

Policy Paper

Juli 2026

CO₂-Differenzverträge

Wo die zweite Runde hinter ihrem Potenzial
zurückbleibt



CO₂-Differenzverträge (oder auch Carbon Contracts for Difference: CCfD; vormals Klimaschutzverträge) sind ein wichtiges Kerninstrument für die Transformation der Grundstoffindustrie hin zur Klimaneutralität. Sie ergänzen gezielt den CO₂-Preis und gleichen zusammen mit diesem die Vermeidungskosten aus, sodass ein Level-Playing-Field zwischen konventioneller und CO₂-armer Produktion schon heute entsteht und so Investitionen ermöglicht werden. Im Vergleich zu einfachen Investitionszuschüssen sichern sie direkt das CO₂-Preisrisiko über den Amortisationszeitraum ab. Durch das geringere Risiko sinken die Finanzierungskosten und damit die gesamten Projektkosten (Richstein und Neuhoff 2022).

Bellona beteiligte sich an der Konsultation zum Entwurf der Förderrichtlinie (FRL) für die zweite Runde der CO₂-Differenzverträge, deren Gebotsverfahren am 5. Mai startete. Unsere Antwort sowie das daraus abgeleitete Policy Paper (Bellona Deutschland 2026) (siehe Box 1) haben wesentliches Optimierungspotenzial aufgezeigt, um die CO₂-Differenzverträge effizienter und klimawirksamer auszugestalten. Da die finale Fassung der FRL (BMWE 2026b) in Teilen wesentlich vom Entwurf abweicht und der finale Förderauftrag (FA) (BMWE 2026a) zudem signifikant zum präzisen Design des Instruments beiträgt, bietet sich ein Abgleich unserer Forderungen und der finalen Ausgestaltung an. Denn die Details der Ausgestaltung, bspw. hinsichtlich der Zugangskriterien oder der Ausgestaltung der Auszahlung, können einen wesentlichen Einfluss darauf haben, welche Projekte in welchem Ausmaß gefördert werden und damit letztlich wie effektiv und effizient die CO₂-Differenzverträge zum Klimaschutz und zur Transformation beitragen.

Die Untersuchung der finalen Ausgestaltung zeigt ein ambivalentes Bild. Insgesamt werden Unklarheiten reduziert, aber die Förderung von CCS und Wasserstoff bietet noch wesentlichen Optimierungsbedarf, um die knappen Mittel möglichst zielgerichtet einzusetzen und Fehlsteuerungen zu vermeiden. Weitere Felder für zukünftigen Anpassungsbedarf sind die Quantifizierung der Sektorvolumen, die Ausgestaltung der Überschusszahlungspflicht sowie die Höhe der Absicherungspreise.



1. Differenzierte Förderung von CCS und CCU

Unsere Forderung:

Die Abscheidung und permanente Speicherung von CO₂ ist essenziell für die Reduktion vieler schwer vermeidbarer Emissionen. Es besteht jedoch dringender Klärungsbedarf bzgl. der Kriterien für die Prüfung alternativer Dekarbonisierungspfade, um Fehlsteuerungen zu vermeiden und Transparenz im Antragsverfahren zu schaffen.

Finale Ausgestaltung:

Der Entwurf der Förderrichtlinie sah noch vor, dass der Einsatz von CCS i. d. R. bedingte, dass alternative Dekarbonisierungspfade für das jeweilige Vorhaben nicht umsetzbar sind, je nach Art der Emission konnte wirtschaftlich oder technisch argumentiert werden.

Positiv ist, dass die finale FRL und insbesondere der finale FA eindeutige Vorgaben für die Verwendung von CCS und CCU machen. Dabei gliedern sich die Voraussetzungen für die Nutzung von Abscheidetechnologien am Vorhaben in drei Kategorien, die die Nutzung von CCS und CCU erlauben:

- > 50 % Prozessemissionen
- > 50 % schwer vermeidbare Emissionen, entsprechend dem FA sind dies Emissionen, für deren Vermeidung keine ausgereifte Technik bereitsteht oder deren Einsatz zu unverhältnismäßig hohen Vermeidungskosten führen würde. Der Nachweis dafür kann über drei alternative Unterkriterien geführt werden:
 - Eine technische Begründung, die alternative Technologien für die Treibhausgasvermeidung ausschließt.
 - Eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung, die darlegt, dass die erwarteten Kosten alternativer Dekarbonisierungslösungen mindestens 150 % der Kosten für den Einsatz von CCS oder CCU betragen.
 - Die abgeschiedenen Emissionen stammen aus der energetischen Nutzung von Abgasströmen.
- Emissionen aus der Abfallverbrennung bestehender Anlagen, wenn die Emissionen im Zusammenhang mit der Herstellung eines Zwischenproduktes, wie Prozesswärme, für ein industrielles Produkt entstehen oder bei der Herstellung von Industriedampf.

Grundsätzlich muss der Anschluss an Speicher- und Transportinfrastruktur hinreichend gesichert sein, dies muss in der Vorhabenbeschreibung plausibilisiert werden, bspw. durch Planungsskizzen oder Absichtserklärungen der Infrastruktur- und Speicherbetreiber.

