

The background of the cover is a composite image. The top half shows a wide, panoramic view of a mountain valley with green slopes and a winding road. The bottom half is a close-up, aerial view of a winding asphalt road with white dashed lines, curving through a lush green mountain landscape.

Policy Paper

März 2026

# **CO<sub>2</sub>-Differenzverträge als Basis für Investitionssicherheit**

Analyse der aktuellen Förderrichtlinie und  
Vorschläge zur Optimierung

# Inhaltsverzeichnis

<b>1 Executive Summary</b>	<b>1</b>
<b>2 CO<sub>2</sub>-Differenzverträge im Instrumentenmix</b>	<b>2</b>
<b>3 CO<sub>2</sub>-Differenzverträge in Deutschland im Detail</b>	<b>3</b>
<b>4 Regelungsoptionen für die Optimierung der CO<sub>2</sub>-Differenzverträge</b>	<b>6</b>
4.1 Förderfähigkeit von CCS/ CCU	6
4.2 CO <sub>2</sub> -armer und grüner Wasserstoff	7
4.3 Verteilung der Fördermittel	10
4.4 Deckelung der Überschusszahlungen	10
<b>5 CO<sub>2</sub>-Differenzverträge als Chance nutzen: Fazit und zentrale Handlungsempfehlungen</b>	<b>12</b>
<b>6 Referenzen</b>	<b>14</b>

# 1 Executive Summary

Um die Industrie klimaneutral umzugestalten, reicht der aktuelle CO<sub>2</sub>-Preis als Anreiz nicht aus. Zu groß sind die technologischen und regulatorischen Unsicherheiten und damit Erlös- und Kostenrisiken für Unternehmen, hinzu kommen Koordinationsprobleme. CO<sub>2</sub>-Differenzverträge (CCfD) schließen diese Lücke und erlauben einen frühzeitigen Projektstart. Das Prinzip ist simpel: Die Verträge decken die Differenz zwischen den tatsächlichen Vermeidungskosten und dem CO<sub>2</sub>-Preis ab. Das deutsche Modell geht dabei einen Schritt weiter und sichert Unternehmen zusätzlich gegen unsichere Energiekosten ab. Das Ergebnis ist eine deutliche Risikoreduktion, die den Weg für private Investitionen ebnet.

Dieses Paper identifiziert zentrale Stellschrauben im Entwurf der aktuellen Förderrichtlinie (FRL), um die Effektivität des Instruments zu erhöhen:

- **Differenzierte Förderung von CCS/CCU:** Die Abscheidung und Speicherung von CO<sub>2</sub> ist essenziell für die Reduktion vieler schwer vermeidbarer Emissionen. Es besteht jedoch dringender Klärungsbedarf bei den Kriterien für die Prüfung alternativer Dekarbonisierungspfade, um Fehlsteuerungen zu vermeiden und Transparenz im Antragsverfahren zu schaffen.
- **Strategische Wasserstoffnutzung:** Während blauer Wasserstoff in einer Übergangsphase zur Reduktion von Mengenrisiken zulässig ist, muss die Förderung primär den Hochlauf von grünem, elektrolytischem Wasserstoff priorisieren. Dies kann durch gestaffelte Wirtschaftlichkeitsbedingungen und über die Dynamisierungskomponente der Auszahlung geschehen.
- **Sektorspezifische Fördervolumen:** Um einen maximalen Transformationsnutzen zu erzielen, dürfen Branchen mit systembedingt hohen Vermeidungskosten, wie die Zementindustrie durch ihre dezentralen Standorte, nicht durch das Gebotsverfahren benachteiligt werden. Eine methodisch fundierte Festlegung von Sektorkontingenten ist hierfür unerlässlich.
- **Reform der Überschusszahlungen:** Die Rückzahlungspflicht bei hohen CO<sub>2</sub>-Preisen kann ein signifikantes Risiko für Innovatoren sein. Vorgeschlagen wird eine Dynamisierung der Rückzahlung proportional zur realen Emissionsintensität des Marktes für das betroffene Produkt gegenüber dem Referenzsystem.

Für den Erfolg der industriellen Transformation ist eine Verstetigung der Mittel im Klima- und Transformationsfonds, ein klares politisches Bekenntnis zur langfristigen Absicherung durch CO<sub>2</sub>-Differenzverträge sowie eine effektive Verzahnung mit anderen Maßnahmen erforderlich. Dazu zählen u. a. eine effektive CO<sub>2</sub>-Bepreisung und Leitmarktinstrumente.

## 2 CO<sub>2</sub>-Differenzverträge im Instrumentenmix

Warum ist es notwendig, die Dekarbonisierung der Industrie mit öffentlichen Mitteln zu fördern? Warum genügt es nicht, Emissionen ausreichend zu bepreisen? Während der CO<sub>2</sub>-Preis primär die Umweltexternalität internalisieren soll, unterliegen die Transformation und die damit einhergehenden Investitionen weiteren wesentlichen Unsicherheiten und Risiken. Diese können in vielfältiger Weise auftreten und können nicht direkt über die CO<sub>2</sub>-Bepreisung adressiert werden.

Zunächst bestehen erhebliche technologische und prozessuale Unsicherheiten im Innovationsprozess selbst. Die Entwicklung neuer Technologien ist kein linearer Vorgang; sie birgt das Risiko des Scheiterns oder technischer Komplikationen, insbesondere beim entscheidenden „Scale-up“ vom Pilot- in den Industriemaßstab. Da die tatsächliche Performance und die finalen Gestehungskosten neuer Technologien ex-ante oft schwer präzise abzuschätzen sind, stellt diese Unwägbarkeit eine Barriere für privates Kapital dar.

Ein weiterer Unsicherheitsfaktor betrifft die Kostenentwicklung der konventionellen Produktion, die maßgeblich von der künftigen Emissionsbepreisung abhängt. Investitionen in klimafreundliche Alternativen basieren auf der Erwartung steigender Kosten für emissionsintensive Verfahren. Da jedoch die langfristige Entwicklung des CO<sub>2</sub>-Preises politischen Entscheidungsprozessen und volatilen Marktschwankungen unterliegt, entsteht ein erhebliches regulatorisches Risiko. Bleibt der CO<sub>2</sub>-Preis niedriger als erwartet, verlieren kohlenstoffarme Technologien ihre relative Wettbewerbsfähigkeit, was Investitionen ohne staatliche Zuschüsse oder Absicherungen hochriskant macht. Insbesondere die unklare Ausgestaltung des CBAMs für einige Sektoren sowie die Forderungen nach generellen Abschwächungen des ETS allgemein sorgen für Unsicherheit.

Darüber hinaus hemmen wettbewerbsseitige Risiken die Bereitschaft, als Erster zu investieren („First-Mover-Disadvantage“) (Bellona Europa 2024). Unternehmen, die Pionierarbeit leisten, tragen die vollen Lernkosten und das Risiko anfänglicher Ineffizienzen, während Wettbewerber abwarten und später kostengünstiger in die bereits erprobte Technologie einsteigen können. Ohne Mechanismen, die dieses Risiko abfedern, führt die rationale individuelle Entscheidung des Abwartens zu einem kollektiven Investitionsstau, der die Transformation der gesamten Branche verlangsamt.

Auf der Abnahmeseite mangelt es derzeit noch an verlässlichen Leitmärkten für CO<sub>2</sub>-arme Produkte. Es besteht große Unsicherheit darüber, ob und in welchem Umfang Kunden bereit sind, ein „Green Premium“, also einen Aufpreis für die Dekarbonisierung, zu zahlen. Solange langfristige Abnahmeverträge fehlen und die Nachfrage nach grünem Stahl, Zement oder chemischen Grundstoffen nicht garantiert ist, bleibt die Umsatzplanung spekulativ, was die Finanzierung kapitalintensiver neuer Anlagen durch Fremdkapitalgeber massiv erschwert.

Die Transformation hängt oft von der Verfügbarkeit großer Mengen grünen Wasserstoffs oder erneuerbaren Stroms zu wettbewerbsfähigen Preisen ab. Zudem muss die physische Infrastruktur (z. B. Pipelines, Netzausbau) zeitlich synchron zur industriellen Umstellung bereitstehen. Dieses Koordinationsrisiko zwischen Angebot, Infrastruktur und industrieller Nachfrage, das außerhalb der Kontrolle einzelner Unternehmen liegt, schafft eine „Henne-Ei-Problematik“, die ohne staatliche Koordinierung und Förderung kaum aufzulösen ist.

Staatliche Förderung und De-Risking-Instrumente im Allgemeinen können die benannten Unsicherheiten teilweise absorbieren und so transformative Investitionen ermöglichen. Im Speziellen können CO<sub>2</sub>-Differenzverträge, oder auch Carbon Contracts for Difference (CCfD) genannt, Kosten- und Erlösrisiken adressieren, indem sie gezielt die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten im Vergleich zur konventionellen Produktionsweise subventionieren, die nicht durch den CO<sub>2</sub>-Preis abgedeckt werden. Zudem kann eine zusätzliche Dynamisierung der Energieträgerpreise das Kostenrisiko der wichtigsten Inputs reduzieren.<sup>1</sup> Darüber hinaus ermöglicht die Deckung der Vermeidungskosten durch den CO<sub>2</sub>-Preis und CCfD frühzeitige transformative Investitionen und reduziert damit einen potentiellen First-Mover-Disadvantage.

