen mit verschiedenen Preishöhen. Abschließend vergleichen wir die verschiedenen Varianten im Hinblick auf Höhe und Verteilung der geschätzten CO₂-Minderungskosten.

4.4 Ergebnisse Politikoptionen

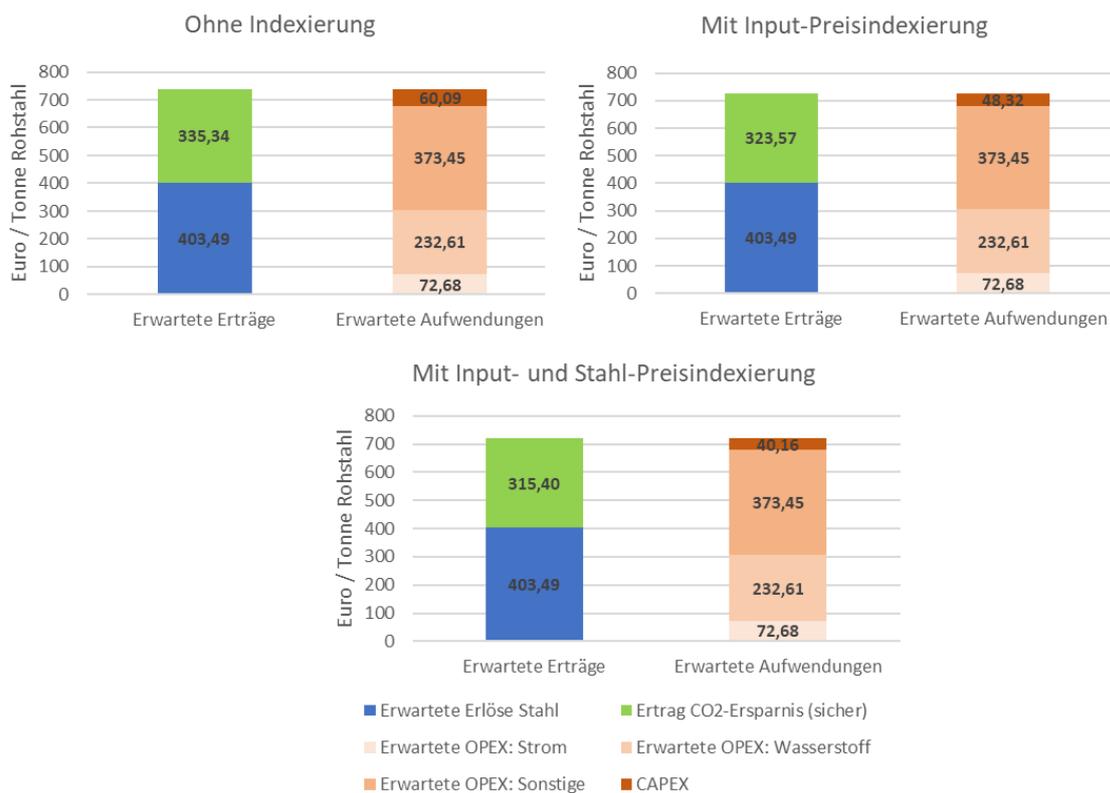
4.4.1 Klimaschutzverträge

Eine Einführung von Klimaschutzverträgen auf Basis kompetitiver Gebotsverfahren sollte zu vertraglich fixierten CO₂-Preisen führen, die die erwarteten Mehrkosten der H₂-DRI-Stahlroute genau abdecken. Die zu diesen Preisen im Mittel erwirtschaftete Rendite der Investition entspricht dann genau der am Markt erzielbaren Alternativrendite bei äquivalentem Restrisiko. Dieses Restrisiko hängt entscheidend davon ab, inwieweit Klimaschutzverträge neben dem CO₂-Preis auch andere Formen von Risiken absichern. Eine erweiterte Absicherung senkt die Alternativrendite und damit die Kapitalkosten der Investition, was den Gebotspreis für CO₂ drückt. Die Höhe der realisierten Gebote wird auch von der individuellen Erwartungslage in Bezug auf die Preisentwicklung von Stahl und Produktionsinputs beeinflusst und dürfte in realen Gebotsverfahren situationsabhängig schwanken. Auf Basis der von uns aus jüngsten Studien (siehe Abschnitt 4.1) gesammelten Daten können wir aber immerhin eine Schätzung der Größenordnung der zu erwartenden CO₂-Vertragspreise vornehmen, sofern wir rationale Preiserwartungen auf Seiten der Investoren unterstellen. Abbildung 8 stellt die geschätzten Erlösbeiträge verschiedener Formen von Klimaschutzverträgen je Tonne Rohstahl in Gegenüberstellung zu den geschätzten Kosten dar. Zur Kompensation der beträchtlichen Unterschiede in den Betriebskosten (siehe Abschnitt 4.2) bedarf es demnach in jedem Fall eines abgesicherten Ertrags aus CO₂-Ersparnis, der fasst das Niveau der erwarteten Markterlöse aus dem Absatz von Stahl erreicht. Damit verbunden sind CO₂-Vertragspreise in einer Größenordnung von etwa 200 Euro pro Tonne, also deutlich oberhalb des der Analyse zugrundeliegenden Spektrums an denkbaren CO₂-Marktpreisen.

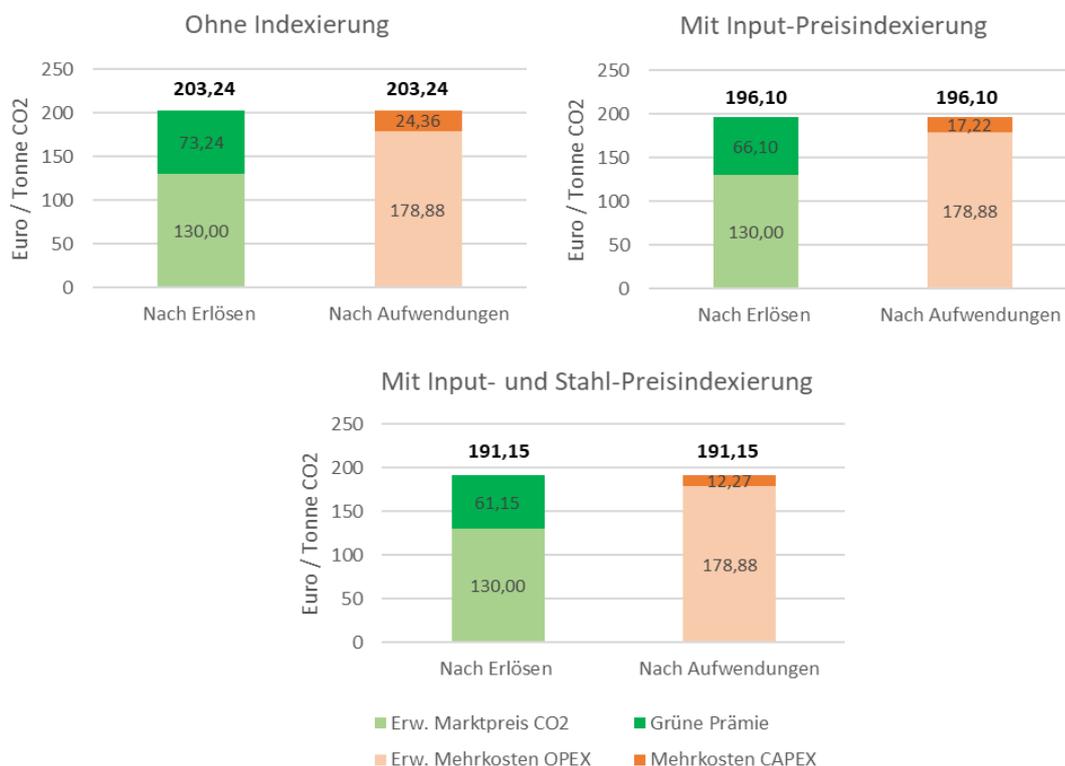
⁵⁶ Die Wirtschaftsvereinigung Stahl in Deutschland hat bereits einen konkreten Vorschlag für ein entsprechendes Labellsystem vorgelegt: Wirtschaftsvereinigung Stahl (2022). [Definition Grüner Stahl – Ein Labellsystem für Grüne Leitmärkte](#). Vorschlag der Stahlindustrie in Deutschland. Oktober 2022.

