

Reform des EU-ETS-1 und flankierende Instrumente: Ein Policy Mix für die Dekarbonisierung der Industrie

Untersuchung gefördert durch die
Stiftung Klimaneutralität

Berlin/Köln,
14. Juli 2026

Dr. Felix Chr. Matthes (Projektleitung, Öko-Institut)
Dr. Thilo Schaefer (Projektleitung, IW Köln)
Dr. Johanna Cludius (Öko-Institut)
Dr. Vanessa Cook (Öko-Institut, Übersetzung)
Andreas Fischer (IW Köln)
Ferdinand Gaber (Öko-Institut)
Jakob Graichen (Öko-Institut)
Hauke Hermann (Öko-Institut)
Malte Küper (IW Köln)
Reena Skribbe (Öko-Institut)

Büro Berlin
Borkumstraße 2
13189 Berlin
Telefon +49 30 405085-0

Geschäftsstelle Freiburg
Merzhauser Straße 173
79100 Freiburg
Telefon +49 761 45295-0

info@oeko.de
www.oeko.de

**Institut der deutschen
Wirtschaft Köln**
Konrad-Adenauer-Ufer 21
50668 Köln
Telefon: +49 221 4981-0

thilo.schaefer@iwkoeln.de
www.iwkoeln.de

Zusammenfassung

Die im Jahr 2026 anstehenden Reformen des Emissionshandelssystems der Europäischen Union für Energiewirtschaft, energieintensive Industrien sowie Luft- und Seeverkehr (EU-ETS-1) müssen vor allem zwei zentrale Aspekte adressieren. Einerseits müssen die Regelungen des EU-ETS-1 an die neuen Rahmenbedingungen der rechtsverbindlichen Klimaziele für 2040 und 2050 angepasst werden. Dabei kommt dem EU-ETS-1 als zentrale Säule der EU-Klimaschutzpolitik eine besondere Bedeutung zu. Andererseits muss die Reform des EU-ETS-1 die Wechselwirkungen von Klimaschutz sowie industrieller Wettbewerbs- und Transformationsfähigkeit neu austarieren. Das EU-ETS-1 soll Emissionsminderungen primär durch Investitionen in klimaneutrale Technologien und nicht durch Produktionsverlagerungen erzielen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass sich die Transformationsprofile und -geschwindigkeiten zwischen Sektoren und Unternehmen unterscheiden können. Bereits getätigte Investitionen erfordern Planungssicherheit, während in anderen Bereichen zunächst infrastrukturelle, regulatorische und wirtschaftliche Voraussetzungen geschaffen werden müssen. Für eine Übergangsphase muss zudem die Koexistenz konventioneller und transformativer Produktionsverfahren berücksichtigt werden, die eng an industrielle Modernisierungszyklen gekoppelt ist.

Mit fortschreitender Emissionsminderung in der Energiewirtschaft verlagert sich der Fokus des EU-ETS-1 zunehmend auf die energieintensive Industrie. Der EU-ETS-1 als Instrument der Treibhausgas-Bepreisung und der Sichtbarmachung klarer Transformationspfade allein ist jedoch nicht hinreichend, um die tiefgreifende industrielle Transformation zur Klimaneutralität zu gewährleisten. Vielmehr bedarf es eines kohärenten Policy-Mixes aus CO₂-Bepreisung und flankierenden Maßnahmen. Dazu zählen insbesondere technologiespezifische Unterstützungsinstrumente für Elektrifizierung, Wasserstoff und CO₂-Abscheidung (CCS), die sowohl Investitions- als auch Betriebskosten adressieren. Differenzverträge, Infrastrukturentwicklung sowie Maßnahmen zur Senkung der Stromsystemkosten sind zentrale Elemente des notwendigen Policy Mix. Auch die Etablierung von Leitmärkten kann zumindest in einigen Sektoren und in einem stufenweisen Ansatz eine verlässliche Nachfrage nach klimaneutralen Grundstoffen schaffen.

Anwendungsbereich erhalten, behutsam erweitern. Eine Ausweitung des Anwendungsbereichs des EU-ETS-1, etwa auf Abfallwirtschaft oder indirekte Emissionen im Luftverkehr, erscheint als sinnvoll. Weitergehende Veränderungen (z. B. mit Blick auf den EU-ETS-2 oder Senken) oder das Opt-out von Sektoren oder Anlagen wird aufgrund hoher Systemrisiken derzeit nicht empfohlen.

Cap und Marktstabilitätsreserve (MSR) auf das 2040-Ziel ausrichten. Auf der Ebene einzelner Regelungen sind vor allem die vielfältigen Wechselwirkungen zu beachten. Zunächst ist eine Harmonisierung des Emissionspfads mit den EU-Klimazielen erforderlich, wobei kurzfristig die weiterhin ambitionierte Emissionsreduktionen des Energiesektors Berücksichtigung finden und der aktuelle Lineare Reduktionsfaktor fortgesetzt werden sollte. Spätestens ab 2036 ist eine Abflachung des Pfads kompatibel mit dem Klimaziel für 2040 und geboten, um die Transformationsrestriktionen im Industriesektor zu berücksichtigen. Die Liquidität des Marktes sollte durch eine Reform der Marktstabilitätsreserve (MSR) in Richtung eines deutlich reaktionsfähigeren Mechanismus gesichert werden. Der grundsätzlich mengenorientierte Ansatz der MSR sollte jedoch nicht geändert werden.

Internationale Zertifikate und Senken nur über staatliche Kanäle integrieren. Die Integration von Flexibilitätsoptionen – insbesondere internationale Zertifikate gemäß Art. 6 des Pariser Abkommens und Zertifikate für CO₂-Senken – sollte auf zentraler Ebene erfolgen, etwa über Cap-Anpassungen oder die Marktstabilitätsreserve (MSR), um die Integrität des ETS-Marktes zu wahren.

Kostenlose Zuteilung als Gesamtpaket reformieren. Weitere Anpassungen betreffen die kostenlose Zuteilung der Emissionsberechtigungen. Für diese ist die bisherige Fortschreibungssystematik des Benchmark-Systems nicht zukunftsfähig und sollte durch einen vereinfachten und weitgehend einheitlichen, linearen Mechanismus ergänzt werden. Auch wird die Einführung von für die industriellen Wärmeanwendungen geeigneten Fall-back-Benchmarks empfohlen. Mit Blick auf die bestehenden Unwägbarkeiten, Risiken und teilweise kontraproduktiven Effekte bezüglich des ab 2026 ökonomisch wirksam gewordenen Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM), den Zeitbedarf für notwendige Anpassungen sowie die noch ausstehende Schaffung eines geeigneten Modells für die Berücksichtigung von Exporten im CBAM sollten die CBAM-Kürzungen im Bereich der kostenlosen Zuteilung für einige Jahre eingefroren werden.

ETS-Einnahmen für die Industrietransformation einsetzen. Der EU-ETS-1 ist nicht nur ein Anreizinstrument für Emissionsminderungen, sondern schafft durch die Versteigerung von Emissionsberechtigungen auch fiskalische Einnahmen. Deren Verwendung sollte strikt zweckgebunden erfolgen. Die ausfallenden Einnahmen vor allem durch eine Verlängerung der kostenlosen Zuteilung im CBAM-Kontext führen zu erheblichen Aufkommensrückgängen für EU-Programme zur Unterstützung der industriellen Transformation. Die verlängerte freie Zuteilung dient allerdings in erster Linie dem Ausgleich wettbewerblicher Nachteile und kann daher nur bedingt als zusätzlich verfügbares Investitionskapital der Unternehmen gewertet werden. Dabei wäre eine solche Anrechnung im Kontext von Carbon-Leakage-Strukturen – also mit Blick auf das Verhältnis von operativer und Investitions-Leakage – durchaus legitimierbar.

Carbon-Leakage-Schutz sicherstellen. Mit dem CBAM wurde ein neues Instrument geschaffen, dessen Wirksamkeit jedoch erst noch empirisch validiert und ggf. verbessert werden muss. Für die Fortführung des EU-ETS-1 als zentrales Element der EU-Klimaschutzpolitik ist die Erhaltung und Fortentwicklung des CBAM als starker Mechanismus von zentraler Bedeutung. Gleichwohl können auch ergänzende Instrumente wie die Grundstoffabgabe oder auch der sorgfältig geprüfte Einsatz von handelspolitischen Instrumenten eine wichtige Rolle spielen.

Voraussetzungen für transformative Investitionen schaffen. Für die Flankierung der industriellen Transformation zur Klimaneutralität bedarf es einer Reihe ergänzender Instrumente (Companion Policies). Diese betreffen vor allem die Bereitstellung kostengünstigen Stroms für die industrielle Elektrifizierung (Strompreiskompensation, Industriestrompreis), sowie den Hochlauf der Märkte für Wasserstoff und CCS. Langlaufende Differenzverträge für Wasserstoff sowie für CCS und eine beschleunigte Infrastrukturentwicklung (Wasserstoffnetz, CO₂-Transport- und Speicherinfrastruktur) sind dafür wesentliche Instrumente. Die Nachfrageseite kann durch Grüne Leitmärkte angeschoben werden. Dies sind je nach Sektor eher die öffentliche Beschaffung (insbesondere bei einigen Baustoffen wie Zement) oder private Nachfragesignale (für Stahl und andere Metalle). Leitmärkte erreichen kurzfristig vor allem günstige und bereits verfügbare CO₂-reduzierte Grundstoffe wie klinkerarmen Komposit-Zemente oder Grünstrom-Sekundärstahl – die eigentlichen Near-Zero-Technologien wie DRI-Stahl oder CCS-

Zement werden erst später in relevanten Mengen auf den Markt kommen, müssen aber schon frühzeitig adressiert werden.