Im Vergleich zu einer reinen Investitionsförderung ist dies zielgenauer. Die Reduktion der Unsicherheit erlaubt Investitionsentscheidungen, senkt gleichzeitig die Finanzierungskosten und erlaubt somit auch einen

---

<sup>1</sup> Dies umfasst sowohl Inputs des konventionellen Referenzsystems, wie Kohle und Öl, als auch die Inputs des transformativen Vorhabens, wie Strom und Wasserstoff. Beide Seiten beeinflussen die Vermeidungskosten.

größeren Anteil privater Finanzierung (Richstein und Neuhoff 2022). Im Umkehrschluss wird der Staatshaushalt weniger stark belastet. Zum einen werden nur die Mehrkosten ausgezahlt, die nicht vom CO<sub>2</sub>-Preis gedeckt sind, zum anderen sinken durch die Risikoabsicherung die Mehrkosten insgesamt.

### 3 CO<sub>2</sub>-Differenzverträge in Deutschland im Detail

Damit die nachfolgenden Vorschläge für die Weiterentwicklung der Förderrichtlinie für die CO<sub>2</sub>-Differenzverträge besser nachzuvollziehen sind, wird in diesem Kapitel der grundsätzliche Aufbau der Förderung grob dargestellt. Für Details verweisen wir auf die Förderrichtlinie (FRL) (BMWE 2025c)<sup>2</sup>, das dazugehörige Handbuch (BMWE 2025a) und den Musterförderaufruf (Muster-FA) (BMWE 2025b). Die Berechnungen basieren auf dem Erklärungstool zur Förderrichtlinie Klimaschutzverträge des BMWK (BMWK 2023).

#### 1. Förderfähigkeit

Im ersten Schritt muss die Förderfähigkeit des Vorhabens festgestellt werden.

##### *Allgemeine Anforderungen*

Förderfähig ist die Herstellung industrieller Produkte, wobei die geförderten Projekte durch transformative Produktionsverfahren fossile emissionsintensive Technologien und Verfahren ersetzen. Die Vorhaben müssen eine Mindestgröße von 5 kt CO<sub>2</sub>-Äquivalent pro Jahr aufweisen. Entscheidend für die Bewertung ist das Referenzsystem: Es definiert die aktuell effizienteste und emissionsarme konventionelle Produktionstechnologie für das jeweilige Produkt. Dieses System dient als Maßstab zur Ermittlung der absoluten Treibhausgasemissionsminderungen und als Grundlage für die Dynamisierung von Energieträgerkosten der konventionellen Produktion. Gegenüber diesem konventionellen System muss die Emissionsminderung ab dem dritten Jahr mindestens 60 % betragen und eine 90 %ige Reduktion muss technisch möglich sein und im letzten Jahr der Förderung realisiert werden.

##### *Energieträger und Technologien*

Der eingesetzte Wasserstoff muss zwingend den Anforderungen an grünen oder CO<sub>2</sub>-armen Wasserstoff genügen.<sup>3</sup> Die Nutzung von Biomasse ist restriktiv geregelt und nur zulässig, wenn eine Direktelektrifizierung oder Wasserstoffnutzung technisch oder wirtschaftlich nicht verfügbar ist oder es sich um eigene Reststoffe handelt. Die Nutzung fossiler Brennstoffe ist stark eingeschränkt; Erdgas ist nur zulässig, wenn klimaneutrale Alternativen nachweislich nicht verfügbar sind, zudem muss der Einsatz reduziert werden. Kohle und Öl sind weitgehend ausgeschlossen und nur im Übergang von der konventionellen zur klimaschonenden Produktionsweise zulässig. Technologien zur Abscheidung von CO<sub>2</sub> (CCS/CCU) sind förderfähig, fokussieren sich jedoch auf schwer vermeidbare (Prozess-)Emissionen, die nicht durch Brennstoffwechsel eliminiert werden können (siehe [Kapitel 4.1](#)).

---

2 Dabei handelt es sich um den Entwurf in der Fassung vom 06.10.2025.

3 Jeweils bedeutet dies, dass 70 % der Treibhausgase gegenüber dem Vergleichswert für fossile Brennstoffe eingespart werden müssen. Grüner Wasserstoff ist elektrolytischer erneuerbarer Wasserstoff entsprechend der delegierten Verordnung (EU) 2023/1184, die Emissionseinsparung wird nach der delegierten Verordnung (EU) 2023/1185 bemessen. CO<sub>2</sub>-armer Wasserstoff muss die Emissionsanforderungen entsprechend der delegierten Verordnung (EU) 2025/2359 erfüllen.

## Förderfähigkeit von CCU:

Prinzipiell erlaubt die FRL die Förderung von Vorhaben mit CCU. Allerdings sind die gleichen Kohlenstoffbilanzierungsregeln wie im ETS anzuwenden. Entsprechend der Emissionshandelsrichtlinie (Artikel 12 (3b) Richtlinie 2003/87/EG) bedeutet dies für CCU, dass Emissionen dauerhaft chemisch in Produkten gebunden sein müssen und weder während der Nutzung noch am Ende des Lebenszyklus freigesetzt werden. Die delegierte Verordnung (EU) 2024/2620 führt weitere Details aus und listet als von der Kommission geprüfte Anwendungsfälle nur mineralische Carbonate.

Praktisch bedeutet dies, dass CCU i. d. R. nicht gefördert werden kann, da gebundener Kohlenstoff oftmals im Laufe des Lebenszyklus oder am Ende in die Atmosphäre entweicht. Somit erreichen CCU-Projekte i. d. R. nicht die notwendige Emissionsreduktion für eine Teilnahme am CO<sub>2</sub>-Differenzvertrag. Sinnvollerweise wird so verhindert, dass nicht klimawirksame Projekte gefördert werden (Bellona Deutschland u. a. 2025).

## 2. Gebotsverfahren

Im Rahmen eines kompetitiven Gebotsverfahrens werden förderfähige Projekte ausschließlich nach ihrer Fördereffizienz priorisiert. Das Gebot wird in Euro pro vermiedener Tonne CO<sub>2</sub> abgegeben. Dadurch hängt das Gebot eng mit den tatsächlichen Vermeidungskosten zusammen. Da Unternehmen ihren Gebotspreis frei kalkulieren können, liegt es in ihrer Eigenverantwortung, in welchem Umfang sie projektspezifische Mehrkosten in ihr Gebot einpreisen. Beispiele für Mehrkosten sind Ausgaben für teurere Energieträger, wie Wasserstoff, Investitionskosten oder Kosten für die Nutzung von CO<sub>2</sub>-Infrastruktur.

## 3. Zuschlagserteilung

Die Zuschlagserteilung erfolgt nach dem Prinzip des niedrigsten Gebotspreises, bis das ausgeschriebene Volumen erschöpft ist. Hierfür ist auch die Berechnung der maximalen Fördersumme der Vorhaben auf Basis des Gebots entscheidend. Hinzu kommt eine Deckelung der Zuschläge für einzelne Sektoren durch eine Aufteilung der gesamten Fördersumme auf sektorspezifische Fördervolumen. Dies bedeutet, dass Anwendungen aus einem Sektor mit relativ geringen Vermeidungskosten nicht das gesamte Fördervolumen beanspruchen können.

## 4. Auszahlungsphase

Der Gebotspreis wird in der Auszahlungsphase zum Basis-Vertragspreis. Die Auszahlung des CCfDs entspricht nun der Differenz zwischen Basis-Vertragspreis und dem effektiven CO<sub>2</sub>-Preis. Das Grundprinzip ist dabei, dass der CCfD die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten deckt, die nicht über den aktuellen Preis der CO<sub>2</sub>-Zertifikate gedeckt werden (Abbildung 1). Die Laufzeit des Vertrags beträgt 15 Jahre. Das bedeutet, der jährliche Förderbetrag variiert maßgeblich mit dem CO<sub>2</sub>-Preis. Sinkt der Preis für Zertifikate, muss ein größerer Anteil der Vermeidungskosten durch den CCfD aufgefangen werden.

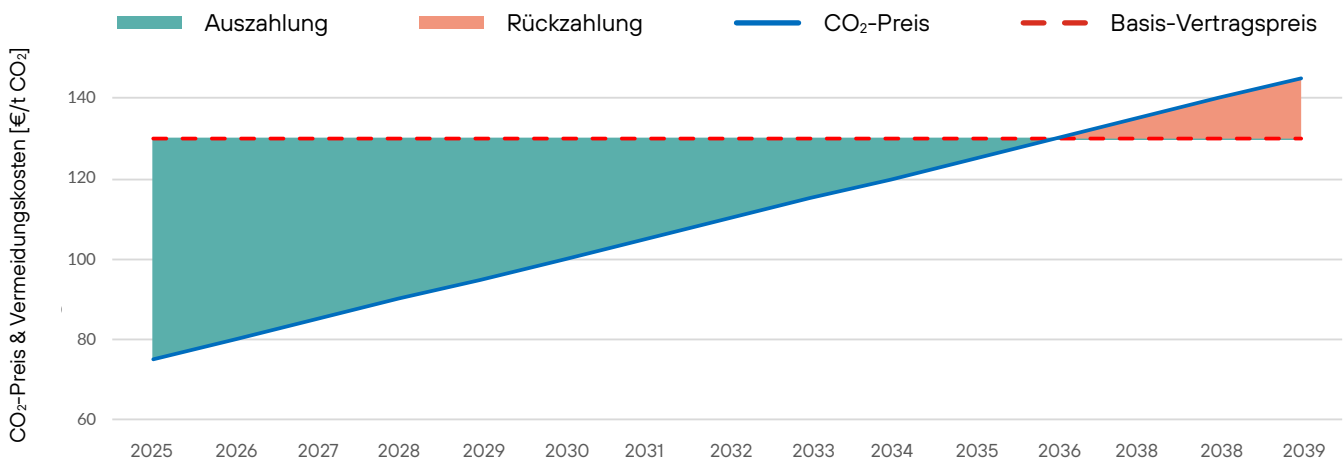


Abbildung 1: Eine CCfD-Auszahlung wird fällig, wenn der CO<sub>2</sub>-Preis unterhalb des Basis-Vertragspreises ist. Dagegen muss das günstigste Unternehmen eine Rückzahlung leisten, wenn der CO<sub>2</sub>-Preis den Basis-Vertragspreis überschreitet.