Die FRL und der FA formulieren Kriterien für die Nutzung von Erdgas und die „umweltschädlichsten fossilen Brennstoffe“, dies schließt Kohle und Öl mit ein. Erdgas darf nur genutzt werden,

- falls eine Direktelektrifizierung technisch nicht möglich ist (auf Anlagenebene oder aufgrund von Netzengpässen) *und*
- der Einsatz von Wasserstoff (-derivaten) technisch (auf Anlagenebene oder aufgrund von mangelndem Netzzugang) oder wirtschaftlich nicht möglich ist. Letzteres ist laut FA gegeben, wenn die Wasserstoffkosten die Erdgaskosten um 250 % während der CCfD-Laufzeit überschreiten *und*

- zudem muss ein Reduktionspfad für die Nutzung von Erdgas ausgewiesen werden.
- Oder das CO₂ wird abgeschieden. Die anderen erdgasspezifischen Kriterien müssen nicht angewandt werden, dafür die CCS/U Kriterien.

Die energetische und stoffliche Nutzung der umweltschädlichsten fossilen Brennstoffe (z. B. Steinkohle, Braunkohle, Diesel, Öl, Torf, Ölschiefer) ist im Vorhaben zulässig unter folgenden *alternativen* Bedingungen:

- Übergangsphase: Energetische oder stoffliche Nutzung in den ersten zehn Jahren der Vertragslaufzeit, wenn dies im Rahmen der Umstellung bestehender konventioneller Verfahren auf eine CO₂-arme Produktion technisch notwendig ist.
- Technisch zwingende stoffliche Nutzung: Stoffliche Nutzung in bestehenden Produktionsprozessen, sofern sie technisch zwingend notwendig ist (Anpassungen und Umrüstungen sind zulässig, wenn sie zur Erreichung der Emissionsminderungsziele erforderlich sind).
- CO₂-Abscheidung: Einsatz in bestehenden Produktionsprozessen, wenn CO₂-Abscheidetechnologien (CCU oder CCS) zur Minderung von Treibhausgasemissionen verwendet werden. Es gelten die Kriterien für den Einsatz von CCS/U.

Die wesentliche Einschränkung ist, dass keine neuen Investitionen in Produktionsprozesse getätigt werden dürfen, die auf den umweltschädlichsten fossilen Brennstoffen basieren. Das bedeutet, bezogen auf CCS und CCU, dass nur Retrofits zulässig sind.

Sowohl für Erdgas als auch für die umweltschädlichsten fossilen Brennstoffe ermöglicht die Nutzung von CCS oder CCU, die energieträgerspezifischen Kriterien zu umgehen. **Dies wird negativ bewertet, da es die gebotene Differenzierung zwischen Erdgas auf der einen Seite und den umweltschädlichsten Energieträgern – wie Kohle und Öl – auf der anderen Seite auflöst. Außerdem ist die Priorisierung durch die CCS/U-Kriterien zu schwach.** Die pauschale Definition von Emissionen aus der energetischen Nutzung von Abgasströmen als schwer vermeidbar ist kritisch, da deren Nutzung nicht automatisch eine Aussage darüber zulässt, inwiefern dieser Abgasstrom an der Quelle zu vermeiden wäre. Zudem fordert die Richtlinie für Prozessemissionen keine weitere Abwägung mit alternativen Dekarbonisierungspfaden. Relevant ist dies etwa bei Reduktionsprozessen wie der Eisenherstellung, die sowohl erdgas- als auch wasserstoffbasiert sein können (Abbildung 1).

Trotz der augenscheinlich meist geringeren Kosten von CCS-Anwendungen gegenüber anderen Dekarbonisierungsalternativen gibt es gute Gründe, die eine Priorisierungslogik neben den von den Unternehmen veranschlagten Vermeidungskosten nahelegen:

- Die Förderung fossiler Rohstoffe wie Erdgas oder Kohle ist mit signifikanten Vorkettenemissionen verbunden. Diese treten direkt bei der Förderung oder während des Transports auf, sind nicht Teil der Systemgrenzen der CCfDs und oftmals schwer zu vermeiden. Diese müssen im Zweifel für echte Klimaneutralität durch teure CDR-Verfahren ausgeglichen werden (siehe Abbildung 1).¹ Hinzu kommen Umweltverschmutzung und Gesundheitsbeeinträchtigungen bspw. im Zusammenhang mit Erdgas-Fracking oder Kohlebergbau.
- Aufgrund der Importabhängigkeit von fossilen Brennstoffen können langfristig festgelegte Bedarfe die gesamtwirtschaftliche Resilienz schwächen.

¹ Hierbei ist auch zu beachten, dass die emittierten Treibhausgase in die Atmosphäre gelangen und klimawirksam werden können, bevor ausreichend CDR-Kapazitäten zur Verfügung stehen.