Die Differenz zwischen Vertrags- und erwarteten Marktpreisen für CO₂ entspricht der vom Staat den Investoren gewährten grünen Prämie. Sie kompensiert bei kompetitiver Festlegung gerade die im Mittel erwarteten Mehrkosten (Kapital- und Betriebskosten) der emissionsarmen Stahlerzeugung und beträgt in der Grundform etwa 73 Euro je Tonne CO₂. Abbildung 9 verdeutlicht, dass im Fall der Stahlerzeugung die Differenz der Betriebskosten zwischen den Technologien den dominierenden Effekt ausmacht. Darunter sind es insbesondere die erwarteten Kosten für den Input Wasserstoff (siehe Abschnitt 4.2), die die grüne Prämie nach oben treiben. Die Kapitalkosten - und damit der risikosenkende Aspekt von Klimaschutzverträgen - spielen demgegenüber quantitativ nur eine geringfügige Rolle. Dementsprechend gering sind die ermittelten Unterschiede zwischen den dargestellten Ausgestaltungsszenarien. So führt eine dynamische Gestaltung (d.h. Indexierung der Preise der wesentlichen Inputs Strom und Wasserstoff) gegenüber der Grundform der reinen CO₂-Preisabsicherung zwar wie erwartet zu einer Senkung des erforderlichen CO₂-Vertragspreises, aber nur in einem Umfang von ca. 7 Euro je Tonne CO₂. Im Extremfall einer zusätzlichen Indexierung der Outputseite (Preise Stahl) beträgt der Rückgang gegenüber der Grundform auch lediglich ca. 12 Euro je Tonne CO₂. **Eine erweiterte staatliche Risikoübernahme zahlt sich mit Blick auf die Haushaltsbelastung damit unmittelbar nur sehr begrenzt aus.**

Abbildung 8: Simulation Einführung Klimaschutzverträge – Effekt auf Investitionskalkül



Quelle: Eigene Berechnungen

Abbildung 9: Simulation Einführung Klimaschutzverträge – Zusammensetzung CO₂-Vertragspreis


Quelle: Eigene Berechnungen

Würden Klimaschutzverträge mit entsprechender Preisgestaltung auf die Transformation des gesamten Kapitalstocks der Stahlindustrie angewandt, **käme man für Deutschland ohne Input-Preisindexierung bei einer jährlichen Rohstahlproduktion von 40,1 Mill. Tonnen (geschätzter Wert für 2021⁵⁷) auf eine im Schnitt erwartete staatliche Belastung von etwa 2,9 Mrd. Euro an Prämienzahlungen pro Jahr über den Vertragszeitraum. EU-weit würde eine äquivalente Vertragsgestaltung bei einer Produktion von zuletzt 152,6 Mill. Tonnen⁵⁸ eine erwartete Fördersumme von im Schnitt etwa 11,18 Mrd. Euro pro Jahr implizieren. Mit Indexierung der Inputpreise würde diese Last geringfügig auf 10,32 Mrd. Euro pro Jahr sinken.** Bei im Zeitverlauf ansteigenden CO₂-Marktpreisen würde die jährliche Belastung jeweils zu Beginn des Förderzeitraumes höher liegen, bis sie nach gewisser Zeit unterhalb des Durchschnitts abfällt. Da aufgrund der unterschiedlichen Investitionszyklen die Unternehmen nicht alle zeitgleich in den Umstieg investieren werden, sind diese Zahlen eher als obere Grenze zu betrachten: Weiter in der Zukunft abgeschlossene Klimaschutzverträge sollten – ein positiver Preistrend bei CO₂-Zertifikaten und sinkende Input-Preise (insb. für Wasserstoff) vorausgesetzt – mit abnehmenden Prämien verbunden sein. Angesichts des ehrgeizig gesetzten Zeitrahmens für die Transformation sollte die reale Gesamtbelastung aber auch nicht dramatisch niedriger ausfallen.

Klimaschutzverträge werden zudem auch zukünftig nicht das einzige Förderinstrument für die Transformation der Stahlindustrie darstellen. Für die staatliche Kostenbelastung ist damit auch relevant, wie sich die Einführung solcher Verträge zu konventionellen Formen der Investitionsförderung verhält. Eine mögliche Komplementarität ergibt sich aus den unterschiedlichen Ansatzpunkten: Während Klimaschutzverträge wie beschrieben als Besonderheit die Verstetigung des CO₂-Preissignals

⁵⁷ Wirtschaftsvereinigung Stahl (2023). [Stahl in Deutschland – Zahlen und Fakten](#).

⁵⁸ World Steel Association (2022). [World Steel in Figures 2022](#).

auszeichnet, sind konventionelle Instrumente allein auf bestimmte Segmente der Kostenseite ausgerichtet. Im Falle von staatlichen OPEX-Zuschüssen betrifft dies die (für die Zukunft erwarteten oder faktischen) betrieblichen Mehrkosten. Staatliche Investitionszuschüsse reduzieren den über den privaten Markt zu finanzierenden Kapitalbedarf, tragen so zur Senkung der Kapitalkosten bei. Staatlich vergünstigte Kredite (in Form staatlicher Bürgschaften oder direkter Kreditvergabe durch öffentliche Institutionen) stellen wiederum eine Form der staatlichen Risikoübernahme dar und senken über den Kapitalkostensatz die privaten Finanzierungskosten. Abbildung A1 im Anhang illustriert die Auswirkungen dieser Instrumente auf den sich unter kompetitiven Bedingungen ergebenden CO₂-Vertragspreis (in der Grundform). Ein ergänzender staatlicher Zuschuss im Umfang von ca. 10% der erwarteten Betriebskosten könnte demnach die erwartete grüne Prämie in den Klimaschutzverträgen etwa halbieren. Die Auswirkungen prozentual vergleichbarer Investitionszuschüsse sind angesichts der geringeren Bedeutung der Kapitalkosten weniger signifikant, aber ebenfalls spürbar. Dasselbe gilt für staatlich vergünstigte Kreditfinanzierung.