## Dynamisierung Energieträger

Die Förderrichtlinie enthält auch die Möglichkeit der dynamisierten Förderung der Energieträgerkosten. Neben dem Risiko schwankender CO<sub>2</sub>-Preise sind Projekte auch den risikobehafteten Kosten der Energieträger ausgesetzt. Die Dynamisierung bedeutet, dass Schwankungen der Energieträger z. T. ausgeglichen werden, bspw. steigen die Vermeidungskosten, wenn fossile Energieträger im Preis sinken oder der Wasserstoffpreis für den Einsatz im transformativen Vorhaben steigt.

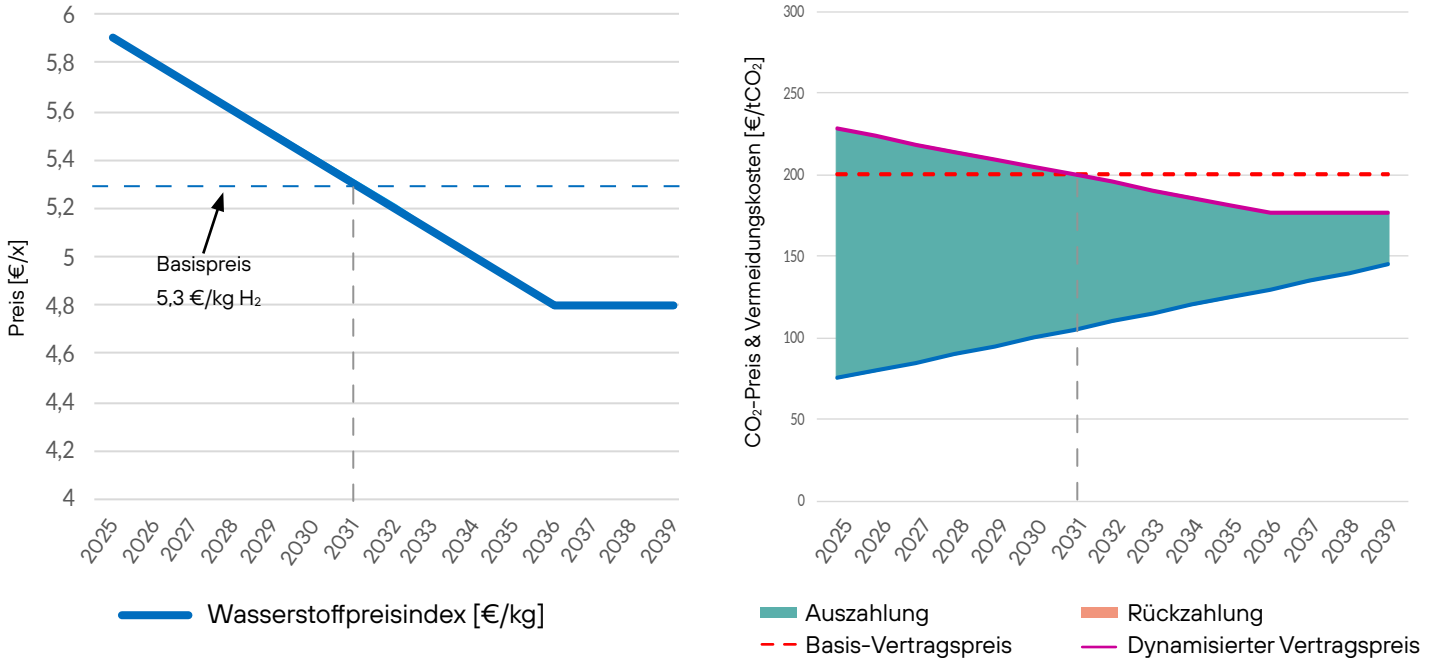


Abbildung 2: Beispielhafte Dynamisierung der Wasserstoffkosten. Liegt der Basispreis unterhalb des Wasserstoffpreisindex, wird eine positive Komponente zum Basis-Vertragspreis addiert. Dieser wird zum dynamisierten Vertragspreis. Fällt der Wasserstoffpreis unter den Basispreis, verringert sich der dynamisierte Basis-Vertragspreis und sinkt unter das Niveau des Basis-Vertragspreises.

Im Rahmen der Antragstellung müssen die Unternehmen ihren spezifischen Energieträgerbedarf angeben. Die Energieträgerbedarfe der konventionellen Vergleichsanlage werden dem konventionellen Referenzsystem entnommen. Für diese Energieträger wird im Förderaufruf ein Preisindex festgelegt. Hinzu kommt die Festlegung eines Basispreises. Der Basis-Vertragspreis wird nun entsprechend der Abweichung des Preisindex<sup>4</sup> vom Basispreis angepasst bzw. dynamisiert. Liegt bspw. der Wasserstoffpreisindex oberhalb des Basispreises, steigt die Auszahlung und vice versa (Abbildung 2). Des Weiteren wird dieser Zusammenhang über einen festgelegten Dynamisierungsfaktor moderiert. Ist dieser kleiner als 100 %, verringert sich der Effekt der Dynamisierung, d. h. nicht die gesamte Differenz zwischen Basispreis und Preisindex wird bei der Auszahlung berücksichtigt.

Zudem erlaubt die FRL einen Aufschlag von 5 % auf den Preisindex, falls grüner Wasserstoff verwendet wird. Durch diese künstliche Erhöhung des Preisindex steigt die Differenz zum Basispreis und damit die Erhöhung der Auszahlung, wenn dieser oberhalb des Basispreises liegt. Dies schafft einen zusätzlichen Anreiz für die Nutzung von grünem Wasserstoff.

4 Der Preisindex soll möglichst genau den realen Marktpreis eines Produkts abbilden, für grünen Wasserstoff wird bspw. EEX: Green Weekly HYDRIX DE (eex 2026) genutzt.

## 4 Regelungsoptionen für die Optimierung der CO<sub>2</sub>-Differenzverträge

Trotz der grundsätzlichen Vorzüge von CCfDs besteht bei der praktischen Umsetzung der FRL noch erheblicher Spielraum für Optimierungen. In diesem Kapitel werden die Defizite in vier Kernbereichen untersucht: die Einbindung von CCS/CCU, die Förderung von CO<sub>2</sub>-armem Wasserstoff, die Aufteilung der Fördermittel sowie der Umgang mit Überschusszahlungen. Darauf aufbauend werden konkrete Regelungsoptionen zur Weiterentwicklung des Instruments präsentiert.

### 4.1 Förderfähigkeit von CCS/ CCU

CCS und CCU können am transformativen Vorhaben selbst oder indirekt über Zwischenprodukte gefördert werden. Für eine Förderung am Vorhaben selbst gelten spezifische Voraussetzungen für die Art der Emissionen und die Umsetzbarkeit von sonstigen Emissionsminderungsmethoden.

Erstens ist CCS/CCU zulässig, wenn die Emissionen überwiegend prozessbedingt (> 50 %) sind und sich in absehbarer Zeit nicht weiter durch Elektrifizierung, Wasserstoff oder alternative Rohstoffe vermeiden lassen. Um die Elektrifizierung und Wasserstoffnutzung auszuschließen, muss der Bewerber entweder nachweisen, dass diese Optionen technisch absehbar nicht möglich sind oder mithilfe eines Nachweises des Netzbetreibers argumentieren, wonach absehbar kein ausreichender Netzanschluss realisierbar ist. Im Falle der alternativen Rohstoffe kann ebenfalls technisch argumentiert werden oder über deren Verfügbarkeit.

Zweitens ist CCS/CCU förderfähig für überwiegend „schwer vermeidbare“ Emissionen (> 50 %), wenn die Alternativen (Strom/Wasserstoff/alternative Rohstoffe) absehbar nicht marktreif und nicht großskalig verfügbar sind. Hier steht weniger der Prozesscharakter, sondern der Reifegrad und die Verfügbarkeit der Alternativtechnologien im Vordergrund.

Drittens ist CCS/CCU zulässig bei CO<sub>2</sub> aus bestehenden Abfallverbrennungsanlagen (inkl. Sonderabfall), soweit die Emissionen dem Industriesektor zuzurechnen sind und der Abfall bei der Herstellung eines industriellen Produkts anfällt. Demnach ist z. B. die Abscheidung von Emissionen aus der thermischen Verwertung von Siedlungsabfällen nicht förderfähig.