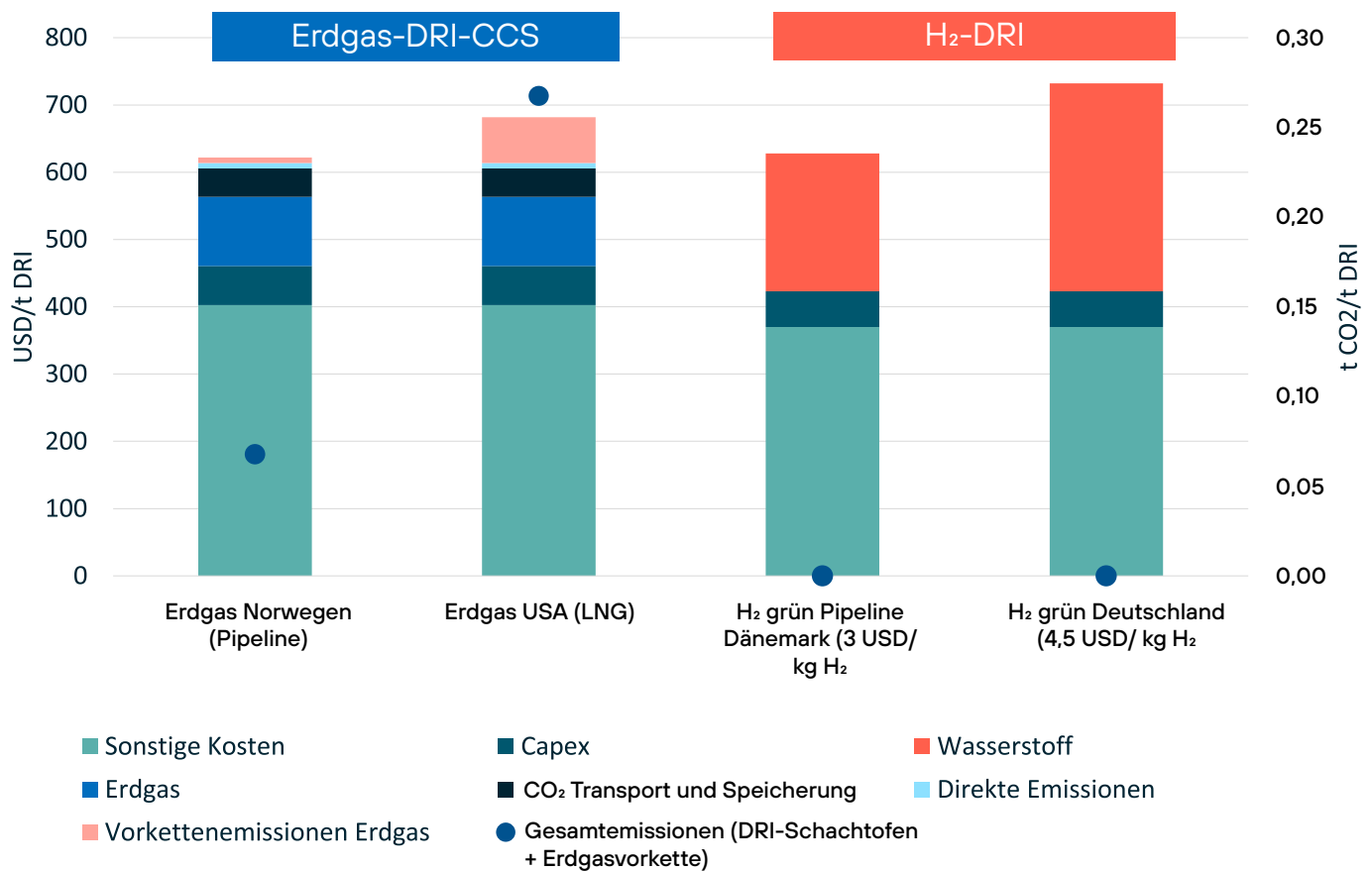


Abbildung 1: Unter Berücksichtigung der Vorkettenemissionen steigen die Kosten der DRI-CCS deutlich. Projekte mit günstigen Wasserstoffkosten (bspw. per Pipeline aus Dänemark) sind im Vergleich konkurrenzfähig. Es wird angenommen, dass Vorkettenemissionen der Erdgaslieferkette per DACCS zu Kosten von 300 EUR/t CO₂ vermieden werden müssen.

Annahmen: DRI-Produktion: (Agora Industry 2025; Agora Industry et al. 2024); Vorkettenemissionen: (Baumann and Schuller 2021); Erdgaspreis: 35 USD/MWh, CO₂-Transport und -Speicherung: 120 USD/t CO₂; Kompensationskosten Vorkettenemissionen (DACCS): 300 USD/t CO₂.