Schließlich ist herauszustellen, dass klimapolitische Instrumente allein nicht ausreichen werden, um die Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Industrie im aktuellen geopolitischen und geoökonomischen Umfeld zu sichern. Externe Faktoren wie internationale Subventionsregime, Wechselkursentwicklungen und zunehmender Protektionismus erzeugen erheblichen Anpassungsdruck. Eine erfolgreiche Transformation setzt daher voraus, dass das EU-ETS-1 durch eine kohärente Industrie- und Handelspolitik flankiert wird, die den Verbleib industrieller Wertschöpfung in Europa gewährleistet.

Summary

The reforms to the European Union's Emissions Trading System (EU ETS 1) for the energy sector, energy-intensive industries, and aviation and maritime transport, due to take place in 2026, must address two key aspects in particular. The provisions of the EU ETS 1 must be adapted to the new framework set by the legally-binding climate targets for 2040 and 2050. As a central pillar of the EU's climate policy, the EU ETS 1 is of particular importance in this context. Furthermore, the reform of the EU ETS 1 must strike a new balance between climate protection and industrial competitiveness and the capacity for transformation. The EU ETS 1 should achieve emissions reductions primarily through investment in climate-neutral technologies rather than through the relocation of production. It should be borne in mind that transformation profiles and rates may vary between sectors and companies. Investments that have already been made require planning certainty. In other areas, infrastructural, regulatory and economic conditions must first be established. During transitional phases, the co-existence of conventional and transformative production processes – which is closely linked to industry modernisation cycles – must also be taken into account.

As emissions reductions in the energy sector advance, the focus of the EU ETS 1 is increasingly shifting towards energy-intensive industry. However, as an instrument for greenhouse gas pricing and for highlighting clear transformation pathways, the EU ETS 1 is not sufficient on its own to ensure the far-reaching transformation of industry needed for climate neutrality. Rather, a coherent policy mix of CO₂ pricing and accompanying measures is required. These include, in particular, technology-specific support instruments for electrification, hydrogen and carbon capture and storage (CCS), which address both investment and operating costs. Contracts for Difference, infrastructure development and measures to reduce electricity system costs are key elements of the necessary policy mix. The establishment of lead markets can also create reliable demand for climate-neutral basic materials, at least in some sectors and through a phased approach.

Maintaining and cautiously expanding the scope. It seems sensible to expand the scope of the EU ETS 1 to include, for example, waste management and the indirect emissions from aviation. More far-reaching changes (e.g. with regard to the EU ETS 2 or sinks) or the opt-out of sectors or installations are not currently recommended due to high systemic risks.

Aligning the cap and the Market Stability Reserve (MSR) with the 2040 target. With a view to individual regulations, particular attention must be paid to the relevant diverse interdependencies. First of all, the emissions pathway must be harmonised with the EU's climate targets. In the short term, the continued ambitious emissions reductions of the energy sector should be taken into account and the current linear reduction factor should be maintained. From 2036 at the latest, a flattening of the trajectory is compatible with the 2040 climate target and is necessary to take account of the constraints on the industrial sector's transition. Market liquidity should be safeguarded by reforming the MSR to create a considerably more responsive mechanism. However, the fundamentally volume-based approach of the MSR should not be altered.

Integrating international carbon credits and offsets only through government channels. The integration of flexibility options – in particular international carbon credits under Article 6 of the Paris Agreement and offsets for carbon sinks – should take place at a central level, e.g. by means of cap adjustments or the Market Stability Reserve (MSR), in order to preserve the integrity of the ETS market.

Reforming free allocation as a comprehensive package. Further recommended adjustments relate to the free allocation of emission allowances. The existing roll-over mechanism of the benchmark system is not fit for the future and should be supplemented by a simplified and largely uniform linear mechanism. The introduction of fall-back benchmarks suitable for industrial heat applications is also recommended. In view of the existing uncertainties, risks and, in some cases, counterproductive effects relating to the Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM), the time required for necessary adjustments, and the fact that a suitable model for taking exports into account within the CBAM has yet to be established, the CBAM-related reductions in free allocation should be frozen for several years.

Using ETS revenues for transforming industry. The EU ETS 1 is not only an incentive mechanism for emissions reductions but also generates fiscal revenue through the auctioning of emission allowances. The use of these revenues should be strictly earmarked. The loss of revenue, primarily due to extending free allocation in the context of the CBAM, leads to a substantial decrease in funding for EU programmes supporting industry transformation. However, the extended free allocation primarily serves to offset competitive disadvantages and can therefore only be regarded to a limited extent as additional investment capital available to companies. Such an allocation would, however, be entirely justifiable in the context of carbon leakage structures – that is, with regard to the ratio of operational to investment leakage.

Ensuring protection against carbon leakage. The CBAM has created a new instrument, the effectiveness of which, however, still needs to be empirically validated and, where necessary, improved. For the EU ETS 1 to continue to be a central element of the EU's climate policy, it is of paramount importance that the CBAM is maintained and further developed as a robust mechanism. Nevertheless, complementary instruments such as the raw materials surcharge or the carefully assessed use of trade policy instruments can also play an important role.

Creating the conditions for transformation investments. A range of complementary instruments (companion policies) is required to support the transition of industry towards climate neutrality. These primarily concern the provision of cost-effective electricity for industrial electrification (electricity price compensation, industrial electricity price), as well as the ramp-up of the hydrogen and CCS markets. Long-term carbon contracts for difference for hydrogen and for CCS, along with accelerated infrastructure development (hydrogen network, CO₂ transport and storage infrastructure), are key instruments for this. The demand side can be stimulated through green lead markets. Depending on the sector, these tend to be public procurement (particularly for certain building materials such as cement) or private demand signals (for steel and other metals). In the short term, lead markets will primarily involve affordable and readily available CO₂-reduced raw materials such as low-clinker composite cements or secondary steel produced using green electricity. The actual near-zero technologies, such as direct reduced iron (DRI) steel or CCS cement, will only come on to the market in significant quantities at a later stage, but must be addressed at an early stage.

Finally, it should be emphasised that climate policy instruments alone will not be sufficient to safeguard the competitiveness of European industry in the current geopolitical and geo-economic environment. External factors such as international subsidy regimes, exchange rate developments and rising protectionism are creating considerable pressure to adapt. A successful transition therefore requires the EU ETS 1 to be supported by a coherent industrial and trade policy that ensures industrial value creation remains in Europe.

Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitung und Zielstellung	17
2.	Die deutsche und europäische Industrie im Zeichen globaler Umbrüche	19
2.1.	Aktuelle wirtschaftliche Lage	19
2.2.	Der Industriestandort unter Druck	20
2.3.	Breitere Rahmenbedingungen als Grundlage der Transformation	20
2.4.	Die Koexistenzphase konventioneller und transformativer Industrieprozesse als spezifische Herausforderung	23
3.	Der aktuelle Rahmen für die Reform des EU-ETS	25
3.1.	Die Klimaschutzarchitektur der EU und die Rolle des EU-ETS-1	25
3.2.	Das Emissionshandelssystem der Europäischen Union für die Energiewirtschaft, die energieintensive Industrie sowie den Luft- und Seeverkehr (EU-ETS-1)	28
3.3.	Die emissionsseitigen Mengengerüste des EU-ETS-1 nach aktueller Rechtslage	31
3.4.	Kostenlose Zuteilung im EU-ETS-1	34
3.5.	Das Aufkommen finanzieller Mittel aus den Auktionen und deren Verwendung	36
4.	Anpassung des Regulierungsbereichs des EU-ETS-1	38
4.1.	Vorbemerkungen	38
4.2.	Ausweitung des Erfassungsbereichs	38
4.3.	Verschmelzung des EU-ETS-1 und EU-ETS-2	41
4.4.	Linking	43
4.5.	Exklusion von Industriesektoren und Opt-out-Regelungen	45
5.	Emissionsobergrenze und Marktstabilitätsreserve	46
5.1.	Vorbemerkungen	46
5.2.	Anpassung des Linearen Reduktionsfaktors	49
5.3.	Anpassungen der Marktstabilitätsreserve (MSR)	50
5.3.1.	Hintergrund zur Marktstabilitätsreserve	50
5.3.2.	Korrigierte Berechnung der Total Number of Allowances in Circulation (TNAC)	52

5.3.3.	Veränderung der Lösungsregelungen für die Marktstabilitätsreserve	53
5.3.4.	Kombination eines veränderten LRF mit Anpassungen an der MSR	55
5.3.5.	Versteigerungen von NER-Restmengen zur Finanzierung des Investment Boosters der Industrial Decarbonisation Bank	58
5.3.6.	Auffüllung der Marktstabilitätsreserve	59
5.4.	Fazit und Empfehlungen	60
6.	Preismanagement	62
6.1.	Vorbemerkungen	62
6.2.	Cost-Containment-Reserve und Preissteuerung über die MSR	64
6.3.	Preiskorridore	65
7.	Flexibilisierung der Verpflichtungserfüllung	67
7.1.	Vorbemerkungen	67
7.2.	Internationale Zertifikate	68
7.3.	Senken-Zertifikate	71
8.	Grenzmechanismen	75
8.1.	Vorbemerkungen	75
8.2.	Carbon Border Adjustment Mechanism	76
8.3.	Grundstoffabgabe	82
8.4.	Allgemeine Zollpolitik	85
9.	Kostenlose Zuteilung	87
9.1.	Vorbemerkungen und Überblick	87
9.2.	Grundansatz der kostenlosen Zuteilung im EU-ETS-1	89
9.3.	Anpassung der Benchmarks	90
9.3.1.	Einleitung und generelle Methode	90
9.3.2.	Das Spezialproblem der Fallback-Benchmarks	97
9.4.	Zwischenfazit: Entwicklung der vorläufigen Zuteilungsmenge	102
9.5.	Zuteilungskürzungen über den Cross Sectoral Correction Factor (CSCF)	104
9.6.	Zuteilungskürzungen über den CBAM-Faktor	106
9.7.	Zwischenfazit: Die Wechselwirkungen der verschiedenen Reformoptionen	112
9.8.	Investitionen im Kontext höherer Gratiszuteilungen	115
9.9.	Fazit, Handlungsoptionen und Empfehlungen	120
10.	Exkurs: Revenue Frontloading zur Vorfinanzierung des Investment Boosters	123