Für alle Fälle gilt, dass die notwendige CO<sub>2</sub>-Transport- und Speicherinfrastruktur gesichert sein muss. Neben der Förderung von CCS am Vorhaben selbst ist eine indirekte Förderung über eingekaufte Zwischenprodukte möglich, bspw. indem blauer Wasserstoff verwendet wird (siehe auch Kapitel 4.2).

#### Problem

Grundsätzlich ist die Priorisierungslogik sinnvoll, um den Einsatz von CCS und CCU auf Emissionen zu reduzieren, für die andere Lösungen nicht oder nur schwer umsetzbar sind. Allerdings sind die Kriterien in der aktuellen Fassung der Förderrichtlinie inhaltlich noch unzureichend definiert. Dies betrifft zum einen die fehlende Abgrenzung der technischen Unmöglichkeit sowie die mangelnde Spezifikation der geforderten Nachweise durch die Netzbetreiber. Bisher bleibt offen, inwiefern auch ökonomische Gesichtspunkte in diese Argumentation einfließen können. Prinzipiell kann jede Anlage an ein Netz angeschlossen werden, dies kann aber prohibitiv teuer sein. Darüber hinaus fehlt es an einer belastbaren Definition für schwer vermeidbare Emissionen. Es mangelt insbesondere an transparenten Kriterien zur Bewertung alternativer Verfahren, wobei unklar ist, wie die Skalierbarkeit und der technologische Reifegrad berücksichtigt werden sollen.

#### Regelungsoptionen

Die Definition von schwer vermeidbaren Emissionen sollte bestenfalls über die FRL hinaus präzisiert und mit einerentsprechenden Methodik hinterlegt werden, bspw. im Rahmen einer Carbon-Management-Strategie.<sup>5</sup> Die FRL sollte präzisieren, wie der Nachweis für die alternativen Emissionsreduktionspfade neben CCS/CCU zu führen ist. Wenn möglich sollte dies auch messbare Angaben umfassen.

5 Eine Methodik sollte dynamisch und projektspezifisch angewendet werden können. Dies bedeutet weniger, dass Emissionen von Technologien oder Produkten im Rahmen einer Whitelist als schwer vermeidbar festgelegt werden, sondern dass stattdessen eine Argumentations- und Nachweislogik festgelegt wird.

## 4.2 CO<sub>2</sub>-armer und grüner Wasserstoff

Falls Anwendungen gefördert werden, welche Wasserstoff nutzen, können diese sowohl grünen<sup>6</sup> als auch CO<sub>2</sub>-armen Wasserstoff verwenden. Dabei definiert sich CO<sub>2</sub>-armer Wasserstoff entsprechend der Richtlinie (EU) 2024/1788 und schließt demnach auch fossil-basierten (blauen) Wasserstoff mit CCS mit ein, wenn dieser eine 70 %ige Reduktion der Treibhausgase im Vergleich zu fossilen Brennstoffen erreicht.<sup>7</sup>

Die Dynamisierung der Wasserstoffkosten ermöglicht eine teilweise Reduktion des Erlös- bzw. Kostenrisikos von wasserstoffbasierten Prozessen. Zudem kann es sinnvoll sein, in einer Übergangsphase CO<sub>2</sub>-armen (z. B. blauen) Wasserstoff einzusetzen, um das Mengenrisiko zu mindern. Die ausreichende Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien für zusätzliche grüne Wasserstoffproduktion und deren ökonomisch tragfähige Erzeugung ist zumindest in den nächsten Jahren schwerlich gegeben. Ein pauschales Verbot von blauem Wasserstoff kann die Teilnahme an einem CO<sub>2</sub>-Differenzvertrag mit höheren Risiken behaften.

Die Möglichkeit, im Zweifel auch auf CO<sub>2</sub>-armen Wasserstoff ausweichen zu können, senkt das Mengenrisiko so weit, dass Unternehmen sich überhaupt für eine Teilnahme am Förderprogramm entscheiden. Zu strenge Vorgaben (z. B. die exklusive Verwendung von grünem Wasserstoff) könnten dazu führen, dass sich insgesamt weniger Projekte bewerben. In der Folge bleibt die gesamte Wasserstoffnachfrage gering, wodurch sich mangels potenzieller Abnehmer auch der Business-Case für elektrolytischen und damit auch grünen Wasserstoff verschlechtert.

### Mengen- und Erlösrisiko

**Das Mengenrisiko** bezeichnet die wechselseitige Unsicherheit zwischen Angebot und Nachfrage. Ohne verlässliche Abnehmer investieren Erzeuger nicht in Anlagen, während potenzielle Anwender mangels gesicherten Angebots und wettbewerbsfähiger Preise vor dem Umstieg zurückschrecken.

**Das Erlösrisiko** resultiert aus der mangelnden Wirtschaftlichkeit durch hohe Gestehungskosten im Vergleich zu fossilen Energieträgern. Das Erlösrisiko hängt wesentlich von den CO<sub>2</sub>-Zertifikatpreisen und Energiekosten ab.

### Das Problem

Durch die Förderfähigkeit von Anwendungen, welche blauen Wasserstoff nutzen, wird indirekt CCS gefördert, auch in Fällen, in denen es nicht sinnvoll ist. Insbesondere vor dem Hintergrund der tendenziell limitierten CO<sub>2</sub>-Speicher- und Einspeisekapazitäten, die deutschen Standorten zugänglich sind, ist dies problematisch. Zudem kann die übermäßige Förderung von blauem Wasserstoff den Hochlauf von elektrolytischem bzw. grünem Wasserstoff behindern, bspw. indem die Nachfrage kannibalisiert wird.

Die methodischen Schwächen bei der Emissionsbemessung von CO<sub>2</sub>-armem Wasserstoff stellen die Zielgenauigkeit der Förderung infrage. Insbesondere die zu niedrig angesetzten Default-Werte für Methanemissionen bei Pipelinegas in der Delegierten Verordnung (EU) 2025/2359 führen dazu, dass die tatsächliche Klimabelastung der Vorkette z. T. unterschätzt wird. Es steht zu befürchten, dass sich dieses Defizit bei der kommenden Ausarbeitung der Werte und Methode für LNG fortsetzt. Eine Förderung, die auf solch unterschätzten Emissionsfaktoren basiert, riskiert somit, fossile Pfadabhängigkeiten zu zementieren, statt echte Dekarbonisierungseffekte zu erzielen (Bellona 2025a, 2025b).

### Regelungsoptionen

Für den Einsatz von blauem Wasserstoff können zusätzliche Anforderungen für die Zulässigkeit der Nutzung formuliert werden, um eine Priorisierung der Wasserstoffart zu erreichen (grün → kohlenstoffarm elektrolytisch → blau). Dies könnte beispielsweise über eine gestaffelte Wirtschaftlichkeitsbedingung erfolgen. So könnte die Nutzung von blauem Wasserstoff an die Bedingung geknüpft werden, dass die Kosten für grünen oder elektrolytischen kohlenstoffarmen Wasserstoff um mindestens X % über denen der Umsetzung mit blauem Wasserstoff liegen.

<sup>6</sup> Elektrolytischer Wasserstoff, der den Anforderungen der Delegierten Verordnung (EU) 2023/1184 genügt, bei 70 %iger Reduktion der Treibhausgase gegenüber dem Vergleichswert für fossile Brennstoffe.

<sup>7</sup> Basierend auf der in der delegierten Verordnung (EU) 2025/2359 dargelegten Methode.