- Die aktuellen Vermeidungskosten allein berücksichtigen nicht das Kostenreduktionspotenzial. Beispielsweise sind Steamcracker mit CCS heute die günstigere Variante, sinkende Strompreise und Lerneffekte würden nahelegen, dass langfristig elektrifizierte Cracker günstiger produzieren können. Dabei ist auch zu bedenken, dass CCS-Anwendungen langfristig nicht günstiger sein können als das Vorhaben ohne Abscheidung.
- Die Abscheidungsrate wird im Wesentlichen durch die Anlagenkonfiguration festgelegt, die im Nachhinein nur schwer geändert werden kann.
- Kurz- und mittelfristige Knappheiten von Infrastruktur können bisher nicht über vollständige Märkte und damit Preise signalisiert werden. Die fehlenden bzw. unsicheren Preissignale müssen daher durch staatliche Steuerung ergänzt werden.
- CCS bietet im Vergleich zu Elektrifizierung oder Wasserstoff deutlich geringere Spillover- und Skaleneffekte. Zwar sinken bei größeren CCS-Anlagen die Kosten je abgeschiedener Tonne CO₂ – wie bei anderen Industrieanlagen –, doch fehlt die Lernkurvendynamik seriengefertigter Technologien: Abscheidungsanlagen müssen individuell an bestehende Prozesse angepasst werden, und Speicher sowie Transportinfrastruktur sind standortspezifisch zu erschließen. Elektrolyseure, Windturbinen oder Solarmodule hingegen lassen sich in zentralen Fabriken in großen Stückzahlen produzieren, was starke Kostendegressionen ermöglicht.

Verbesserungen für zukünftige Förderrunden:

- Kriterien für schwer vermeidbare Emissionen auch für Prozessemissionen anlegen.
- Das Kriterium der schweren Vermeidbarkeit sollte grundsätzlich davon abhängen, ob Dekarbonisierungsalternativen für das industrielle Produkt technisch und wirtschaftlich zur Verfügung stehen, daher sollte die energetische Verwendung des Abgasstroms für die schwere Vermeidbarkeit als alleiniges Kriterium entfallen.
- Abscheidung von schwer vermeidbaren oder Prozessemissionen unter Verwendung der umweltschädlichsten fossilen Energieträger sollte aufgrund der höheren adversen externen Effekte (Vorkettenemissionen, Umwelt, Gesundheit) nur mit einem strengeren Wirtschaftlichkeitskriterium zulässig sein, die exakten zusätzlichen Externalitäten sind zwar schwer zu berechnen, aber eine Wirtschaftlichkeitsschwelle deutlich über 150 % sollte als Signal implementiert werden.

2. Strategische Wasserstoffförderung

Unsere Forderung:

Während CO₂-armer² und damit blauer Wasserstoff in einer Übergangsphase zur Reduktion von Mengenrisiken zulässig ist, muss die Förderung primär den Hochlauf von elektrolytischem und insbesondere erneuerbarem Wasserstoff³ priorisieren. Dies kann durch gestaffelte Wirtschaftlichkeitsbedingungen und über die Dynamisierungskomponente der Auszahlung geschehen.

Finale Ausgestaltung:

Positiv ist, dass die gleichen Basispreise für die Dynamisierung von erneuerbarem und CO₂-armem Wasserstoff beibehalten werden.⁴ Das Niveau entspricht tendenziell eher den Erwartungen für grünen Wasserstoff, wodurch CO₂-armer Wasserstoff i. d. R. eine negative Dynamisierung erfährt, d. h. ein Abzug vom Auszahlungsbetrag.

Des Weiteren ist auch positiv anzumerken, dass, wie schon im Entwurf, der Wasserstoffpreisindex für erneuerbaren Wasserstoff einen 5-%-igen Aufschlag erhält, wodurch der Aufschlag durch die Dynamisierung größer ausfällt.

Es findet sich keine weitere Anreizsetzung für die Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff gegenüber dem CO₂-armen Pendant. Weder die von Bellona vorgeschlagenen Kostenschwellen noch Anpassungen der Dynamisierungsfaktoren finden sich in der finalen Fassung.

Der Basispreis für beide Wasserstoffarten ist im Vergleich zur ersten Förderrunde um 26 % gestiegen. Falls die Erwartung an den Preisindex gleichbleibend ist, bedeutet dies eine geringere Dynamisierung. Allerdings kann die Erhöhung des Basispreises auch als Anpassung der langfristigen Preiserwartung durch den schleppenden Wasserstoffhochlauf interpretiert werden. Der Staat sichert sich somit gegen dauerhaft hohe Aufschläge durch die Dynamisierung ab, die eintreffen könnten, wenn der reale Preisindex sich nicht ausreichend dem Basispreis annähert. Im Umkehr-

2 CO₂-armer bzw. kohlenstoffarmer Wasserstoff erreicht eine 70 %ige Reduktion der Treibhausgase im Vergleich zu fossilen Brennstoffen basierend auf der in der delegierten Verordnung (EU) 2025/2359 dargelegten Methode.

3 Erneuerbarer Wasserstoff nicht biogenen Ursprungs ist elektrolytischer Wasserstoff, wobei der verwendete Strom den Anforderungen der Delegierten Verordnung (EU) 2023/1184 genügt, bei 70 %iger Reduktion der Treibhausgase gegenüber dem Vergleichswert für fossile Brennstoffe. Auch als RFNBO-konform bezeichnet: *Renewable Fuels of Non-Biological Origin*.