11.	Begleitende Politiken für die Industrietransformation	125
11.1.	Vorbemerkungen	125
11.2.	Mittelaufkommen	126
11.3.	Grüne Leitmärkte	127
11.4.	Investitions-Unterstützung	133
11.5.	Betriebskosten-Unterstützung	134
11.5.1.	Einleitung	134
11.5.2.	Strompreiskompensation	135
11.5.3.	Industriestrompreis	138
11.5.4.	Wasserstoff-Unterstützung	140
11.5.5.	CCS-Unterstützung	146
12.	Synthese und Ausblick	151
13.	Referenzen	156
13.1.	Literatur	156
13.2.	Weitere Rechtsvorschriften	169

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 3-1:	Architektur der EU-Klimaschutzpolitik	27
Abbildung 3-2:	Entwicklung des EU-ETS-1	29
Abbildung 3-3:	Entwicklung der Spotpreise für Emissionsberechtigungen des EU-ETS-1 sowie wichtige exogene Entwicklungen, Ereignisse und Reformen des EU-ETS-1	30
Abbildung 3-4:	Cap- und Emissionsverlauf im EU-ETS-1	32
Abbildung 3-5:	Entwicklung der MSR-Parameter und -Mengen	34
Abbildung 3-6:	Entwicklung von kostenloser Zuteilung und Versteigerungen im EU-ETS-1 (stationärer Sektor)	35
Abbildung 3-7:	Fiskalisches Aufkommen aus dem EU-ETS-1, dem nEHS und dem EU-ETS-2 für Deutschland	36
Abbildung 5-1:	Zielkompatible Emissionsszenarien 2030-2040	48
Abbildung 5-2:	Historische EU ETS-Emissionen und verwendete Emissionsszenarien 2013-2040	48
Abbildung 5-3:	Optionen für die Anpassungen des Linearen Reduktionsfaktors kompatibel mit 90%, 88% und 85% Netto-Klimaziel im Jahr 2040	50
Abbildung 5-4:	Verlauf der TNAC Visible to the Market bei Anpassung der TNAC-Berechnung	53
Abbildung 5-5:	Verlauf der TNAC Visible to the Market bei Anpassung der TNAC-Berechnung, sowie ohne Löschung von Zertifikaten aus der MSR ab dem Jahr 2026	55
Abbildung 5-6:	Verlauf der TNAC Visible to the Market bei Anpassung der TNAC-Berechnung, ohne Löschung von Zertifikaten aus der MSR und einem LRF von 1,4% ab dem Jahr 2036	56
Abbildung 5-7:	Angebot und Nachfrage von EUA 2031-2040 anhand Reformpaket	57
Abbildung 7-1:	Risiko-Taxonomie der internationalen Emissionsgutschriften	68
Abbildung 9-1:	Verteilung der spezifischen Emissionswerte für die verschiedenen Anlagengruppen (ohne die von Fallback-Benchmarks erfassten Anlagen)	91
Abbildung 9-2:	Vergleich der jährlichen Änderungen Emissionsintensitäten für die jeweils 10% der besten Anlagen der Anlagengruppen mit Produkt-Benchmarks	93
Abbildung 9-3:	Reduktion der Benchmark-Werte für die Zuteilungsperioden 2021/2025 und 2026/2030 im Vergleich zu den Basiswerten 2013/2020	94
Abbildung 9-4:	Exemplarische Reduktion der Benchmark-Werte für die Zuteilungsperiode 2031/2035 im Vergleich zu den Basiswerten 2013/2020 nach derzeitiger Rechtslage und der vorgeschlagenen Alternativoption	96

Abbildung 9-5:	Benchmarking Kurve für die Fall-back Benchmarks	98
Abbildung 9-6:	Anpassungsfaktoren für die produktspezifischen Benchmarks in der Chemieindustrie sowie die Fallback-Benchmarks	100
Abbildung 9-7:	Entwicklung der vorläufigen Zuteilungsmengen	103
Abbildung 9-8:	Entwicklung des CBAM-Faktors in Varianten und die damit entstehenden Effekte für das Aufkommen zugunsten des Innovationsfonds	109
Abbildung 11-1:	Entwicklung der Beihilfezahlungen im Rahmen der Strompreiskompensation in Deutschland	137
Abbildung 11-2:	Vergleich des erwartbaren Preisniveaus des Strombezugs ohne (Future) und mit Entlastung (Industriestrompreis) und Entlastung für berechnete Unternehmen	139
Abbildung 11-3:	Gesamtkosten der CO ₂ -Vermeidung beim Einsatz von Wasserstoff als Ersatz für Erdgas	141
Abbildung 11-4:	Handlungsbereiche des notwendigen Policy-Mixes für den Wasserstoff-Hochlauf	142
Abbildung 11-5:	Bisherige Inbetriebnahmeplanungen für das Wasserstoff-Kernnetz und räumliche Struktur der Ankerkunden	143
Abbildung 11-6:	Gesamtkosten der CO ₂ -Vermeidung in Abhängigkeit von den Kosten der CO ₂ -Abtrennung sowie von CO ₂ -Transport, -Transfer und -Speicherung	147
Abbildung 11-7:	Handlungsbereiche des notwendigen Policy-Mixes für den CCS-Hochlauf	148
Abbildung 11-8:	Strukturen eines perspektivischen CO ₂ -Netzes für Deutschland im Jahr 2024	149

Tabellenverzeichnis

Tabelle 5-1:	Zieltrajektorien in der EU-Klimaschutzarchitektur	47
Tabelle 6-1:	Analystenschätzungen für zukünftige Zertifikatspreisniveaus	63
Tabelle 8-1:	Vom CBAM einbezogene Güter nach Kategorie	77
Tabelle 8-2:	Vorschlag der Europäischen Kommission zur Erweiterung der vom CBAM ab 2028 einbezogenen Güter nach Kategorie	78
Tabelle 8-3:	Unterschiedliche Ausgestaltungsoptionen der Grundstoffabgabe	83
Tabelle 9-1:	Optionen der Zuteilung von Emissionsberechtigungen und Verzerrungen des Preissignals (Pyramid of Distortions)	88
Tabelle 9-2:	Bisherige Entwicklung der Fallback-Benchmarks	99
Tabelle 9-3:	Vorschlag für die Weiterentwicklung des Fallback- Benchmarks für Wärme ab 2026	101
Tabelle 9-4:	Auswirkungen unterschiedlicher Varianten für die Entwicklung des Caps und der Benchmarks auf den Cross- sectoral Correction Factor	104
Tabelle 9-5:	Auswirkungen unterschiedlicher Varianten für die Entwicklung des Caps und der Benchmarks auf den Cross- sectoral Correction Factor bei einer Berücksichtigung CBAM-Faktors vor der Ermittlung des Cross-sectoral Correction Factors	111
Tabelle 9-6:	Exemplarische Auswirkungen unterschiedlicher Varianten für die Entwicklung des Caps, der Benchmarks und des CBAM-Faktors auf die kostenlose Zuteilung	113
Tabelle 9-7:	Veränderung der für die Auktionierung verfügbaren Zertifi- katemengen durch die verschiedenen Reformoptionen	114
Tabelle 9-8:	Veränderung des Auktionsaufkommens durch die verschiedenen Reformoptionen	117
Tabelle 11-1:	Wirkung und Eignung grüner Leitmärkte nach Sektor beziehungsweise Produkt	133

1. Einleitung und Zielstellung

Gut zwei Jahrzehnte nach dem Start des Emissionshandelssystems der Europäischen Union für die Energiewirtschaft, die energieintensive Industrie sowie den Luft- und Seeverkehr (European Union Emissions Trading System – EU-ETS-1) steht grundlegende Weiterentwicklung des Systems an. Es handelt sich dabei nicht um die erste große Revision des als review- und revisionsintensives Instrument angelegtes und in Handelsperioden organisierten EU-ETS-1. Wie für alle die drei vergangenen und die laufende Handelsperiode muss eine Vielzahl von Regelungen für die fünfte Handelsperiode (2031 bis 2040) angepasst werden.