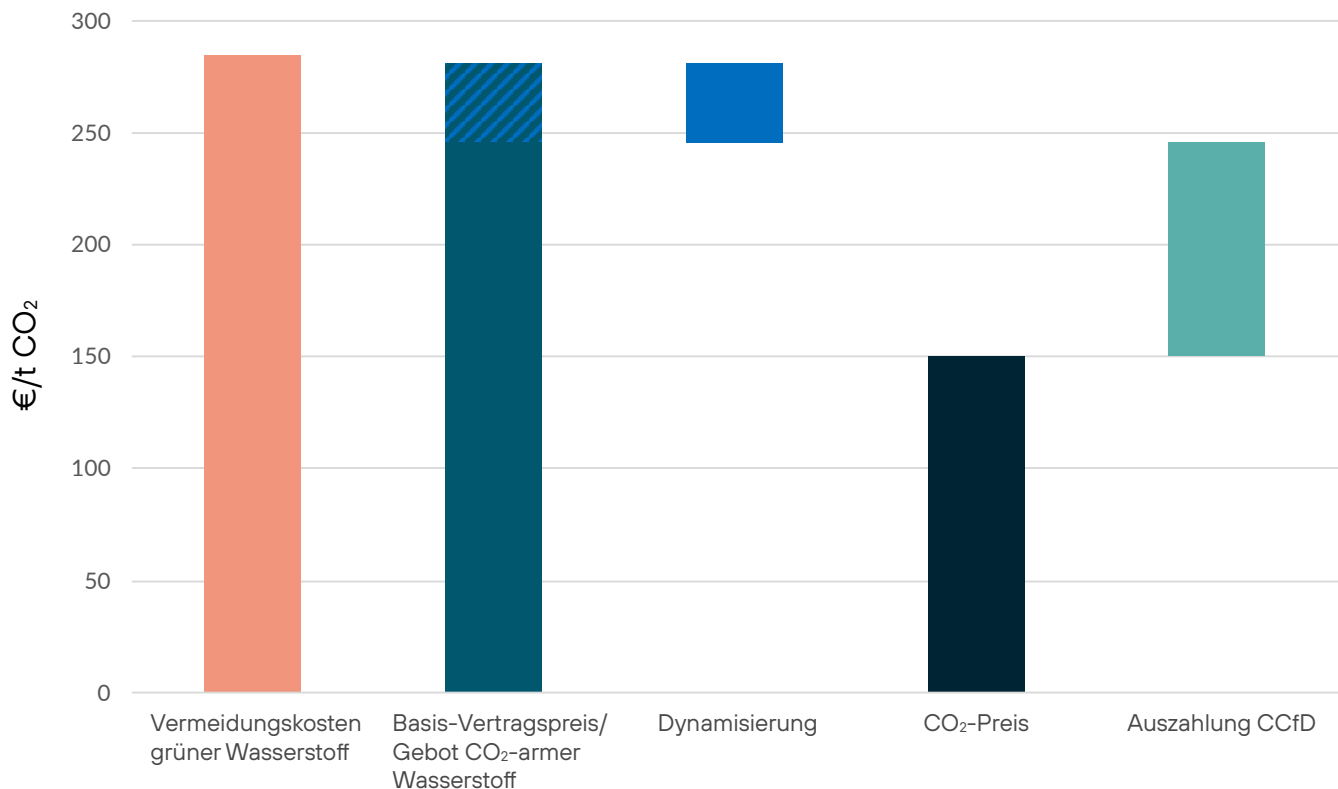


Abbildung 3: Wenn der Basispreis für CO<sub>2</sub>-armen Wasserstoff auf das Niveau von grünem Wasserstoff festgelegt wird und so der Preisindex für CO<sub>2</sub>-armen Wasserstoff während der Laufzeit unter dem Basispreis liegt, reduziert sich die Auszahlung (Dynamisierung). Darüber hinaus kann die wesentliche Fokussierung auf grünen Wasserstoff über die Ausgestaltung der Dynamisierungskomponente angereizt werden. Das Gebot für ein Vorhaben mit CO<sub>2</sub>-armem Wasserstoff muss somit die eigentlichen Vermeidungskosten (dunkelblaue Fläche) übersteigen (schraffierte Fläche), damit der CO<sub>2</sub>-Preis und die CCfD-Auszahlung die tatsächlichen Vermeidungskosten decken. Damit nähern sich die Gebote für Vorhaben mit grünem und CO<sub>2</sub>-armem Wasserstoff an. Hier keine weitere Bonifizierung und Dynamisierung von grünem Wasserstoff und Dynamisierungsfaktor von 90 %.

In der letzten Förderrunde wurde der Basispreis für CO<sub>2</sub>-armen Wasserstoff auf das Niveau des grünen Wasserstoffs festgelegt. Somit liegt der tatsächliche Preis für blauen Wasserstoff i. d. R. unterhalb des Basispreises. Die Dynamisierung führt so zu einer Reduktion der Auszahlung. Ein potenzieller Anwender von CO<sub>2</sub>-armem Wasserstoff berücksichtigt dies und muss daher ein Gebot abgeben, welches seine realen Vermeidungskosten übersteigt, um seine tatsächlichen Mehrkosten decken zu können (Abbildung 2). Hinzu kommt, dass der Anwender von grünem Wasserstoff abweichend von den tatsächlichen Mehrkosten ein geringeres Gebot abgeben kann, da er während der Auszahlungsphase vom 5 %igen Aufschlag auf den Wasserstoffpreisindex profitiert. Dieses Vorgehen sollte mindestens auch für den zweiten Förderaufruf beibehalten werden. Dabei ist zu beachten, dass der Nachteil für CO<sub>2</sub>-armen Wasserstoff vom Dynamisierungsfaktor moderiert wird. Ist dieser kleiner als 100 %, wird nicht die gesamte Differenz vom Auszahlungsbetrag abgezogen (NewClimate Institute 2025). Daher sollte der Dynamisierungsfaktor für blauen Wasserstoff in der beschriebenen Konstellation der Basispreise auf 100 % festgelegt werden.

Eine alternative Option wäre, die Mehrkosten von CO<sub>2</sub>-armem Wasserstoff vollständig vom Basis-Vertragspreis abzuziehen, sofern blauer Wasserstoff genutzt wird. Dadurch könnte zwar weiterhin blauer Wasserstoff eingesetzt werden, jedoch ohne eine direkte Fördermöglichkeit für dessen Mehrkosten. Auf diese Weise ließe sich das Mengenrisiko reduzieren, während zugleich Anreize geschaffen würden, bevorzugt grünen oder CO<sub>2</sub>-armen elektrolytischen Wasserstoff zu verwenden. Praktisch würde dies bedeuten, dass die Auszahlung um die Kosten des blauen Wasserstoffes reduziert wird, basierend auf einem entsprechenden Preisindex. Dies würde nicht verhindern, dass blauer Wasserstoff indirekt gefördert wird, aber Unternehmen müssten dies in ihr Gebot einpreisen (Abbildung 3). Sie müssten ihren Gebotspreis deutlich erhöhen, was einen Zuschlag unwahrscheinlicher macht.

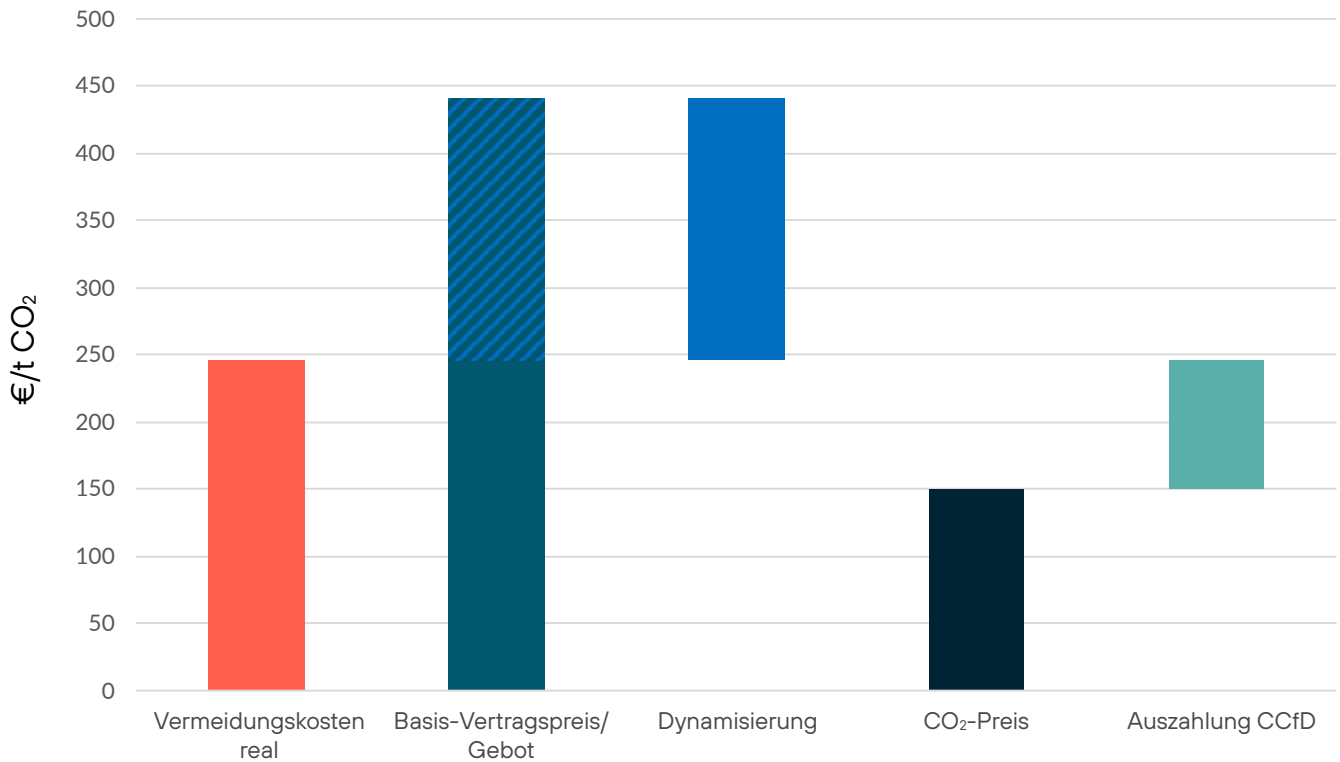


Abbildung 4: Dynamisierung und CCfD-Auszahlung für den Fall, dass blauer Wasserstoff nicht direkt gefördert wird. Die Dynamisierungskomponente zieht die gesamten Wasserstoffkosten vom Basisvertragspreis ab. Daher muss bei der Verwendung von blauem Wasserstoff ein wesentlich höheres Gebot abgegeben werden (schraffierte Fläche), damit die Vermeidungskosten durch den CO<sub>2</sub>-Preis und die CCfD-Auszahlung gedeckt werden können.

Schließlich kann der Basispreis für grünen Wasserstoff explizit niedriger (unterhalb dessen für CO<sub>2</sub>-armen Wasserstoff) angesetzt werden, bspw. indem er sich auf die mittelfristige Erwartung der Wasserstoffpreise bezieht. Der reale Preis für grünen Wasserstoff würde so i. d. R. den Basispreis übersteigen, was zu einer positiven Dynamisierungskomponente führt. Dies erlaubt es bei einer geplanten Anwendung von grünem Wasserstoff ein Gebot unterhalb der realen Vermeidungskosten abzugeben (Abbildung 4).