4 Im ersten Bellona CCfD Papier wird die Funktionsweise der Dynamisierung im Detail erklärt (siehe Box 1).

schluss bedeutet dies, dass Unternehmen die höheren Wasserstoffpreiserwartungen in ihre Vermeidungskosten und damit Gebote einpreisen müssen, wodurch diese steigen und wasserstoffbasierte Vorhaben im Gebotsverfahren weniger attraktiv werden. Potenziell verringert sich damit auch der Hebel für den Wasserstoffhochlauf der CCfDs selbst, nämlich Ankerkunden für die Wasserstoffnachfrage zu schaffen.

Auf der anderen Seite bringt der FA auch eine signifikante Änderung der Absicherungspreise mit. Die Absicherungspreise für dynamisierte Energieträger entscheiden, wie hoch der jeweilige Beitrag zur maximalen jährlichen Fördersumme ist. Liegt die berechnete Auszahlung, bspw. aufgrund eines geringen CO₂-Preises, oberhalb der maximalen jährlichen Fördersumme, wird die Auszahlung gekappt. In der ersten Förderrunde sank der Absicherungspreis für Wasserstoff kontinuierlich auf 2,5 EUR/kg H₂. In der aktuellen Förderrunde verbleibt der Absicherungspreis dauerhaft über dem Basispreis bei über 7 EUR/kg H₂. Dies repräsentiert erneut deutlich angepasste Erwartungen an den Wasserstoffhochlauf und sichert Unternehmen besser ab. Geringere Absicherungspreise führen eher zu einer Kappung der Auszahlung, falls bspw. die realen Wasserstoffkosten zukünftig (unerwartet) hoch sind.

Verbesserungen für zukünftige Förderrunden:

- Es sollten hinreichend geringe Basispreise angelegt werden, um langfristige Kosten der Wasserstoffproduktion abzubilden und damit Wasserstoffvorhaben in der Ausschreibungsrunde konkurrenzfähig zu machen.
- Die Förderung sollte eine klare Priorisierungslogik mit der folgenden Reihenfolge haben: erneuerbar (RFNBO-konform), CO₂-arm elektrolytisch, sonstiger CO₂-armer Wasserstoff.

3. Sektorspezifische Fördervolumen

Unsere Forderung:

Um einen maximalen Transformationsnutzen zu erzielen, dürfen Branchen mit systembedingt hohen Vermeidungskosten nicht durch das Gebotsverfahren benachteiligt werden. Eine methodisch fundierte Festlegung von Sektorkontingenten ist hierfür unerlässlich.

Finale Ausgestaltung:

Der FA gibt ein maximales Grundsektorvolumen von 1 Mrd. EUR an. Grundsätzlich wird so verhindert, dass ein Sektor mit geringen Vermeidungskosten das gesamte Fördervolumen ausschöpfen kann. Die Festlegung auf 1 Mrd. EUR erscheint aber willkürlich und richtet sich nicht nach den Spezifika und Finanzierungsbedarfen der Sektoren.

Verbesserungen für zukünftige Förderrunden:

Die Abgrenzung der Sektorfördervolumen sollte sich am Bedarf der Sektoren orientieren, u. a. um Lernprozesse und Kostenreduktion für Sektoren mit geringen Substitutionsmöglichkeiten zu ermöglichen. Ein Maßstab dafür kann die Betrachtung der bestehenden Produktionskapazitäten in Verbindung mit den durchschnittlichen Vermeidungskosten eines Sektors sein.

4. Begrenzung der Überschusszahlungen

Unsere Forderung:

Die Rückzahlungspflicht bei hohen CO₂-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.

Finale Ausgestaltung:

Neben der bekannten Aussetzung der beidseitigen Zahlungspflichten mit einer Frist von drei Jahren beschränkt die finale Fassung der Förderrichtlinie die Überschusszahlungen zusätzlich. Die in einem Jahr zu leistende Überschusszahlung darf nicht die Summe der geleisteten Zuwendungen abzüglich der schon gezahlten Überschusszahlungen überschreiten. Zudem wird ein zusätzliches Maximum der jährlichen Überschusszahlung auf ein Fünfzehntel der maximalen gesamten Fördersumme festgelegt.

Grundsätzlich sind diese Regelungen sinnvoll, um Risiken durch hohe Überschusszahlungen in der Endphase des CCfD zu verringern. Allerdings adressiert dieser pauschale Ansatz das CO₂-Preisrisiko nicht zielgenau: Es entsteht, wenn das Vorhaben am CCfD-Ende in einem Markt mit klimaneutraler Konkurrenzproduktion ohne CCfD – und damit ohne Überschusszahlungspflicht bei hohem CO₂-Preis – operiert, was den Herstellern ohne CCfD einen direkten Kostenvorteil verschafft (Hoogsteyn et al. 2025).

Verbesserungen für zukünftige Förderrunden:

Die Überschusszahlungspflicht sollte möglichst anhand der realen empirischen Emissionsintensität des Marktes dynamisiert werden, um Windfallprofits zu verhindern und Unternehmen spezifisch gegen spät auftretende CO₂-Preisrisiken abzusichern. Die CO₂-Intensität des Marktes kann näherungsweise über die ETS-Benchmarks ermittelt werden.