Für diese Anpassungen sind drei verschiedene Dimensionen von zentraler Bedeutung. Erstens muss das System auf das nunmehr rechtlich kodifizierte Zwischenziel der EU-Klimaschutzpolitik angepasst werden. Zweitens sind im Anwendungsbereich des EU-ETS-1 in den letzten Jahrzehnten erhebliche Emissionsminderungen erzielt worden, die den Schwerpunkt der zukünftigen Emissionsreduktionen in den nächsten Jahren erkennbar von der Energiewirtschaft in Richtung der Industrie verschieben werden. Damit wird einerseits eine Berücksichtigung der dort herrschenden Rahmenbedingungen erforderlich, andererseits muss aber auch der ökonomische Rahmen für die bereits getätigten bzw. angeschobenen Investitionen (in der Energiewirtschaft und der Industrie) gesichert bleiben. Drittens haben sich aber auch die wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen für europäische Industrie und die europäische Industrietransformation in den letzten Jahren deutlich verändert und stehen Wirtschaft und Gesellschaft in der Europäischen Union vor neuen Herausforderungen.

Nicht zuletzt hat sich das EU-ETS-1 in den vergangenen beiden Dekaden zu einem relativ komplexen Instrument entwickelt, das auch für die übergeordnete Architektur der EU-Klimaschutzpolitik von zentraler Bedeutung und damit mehr als ein spezifisches Umsetzungsinstrument für die Treibhausgas-Bepreisung ist.

Vor diesem Hintergrund verfolgt die hier vorgelegte Untersuchung den Ansatz, die anstehenden Reformen in ihren verschiedenen, und oft voneinander abhängigen Teilaspekten sehr breit zu diskutieren. Dazu gehören die Darstellung bzw. Dokumentierung des derzeitigen Stands und der Leitplanken für die teilweise komplexen Regelungen, die Diskussion der verschiedenen Reformoptionen und die Ausarbeitung entsprechender Empfehlungen, aber auch die Darstellung von Begleitinstrumenten (Companion Policies) des EU-ETS-1 und deren Legitimation. Für alle Analysen wird dabei ein holistischer Ansatz verfolgt, bei dem wirtschaftliche, rechtliche, politische und andere Aspekte der Reformoptionen berücksichtigt werden.

Einen Startpunkt der Analysen bilden einerseits eine Darstellung der aktuellen Rahmenbedingungen und Herausforderungen für die deutsche und europäische Industrie, die nicht nur, aber auch für die die Reform des EU-ETS-1 von zentraler Bedeutung sind (Kapitel 2). Eine umfassende Darstellung des aktuellen Entwicklungsstandes für das EU-ETS-1 in seinen verschiedenen Facetten bildet einen weiteren Ausgangspunkt für die Einordnung der konkreten Reformoptionen (Kapitel 3).

Einen ersten Bereich für die Reform des EU-ETS-1 bilden die Rahmensetzungen für das Gesamtsystem. Dazu gehört zunächst der Anwendungsbereich, für den sowohl Ausweitung- als auch Verkleinerungsoptionen diskutiert werden (Kapitel 4). Den Schwerpunkt bilden aber umfangreiche Analysen zur Menge der für das System bereitgestellten Emissionsberechtigungen (Cap des EU-ETS-1) im Kapitel 5.2. Auch die zukünftige Ausgestaltung der Marktstabilitätsreserve, über die Emissionsberechtigungen zeitweise aus dem Markt genommen, teilweise gelöscht und teilweise zu einem späteren Zeitpunkt wieder in den Markt zurückgespeist werden, wird detailliert analysiert (Kapitel 5.3).

Jenseits der Mengenplanung des EU-ETS-1 werden die verschiedenen Optionen mit Blick auf mögliche Preismanagement-Ansätze im System diskutiert (Kapitel 6).

Im Überlagerungsbereich von Mengenplanung und der Erfüllung der mit dem EU-ETS-1 geschaffenen Verpflichtung zur Abgabe von Zertifikaten entsprechend der emittierten Treibhausgasmengen liegt das Themenfeld einer Flexibilisierung der Verpflichtungserfüllung, z.B. durch internationale oder Senken-Zertifikate (Kapitel 7).

Mit dem Betrieb des EU-ETS-1 als europäisches System in einem globalen Umfeld, das durch internationalen Wettbewerb und große Unterschiede im Bereich der Treibhausgas-Bepreisung geprägt ist, kommt Grenzausgleichsmechanismen eine Rolle zu, die einerseits die Entstehung von Carbon-Leakage, andererseits aber auch darüber hinausgehende Aspekte adressieren sollen (Kapitel 8).

Als Mechanismus zur Bekämpfung von Carbon-Leakage, aber auch als Regelungsbe- reich mit erheblichen Verteilungseffekten innerhalb der Industrie werden die sehr komplexen und auf vielfache Weise miteinander interagierenden Regelungen zur kostenlosen Zuteilung von Emissionsberechtigungen im EU-ETS-1 analysiert und hinsichtlich der unterschiedlichen Reformoptionen diskutiert (Kapitel 9).

In einem Exkurs wird auch die zeitlich vorgezogene Gewinnung zusätzlicher Investitionsmittel im Rahmen von Versteigerungen des EU-ETS-1 analysiert (Kapitel 10).

In ausführlichen Zusatzanalysen werden die mit Blick auf die Industrietransformation jenseits bzw. im Zusammenwirken mit dem EU-ETS-1 notwendigen Maßnahmen (Companion Policies) diskutiert (Kapitel 11). Diese reichen von Grünen Leitmärkten (Kapitel 11.3), die Unterstützung von Transformationsinvestitionen (Kapitel 11.4) bis hin zu Betriebskostenunterstützungen (Kapitel 11.5), die von Möglichkeiten zur Unterstützung der industriellen Elektrifizierung durch kostengünstigen Strom (Kapitel 11.5.2 und 11.5.3) über den Policy-Mix zur Unterstützung des Wasserstoff-Hochlaufs (Kapitel 11.5.4) bis zu Maßnahmenpaketen zur Etablierung der CO₂-Abtrennung und -Speicherung (Carbon Capture and Storage – CCS) als zentrale Transformationsoption in Richtung Klimaneutralität für Teile der Industrie (Kapitel 11.5.5).

Im abschließenden Kapitel 12 werden die verschiedenen Analysen verdichtet und kompakte Empfehlungen formuliert.

2. Die deutsche und europäische Industrie im Zeichen globaler Umbrüche

2.1. Aktuelle wirtschaftliche Lage

Die Weltwirtschaft steht im Jahr 2026 unter erheblichem Druck. Der Krieg im Nahen Osten belastet die globale Konjunktur mit zusätzlichen, schwer kalkulierbaren Risiken. Die de-facto Blockade der Straße von Hormus, einer für die Energieversorgung und den Handel mit weiterverarbeiteten Gütern zentralen Seeroute, sowie Beschädigungen an Produktionsanlagen führen zu neuen Versorgungsengpässen und zu Energiepreiseffekten auf Erzeuger- wie Verbraucherebene. Zusammen mit den fortwirkenden Folgen des Kriegs in der Ukraine geraten industrielle Lieferketten und Produktionskapazitäten weltweit unter Druck. Die Inflation steigt, das Wachstum wird gedämpft: Die Weltwirtschaft legt 2026 nur noch um 2 Prozent zu, der globale Warenhandel expandiert lediglich um 1,7% (Bardt et al. 2026). Die Prognose bleibt mit hoher Unsicherheit behaftet, weil die tatsächlichen Auswirkungen maßgeblich von der Dauer des Konflikts abhängen. Eine politische Lösung lässt sich dabei allenfalls als Annahme setzen, nicht als belastbare Prognosegröße.

Deutschland trifft diese Gemengelage in einer ohnehin angespannten Lage. Die bestehenden Belastungen durch den Nahost-Krieg und die für das gesamte Jahr erwarteten Liefer- und Produktionsstörungen lassen das preis- und arbeitstäglich bereinigte Bruttoinlandsprodukt (BIP) im Verlauf des Jahres 2026 kaum von der Stelle kommen. Das jahresdurchschnittliche Wachstum des realen BIP von gut 0,4% ergibt sich größtenteils aus einem positiven Kalendereffekt (Bardt et al. 2026). Das Exportgeschäft bleibt infolge der globalen Abschwächung rückläufig, und die privatwirtschaftliche Investitionstätigkeit kommt nicht voran. Der erneute Energiepreisschub treibt die Inflationsrate auf jahresdurchschnittlich gut 3% und lässt den privaten Konsum stagnieren (Bardt et al., 2026); die Inlandsnachfrage stützt sich vor allem auf den expandierenden Staatskonsum und auf staatliche Verteidigungsinvestitionen. Vor dem Hintergrund steigender Ausgaben und schwacher Konjunktur dürfte der deutsche Staat 2026 ein Defizit von schätzungsweise 156 Mrd. € oder 3,4% des BIP ausweisen. Die Zahl der Erwerbstätigen sinkt um rund 190.000 Personen, während die Arbeitslosigkeit leicht auf etwa 3 Mio. steigt (Bardt et al. 2026).

Hinter dieser konjunkturellen Schwäche steht eine strukturelle. Das deutsche Geschäftsmodell, geprägt durch eine industriebasierte, dienstleistungsergänzte, exportorientierte und regional balancierte Struktur, steht unter erheblichem Druck (Hüther 2025). Seit 2018 schrumpft die Industrieproduktion, die Bruttowertschöpfung stagniert. Zugleich kann die deutsche Wirtschaft nicht mehr im früheren Maße von der Weltkonjunktur profitieren. Verantwortlich dafür sind eine nachlassende preisliche Wettbewerbsfähigkeit und schwindende Innovationsvorsprünge bei zugleich wachsenden geopolitischen Risiken. Verschärft wird die Lage durch unzureichende private wie öffentliche Investitionen. Gerade die staatlichen Investitionen bleiben deutlich hinter internationalen Vergleichswerten zurück, sodass die Infrastruktur veraltet und notwendige Modernisierungseffekte ausbleiben. Damit geraten Produktivität und Wachstumsperspektiven unter Druck, und das ausgerechnet in einer Phase, in der die klimapolitische Verpflichtung zum Strukturwandel bis 2045 neue Anforderungen an die Wirtschaftspolitik stellt.