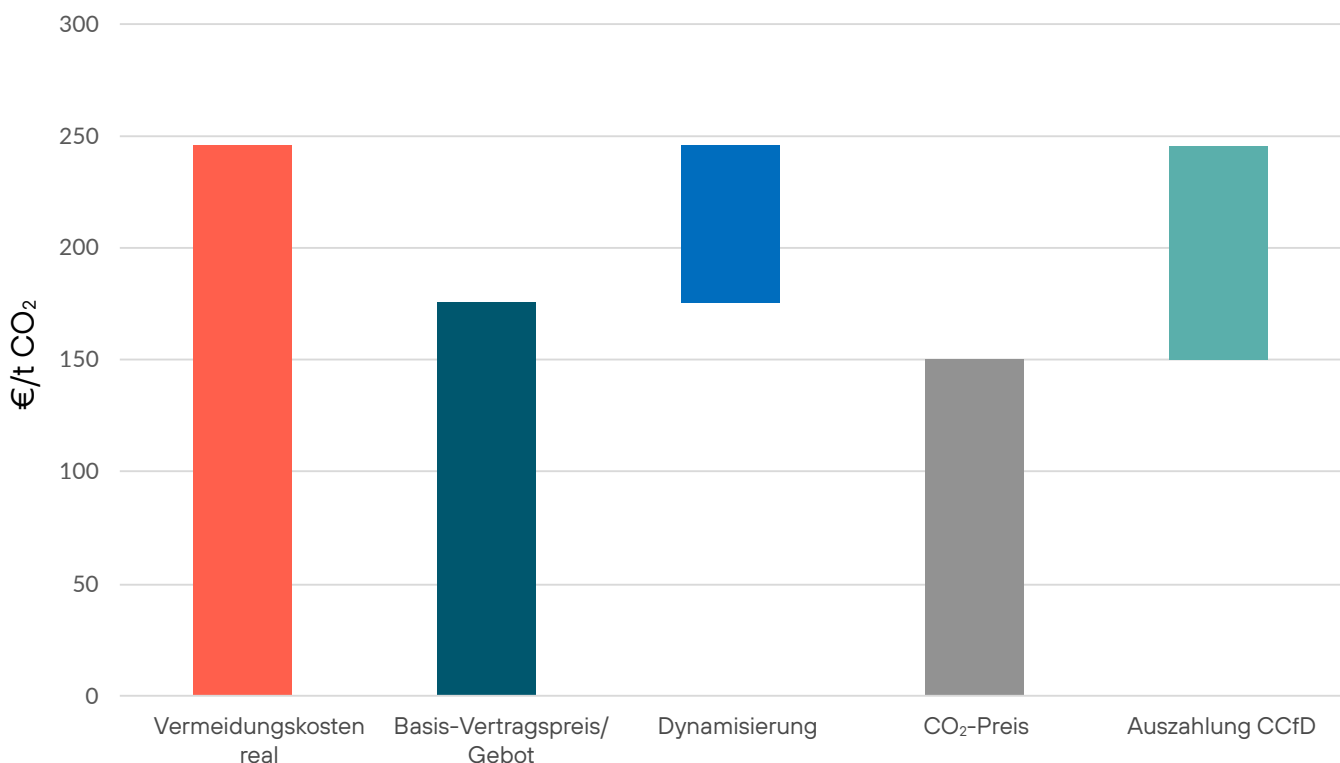


Abbildung 5: In diesem Fall liegt der Basispreis für (grünen) Wasserstoff unterhalb des erwarteten Indexes. Daher fällt die Dynamisierung positiv aus. Demnach kann das Gebot geringer ausfallen als die eigentlichen erwarteten Vermeidungskosten.

Als Grundlage empfehlen wir, den Basispreis für beide Wasserstoffarten wie in der ersten Förderrunde mindestens gleichzusetzen. Für eine zusätzliche Entlastung und einen Anreiz für die Nutzung von grünem Wasserstoff kann der Basispreis für grünen Wasserstoff unterhalb dessen für CO<sub>2</sub>-armen Wasserstoff angesetzt werden. Ergänzend sollte der Dynamisierungsfaktor für CO<sub>2</sub>-armen Wasserstoff auf 100 % festgelegt werden. So wird sichergestellt, dass Preisvorteile gegenüber dem Index vollständig vom Förderbetrag abgezogen werden und die Förderintensität für blauen Wasserstoff gezielt sinkt.

Darüber hinaus können Kostenschwellwerte für den Brennstoffwechsel einen zusätzlichen Fokus auf grünen Wasserstoff setzen. Insbesondere wenn die realen Kosten verschiedener Wasserstoffarten eng beieinander liegen, lenkt dieses Kriterium die Entscheidung in Richtung der nachhaltigeren Alternative.

Der vollständige Abzug der Kosten für CO<sub>2</sub>-armen Wasserstoff vom Auszahlungsbetrag hätte den Vorteil, den öffentlichen Haushalt potenziell stärker zu schonen. Allerdings ist diese Option administrativ am aufwendigsten und würde die Ausweichmöglichkeit auf blauen Wasserstoff stärker einschränken, sodass das Mengenrisiko nur geringfügig adressiert wird. Da die übrigen genannten Anpassungen bereits ausreichend Anreize für die Nutzung von grünem Wasserstoff schaffen, erscheint ein solcher Eingriff vorerst nicht erforderlich.

### 4.3 Verteilung der Fördermittel

In erster Instanz ist die Vergabe von Fördermitteln über die Förderfähigkeitskriterien eingeschränkt. In der zweiten Instanz erhalten jene Gebote den Zuschlag, die die geringsten Vermeidungskosten aufweisen können. Dabei sieht die FRL Sektorvolumen vor, d. h. prinzipiell können Anwendungen aus einem Sektor nicht das gesamte Fördervolumen aufbrauchen.

#### Das Problem

Geringe Vermeidungskosten bedeuten allerdings nicht automatisch einen hohen Transformations- und Klimanutzen. Eine Anwendung, welche Förderung bedarf, aber vergleichsweise hohe Vermeidungskosten hat, ist die Zementherstellung. Die erhöhten Kosten im Vergleich zu anderen CCS-Projekten liegen auch an der Dezentralität der Anlagen, was zu höheren CO<sub>2</sub>-Transportkosten führt.

#### Regelungsoptionen

Entscheidend für eine effektive Aufteilung der Fördermittel für einen möglichst hohen Transformations- und Klimanutzen ist das Zusammenspiel aus Förderfähigkeitskriterien und der Ausgestaltung der Sektorfördervolumen. Ersteres wurde hier in Kapitel 3.1 bzgl. CCS und CCU adressiert.

Die Fördervolumen werden im Förderaufruf festgelegt. Damit eine möglichst effektive Aufteilung des Fördervolumens erreicht wird, sollte die FRL eine Methodologie für die Festlegung der Sektorfördervolumen ausweisen. Eine Gewichtung kann beispielsweise anhand der Vermeidungskosten eines Sektors vorgenommen werden (*Emissionen des Sektors x geschätzte Vermeidungskosten pro Tonne CO<sub>2</sub>*). Zusätzlich kann die Gewichtung auch den Reifegrad von Dekarbonisierungstechnologien im jeweiligen Sektor berücksichtigen, um gezielt First-of-a-kind und innovative Verfahren zu fördern.

### 4.4 Deckelung der Überschusszahlungen

In einem CO<sub>2</sub>-Differenzvertrag fungiert die Überschusszahlung als finanzieller Ausgleich zugunsten des Staates: Wenn der aktuelle CO<sub>2</sub>-Preis den (dynamisierten) Basispreis übersteigt, wird die klimafreundliche Produktion rentabler als die konventionelle. Das Unternehmen erzielt dadurch einen Marktvorteil, den es als Überschuss an den Staat zurückzahlt. Prinzipiell werden so kurzfristige zusätzliche Profite durch einen ausschlagenden CO<sub>2</sub>-Preis verhindert und gleichzeitig die Belastung des öffentlichen Haushalts verringert.

#### Das Problem

Die Überschusszahlung kann zum Risiko für Investoren werden, wenn nicht von CO<sub>2</sub>-Differenzverträgen abgedeckte Unternehmen, welche CO<sub>2</sub>-arm produzieren, den Marktpreis setzen können und der CO<sub>2</sub>-Preis wesentlich den (dynamisierten) Basis-Vertragspreis des CO<sub>2</sub>-Differenzvertrages überschreitet. Ein Unternehmen, welches einen CCfD nutzt, müsste die Differenz zwischen Vermeidungskosten und CO<sub>2</sub>-

Preis abführen, könnte aber diese zusätzlichen Kosten wiederum nicht auf die Preise umlegen, d. h. es wäre erneut einem CO<sub>2</sub>-Preisrisiko ausgesetzt (Hoogsteyn u. a. 2025). Ein solcher Nachteil würde insbesondere Innovatoren und First-Mover bestrafen und ggf. aus dem Markt drängen.