4.4.2 Zertifikatebasierte Leitmärkte

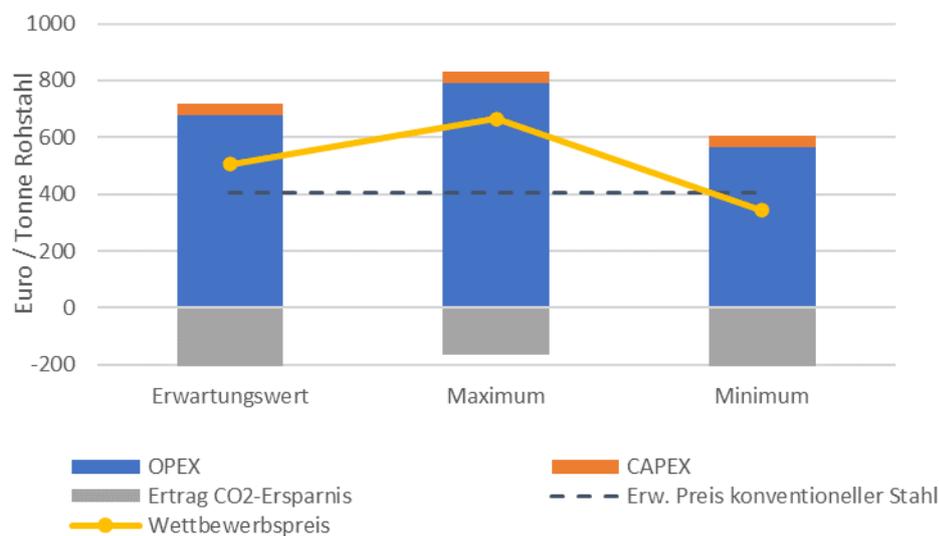
Wesentliche Voraussetzung für den Aufbau grüner Leitmärkte ist, dass die Homogenität von konventionell und emissionsarm hergestellten Stahl aus Nutzerperspektive aufgebrochen wird. Gelingt es, durch anerkannte Zertifizierungskriterien H₂-DRI-Stahl bzw. auf solchen Stahl basierende Produkte am Markt transparent zu machen, könnten die Mehrkosten der Herstellung über höhere Absatzpreise kompensiert werden. In welchem Ausmaß dies gelingen kann, hängt zum einen von der Existenz beschaffungsseitiger Vorgaben ab. Werden keine staatlichen Vorgaben gesetzt, hängt die Möglichkeit der Kostenkompensation allein an der freien Bereitschaft der Nachfrageseite zur Zahlung einer ausreichenden grünen Prämie. Nach der unserer Analyse zugrundeliegenden Kostenstruktur müsste diese Prämie im Schnitt einen Preisaufschlag von etwa 32% gegenüber konventionellem Stahl umfassen. Zudem ist auf einem solchen Markt im Hinblick auf schwankende Input-Preise kaum Risikominderung zu erwarten. Steigende Strompreise etwa können zumindest in der Anfangsphase kaum auf die Nachfrager von H₂-DRI-Stahl abgewälzt werden, da für sie ausreichend (von Strompreisanstiegen kaum betroffener) konventioneller Stahl als Substitut bereitsteht. Erlösseitig dürfte die Rendite aufgrund der engen Substitutionsbeziehungen zudem stark durch Weltmarktschwankungen im Preis für konventionellen Stahl geprägt sein.

Grundsätzlich besser sind die Aussichten, wenn zum Aufbau grüner Leitmärkte für die (öffentliche und/oder private) Beschaffung feste Quotenvorgaben (siehe Abschnitt 3.3) gesetzt werden. Werden Unternehmen der nachgelagerten Produktion gezwungen, einen bestimmten Prozentsatz ihres Stahlbedarfs in Form von H₂-DRI-Stahl zu decken, besteht unterhalb der Mindestquote keine Substitutionsmöglichkeit zwischen den Stahlformen mehr. Die Märkte für konventionellen und emissionsarm hergestellten Stahl werden so regulatorisch in Teilmärkte segmentiert. Substitution als Reaktion auf eine Verteuerung kann in diesem Fall nur grundsätzlich weg von Stahl und hin zu anderen Grundstoffen erfolgen. In DRI-Technologie investierende Unternehmen haben unter diesen Bedingungen deutlich größere Chancen, ihre Mehrkosten direkt am Markt zu kompensieren. Dabei ist zwischen kurz- und mittelfristigen Potenzialen zu unterscheiden. Kurzfristig könnten Quotenvorgaben den Vorreitern unter den Produzenten die Möglichkeit bieten, an einem Markt für Grünstahl Preise durchzusetzen, die neben der Kompensation der Mehrkosten auch einen oligopolistischen Gewinnaufschlag beinhalten. Denn durch die zeitverzögerte Reaktion der übrigen Stahlproduzenten (Länge Investitionszyklen) käme es zu keiner unmittelbaren Abschmelzung der Renditen durch Markteintritt. Mittelfristig, d.h. bei

realisierten Rückwirkungen auf den Markteintritt, sollten sich die Preise gleichwohl in Richtung eines gerade kostendeckenden Niveaus bewegen, sofern die Zertifizierungskriterien nicht die Bildung monopolistischer Strukturen befördern (siehe Abschnitt 3.3). Die preisliche Differenz zwischen den beiden Teilmärkten entspricht dann genau der Differenz der Herstellungskosten (unter Berücksichtigung des Ertrags aus CO₂-Ersparnis).

Quotenbasierte grüne Leitmärkte leisten unter diesen Bedingungen für Investoren eine ähnliche Absicherungsfunktion wie Klimaschutzverträge. Denn kostenseitige Unsicherheit und Preisschwankungen (z.B. Preis für Wasserstoff) können so über den Marktpreis erlösseitig kompensiert werden, und das prinzipiell über alle Kostenbestandteile hinweg. Technologische Risiken im Bereich der Kostenentwicklung wichtiger Inputs verschwinden damit allerdings nicht: Sie spiegeln sich im Preisaufschlag gegenüber konventionellem Stahl wider, werden somit lediglich an die Abnehmer von Stahl weitergereicht. Abbildung 10 vermittelt einen Eindruck von der Variabilität eines solchen Aufschlags in Abhängigkeit der von uns betrachteten Kostenszenarien.⁵⁹ Die Differenz zum erwarteten Preis für konventionellen Stahl würde im Erwartungswert etwa +25%, im Maximum (d.h. am oberen Ende der Preisspannen für Strom und Wasserstoff und unteren Ende für CO₂) ein Niveau von +65 % erreichen. Das Kostenminimum liegt dagegen sogar unterhalb des erwarteten Preises für konventionellen Stahl, d.h. bei sehr optimistischer Kostenentwicklung könnte emissionsarmer Stahl im Betrachtungszeitraum bereits von sich aus wettbewerbsfähig werden. Da die Hersteller von emissionsarmem Stahl in so einem Fall den Anreiz haben, den Stahl im konventionellen Segment zu vermarkten, ist die Preisdifferenz nach unten auf null begrenzt.

Abbildung 10: Bandbreite Leitmarktpreis H₂-DRI-Stahl



Quelle: Eigene Berechnungen

Die Kostenbelastung, die diese Preisaufschläge für die Abnehmerbranchen von Stahl bedeuten würden, schwankt naturgemäß stark mit der Intensität des Stahleinsatzes und den individuellen Substitutionsmöglichkeiten. Auch ist für diese Frage die Höhe der gesetzten Mindestbeschaffungsquote zentral. Für Endprodukte in Form von Konsum- und Investitionsgütern sollte grundsätzlich nur eine

⁵⁹ Hierbei wird als Folge der erwarteten Risikoabwälzung von der Möglichkeit einer vollständigen Fremdkapitalfinanzierung ausgegangen.