5. Sonstige Anmerkungen

Neben den Themen und Forderungen, welche im Kontext des Entwurfs beschrieben wurden (siehe Box 1), bringt die finale Fassung weitere Änderungen mit sich, die nachfolgend z. T. analysiert werden.

THG-Minderungsziele

Im Vergleich zum Entwurf wurden die Mindestanforderungen für die relative Treibhausgasminde- rung reduziert:

- Der erste Meilenstein wurde von 60 % auf 50 % reduziert, zudem wurde die Frist von drei auf vier Jahre verlängert.
- Das finale Minderungsziel wurde von 90 % auf 85 % herabgesetzt.
- Die rollende Reduktionsschwelle entfällt (bisher: ab Jahr 6 durfte die relative THG-Minderungsrate gegenüber dem Vorjahr nicht zurückgehen).
- Pönalisierung bei Unterschreitung des absoluten THG-Minderungspfads oder des Wasserstoffeinsatzes entfällt – ausgenommen Verfehlung des 50%-Ziels.

- Toleranzband für absolute THG-Minderungsziele von 10 % auf 30 % erhöht – mehr operative Flexibilität, z. B. bei der Produktionsmenge.
- Sanktionen bleiben: Zuwendungsentzug bei Verfehlung des 50-%-Ziels; 10-%-Rückzahlung der Fördersumme bei Verfehlung des 85-%-Ziels (+2 Prozentpunkte je Prozentpunkt Verfehlung; +3 Prozentpunkte je Prozentpunkt Verfehlung bei Minderung unter 70 %).

Die Herabsetzung des finalen THG-Minderungsziels von 90 % auf 85 % stellt eine zu starke Abschwächung dar. Prioritär sind es 5 % mehr Restemissionen, die anderweitig eingespart oder kompensiert werden müssen und damit vorerst externalisiert sind.

Eine gewisse Flexibilität bzgl. der finalen Emissionsreduktion ist praktikabel, um auch Projekte mit unvermeidbaren Restemissionen zu fördern. Eine zu breite Spanne (von 85 % bis 100 % Emissionsreduktion) verzerrt jedoch die Wettbewerbsbedingungen: Im Extremfall treten Vorhaben mit sehr unterschiedlichen Zielen gegeneinander an, oder eigentlich ambitioniertere Vorhaben werden angereizt, ihre Ziele herabzusetzen, um im Wettbewerb bestehen zu können. Aus Sicht der Effektivität für den Klimaschutz ist die absolute Treibhausgasreduktion entscheidend. Das Ziel ist eine maximale THG-Reduktion zu möglichst geringen Kosten.

Verbesserungen für zukünftige Förderrunden:

- Die relative Treibhausgasreduktion sollte auf mindestens 90 % festgelegt werden.
- Zusätzlich könnten Projekte, welche eine 98 % - 100 %ige Minderung zum Ende der Laufzeit versprechen können, in einem separaten Gebotsverfahren gegeneinander antreten.⁵
- Alternativ kann ein Auszahlungsbonus oder Malus für Projekte gewährt werden, welche mehr als 90 % der Emissionen bzw. weniger als 100 % vermeiden. Dieser könnte sich an den CDR-Kosten für Restemissionen orientieren. Im Falle eines Bonus bspw. könnten Unternehmen ihr Gebot verringern, falls sie eine Emissionsminderung über 90 % erreichen.

6. CO₂-Absicherungspreise

Eine zentrale Änderung gegenüber der ersten Förderrunde betrifft die im Förderaufruf vorgegebenen CO₂-Absicherungspreise. Während der Absicherungspreis in der ersten Runde auf maximal 180 EUR/t CO₂ gestiegen ist und ab 2039 konstant blieb, steigt er in der zweiten Runde fortlaufend bis auf rund 258 EUR/t CO₂.

Der Absicherungspreis bestimmt nicht die laufende Auszahlung, diese richtet sich nach dem realen, effektiven CO₂-Preis – sondern die maximale jährliche Fördersumme, also die Auszahlungsobergrenze. Ökonomisch ist er damit die Schwelle, ab der der Differenzvertrag überhaupt absichert: Nur für reale CO₂-Preise oberhalb des Absicherungspreises passt sich die Auszahlung dem Preis an. Darunter ist sie fix abhängig vom Absicherungspreis (vereinfacht ohne Dynamisierung) und der Betrieb trägt das CO₂-Preisrisiko selbst (Abbildung 1). Da realistische Preise wahrscheinlich deutlich unter 258 EUR/t liegen, ist ein gefördertes Vorhaben über nahezu den gesamten plausiblen Preisbereich ungesichert, der Differenzvertrag verliert seine Hedging-Funktion und wirkt wie eine annähernd feste Pro-Tonne-Subvention.

⁵ Dies ist allerdings nur möglich, wenn die Anzahl der Bieter groß genug ist, um einen wettbewerblichen Charakter beizubehalten.