Absatz 7.7 der FRL ermöglicht die Beendigung beidseitiger Zahlungspflichten des CCfDs auf Antrag des Unternehmens. Voraussetzung ist eine bereits geleistete Überschusszahlung an den Staat. Die Zahlungen enden drei Jahre nach Ablauf des Kalenderjahres der Antragstellung für die restliche Vertragslaufzeit. Dies erlaubt einen geordneten Ausstieg aus dem Fördersystem, sobald das transformative Verfahren wettbewerbsfähig ist und keine staatliche Absicherung mehr benötigt. Dabei ist allerdings fraglich, inwiefern Unternehmen sicher einschätzen können, wann ein Ausstieg aus dem Vertrag sinnvoll ist. Hinzu kommt die potenzielle Belastung in den drei Jahren während der Übergangszeit, welche ein potenzielles Verlustrisiko darstellt. Letztlich können die beschriebenen Risiken dazu führen, dass Unternehmen davor zurückschrecken, einen CCfD in Anspruch zu nehmen.

## Regelungsoptionen

Mehrere Regelungsoptionen sind denkbar, um das Kohlenstoffpreisrisiko durch die Rückzahlung zu reduzieren. Entscheidend ist, dass Unternehmen weiterhin auf Preissignale reagieren und die Möglichkeit für Windfall-Profits beschränkt ist. Diese könnten auftreten, wenn kurzfristig der CO<sub>2</sub>-Preis steigt (und anschließend wieder abfällt) und keine Rückzahlung nötig ist. Eine mögliche Regelungsoption wäre eine Dynamisierung der Rückzahlungsverpflichtung im Zeitverlauf des CCfDs.

Die Dynamisierung der Überschusszahlung kann mit der Beantragung der Einstellung der beidseitigen Zahlungsverpflichtung beginnen. Die Kostendifferenz zwischen Referenzanlage und geförderter Anlage wird proportional zur Differenz zwischen der empirischen Emissionsintensität aller Produkte eines Typs im Markt und jener der Referenzanlage reduziert. D. h. mit zunehmender Entkopplung der gesamten Produktion eines Produkts (und damit Unabhängigkeit vom CO<sub>2</sub>-Preis) verringert sich die Rückzahlungsverpflichtung.

Die Schwierigkeit dieses Ansatzes liegt insbesondere in der Datenverfügbarkeit bzgl. der empirischen Emissionsintensitäten der im Markt verfügbaren Produkte, insbesondere da öffentlich verfügbare Emissionsdaten mit Aktivitätsdaten aus anderen Quellen kombiniert und Emissionsminderungen, die durch Verringerungen der Produktionsmenge ausgelöst werden, herausgerechnet werden müssen.

Zur Vereinfachung können auch direkt die Daten der EU-ETS-Benchmark herangezogen werden, wobei bspw. die Median-Emissionsintensität als empirische Emissionsintensität verwendet werden kann. Der Nachteil besteht insbesondere in der geringen Updatefrequenz der Benchmarks.

### Beispiel Dynamisierung der Rückzahlungsverpflichtung

Die Referenzanlage hat Kosten von 100 €/t Produkt ohne CO<sub>2</sub>-Kosten. Die Emissionsintensität ist 1 tCO<sub>2</sub>/t Produkt. Das geförderte Vorhaben produziert das Produkt ohne CO<sub>2</sub>-Emissionen für 200 €/t.

- Solange der CO<sub>2</sub>-Preis unterhalb des (dynamisierten) Basispreises ist, werden die Differenzkosten ausgeglichen: Ein CO<sub>2</sub>-Preis von 50 €/t CO<sub>2</sub> führt z. B. zu einer Differenz von 50 €/t Produkt, die über den Differenzvertrag gedeckt wird.
- Kurzfristige CO<sub>2</sub>-Preisspitzen führen zu Rückzahlungsverpflichtungen: Ist der CO<sub>2</sub>-Preis z. B. für ein Jahr im Durchschnitt bei 120 €/t CO<sub>2</sub>, muss das Unternehmen 20 €/t Produkt an den Staat abführen.
- Nach Auslösung der Dynamisierung der Überschusszahlungspflicht gilt:
  - Liegt die empirische CO<sub>2</sub>-Intensität des Marktes für ein Produkt im Durchschnitt nahe an den Emissionen der Referenzanlage, ist eine Rückzahlung fällig ohne wesentliche Dynamisierung.
  - Ist die durchschnittliche CO<sub>2</sub>-Intensität in erfassten Industrieanlagen deutlich geringer als die des Referenzsystems, wird die Rückzahlung proportional zur Differenz angepasst: Liegt der CO<sub>2</sub>-Preis z. B. bei 200 €/t CO<sub>2</sub> und die empirische CO<sub>2</sub>-Intensität liegt bei 0,2 t CO<sub>2</sub>/t Produkt, d. h. 80 % der Emissionen der Referenzanlage, wird die potenzielle Rückzahlung um 80 % gemindert (20 € statt 100 €).

## 5 CO<sub>2</sub>-Differenzverträge als Chance nutzen: Fazit und zentrale Handlungsempfehlungen

Die CO<sub>2</sub>-Differenzverträge sind einer der wichtigsten Bausteine der Transformationsfinanzierung. Denn sie adressieren zielgenau wesentliche Risiken transformativer Investitionsentscheidungen. Die konkrete Ausgestaltung ist ein iterativer Prozess und bietet die Chance, das Förderinstrument zu optimieren.

### *Mehr Planungssicherheit und gezielte Förderung durch klare Kriterien für CCS und CCU*

Zur Steigerung der Rechts- und Planungssicherheit schlagen wir vor, die Kriterien für die CCS/CCU-Nutzung in der FRL präziser zu fassen. Hierzu gehört eine Präzisierung der Definition von schwer vermeidbaren Emissionen, im besten Fall im Rahmen einer übergreifenden Carbon-Management-Strategie. Darauf aufbauend sollte im Rahmen der FRL die Nachweisführung für das Fehlen alternativer Dekarbonisierungspfade konkretisiert werden. Bescheinigungen von Netzbetreibern über die Nichtverfügbarkeit von Wasserstoff- oder Stromanschlüssen sollten dabei einheitlichen Standards folgen. Zudem gilt es, zulässige Abwägungskriterien für alternative Rohstoffe zu definieren und eine methodische Grundlage zum Beleg der fehlenden Marktreife konkurrierender Emissionsminderungsverfahren zu etablieren.

### *Strategische Förderung von Wasserstoffprojekten: Fokus auf Grün*

Um den Markthochlauf von grünem Wasserstoff gezielt zu priorisieren, ohne die Teilnahmebereitschaft durch Mengenrisiken zu gefährden, empfehlen wir verschiedene teils kombinierbare Regelungsvorschläge für die FRL. Während CO<sub>2</sub>-armer und damit auch blauer Wasserstoff als Übergangslösung zur Absicherung der Verfügbarkeit akzeptabel bleibt, sollte seine Förderung strategisch begrenzt werden. Hierfür stehen zwei Hebel zur Verfügung:

1. Kostenschwellwerte für die Nutzung von CO<sub>2</sub>-armem Wasserstoff: Einführung eines Kostenkriteriums, nach dem blauer Wasserstoff nur zulässig ist, wenn elektrolytische Alternativen eine definierte Preisschwelle überschreiten.
2. Die Dynamisierungskomponente sollte Anreize für grünen Wasserstoff setzen:
  - Beibehalten des Bonus-Modells und (mindestens) gleiche Basispreise: Ein einheitlicher Basispreis für grünen und CO<sub>2</sub>-armen Wasserstoff, ergänzt um einen 5 %igen Aufschlag auf den Preisindex für grüne Varianten, um einen künstlichen Anreizvorteil zu schaffen. Um den Fokus auf grünen Wasserstoff noch zu verstärken, kann der Basispreis für grünen Wasserstoff unterhalb dessen für CO<sub>2</sub>-armen Wasserstoff festgelegt werden.
  - Vollständige Dynamisierung: Die Festlegung des Dynamisierungsfaktors für CO<sub>2</sub>-armen (blauen) Wasserstoff auf 100 %, um sicherzustellen, dass Preisvorteile gegenüber dem Basispreis vollständig vom Förderbetrag abgezogen werden.

### *Sektorkontingente für eine möglichst klimawirksame Förderung*

Zur Optimierung des Transformationsnutzens empfehlen wir eine methodisch fundierte Festlegung von Sektorkontingenten. Da das reine Gebotsverfahren Branchen mit systembedingt hohen Vermeidungskosten, wie die dezentrale Zementindustrie, benachteiligen kann, sollten die Sektorvolumina den technologischen Reifegrad und spezifische Kostenstrukturen berücksichtigen. Dies gewährleistet eine effektive Mittelverteilung über die gesamte industrielle Breite hinweg.

### *CO<sub>2</sub>-Preisrisiko durch Rückzahlungsverpflichtungen verhindern*

Zur Absicherung von Innovatoren gegen regulatorische Preisrisiken wird eine Dynamisierung der Rückzahlungsverpflichtung vorgeschlagen. Die Überschusszahlung könnte proportional zur Differenz zwischen der empirischen durchschnittlichen Emissionsintensität der Produkte im Markt und dem Referenzsystem reduziert werden. Die Nutzung von EU-ETS-Benchmarks als Datenbasis ermöglicht dabei einen geordneten Übergang in die Marktfähigkeit, ohne Pioniere durch unverhältnismäßige Rückzahlungen bei hohen CO<sub>2</sub>-Preisen und gleichzeitiger Entkopplung der marktweiten Produktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen zu belasten.