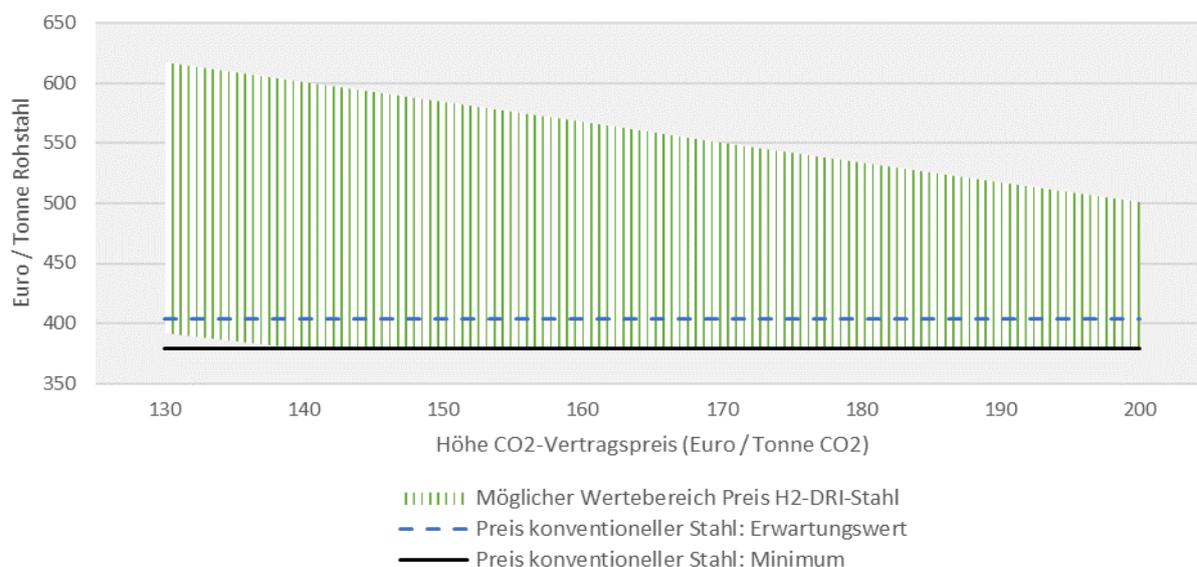
sehr begrenzte zusätzliche Belastung auf Basis dieser Zahlen zu erwarten sein. **Anekdotisch lassen sich für die Automobilindustrie auf Grundlage von Richtwerten zum durchschnittlichen Gewicht eines PKW (ca. 1,4 Tonnen⁶⁰) und dem durchschnittlichen Gewichtsanteil des verbauten Stahls (ca. 60%⁶¹) Schätzungen zur Mehrbelastung anstellen. Der als Erwartungswert bestimmte Preisaufschlag von 25% würde bei einer verbindlichen Grünstahlquote von 20% demnach zu Mehrkosten in Höhe von etwa 17 Euro für die Produktion eines PKW führen, bei einer Quote von 40% von 34 Euro.** Das sind in Relation zu den Absatzpreisen betrachtet sehr geringe Werte. Anders kann die Lage jedoch für die der Rohstahlgewinnung unmittelbar nachgelagerten Produktionsbereichen, d.h. Metallbearbeitung und -erzeugnisse, aussehen. Ein wichtiger Faktor ist hier die Bedeutung des Exports und der Intensität des internationalen Wettbewerbs auf den jeweiligen Märkten. Grundsätzlich spricht dies für ein differenziertes Vorgehen bei der Einführung von Quotenvorgaben nach Verwendungszweck.

Auch die zu erwartenden Wechselwirkungen bei simultaner Einführung von quotenbasierten Leitmärkten und Klimaschutzverträgen lassen sich mit Hilfe dieses Kostenschemas analysieren. Wie beschrieben sind die beiden Instrumente bei kompetitiven Design substitutiv: Beide können über eine Deckung der Mehrkosten zur Erhöhung der Investitionsanreize in H₂-DRI-Stahlkapazitäten beitragen. Ein kombinierter Einsatz beider Instrumente kann zur Steuerung der ökonomischen Verteilungseffekte dennoch sinnvoll sein. Abbildung 11 illustriert diese Wirkung über die Darstellung des zu erwartenden Preisspektrums für emissionsarmen Stahl in Abhängigkeit von der Höhe eines staatlicherseits abgesicherten CO₂-Preises. Abbildung A2 im Anhang präsentiert konkrete Simulationsergebnisse zur Verteilung der Preise für emissionsarmen Stahl für drei verschiedene CO₂-Preisniveaus.⁶² Je höher der vertraglich vereinbarte CO₂-Festpreis, umso geringer ist das erwartete Preisniveau am Markt für emissionsarmen Stahl, da der kostensenkende Effekt über den Wettbewerb direkt an die Stahlabnehmer weitergereicht würde. Das ist gleichbedeutend mit einer Umverteilung der gesellschaftlichen Kosten staatlicher Quotenvorgaben weg von den betroffenen Stahlabnehmern und hin zu den staatlichen Haushalten. Über den Mechanismus der Preisanpassung kann zugleich eine Doppelförderung vermieden werden, vollständig allerdings nur, wenn sich der CO₂-Vertragspreis in gemäßigten Bahnen bewegt. Erreicht er ein Niveau, zu dem kostenseitig eine Überkompensation wahrscheinlich wird, könnten Produzenten durch den Verkauf von emissionsarmem Stahl auf den regulären Märkten Überschussrenditen erzielen.

⁶⁰ MeinAuto.de (2023). [Wie schwer ist ein Auto?](#)

⁶¹ Wissenschaft.de (2023). [Aus welchen Teilen besteht ein Auto?](#)

⁶² Es handelt sich um die Ergebnisse einer Monte-Carlo-Simulation (Anzahl Ziehungen: 10000) des Preises für emissionsarmen Stahl auf Basis der Preisverteilungen für Strom, Wasserstoff und CO₂. Diese werden jeweils als voneinander unabhängige Gleichverteilungen innerhalb des betrachteten Preiskorridors (siehe Tabelle 2 in Abschnitt 4.1) modelliert.

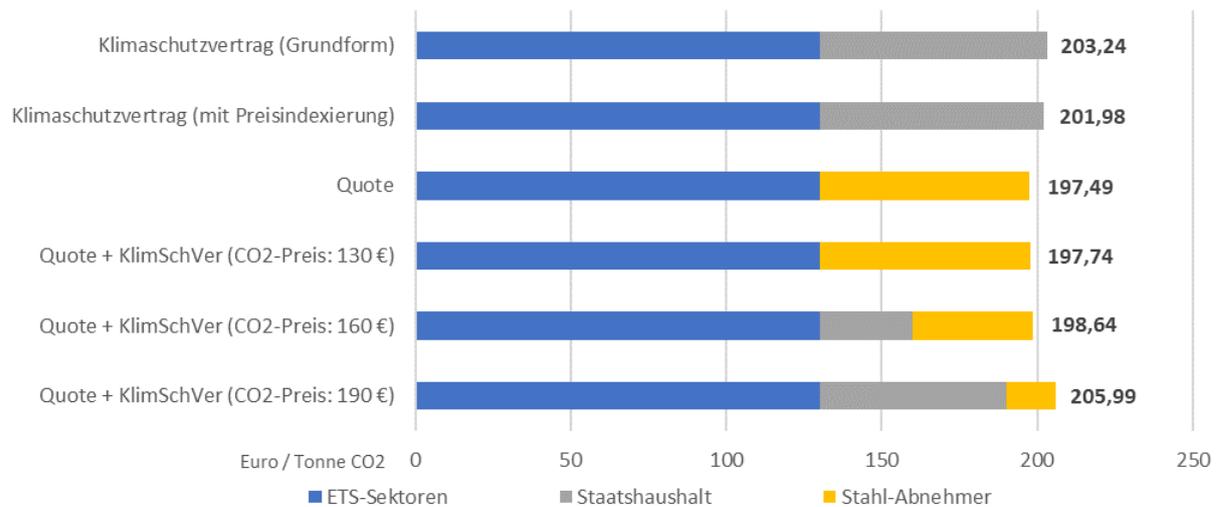
Abbildung 11: Zusammenhang zwischen CO₂-Vertragspreis und Marktpreis für H₂-DRI-Stahl