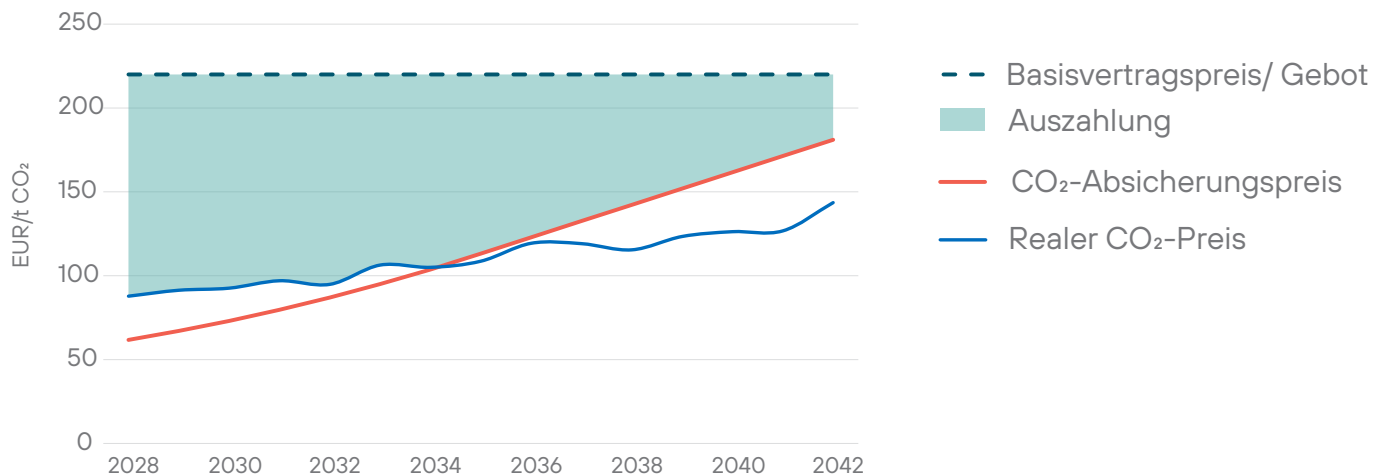


Abbildung 2: Die Auszahlung richtet sich nur so lange nach dem realen CO₂-Preis (Beispielhafte Darstellung), bis der CO₂-Absicherungspreis diesen überschreitet (vereinfacht ohne Dynamisierung der Energieträger).

Liegt der Absicherungspreis über dem erwarteten CO₂-Preis, können Bieter diese Differenz antizipieren und in ihr Gebot einpreisen und damit effektiv anheben (d.h. ein Aufschlag auf die eigentlichen Vermeidungskosten). Dieser Aufschlag ist für alle Vorhaben gleich groß und verzerrt die Rangfolge nicht unmittelbar. Er erzeugt aber zwei nachteilige Effekte:

- Erstens stoßen die angehobenen Gebote teurer – aber für die Dekarbonisierung notwendiger – Vorhaben eher an den Höchstpreis und werden vom Verfahren ausgeschlossen.
- Zweitens treibt das verbleibende, unbesicherte Preisrisiko einen zusätzlichen Risikoaufschlag in die Gebote und letztlich in die Finanzierungskosten des Vorhabens.

Gerade vor dem Hintergrund der politischen Angriffe auf den EU-ETS und dessen nachlassende Glaubwürdigkeit spricht dies für einen niedrig angesetzten Absicherungspreis. Zwar muss mit einem niedrigeren Absicherungspreis ein höheres Budget für ein Vorhaben reserviert werden; dies stützt jedoch die eigentliche Funktion des Instruments: die Absicherung der Unternehmen gegen niedrige CO₂-Preise. Bestenfalls wird am Ende nur ein wesentlich geringerer Anteil des Budgets tatsächlich ausgezahlt, weil der CO₂-Preis schneller steigt. Nicht zuletzt tragen die CCfDs selbst hierzu bei: Sie dienen als Commitment-Signal der Regierung und gleichzeitig bilden Unternehmen, die sich auf den Transformationspfad begeben haben, eine Koalition für eine stringente Klimapolitik (Meckling et al. 2015).

Verbesserungen für zukünftige Förderrunden:

Es sollten konservativere CO₂-Absicherungspreise gewählt werden, um eine langfristige Absicherung für Unternehmen sicherzustellen vor dem Hintergrund der angegriffenen Glaubwürdigkeit des EU-ETS.

7. Fazit

Die Änderungen der Förderrichtlinie und im Förderaufruf im Vergleich zum Entwurf sind ambivalent. Positiv hervorzuheben sind die klareren Kriterien für den Einsatz von CCS und CCU, die Beibehaltung der gleichen Basispreise für erneuerbaren und CO₂-armen Wasserstoff für die Wasserstoffdynamisierung samt Aufschlag für erneuerbaren Wasserstoff, die zusätzliche Begrenzung der Überschusszahlungen sowie die stärkere Absicherung der Unternehmen über höhere Wasserstoffabsicherungspreise.