## *CO<sub>2</sub>-Differenzverträge Finanzierung sichern und in Policy-Mix einbetten*

Wichtig dabei ist auch eine Verstetigung und ein dauerhaftes Bekenntnis der Regierung zu diesem Instrument, sodass Unternehmen auch in Zukunft mit dieser Förderung rechnen können. In zukünftigen Ausschreibungsrunden sollte stetig eine Verbesserung insb. hinsichtlich der bürokratischen Hürden angestrebt werden, sodass Berichtspflichten und Verbindlichkeiten auf das notwendige Minimum reduziert werden. Die hinreichende Finanzierung zukünftiger Förderrunden sollte sichergestellt werden. Die Agora Think Tanks (2024) berechnen einen Bedarf von 2,4 Mrd. Euro pro Jahr zwischen 2025 und 2030, welcher bis 2045 auf 2,1 Mrd. Euro pro Jahr absinkt.

Das Leitinstrument der Transformation ist der Europäische Emissionshandel. Wenn der CO<sub>2</sub>-Preisfad vorhersehbar und glaubwürdig ist, senkt dies die Unsicherheit und das Investitionsrisiko und damit die Kosten für die Transformation und letztlich auch Ausgaben für staatliche Förderung wie CCfDs. Daher ist es entscheidend, möglichst schnell den ETS und CBAM so zu modifizieren und auszubauen, dass ein möglichst glaubwürdiges und vorhersehbares Preissignal entsteht und Carbon-Leakage-Risiken minimiert werden.

Grundlage für viele Dekarbonisierungsmaßnahmen sind die Wasserstoff- und CO<sub>2</sub>-Infrastruktur. Diese gilt es, mit spezifischen Fördermaßnahmen anzureizen. CO<sub>2</sub>-Differenzverträge sollten für den Hochlauf von CCS so gestaltet sein, dass sie auch Investitionen in die Abscheidung, den Transport und die geologische Speicherung von CO<sub>2</sub> anreizen und insbesondere bei Industrien mit z. B. hohem Anteil an Prozessemissionen zur Anwendung kommen. CCfDs können hier ein zentrales Instrument sein, um Erlösrisiken zu mindern und private Investitionen auch in CO<sub>2</sub>-Infrastruktur und Speicherprojekte auszulösen. Die durch CCfDs geförderten Tiefendekarbonisierungsprojekte wirken dann idealerweise als Nuklei des CO<sub>2</sub>-Netzaufbaus. Um das „Henne-Ei-Problem“ im Wasserstoffsektor aufzulösen, sollte die Förderung der Nachfrageseite Flexibilität einräumen, etwa indem blauer Wasserstoff im Rahmen von CCfDs übergangsweise zulässig ist. Parallel dazu muss die Erzeugerseite jedoch explizit auf die Förderung von grünem oder zumindest elektrolytischem Wasserstoff fokussiert werden.

## 6 Referenzen

- Agora Think Tanks. 2024. *Klimaneutrales Deutschland - Von der Zielsetzung zur Umsetzung*. Berlin. <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/klimaneutrales-deutschland-studie>.
- Bellona Europa. 2024. *First Foot Forward: The Importance of CCS First-Mover Projects for Accelerating the Industrial Green Transition*. Brief. Brussels. <https://eu.bellona.org/publication/first-foot-forward-the-importance-of-ccs-first-mover-projects-for-accelerating-industrial-green-transition/>.
- Bellona. 2025a. „Open Letter: Methane emissions accounting in Low-Carbon Hydrogen Delegated Act risk undermining EU climate targets“. <https://network.bellona.org/content/uploads/sites/6/2025/06/Open-Letter.pdf>.
- Bellona. 2025b. *Press Release - EU Adopts Delegated Act on Low-Carbon Hydrogen, but New Rules Fall Short on Climate Integrity*. <https://eu.bellona.org/2025/07/09/press-release-eu-adopts-delegated-act-on-low-carbon-hydrogen-but-new-rules-fall-short-on-climate-integrity/>.
- Bellona Deutschland, Germanwatch, und NABU. 2025. *Carbon Capture and Utilisation: Chancen, Risiken und Leitprinzipien*. Berlin. <https://de.bellona.org/publication/ccu-leitprinzipien/>.
- BMW. 2025a. *Handbuch zum Förderprogramm Klimaschutzverträge - Version 3.0 zum vorbereitenden Verfahren für das Gebotsverfahren 2026*. Berlin. [https://www.klimaschutzvertraege.info/lw\\_resource/datapool/systemfiles/agent/ewbpublications/06d55ccb-a299-11f0-bab0-fa163e7d9971/live/document/251006\\_VV2026\\_Handbuch\\_v3.0.pdf](https://www.klimaschutzvertraege.info/lw_resource/datapool/systemfiles/agent/ewbpublications/06d55ccb-a299-11f0-bab0-fa163e7d9971/live/document/251006_VV2026_Handbuch_v3.0.pdf).
- BMW. 2025b. „Muster-Förderauftrag zum Gebotsverfahren 2026 der Klimaschutzverträge (Muster-FA)“. [https://www.klimaschutzvertraege.info/lw\\_resource/datapool/systemfiles/agent/ewbpublications/b37e8e9e-a298-11f0-bab0-fa163e7d9971/live/document/251106\\_VV2026\\_Muster\\_F%C3%B6rderauftrag.pdf](https://www.klimaschutzvertraege.info/lw_resource/datapool/systemfiles/agent/ewbpublications/b37e8e9e-a298-11f0-bab0-fa163e7d9971/live/document/251106_VV2026_Muster_F%C3%B6rderauftrag.pdf).
- BMW. 2025c. „Richtlinie zur Förderung von klimaneutralen Produktionsverfahren in der Industrie durch Klimaschutzverträge (Förderrichtlinie Klimaschutzverträge – FRL KSV)“. [https://www.klimaschutzvertraege.info/lw\\_resource/datapool/systemfiles/agent/ewbpublications/99ede565-a298-11f0-bab0-fa163e7d9971/live/document/251006\\_VV2026\\_Entwurf\\_F%C3%B6rderrichtlinie\\_Klimaschutzvertr%C3%A4ge.pdf](https://www.klimaschutzvertraege.info/lw_resource/datapool/systemfiles/agent/ewbpublications/99ede565-a298-11f0-bab0-fa163e7d9971/live/document/251006_VV2026_Entwurf_F%C3%B6rderrichtlinie_Klimaschutzvertr%C3%A4ge.pdf).
- BMW. 2023. *Erklärungstool zur Förderrichtlinie Klimaschutzverträge*. Released. [https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/E/erklaerungstool-zur-foerderrichtlinie-klimaschutzvertraege.xlsx?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/E/erklaerungstool-zur-foerderrichtlinie-klimaschutzvertraege.xlsx?__blob=publicationFile&v=2).
- eex. 2026. „eex HYDRIX“. <https://www.eex.com/de/maerkte/hydrogen>.
- Hoogsteyn, Alexander, Kenneth Bruninx, und Erik Delarue. 2025. „Carbon contracts for difference design: Managing carbon price risk in a low-carbon industry“. *Joule* 9 (5): 101921. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2025.101921>.
- NewClimate Institute. 2025. *Assessing Safeguards for Hydrogen Sustainability in Germany's Carbon Contracts for Difference*. Cologne. <https://newclimate.org/resources/publications/assessing-safeguards-for-hydrogen-sustainability-in-germanys-carbon>.
- Richstein, Jörn C., und Karsten Neuhoff. 2022. „Carbon Contracts-for-Difference: How to de-Risk Innovative Investments for a Low-Carbon Industry?“ *iScience* 25 (8): 104700. <https://doi.org/10.1016/j.isci.2022.104700>.

# BELLONA

## Über Bellona

Bellona Deutschland ist eine gemeinnützige Klima- und Umweltorganisation mit dem Fokus auf Klimaschutz in der Industrie. Wir verfolgen einen wissenschaftsbasierten und lösungsorientierten Ansatz. Zentrale Motivation unserer Arbeit ist die systemische Einordnung und Umsetzung von Klimaschutzmaßnahmen, um deren Potenziale und Mehrwerte für den Klimaschutz auszuschöpfen.

## Rechtlicher Hinweis

Bellona bemüht sich sicherzustellen, dass die in diesem Bericht enthaltenen Informationen korrekt und frei von Rechten Dritter sind, übernimmt jedoch keine Gewähr oder rechtliche Verantwortung für die Richtigkeit, Vollständigkeit, Interpretation oder Nützlichkeit der Informationen, die sich aus der Nutzung dieses Berichts ergeben können.

Titelbild: pixabay.com

Dieses Werk ist lizenziert unter der Creative Commons Namensnennung – Nicht kommerziell 4.0 International Lizenz (CC BY-NC 4.0). Eine Kopie dieser Lizenz finden Sie unter: <https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/deed.de>



## Autor

Niklas Wagner

Referent Transformationsökonomie

[niklas@bellona.org](mailto:niklas@bellona.org)

+49 (0) 173 4868 954

## Zitiervorschlag

Bellona Deutschland. 2025. CO2-Differenzverträge als Basis für Investitionssicherheit: Analyse der aktuellen Förderrichtlinie und Vorschläge zur Optimierung. Policy Paper. Berlin. <https://de.bellona.org/publication/co2-differenzvertraege/>