Quelle: Eigene Berechnungen

4.4.3 Vergleich CO₂-Minderungskosten

Die vorangegangene Analyse hat gezeigt, dass bei wettbewerbsorientierter Ausgestaltung beide Instrumente geeignet sind, Investitionsanreize in klimaschonende Stahlerzeugung zu setzen. Als wesentlicher Bewertungsfaktor verbleibt die Höhe der für die Allgemeinheit entstehenden Kosten, und deren Verteilung zwischen unterschiedlichen Akteursgruppen. Der übliche Indikator hierfür sind die CO₂-Minderungskosten, d.h. die gesellschaftlichen Mehrkosten, die im Schnitt mit der Vermeidung der Emission von einer Tonne CO₂ verbunden sind. In unserem Szenario entspricht dies dem Verhältnis des Kostenunterschieds der Stahlherstellung zwischen DRI- und Hochofenroute zur erzielten Emissionersparnis. Abbildung 12 stellt Höhe und Verteilung der im Mittel erwarteten Minderungskosten für verschiedene zuvor diskutierte Politikvarianten gegenüber. Die Gesamthöhe der Kosten fällt demnach in einer rein auf Klimaschutzverträge setzenden Variante etwas höher aus als bei Einführung quotenbasierter Leitmärkte. Grund ist die verstärkte Absicherungswirkung für Investoren, die von der Möglichkeit der Kostenabwälzung auf solchen Märkten ausgeht. Diese Unterschiede sind jedoch quantitativ wenig bedeutend, als Folge des geringen Anteils der Kapitalkosten an den erwarteten Gesamtkosten (siehe Abschnitt 4.4.1). Deutlich markanter sind die Unterschiede hinsichtlich der Verteilung der Kosten zwischen den Akteursgruppen. Der über den ETS-Preis hinausgehende Kostenanteil⁶³ wird im Fall einer allein auf Klimaschutzverträgen setzenden Variante allein vom Staatshaushalt (und damit von der Allgemeinheit der Steuerzahler) getragen, bei einer reinen Quotenlösung von den Abnehmern des Stahls. Eine Kombination beider Varianten ermöglicht demgegenüber eine ausgeglichene Kostenverteilung, abhängig von der Höhe des staatlich garantierten CO₂-Vertragspreises.

⁶³ Wir gehen in unserer Analyse davon aus, dass die Einführung der Instrumente keine unmittelbaren Rückwirkungen auf die Preisbildung am EU-ETS hat, da wir die Anfangsphase der Transformation (d.h. bei gegebenen Kapazitäten) betrachten. Mittelfristig sollten die ausgelösten Anpassungen im Anlagenbestand aber die Grenzvermeidungskosten (und damit die Zahlungsbereitschaft für CO₂-Zertifikate) verändern.

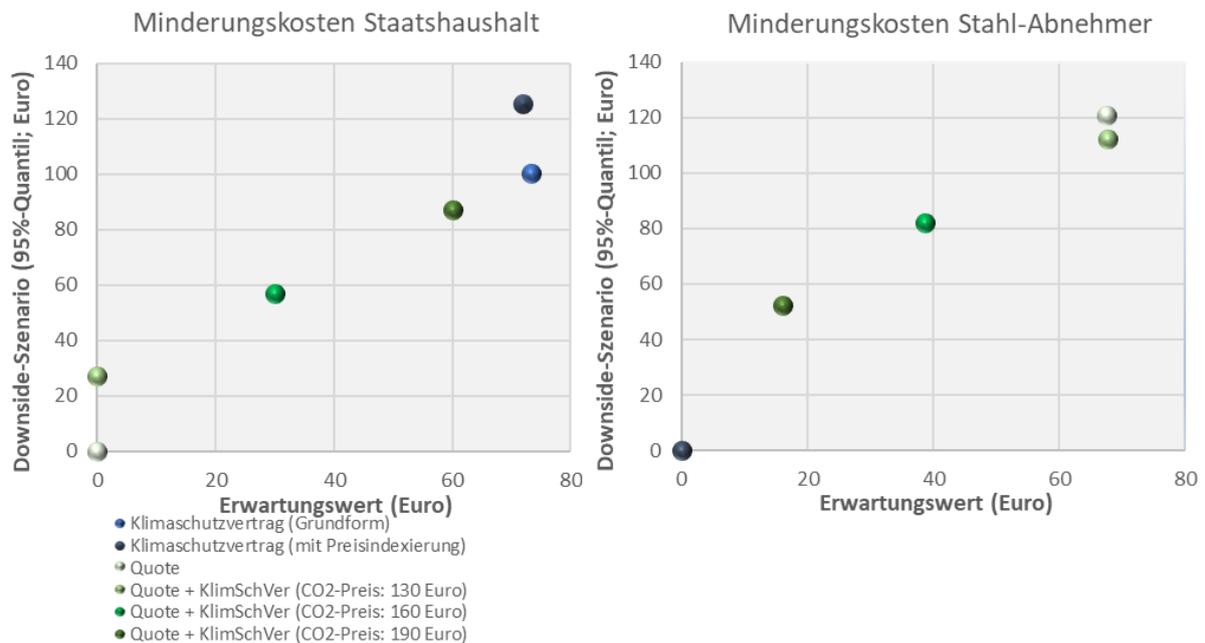
Abbildung 12: Vergleich Politikvarianten nach erwarteten CO₂-Minderungskosten im Förderzeitraum

Quelle: Eigene Berechnungen

Ein Vergleich der im Mittel erwarteten Kosten ist angesichts der bestehenden Preisunsicherheiten aber allein noch unzureichend. Nicht nur für die Investoren der Stahlindustrie, auch für die übrigen Stakeholder gilt, dass die Auswirkungen von Worst-case Szenarien als Downside-Risiko mitbeachtet werden sollten. Unser stochastischer Ansatz ermöglicht auch hierzu Einschätzungen. Abbildung 13 stellt die im Mittel erwarteten Kosten der Kostenbelastung in einem Risikoszenario⁶⁴ gegenüber, jeweils aus Sicht des Staatshaushaltes sowie der Abnehmer von Stahl. Aus staatlicher Perspektive wirkt die Ergänzung von Klimaschutzverträgen durch Quotenregelungen nicht nur im Mittel kostensenkend, sondern reduziert auch die Kosten im Downside-Szenario. Grund ist, dass die ergänzenden Quotenregelungen eine Absenkung des CO₂-Vertragspreises ermöglichen, und damit Szenarien starker positiver Preisdifferenzen zum CO₂-Marktpreis unwahrscheinlicher machen. Nahezu spiegelbildlich ist der Effekt auf die Risikodisposition der Stahl-Abnehmer. Denn ein niedrigerer CO₂-Vertragspreis impliziert einen geringeren sicheren Ertragspuffer gegenüber Kostenrisiken, und damit eine stärkere Tendenz, höhere Produktionskosten über den Marktpreis für Grünstahl im Gleichgewicht an die Abnehmer abzuwälzen. Eine durchdachte Kombination beider Instrumente sollte es damit den Regulatoren ermöglichen, sowohl die mittleren Kosten als auch die Risiken zwischen den Kostenträgern auszubalancieren und so akzeptanzschädigende einseitige Belastungen zu vermeiden.

⁶⁴ Die Szenariowerte entsprechend jeweils dem 95%-Quantil der geschätzten Kostenverteilungen, die sich aus den in Fußnote 60 beschriebenen Monte-Carlo-Simulationen ergeben. Die Kostenverteilungen insgesamt sind in Abbildung A3 im Anhang dargestellt.

Abbildung 13: Gegenüberstellung Erwartungswert und Downside-Szenario CO₂-Minderungskosten



Quelle: Eigene Berechnungen

Gegenstand unserer Betrachtung sind hier wohlgerneht die unmittelbar entstehenden Kosten. Deren finale Verteilung zwischen einzelnen Branchen und letztendlich Bevölkerungsgruppen hängt wesentlich von den Preissensitivitäten und Anpassungsreaktionen auf den nachgelagerten Märkten ab. Eine die Wettbewerbsfähigkeit schädigende Kostenbelastung nachgelagerter Industrien kann über eine Verringerung der Unternehmensgewinne auf die Steuereinnahmen und damit den Staatshaushalt rückwirken, über indirekte Nachfrageeffekte zudem auch nicht unmittelbar in Stahl-Lieferketten eingebundene Branchen belasten. Das Aufspüren solcher indirekten Verteilungseffekte wäre Aufgabe einer dezidierten gesamtwirtschaftlichen Analyse.