Die wirtschaftspolitische Antwort auf diese Herausforderungen sollte zunächst klar auf bessere Angebotsbedingungen ausgerichtet sein. Im Zentrum stehen mehr Investitionen

und Innovationen. Dafür braucht es gezielte Investitionsanreize, weniger Regulierung, geringere steuerliche Belastungen für Unternehmen sowie Reformen bei Strompreisen und Sozialbeiträgen. Diese Politik muss dabei die zentralen Rahmenbedingungen einbeziehen: den demografischen Wandel, den Weg zur Klimaneutralität und die geopolitischen Unsicherheiten im Umfeld einer neu ausgerichteten Verteidigungspolitik.

2.2. Der Industriestandort unter Druck

Die Industrie ist eine tragende Säule des Wirtschaftsstandorts Deutschland. Sie erwirtschaftet rund ein Fünftel der Bruttowertschöpfung und beschäftigt etwa 16 Prozent aller Erwerbstätigen (BCG; BDI; IW 2024). In den USA trägt die Industrie demgegenüber nur 11 Prozent zur Wertschöpfung und 10 Prozent zur Beschäftigung bei (BCG; BDI; IW 2024). Bezieht man den Industriedienstleistungsverbund ein, also industrienah genutzte Leistungen wie Handel oder Logistik, entfällt sogar knapp ein Drittel der Bruttowertschöpfung auf den industriellen Kern.

Dessen Wachstumsdynamik hat zuletzt jedoch spürbar nachgelassen. Nach der herausfordernden Corona-Phase ließ vor allem die Energiekrise die Produktion energieintensiver Branchen einbrechen, und das am Ende einer Periode, in der die Investitionen in die Standortqualität bereits über längere Zeit stagnierten. Zudem fließen Investitionen zum überwiegenden Teil in den Ersatz bestehender Assets. Der Anteil der Investitionen, der in neue Kapazitäten und Produkte fließt, liegt deutlich unter dem europäischen Durchschnitt (EIB 2025a).

Die seit der Energiekrise erhöhten Energiekosten haben die traditionellen Kostenvorteile bei Löhnen, Steuern und Abgaben so verschärft, dass bisherige Standortstärken wie hohe Produktivität und Innovationskraft sie nicht mehr ausgleichen. Bei rund zwei Dritteln der wichtigsten Standortindikatoren liegt Deutschland inzwischen hinter relevanten Wettbewerbern wie der USA und China zurück (BCG; BDI; IW 2024).

Anders als in früheren Krisen ist die aktuelle Schwäche struktureller Natur, denn mehrere Säulen des bisherigen Industrieerfolgs sind gleichzeitig ins Wanken geraten. Die Zeit günstiger fossiler Gasimporte ist mit dem russischen Angriffskrieg auf absehbare Zeit vorbei. Der demografische Wandel kehrt das traditionell starke Arbeits- und Fachkräfteangebot in einen Mangel um, und über Jahrzehnte erarbeitete Technologievorsprünge etwa bei der Verbrennertechnologie verlieren an Bedeutung. In der Summe ist mittelfristig rund ein Fünftel der Industriewertschöpfung gefährdet – vor allem durch hohe Energiekosten und schrumpfende Märkte für bisherige deutsche Kerntechnologien (BCG; BDI; IW 2024).

2.3. Breitere Rahmenbedingungen als Grundlage der Transformation

Die Wettbewerbsfähigkeit des Standorts entscheidet sich nicht allein an Konjunktur und Innovationskraft, sondern an einer Reihe struktureller Rahmenbedingungen. Diese spielen neben einem geeigneten Instrumentenmix auch für den Erfolg der anstehenden Industrietransformation eine entscheidende Rolle (EFI 2024). Fünf von ihnen erweisen sich als besonders relevant.

Bürokratie und Genehmigungsverfahren

Unternehmen klagen über hohe bürokratische Belastungen. Allein die Informationspflichten nach nationalem Recht kosteten Anfang 2024 rund 66,5 Mrd. € jährlich, wobei die bürokratiebedingten Ausgaben je nach Unternehmensgröße 1 bis 5% des Jahresumsatzes ausmachen und ihr Fixkostencharakter vor allem kleinere Betriebe trifft (BCG; BDI; IW 2024). In einer IW-Unternehmensbefragung benannten insgesamt 85% der befragten Unternehmen Regulierung und Bürokratie als Produktivitätshemmnis. 61% sprachen sogar von einem starken Hemmnis (Bardt und Grömling 2025). Neue und teils überlappende Berichts- und Nachweispflichten, etwa aus Lieferkettengesetzen, sowie zunehmend komplexe Antragsverfahren binden Arbeitskraft. Verschärft wird dies durch das „GoldPlating“ europäischer Vorgaben auf nationaler Ebene.

Gravierend wirkt zudem die Dauer der Verfahren. Die Dauer Immissionsschutzrechtlicher Genehmigungen für Windkraftanlagen ist in den vergangenen Jahren gesunken, liegt aber durchschnittlich immer noch bei über 16 Monaten (FA WS 2026) und der Neubau eines 30 Kilometer langen Bundesschienenwegs dauert von der Vorplanung bis zur Einweihung durchschnittlich 23 Jahre (Deutscher Bundestag 2021). Ursächlich sind komplexe materielle Vorgaben, ein hohes rechtliches Absicherungsbedürfnis der Behörden und eine unzureichend digitalisierte Verwaltung; an einzelnen Verfahren sind bis zu 25 Behörden beteiligt. Notwendig sind deshalb eine deutlich schnellere Digitalisierung, beschleunigte Verfahren und ein Paradigmenwechsel hin zum Abbau ineffizienter Regulierung. Aktuell liegt der Anteil der digitalisierten Verwaltungsverfahren je nach Bundesland erst zwischen 15 und 43 Prozent (Büchel et al. 2026).

Verkehrsinfrastruktur

Deutschlands Infrastruktur ist längst kein Aushängeschild des Standorts mehr. Das Land punktet zwar mit einer bislang sicheren Stromversorgung und einem dichten Straßennetz, doch wachsen die Rückstände neben der digitalen Infrastruktur auch bei den Straßen- und Schienennetzen. Das Schienennetz hat nach Angaben der Bundesregierung über die vergangenen Jahrzehnte ein Investitionsdefizit von 90 Mrd. € aufgebaut; marode Stellwerke, Weichen und Brücken erfordern umfangreiche Sanierungen, 2023 waren rund 35% der Fernverkehrs- und 30% der Güterzüge unpünktlich (Deutscher Bundestag 2024a). Auch das Straßennetz verliert an Qualität: Über 4.000 der rund 28.000 Autobahnbrücken sind hochgradig sanierungsbedürftig. Im weltweiten Vergleich der Infrastruktur belegt Deutschland immerhin noch Platz 13 (IMD 2026). Im weltweiten Vergleich der Infrastruktur belegt Deutschland immerhin noch Platz 13 (IMD 2026). Hinzu kommt erheblicher Modernisierungsbedarf bei den Wasserstraßen, denn gut ein Fünftel der Schleusen an Bundeswasserstraßen ging bereits vor dem Jahr 1900 in Betrieb. Spürbar sind die Folgen im Unternehmensalltag: In einer aktuellen IW-Befragung sahen sich im Frühjahr 2025 gut 84% der Unternehmen regelmäßig durch Infrastrukturmängel beeinträchtigt, fast 5 Prozentpunkte mehr als 2022, wobei Straße und Schiene die größten Probleme verursachten (Puls et al. 2025).

Digitalisierung und KI

Die Qualität der digitalen Infrastruktur zählt heute zu den entscheidenden Voraussetzungen für die Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen und damit auch für die Attraktivität von Wirtschaftsstandorten (Engels et al. 2025). Insbesondere leistungsfähige Breitband- und Mobilfunknetze ermöglichen die Nutzung digitaler Anwendungen und

datengetriebener Geschäftsmodelle. Dies betrifft nicht nur digital geprägte Branchen wie E-Commerce, Streaming oder Rechenzentren, sondern zunehmend auch traditionelle Wirtschaftsbereiche, die von digitalen Lösungen etwa in der Logistik, Produktion oder Instandhaltung profitieren.

Für die anstehende KI-getriebene Transformation benötigt Deutschland eine umfassende Digitalisierungsoffensive, und zwar beim Ausbau der Telekommunikationsnetze, in Bildung und Forschung ebenso wie bei KI-fähigen Rechen- und Serverkapazitäten. Beim Glasfaserausbau lag das Land 2023 mit einer Abdeckung von 30% auf dem vorletzten Platz der EU und damit weit hinter dem Durchschnitt von 64%. Immerhin hat der Ausbau zuletzt an Fahrt gewonnen und die Haushaltsabdeckung zwischen Mitte 2022 und Mitte 2024 von 18 auf 36% verdoppelt (BNetzA 2025a). Schwächer fällt die Bilanz bei der Verwaltungsdigitalisierung aus. Trotz des bereits 2017 beschlossenen Onlinezugangsgesetzes (OZG), das 575 Verwaltungsleistungen definiert (Deutscher Bundestag 2024c), standen im Frühjahr 2025 bundesweit erst 29 Prozent dieser Leistungen online zur Verfügung, mit erheblichen Unterschieden zwischen den Ländern. Das OZG übersetzt die Leistungen zudem lediglich vom Analogen ins Digitale, ohne die dahinterliegenden Prozesse zu vereinfachen (Küper et al. 2025). Nötig wären modernisierte und vernetzte Register im Sinne des „Once-only“-Prinzips, bei dem Deutschland bislang den vorletzten EU-Platz belegt (EC 2024f)). Schließlich stehen die Unternehmen selbst in der Pflicht: 2024 nutzte rund jedes fünfte Unternehmen KI und damit etwas mehr als im EU-Schnitt von 13% (Eurostat 2026), wobei Großunternehmen mit 48% deutlich häufiger aktiv werden als mittlere (28%) und kleine Unternehmen (17%; Destatis 25.11.2024).