Gleichzeitig bleiben wesentliche Forderungen unberücksichtigt. Die Nutzung von CCS und CCU kann energieträgerspezifische Kriterien umgehen, ohne dass eine wirkliche Priorisierungslogik greift. Eine noch stärkere Bevorzugung von grünem gegenüber blauem Wasserstoff fehlt ebenso wie eine bedarfsorientierte Herleitung der Sektorvolumen. Die pauschale Begrenzung der Überschusszahlungen adressiert das CO₂-Preisrisiko nicht zielgenau, die Herabsetzung des finalen THG-Minderungsziels von 90 % auf 85 % externalisiert zusätzliche Restemissionen und die deutlich angehobenen CO₂-Absicherungspreise untergraben die Hedging-Funktion des Instruments.

Für künftige Förrunden empfehlen wir:

- Die Kriterien für schwer vermeidbare Emissionen sollten auf Prozessemissionen ausgeweitet werden und die energetische Nutzung von Abgasströmen als Zulässigkeitskriterium für CCS/U sollte entfallen. Der Einsatz von CCS mit den umweltschädlichsten fossilen Energieträgern sollte nur bei einem strengerem Wirtschaftlichkeitsnachweis zulässig sein.
- Die Förderung von Wasserstoff sollte eine klare Priorisierungslogik etablieren – erneuerbarer Wasserstoff vor CO₂-armem elektrolytischem vor sonstigem CO₂-armem Wasserstoff – und hinreichend geringe Basispreise anlegen, damit Wasserstoffvorhaben im Gebotsverfahren konkurrenzfähig bleiben.
- Die Abgrenzung der Sektorfördervolumen sollte sich am tatsächlichen Bedarf der Sektoren orientieren, damit Branchen mit systembedingt hohen Vermeidungskosten und geringen Substitutionsmöglichkeiten nicht strukturell benachteiligt werden.
- Die Überschusszahlungspflicht sollte anhand der realen Emissionsintensität des Marktes dynamisiert werden, um Unternehmen zielgenau gegen CO₂-Preisrisiken in der Endphase des CCfD abzusichern.
- Das finale THG-Minderungsziel sollte auf mindestens 90 % angehoben werden, um Wettbewerbsverzerrungen durch eine zu breite Zielspanne zu vermeiden und die Externalisierung zusätzlicher Restemissionen zu verhindern.
- Es sollten konservativere CO₂-Absicherungspreise gewählt werden, um die Hedging-Funktion des Instruments zu erhalten und Unternehmen langfristig gegen niedrige CO₂-Preise abzusichern.

So ließe sich der Transformationsnutzen der CCfDs je eingesetztem Euro deutlich erhöhen.

Referenzen

- Agora Industry. 2025. The Role of Green Iron Trade in Accelerating Competitive Steel Transformation. Berlin. <https://www.agora-industry.org/publications/the-role-of-green-iron-trade-in-accelerating-steel-transformation>.
- Agora Industry, Wuppertal Institut, und Lund University. 2024. Low-Carbon Technologies for the Global Steel Transformation. A Guide to the Most Effective Ways to Cut Emissions in Steel-making. Berlin. https://www.agora-industry.org/fileadmin/Projekte/2021/2021-06_IND_INT_GlobalSteel/A-IND_324_Low-Carbon-Technologies_WEB.pdf.
- Baumann, Michael, und Oliver Schuller. 2021. Emissionsfaktoren der Stromerzeugung - Betrachtung der Vorkettenemissionen von Erdgas und Steinkohle. CLIMATE CHANGE 61/2021. Umweltbundesamt. <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/emissionsfaktoren-der-stromerzeugung-betrachtung>.
- Bellona Deutschland. 2026. CO₂-Differenzverträge als Basis für Investitionssicherheit - Analyse der aktuellen Förderrichtlinie und Vorschläge zur Optimierung. Policy Paper. Berlin. <https://de.bellona.org/publication/co2-differenzvertraege/>.
- BMWE. 2026a. „Förderaufruf zum Gebotsverfahren 2026 der CO₂-Differenzverträge“. https://www.co2-differenzvertraege.info/lw_resource/datapool/systemfiles/agent/ewbpublications/9679e7ec-4850-11f1-a167-fa163ed847d2/live/document/CCfD-GV2026_F%C3%B6rderaufruf.pdf.
- BMWE. 2026b. „Richtlinie zur Förderung von CO₂-armen Produktionsverfahren in der Industrie durch CO₂-Differenzverträge (Förderrichtlinie CO₂-Differenzverträge – FRL CCfD)“. https://www.co2-differenzvertraege.info/lw_resource/datapool/systemfiles/agent/ewbpublications/c55b5477-484f-11f1-9672-fa163e7d9971/live/document/CCfD-GV2026_F%C3%B6rderrichtlinie.pdf.
- 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>.
- Meckling, Jonas, Nina Kelsey, Eric Biber, und John Zysman. 2015. „Winning Coalitions for Climate Policy“. Science 349 (6253): 1170–71. <https://doi.org/10.1126/science.aab1336>.
- 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: Sean Benesh, Unsplash

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@bellonadeutschland.org

+49 (0) 173 4868 954

Zitiervorschlag

Bellona Deutschland. 2026. CO₂-Differenzverträge: Wo die zweite Runde hinter ihrem Potenzial zurückbleibt. Policy Paper. Berlin. <https://de.bellona.org/publication/co2-differenzvertraege-zweite-runde/>