4.5 Diskussion

Unsere quantitative Analyse basiert auf dem Szenario einer in der Anfangsphase des Übergangs zu emissionsarmen Technologien befindlichen Stahlindustrie, die sich in ihren Investitionsbedingungen grundsätzlich funktionierenden, aber für den Übergangszeitraum mit viel (regulatorischer und technologischer) Unsicherheit behafteten Märkten gegenübersteht. Ein solches Szenario kann nicht alle Facetten eines zukünftigen Zusammenspiels zwischen industrieller Transformation, Marktpreisen und regulatorischen Rahmenbedingungen beleuchten. Es ist deshalb an dieser Stelle wichtig, die Bedeutung zusätzlicher Wirkungskanäle ergänzend qualitativ zu diskutieren.

Ein Aspekt sind mögliche **Wechselwirkungen zwischen den kostenrelevanten Preisgrößen**. Anders als in unserer stochastischen Analyse sind die Preise für Strom, Wasserstoff und CO₂ in der Realität keine voneinander unabhängigen Variablen. Über die Gewinnung von Spitzenlaststrom aus fossilen Erzeugungstechnologien besteht etwa ein empirisch dokumentierter positiver Zusammenhang zwischen

den Preisen an der Strombörse und den Preisen für CO₂-Zertifikate⁶⁵, der sich mittelbar auch auf die industriellen Endverbraucherpreise für Strom auswirken sollte. Da für den betrachteten Zeitraum der nächsten Jahre auf diese Technologien noch nicht komplett verzichtet werden kann, stellt dies einen realen Effekt der Risikoglättung dar. Eine positive Korrelation ist zukünftig aber auch zwischen dem Strompreis und dem Preis für elektrolytisch gewonnenen Wasserstoff zu erwarten. Da es sich in beiden Fällen um Kostenparameter handelt, wäre dieser Effekt eher risikoverstärkend. Die Auswirkungen der Preiszusammenhänge auf das Risikomuster insgesamt bleiben damit abzuwarten.

Ein weiterer Aspekt ist das ergänzende **Auftreten von Mengenrisiken**. Das betrifft in unserem Technologiesetup vor allem die Verfügbarkeit von Wasserstoff. Da entsprechende Märkte für Wasserstoff erst im Entstehen begriffen sind, ist noch nicht sicher zu sagen, ob sich in absehbarer Zeit ein Knappheiten ausbalancierender Marktmechanismus etabliert. Auf regulatorischer Seite werden jedoch bereits Anstrengungen unternommen, über Programme wie H₂-Global mittels staatlich koordinierter langfristiger Beschaffungsverträge mehr Planungssicherheit zu schaffen.⁶⁶

Ein speziell mit Blick auf Klimaschutzverträge relevanter Aspekt ist ein zukünftiger **Einfluss von CO₂-Preisen auf die Märkte für konventionellen Stahl**. In unserer quantitativen Analyse sind wir implizit von einem kompetitiven Weltmarkt für Stahl ausgegangen, auf dem sich die Preise losgelöst von europäischer Klimagesetzgebung bilden. Ob dies für die Zukunft angenommen werden kann, hängt zum einen vom Erfolg der EU-Strategie ab, über Klimaclubs relevante Handelspartner schrittweise zu einer vergleichbaren CO₂-Bepreisung zu motivieren.⁶⁷ Zum anderen ergeben sich zumindest für den innereuropäischen Stahlabsatz Einschränkungen aus einer Umsetzung des beschlossenen CO₂-Grenzausgleichsmechanismus (CBAM).⁶⁸ Über die Verteuerung von Stahl-Importen nach Emissionsgehalt könnte eine Differenz zum Weltmarktpreisniveau für Stahl durchgesetzt werden. Diese würde im vorgesehenen Mechanismus positiv von der Höhe des ETS-Preises für CO₂ abhängen. Aus Sicht der Investoren verstärkt dieser Zusammenhang noch die Bedeutung des CO₂-Preises für die erwartete Ertragsentwicklung. Klimaschutzverträge würden dann nicht das komplette CO₂-preisbedingte Renditerisiko abfedern. Einer raschen Etablierung alternativer Leitmärkte für emissionsarmen Stahl käme in einem solchen Szenario noch größere Bedeutung zu.

Ein speziell mit Blick auf Leitmärkte relevanter Aspekt ist die zumindest temporäre **Gefahr von angebotsseitiger Marktmacht**. Abhängig von der konkreten Ausgestaltung von Zertifizierungskriterien besteht das Risiko, dass bestimmte Anbieter am entstehenden Markt für emissionsarmen Stahl aufgrund technologiebedingter Kostenvorteile in eine Exklusivposition gelangen, die ihnen eine Abschöpfung von Überschussrenten über erhöhte Preise ermöglicht. Ein Abbau dieser Renten durch Markteintritt könnte infolge der Länge der Investitionszyklen nur zeitverzögert erfolgen. Auch hiergegen gibt die Kombination von Quotenvorgaben mit Klimaschutzverträgen dem Regulator aber ein Mittel an die Hand. Um von Anfang an für ausreichend Wettbewerb auf grünen Leitmärkten zu sorgen, könnten strenge Zertifizierungsanforderungen bewusst mit vergleichsweise hohen CO₂-Vertragspreisen verbunden werden, die auch bei hohen technologischen Anpassungskosten die Transformation für einen breiten Kreis an Investoren attraktiv machen. Das bedeutet auch, dass es Sinn machen kann, im

⁶⁵ Arcos-Vargas, A., Núñez-Hernández, F., & Ballesteros-Gallardo, J. A. (2022). CO₂ price effects on the electricity market and greenhouse gas emissions levels: an application to the Spanish market. *Clean Technologies and Environmental Policy*, 1-18.

⁶⁶ BMWK (2023c). [One-Stop-Shop – Wasserstoff – H2Global](#). Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz.

⁶⁷ Nordhaus, W. (2015). Climate clubs: Overcoming free-riding in international climate policy. *American Economic Review*, 105(4), 1339-1370.

⁶⁸ Vgl. Menner & Reichert (2022).

Interesse der Gesamtkosten bei der Vergabe von Klimaschutzverträgen auf kompetitive Tender zu verzichten oder zumindest auf ein pay-as-bid (anstelle eines pay-as-clear) Gebotsverfahren zu setzen, um zertifizierungsbedingte Kostenvorteile auszugleichen.

In langfristiger Perspektive schließlich ist auch der Aspekt der **zukünftigen Technologieentwicklung** mitzudenken. Niemand kann auf heutiger Basis sicher sagen, welche Innovationen im Bereich der Stahlherstellung in den nächsten Jahren zu erwarten sind, und ob die von uns betrachtete Technologie der wasserstoffbasierten Direktreduktion von Stahl noch 2050 die Ideallösung für eine klimaneutrale Industrie darstellen wird. Diese elementare Technologieunsicherheit spricht grundsätzlich weder gegen Klimaschutzverträge noch quotenbasierte Leitmärkte. Sie bekräftigt aber, dass bei der Ausgestaltung beider Instrumente der klimapolitische Kernaspekt immer im Zentrum stehen sollte: der erwartete Beitrag eines Investitionsprojekts zur Senkung der Treibhausgasemissionen. Erweiterungen um technologiespezifische Absicherungsmechanismen führen nicht nur zu einer bedeutenden Umverteilung von Risiken (siehe Simulationsergebnisse), sondern können über die Einengung des Technologiepfades langfristig auch kostensteigernd wirken.