Demografie und Fachkräfte

Der demografische Wandel zählt zu den größten Gefahren für künftiges Industriewachstum. Bereits bis 2030 sinkt die Zahl der Menschen im erwerbsfähigen Alter gegenüber 2021 um über 5 Millionen, weil die geburtenstarken Jahrgänge in den Ruhestand wechseln und niedrige Geburtenraten nachwirken (BCG; BDI; IW 2024). Die Kosten sind schon heute erheblich, denn der Fachkräftemangel schlägt jährlich mit mehr als 90 Mrd. € zu Buche, Tendenz steigend. Besonders kritisch ist die Lage für die Transformation selbst – allein für die Klimatransformation wird bis 2030 eine Lücke von 600.000 bis 750.000 Vollzeitäquivalenten erwartet, vor allem in Bau-, Metall- und Elektroberufen. Verschärfend wirkt, dass das Bildungssystem dieses Defizit derzeit nicht ausgleicht. Die Leistungen in Mathematik, Deutsch und Naturwissenschaften haben nachgelassen, und Deutschland liegt international nur noch im OECD-Mittelfeld. Gegensteuern lässt sich nur über eine Bildungsoffensive, mehr qualifizierte Zuwanderung, einen stärkeren Einsatz von Automatisierung und Robotik sowie eine bessere Nutzung des vorhandenen Erwerbspotenzials.

Deglobalisierung und geopolitische Risiken

Die stark exportorientierte deutsche Wirtschaft ist für die wachsende Fragmentierung der Weltwirtschaft besonders anfällig. Die US-Zollpolitik bleibt dabei eine der größten Belastungen. Zwar sank der effektive Zollsatz auf US-Importe nach dem Urteil des Obersten Gerichtshofs im Februar 2026 auf rund 10 Prozent und damit nur noch halb so hoch wie kurz nach dem „Liberation Day“ im April 2025 (OECD (2026), für Europa änderte sich die Belastung jedoch nur unwesentlich und die handelspolitische Unsicherheit bleibt hoch (Bardt et al. 2026). Parallel haben die Pandemie, der russische Angriffskrieg und die geopolitischen Spannungen die Risiken einseitiger Abhängigkeiten offengelegt. Bei

kritischen Rohstoffen sind diese besonders ausgeprägt: Für mehrere zentrale Materialien bezieht Deutschland über 80 Prozent seiner Importe aus nur fünf Ländern, bei Graphit, Kobalt, Mangan und seltenen Erden vielfach aus Risikoländern, unter denen China häufig zu den wichtigsten Lieferanten zählt (BCG; BDI; IW 2024). Hinzu kommt eine hohe Auslandsabhängigkeit auf der Absatzseite, denn in Schlüsselbranchen wie Chemie und Pharma, der Elektro- und Digitalindustrie, dem Maschinen- und Anlagenbau sowie der Automobilindustrie wurde 2023 mehr als die Hälfte der Umsätze im Ausland erzielt, vor allem in den USA und in China. Zwar sind beispielsweise die Exporte nach China zwischen 2022 und 2025 bereits um ein knappes Viertel gefallen. Dies ergibt sich allerdings auch aus den strukturell als auch krisen-bedingten Produktionsrückgängen in der Industrie (Destatis 20.02.2026). Im Zentrum der wirtschaftspolitischen Debatte steht deshalb das De-Risking – die gezielte Diversifizierung von Handels- und Lieferbeziehungen zur Stärkung der wirtschaftlichen Souveränität Deutschlands und Europas.

2.4. Die Koexistenzphase konventioneller und transformativer Industrieprozesse als spezifische Herausforderung

Mit den bislang deutlich überproportionalen Emissionsminderungen im Bereich der Energiewirtschaft werden sich in den nächsten Jahren die im Geltungsbereich des EU-ETS-1 notwendig werdenden Emissionsminderungen erheblich in Richtung der industriellen Emittenten verschieben. Angesichts ihrer großen Emissionsmengen wird dies vor allem die Grundstoffindustrie betreffen.

Die durch die Emissionsbepreisung des EU-ETS-1 angereizten Emissionsminderungen treffen jedoch auf Anlagenstrukturen und Betriebskonzepte, die sich deutlich von denen der Energiewirtschaft unterscheiden – dem bisherigen Schwerpunkt der Emissionsminderung, insbesondere der Stromerzeugung. Stromerzeugungsanlagen werden aufgrund der hohen zeitlichen Volatilität des Strommarktes und der dortigen Preisbildung deutlich flexibler betrieben als klassische Industrieanlagen, vor allem als jene der Grundstoffindustrie. Für deren häufig sehr kapitalintensive Produktionsanlagen sind Betriebs- und Stilllegungsentscheidungen – anders als im Stromsektor – häufig binärer Natur: Eine Anlagenauslastungen von deutlich unter 80% gilt als kritisch, weil dies in der Regel unter der Rentabilitätsschwelle liegt. Anhaltende Unterauslastung erhöht das Risiko, dass Anlagen außer Betrieb genommen und sogar ganz stillgelegt werden müssen.

Weiterhin ist davon auszugehen, dass kosteneffiziente Emissionsminderungsmaßnahmen vor allem dann möglich und wirtschaftlich tragfähig sind, wenn sie im Zuge der Modernisierungszyklen für die jeweiligen Anlagen einpassen. Obwohl diese Modernisierungszyklen auch von der Bepreisung im Kontext des Emissionshandelssystems beeinflusst werden, sind für typische Anlagen der Grundstoffindustrien weiterhin Modernisierungszyklen von 10 bis 20 Jahren zu berücksichtigen.

Mit solchen Zeiträumen ergibt sich gerade für die nächsten 10 bis 15 Jahre eine neue Herausforderung für die notwendigen transformativen Anlagenmodernisierungen in der Industrie. Es wird mit hoher Wahrscheinlichkeit eine längere Zeitspanne geben, die durch die Koexistenz von herkömmlichen Anlagen und transformativen Produktionsverfahren geprägt ist. Transformativ-Anlagenkonzepte dürften in aller Regel nur bei ambitionierten Preisniveaus des Emissionshandelssystems perspektivisch rentabel werden. Dieselben Preisniveaus können im Kontext langer Modernisierungszyklen jedoch

zugleich vergleichsweise frühe Stilllegungsanreize setzen. Dies gilt besonders, da die Preisniveaus im EU-ETS-1 heute vor allem über die Brennstoffwechselkosten von Kohle zu Erdgas im Stromsektor determiniert sind, sich zukünftig aber stärker in Richtung der Vermeidungskosten transformativer Industrieanlagenkonzepte (elektrifizierte Prozesswärmeerzeugung, CCS, Wasserstoff, etc.) bewegen werden (vgl. Kapitel 11). Die für neue oder angepasste Produktionstechnologien erforderlichen Investitionen übersteigen häufig die Größenordnung üblicher Modernisierungsinvestitionen deutlich. Zugleich müssen die dafür benötigten Mittel in der Regel aus den Erträgen der bestehenden konventionellen Anlagen finanziert werden. Hinzu kommen bei einem Wechsel des Energieträgers oder der Abscheidung entstehender CO₂-Emissionen bis auf Weiteres höhere laufende Betriebskosten.

Wenn Anlagen deutlich früher stillgelegt werden, ohne dass unmittelbar in transformative Industrieverfahren reinvestiert wird, besteht die Gefahr ersatzloser Standortschließungen. Solche Anschlussinvestitionen können aus verschiedenen Gründen ausbleiben: weil die Vermeidungskosten noch zu hoch sind, Investitionsmittel fehlen - da angesichts der höheren Betriebskosten keine Wirtschaftlichkeitsperspektive für die klimafreundliche Produktion besteht, industrielle Wertschöpfungsketten nur begrenzte Kapazitäten haben oder Konzentrationsrisiken vermieden werden sollen. Werden Standorte geschlossen, kann dies zudem auch spätere Transformationsprojekte deutlich erschweren, da diese dann nicht mehr auf Synergievorteile der Nutzung entwickelter Standorte zurückgreifen können. Die derzeitigen geopolitischen Verwerfungen und die globale Wettbewerbssituation, aber auch die anstehenden demografischen Entwicklungen werden diese Situation erkennbar noch verschärfen.

Für die Reform des EU-ETS-1 und für die Entwicklung eines umfassenderen Policy-Mix der Industrietransformation kommt es darauf an, diese Koexistenzphase konventioneller und transformativer Industrieverfahren angemessen zu berücksichtigen. Die damit verbundenen Spannungsfelder müssen gezielt adressiert werden: Einerseits braucht es hinreichend starke Anreize, damit Unternehmen auf transformative, klimaneutrale Industrieprozesse umstellen. Andererseits muss vermieden werden, dass konventionelle Anlagenparks durch zu starke Preissignale aus dem Markt gedrängt werden, bevor die notwendigen Voraussetzungen geschaffen wurden und transformative Anschlussinvestitionen möglich sind. Dieses Spannungsfeld wird Suchprozesse und praktische Erfahrungen in neuer Qualität notwendig machen. Die anstehenden Reformen sollten diesen Aspekt deshalb möglichst frühzeitig als Designanforderung berücksichtigen.