5 Fazit

Das Vorhaben, Europas energieintensive Industrie innerhalb kurzer Zeit von fossilen Ressourcen zu entkoppeln, ist technologisch wie regulatorisch ein heikler Balanceakt. Der Übergang zu neuen emissionsarmen Technologien muss flächendeckend incentiviert werden, ohne die bestehende industrielle Basis als Eckpfeiler von Europas Wohlstand zu gefährden. Um ausreichend private Investitionen in einem durch massive Kostenrisiken geprägten Umfeld zu stimulieren, besteht Innovationsbedarf auch auf regulatorischer Ebene. Die Herausforderung ist, zusätzliche Förderinstrumente zu entwickeln und umzusetzen, die die Kapitalmarktgängigkeit von Investitionen erhöhen, ohne zur Überförderung oder zur Verwässerung bestehender langfristiger CO₂-Preissignale zu führen. Dies kann nur gelingen, wenn der Umfang an Förderung sich konsequent am gesellschaftlichen Oberziel der Emissionsreduktion ausrichtet.

Dieser cepInput untersucht das Zusammenspiel zweier aussichtsreicher Anreizinstrumente: Klimaschutzverträge und grüne Leitmärkte. Beide Instrumente haben das Grundprinzip gemeinsam, dass sie regulatorisch verursachte Erlösunsicherheiten abfedern und mehr unternehmerischen Ehrgeiz bei der Dekarbonisierung belohnen. Sie sind zudem miteinander kombinierbar, ohne damit zu Doppelförderung zu führen. Ihr Zusammenwirken über die Marktkräfte ermöglicht es, den Dekarbonisierungsprozess auf regulatorisch breitere Füße zu stellen. Damit dies zielgerichtet und kosteneffizient geschieht, muss ihre Umsetzung auf wettbewerblichen Grundlagen erfolgen. Im Falle der Klimaschutzverträge setzt dies die Vergabe über kompetitive Ausschreibungen voraus, die an Geboten zur Höhe des vertraglich gesicherten CO₂-Preises festgemacht werden. Im Falle von grünen Leitmärkten besteht die Aufgabe vor allem darin, Zertifizierungskriterien für emissionsarme Produkte so zu definieren, dass sich möglichst frühzeitig in der Formierung neuer grüner Märkte Wettbewerb etablieren kann, der eine Entstehung von aus technologischer Bevorzugung einzelner Anbieter resultierender Überschussrenditen verhindert.

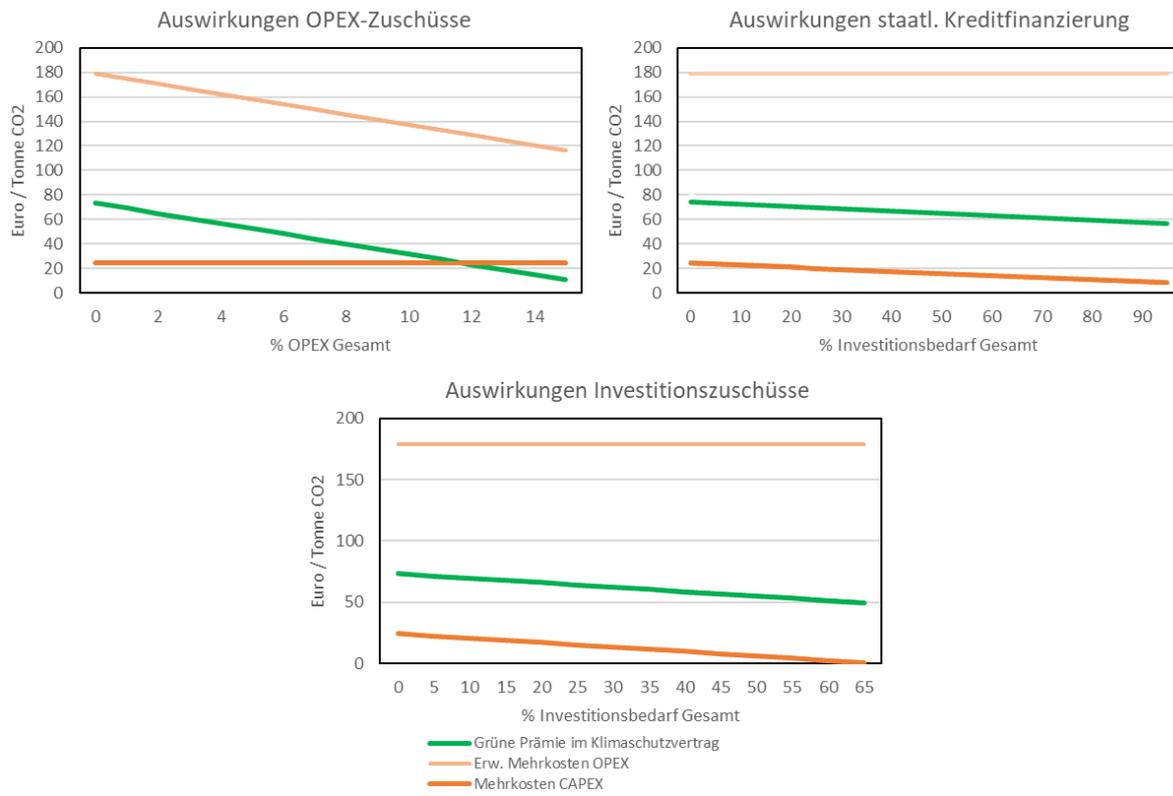
Auch bei effizienter Ausgestaltung ist die Einführung dieser Instrumente aber mit einer unmittelbaren Belastung für die Allgemeinheit verbunden. Denn die technologisch bedingten Mehrkosten und Preisrisiken verschwinden hierdurch nicht: Sie werden zur Anreizsetzung umverteilt. Für die zukünftige Akzeptanz dieser Instrumente ist deshalb eine ehrliche Debatte über ihre Chancen und Risiken

notwendig. Dieser cepInput leistet hierzu einen Beitrag, indem er am Beispiel der Stahlindustrie die aus der Umsetzung entstehenden Kostenrisiken und deren Verteilung quantifiziert. Die im Mittel zu erwartende Belastung erscheint grundsätzlich vertretbar: Eine zügige flächendeckende Einführung von Klimaschutzverträgen für die Stahlindustrie würde demnach in der Transitionsphase staatliche Ausgaben in einer Größenordnung von jährlich im Schnitt etwa 3 Mrd. Euro in Deutschland und 10 -12 Mrd. Euro EU-weit verursachen, ein im Vergleich zu den Gesamtkosten der Transformation eher geringer Betrag. Eine auf vorgegebene Beschaffungsquoten für grünen Stahl beruhender Aufbau von Leitmärkten würde - bei wettbewerblicher Preissetzung – ebenfalls nur zu geringen zusätzlichen Kostenbelastungen für zentrale Downstream-Industrien führen. Jenseits dieser Mittelwerte bestehen dennoch für die Kostenträger der jeweiligen Instrumente nicht unerhebliche Risiken, die sich im Falle von Stahl vor allem auf die zukünftige Bepreisung und Verfügbarkeit von Strom und Wasserstoff beziehen. Unsere Detailanalyse der zu erwartenden Risikostruktur verdeutlicht, dass die Kombination von Klimaschutzverträgen mit grünen Leitmärkten auch in dieser Hinsicht Mehrwert bietet: Sie ermöglicht eine ausgeglichenerere Verteilung sowohl der im Mittel erwarteten Kosten als auch der Downside-Risiken zwischen den Staatshaushalten und den Abnehmern von emissionsarmem Stahl. Das verhindert einseitige Kostenbelastungen und trägt zur gesellschaftlichen Akzeptanz bei.