3. Der aktuelle Rahmen für die Reform des EU-ETS

3.1. Die Klimaschutzarchitektur der EU und die Rolle des EU-ETS-1

Die Klimapolitik der Europäischen Union vollzieht sich – mit all ihren Implikationen für andere Politikbereiche sowie Gesellschaft und Wirtschaft – im Rahmen einer umfassenden Architektur aus verschiedenen Regelungen. Diese Regelungen betreffen einerseits konkrete Umsetzungsinstrumente auf Grundlage sehr unterschiedlicher Ansätze (Bepreisung, Ordnungsrecht, Finanzierung und Förderung, Information und Motivation etc.). Diese regulieren nicht notwendigerweise Treibhausgas-Emissionen direkt bzw. wirken auch im Kontext anderer energie-, industrie- oder gesellschaftspolitischer Ziele der europäischen Union. Andererseits besteht eine Reihe klimapolitischer Instrumente, aus denen sich über Zielvorgaben und andere Rahmensetzungen die grundlegende Architektur der europäischen Klimapolitik ergibt. In einigen Fällen, und dies betrifft insbesondere den EU-ETS-1, gehören die Instrumente sowohl zu den Architektur-Säulen der EU-Klimapolitik als auch zu den konkreten Umsetzungsinstrumenten. Aus dieser Zwitterfunktion des EU-ETS-1 ergibt sich eine herausgehobene Stellung dieses Instruments. Gleichzeitig entstehen aber angesichts der unterschiedlichen Facetten des Instruments im Sinne der Klimaschutzarchitektur auch besondere Anforderungen für Veränderungen des EU-ETS-1, die stets im Blick behalten werden sollten.

Den Rahmen der EU-Klimapolitik und der EU-Klimaschutzarchitektur bildet das Europäische Klimagesetz (EU-KlimaG, EU 2026). Dieses Gesetz enthält neben einer Reihe prozeduraler Aspekte die übergeordneten Klimaziele der EU. Zum derzeitigen Rechtsstand sind hier folgende Regelungen relevant, die auch für die Reform des EU-ETS-1 zu berücksichtigen sind:

- Bis spätestens zum Jahr 2050 sollen in der EU nicht mehr Treibhausgase in die Atmosphäre freigesetzt werden als aus der Atmosphäre entfernt werden, also ein Netto-Emissionsniveau von Null erreicht wird. Für den Zeitraum nach 2050 werden negative Emissionsniveaus angestrebt (Art. 2 Abs. 1 EU-KlimaG).
- Den Bezugsrahmen für diese Verpflichtungen bildet das Territorium der EU. Als Bezugsbasis für die Emissionsminderungen gelten alle Treibhausgasemissionen und -senken in der EU. Zusätzlich berücksichtigt wird ein Teil der Emissionen aus dem internationalen Luft- und Seeverkehr erfasst. Dieser Teil der Treibhausgasemissionen ergibt sich aus den Emissionen des internationalen Flugverkehrs und der internationalen Hochseeschifffahrt, die der Regulierung durch das EU-ETS-1 unterliegen, wobei die Emissionen aus ankommenden Flügen aus Norwegen, dem Vereinigten Königreich und der Schweiz für die EU-Klimaschutzziele nicht angerechnet werden. Mit Blick auf die internationale Hochseeschifffahrt werden wie im EU-ETS-1 neben dem Seeverkehr innerhalb der EU auch die Hälfte der Emissionen auf Strecken von und zu EU-Häfen der EU zugerechnet (EC 2025a).
- Bis zum Jahr 2030 sollen die Netto-Emissionen der EU in der o.g. Abgrenzung um mindestens 55% gegenüber dem Wert von 1990 gesenkt werden (Art. 4 Abs. 1 Satz 1 EU-KlimaG). Für die Zielerreichung können negative Emissionen (u.a. aus dem Bereich der Forstwirtschaft) von maximal 225 Mio. t CO₂ angerechnet werden (Art. 4 Abs. 1 Satz 3 EU-KlimaG), wobei jedoch die Erreichung eines höheren Senken-Niveaus angestrebt werden soll (Art. 4 Abs. 1 Satz 4 EU-

KlimaG), dass in der entsprechenden Sektorregulierung mit 310 Mio. t CO₂-Äqu. festgelegt wurde (s.u.). Angesichts eines Niveaus der Senken-Beiträge im Basisjahr 1990 von knapp 240 Mio. t CO₂ wird damit für die Zielerreichung eine Rückführung der (Brutto-) Treibhausgasemissionen der EU von mindestens 53% notwendig.

- Bis zum Jahr 2040 sollen die Netto-Emissionen der EU um 90% gegenüber dem Stand von 1990 gesenkt werden (Art. 4 Abs. 3 EU-KlimaG). Bei der Umsetzung dieses Ziels durch konkrete Maßnahmen soll eine Reihe unterschiedlicher Aspekte berücksichtigt werden. So können bis zu 5 Prozentpunkte des 90%-Ziels durch die Nutzung „hochwertiger“ internationaler Gutschriften gemäß Art. 6 des Übereinkommens von Paris abgedeckt werden, wobei ein Hochlauf für die Nutzung dieser Gutschriften in Betracht gezogen werden kann (Art. 4 Abs. 5 lit. a EU-KlimaG). Darüber hinaus sollen dauerhafte Senken erschlossen werden, mit denen die schwer vermeidbaren Restemissionen der durch den EU-ETS-1 erfassten Anlagen ausgeglichen werden können (Art. 4 Abs. 5 lit. b EU-KlimaG). Auch sollen die Unsicherheiten im Bereich der Senken-Erschließungen nicht zu Lasten anderer Wirtschaftssektoren gehen (Art. 4 Abs. 5 lit. c EU-KlimaG). Damit müssen für den Fall, dass die Ziele im Senkenbereich nicht erreicht werden können, an anderen Stellen der Klimaschutzarchitektur Puffer vorgesehen werden. Unter der o.g. Maßgabe hinsichtlich der Effekte für andere Wirtschaftssektoren können dies nur die internationalen Zertifikate sein. Diese sollten daher allenfalls teilweise für die Zieldefinitionen von ESR (bzw. der entsprechenden Abschlussregelung) und des EU-ETS-1 berücksichtigt werden.

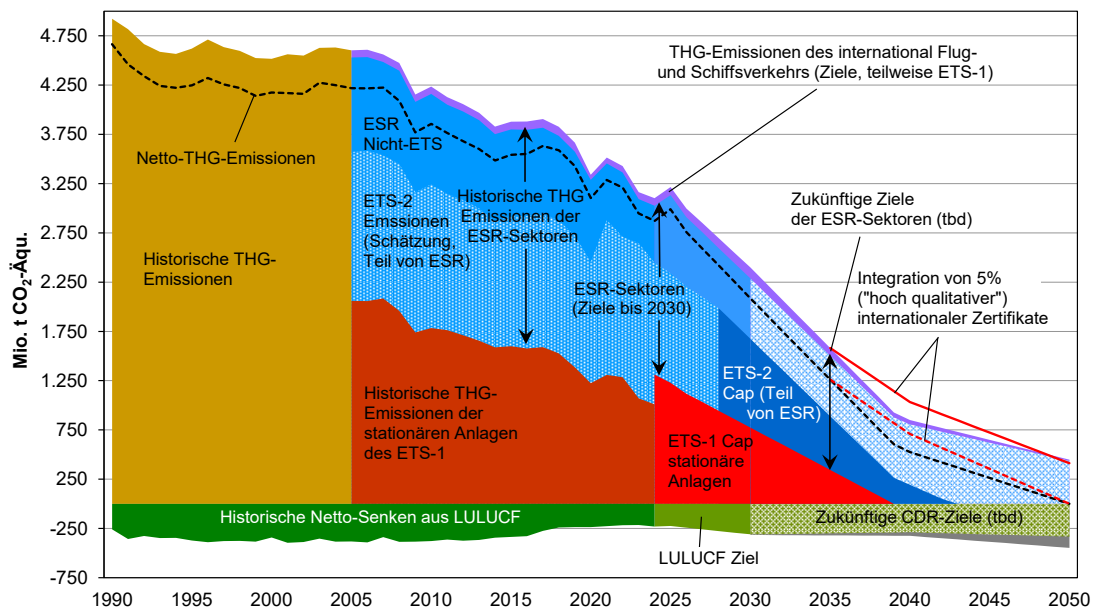
Für die Fortschrittsbewertungen bezüglich der genannten Ziele sollen für die jeweiligen Zwischenzeiträume jeweils indikative, lineare Zielpfade zugrunde gelegt werden (Art. 8 Abs. 1, 2 EU-KlimaG).