Zugleich ist die Gefahr einer Überfrachtung und Verwässerung der Instrumente im Auge zu behalten. Das betrifft insbesondere die Neigung seitens der Regulatoren, auf berechtigte Sorgen über hohe Energiekosten mit einer Bindung von Klimaschutzverträgen an die Energiepreisentwicklung zu reagieren. Damit würde nicht nur das Kernprinzip der Absicherung von Erlösen aus der Emissionsreduktion verwässert. Es kämen auch zusätzliche Risiken auf die Staatshaushalte zu, die angesichts der gegenwärtig hohen Unsicherheit auf den Energiemärkten beträchtlicher Natur sind. Auch Technologieoffenheit könnte in einem dergestalt erweiterten Förderschema kaum gewährleistet werden, was die langfristige Kosteneffizienz des Transformationspfades gefährdet. Das verdeutlicht, dass die untersuchten Instrumente bei aller Effektivität im Hinblick auf Investitionsanreize keine Allzweckwaffen für die Koordination der Energiewende darstellen. Die Rückführung industrieller Energiepreise auf ein wettbewerblich tragbares Niveau, bei gleichzeitiger Wahrung der Investitionsanreize in erneuerbare Energien, bleibt eine separate und drängende regulatorische Aufgabe.

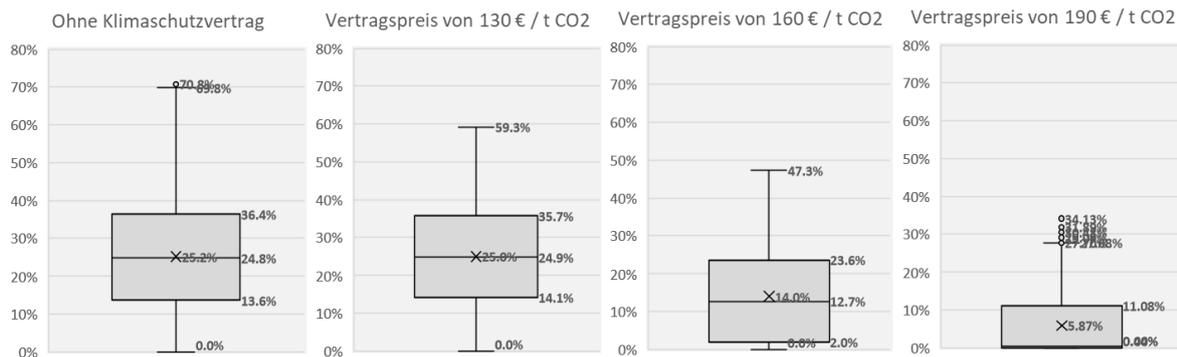
6 Anhang

Abbildung A 1: Höhe Grüne Prämie bei ergänzender konventioneller Förderung

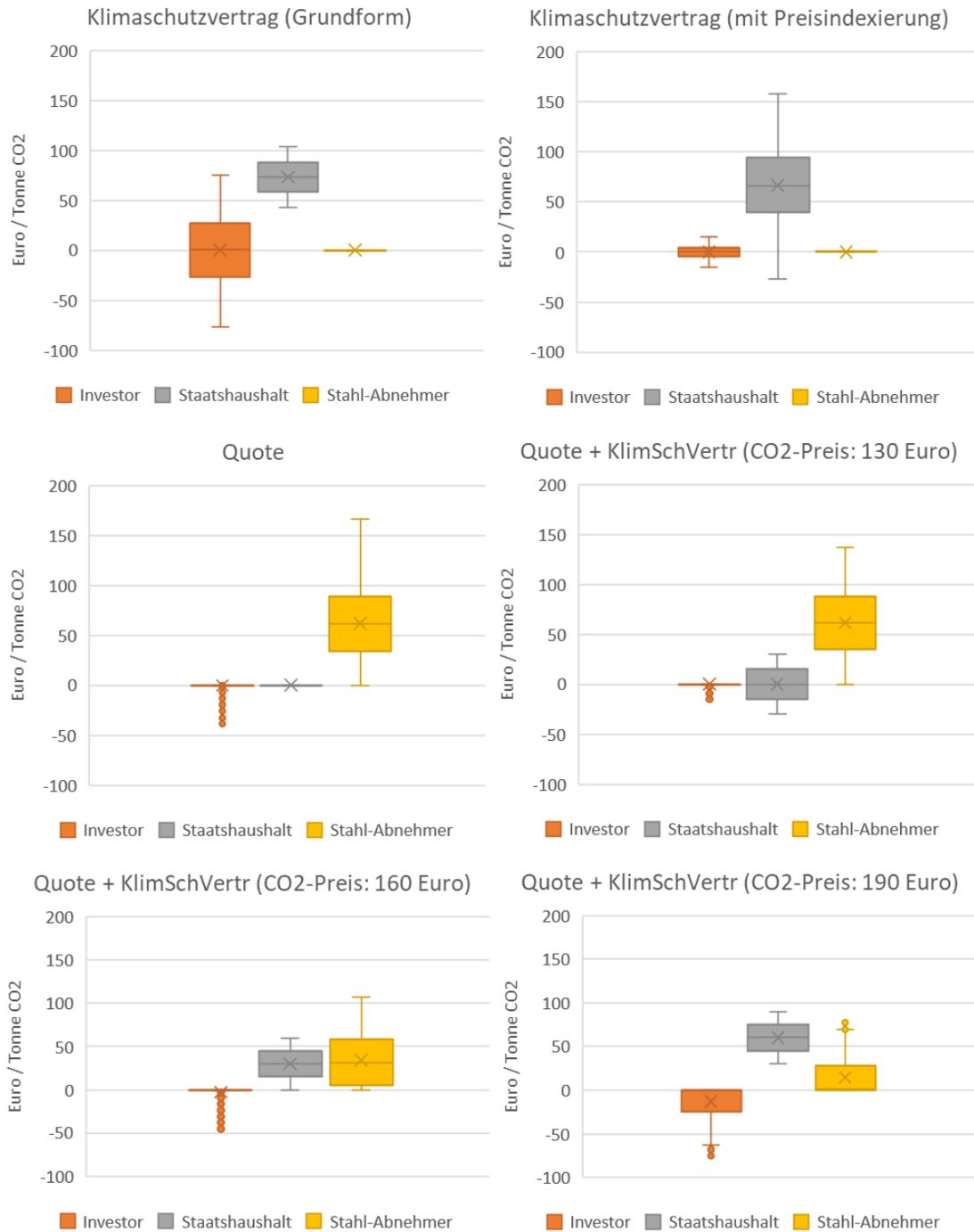


Quelle: Eigene Berechnungen

Abbildung A 2: Wahrscheinlichkeitsverteilungen Preisaufschlag grüne Leitmärkte



Quelle: Eigene Berechnungen

Abbildung A 3: Wahrscheinlichkeitsverteilungen CO₂-Minderungskosten nach Politikoptionen

Quelle: Eigene Berechnungen



Autor:

Dr. André Wolf

Leiter Fachbereich Technologische Innovation, Infrastruktur und industrielle Entwicklung

wolf@cep.eu

Centrum für Europäische Politik FREIBURG | BERLIN

Kaiser-Joseph-Straße 266 | D-79098 Freiburg

Schiffbauerdamm 40 Raum 4205/06 | D-10117 Berlin

Tel. + 49 761 38693-0

Das **Centrum für Europäische Politik** FREIBURG | BERLIN, das **Centre de Politique Européenne** PARIS, und das **Centro Politiche Europee** ROMA bilden das **Centres for European Policy Network** FREIBURG | BERLIN | PARIS | ROMA.

Das gemeinnützige Centrum für Europäische Politik analysiert und bewertet die Politik der Europäischen Union unabhängig von Partikular- und parteipolitischen Interessen in grundsätzlich integrationsfreundlicher Ausrichtung und auf Basis der ordnungspolitischen Grundsätze einer freiheitlichen und marktwirtschaftlichen Ordnung.