Die übergeordneten Ziele und Zwischenziele des Europäischen Klimagesetzes werden durch drei Regelungen untersetzt, die die Zielerreichung in den unterschiedlichen Sektoren bzw. Handlungsbereichen sicherstellen sollen (Abbildung 3-1):

- Das EU-ETS-1 bildet die erste Säule der EU-Klimaschutzarchitektur. Die entsprechende Richtlinie (EU ETS-RL, EU 2023c) reguliert die Emissionen der stationären Anlagen der Energiewirtschaft sowie der emissionsintensiven Industrie sowie den Flugverkehr und die Hochseeschifffahrt. Für den EU-ETS-1 ergibt sich aus der mengenseitigen Begrenzung der zulässigen Treibhausgas-Emissionen (Cap), die in direkter Wechselwirkung mit anderen Mengenfestlegungen der EU-Klimapolitik stehen, die Charakteristik einer Säule der EU-Klimaschutzarchitektur. Über die Ausgabe handelbarer Emissionsrechte im Rahmen des EU-ETS-1 entsteht gleichzeitig ein konkretes Umsetzungsinstrument für die Erreichung der übergeordneten Emissionsziele der EU-Klimapolitik. Die im Rahmen des EU-ETS-1 erzeugten Preissignale wirken direkt auf die jeweils regulierten Wirtschaftssubjekte, insofern ist das EU-ETS-1 ein direkt wirkendes Umsetzungsinstrument, das zwar eine Umsetzung durch die Mitgliedstaaten in nationale Gesetzgebung erfordert, inzwischen regelungsseitig jedoch sehr weitgehend europäisiert ist. Aus dem Cap des EU-ETS-1 resultieren unmittelbare Folgen für die notwendigen Maßnahmen in anderen Sektoren, es bestehen also enge Wechselwirkungen zwischen den übergeordneten Klimaschutzzielen, dem Cap des EU-ETS-1 und den notwendigen Ambitionsniveaus in den anderen Bereichen.

Dies bedeutet, dass Änderungen der übergeordneten Emissionsminderungsziele auch in der Ausgestaltung der Cap des EU-ETS-1 gespiegelt werden sollten, dass etwaige Änderungen des Regulierungsbereichs oder der Cap des EU-ETS-1 aber auch Konsequenzen für die anderen Segmente der EU-Klimaschutzarchitektur und die dortigen Regulierungsansätze hat. Schließlich werden über den EU-ETS-1 auch die Einbeziehung des internationalen Flug- und Schiffsverkehrs in die EU-Klimaschutzziele umgesetzt bzw. die entsprechenden Emissionsminderungsbeiträge abgesichert.

Abbildung 3-1: Architektur der EU-Klimaschutzpolitik



Quelle: Öko-Institut

- Die zweite Säule der EU-Klimaschutzarchitektur bis zum Jahr 2030 wird durch die EU-Klimaschutzverordnung (Effort Sharing Regulation – ESR, EU 2023e) gebildet. Anders als die Säule des EU-ETS-1 werden hier erstens die einzelnen Mitgliedsstaaten adressiert, die dafür verantwortlich sind, dass auf Mitgliedstaaten herunter gebrochene Ziele (Art. 4 ESR) für die weder vom EU-ETS-1 noch von der Land Use Land Use Change and Forestry Regulation (LULUCFR s.u.) erfassten Emissionsbereiche (Art. 2 ESR) im Zusammenwirken EU-weiter und nationaler Instrumente erreicht werden. Zu diesen EU-weiten Instrumenten zählt dabei auch das ab 2028 einzuführende EU-ETS-2 für den Straßenverkehr und die nicht vom EU-ETS-1 regulierten stationären Verbrennungsanlagen.¹ Insofern besteht ein entscheidender Unterschied zwischen dem EU-ETS-1 und dem EU-ETS-2 darin, dass die für den EU-ETS-1 bestehenden Wechselwirkungen mit den anderen Verpflichtungsbereichen für den EU-ETS-2 nicht einschlägig sind und diesem deshalb die oben beschriebene Architekturfunktion des EU-ETS-1

¹ Im Gegensatz zum EU-ETS-1, das auf die Anlagenemissionen abstellt (Downstream-Ansatz) wird im EU-ETS-2 die Inverkehrbringung von bzw. der Handel mit fossilen Energieträgern reguliert (Upstream-Ansatz). Entsprechend kommt im EU-ETS-2 nur das Allokationsverfahren der Versteigerung zum Tragen und erfolgt keine Gratiszuteilung von Emissionsberechtigungen.

fehlt. Die Zielverpflichtungen der ESR sind dabei auf Einzeljahre heruntergebrochen und werden entsprechend überprüft. In teilweise begrenztem Umfang bestehen dabei zweitens Flexibilisierungsoptionen im Zeitverlauf sowie zwischen den Verpflichtungen der verschiedenen Mitgliedstaaten (Art. 5 ESR), in Richtung des EU-ETS-1 (Art. 6 ESR) und zum LULUCF-Sektor (Art. 7 ESR). Drittens laufen die Regelungen der ESR derzeit nur bis zum Jahr 2030. Ob der Grundansatz der ESR weitgehend unverändert weitergeführt wird oder es deutliche strukturelle Veränderungen geben wird (Beschränkung auf die nicht dem EU-ETS-1 oder dem EU-ETS-2 unterliegenden Emissionen, Schaffung von Mitgliedstaaten-Verpflichtungen für Gesamtemissionsziele einschließlich der vom EU-ETS-1 erfassten Emissionen etc.) ist derzeit nicht abzusehen, ist aber für einige Ausgestaltungsfragen des EU-ETS-1 (Vergrößerung oder Verkleinerung des Regulierungsbereichs etc.) durchaus relevant. Hervorzuheben ist schließlich auch, dass sich aus den derzeit rechtlich verankerten Caps des EU-ETS-1 und des EU-ETS-2 in der längeren Frist im Bereich der ESR eine klare Dominanz des Landwirtschaftssektors herausbilden wird (Graichen et al. 2026).

- Die dritte Säule der EU-Klimaschutzarchitektur besteht derzeit aus der Verordnung zu Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (Land Use Land Use Change and Forestry Regulation – LULUCFR, EU 2023d). Die LULUCFR enthält wiederum auf die einzelnen Mitgliedstaaten heruntergebrochene Zielbeiträge für das Netto-Senkenziel der EU im Bereich Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft in Höhe von 310 Mio. t CO₂-Äqu. (s.o.). Die Regelungen der LULUCFR zielen auf Zielniveaus für das Jahr 2030, ermöglicht aber auch eine Reihe vergleichsweise komplexer Flexibilitätsoptionen. Die LULUCFR gilt derzeit bis zum Jahr 2030, eine grundsätzliche Fortführung oder die Überführung in breitere Senken-Verpflichtungen (z.B. unter Einschluss technischer Senken) oder in andere Regelungsstrukturen sind derzeit noch nicht abzusehen bzw. bedürfen der Klärung. Gerade mit Blick auf technische Senken bestehen dabei durchaus relevante Überlappungsbereiche zum EU-ETS-1, für die Doppelzählungseffekte etc. vermieden bzw. die Konsistenzen gesichert werden müssen.

Komplettiert wird diese grundlegende Klimaschutzarchitektur der EU durch ein in der Governance-Verordnung (Governance-VO, EU 2023b) geregeltes Governance-System für die Energieunion und den Klimaschutz, das eine Vielzahl von Berichts- und Überprüfungsprozesse sowie diverse methodische Festlegungen umfasst.

3.2. Das Emissionshandelssystem der Europäischen Union für die Energiewirtschaft, die energieintensive Industrie sowie den Luft- und Seeverkehr (EU-ETS-1)

Das EU-ETS-1 wurde 2005 auf Grundlage der EU-Emissionshandelsrichtlinie (EU-ETS-RL) eingeführt. Bis zur Einführung des chinesischen ETS war er das mit Abstand größte Emissionshandelssystem weltweit (ICAP 2025a; 2025b; IETA 2025; World Bank 2026).

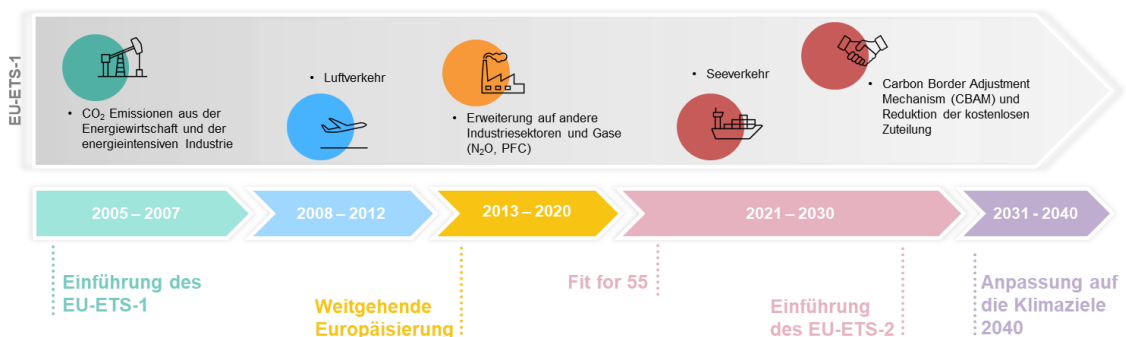
Das EU-ETS-1 ist ein Cap-and-Trade-System, in dem eine Obergrenze an Gesamtemissionen im System festlegt und durch die Ausgabe von Emissionszertifikaten (Emissionsberechtigungen, European Union Allowances – EUA) umgesetzt wird (Cap). Diese

Emissionszertifikate können frei gehandelt werden, so dass sich ein Marktpreis für die Emissionszertifikate herausbildet und mit dieser Bepreisung von Treibhausgasemissionen Preissignale für kosteneffiziente Emissionsminderung erzeugt werden. Verpflichtete des Systems sind die Anlagenbetreiber, am Handel können alle Wirtschaftssubjekte, d.h. nicht nur die den Abgabeverpflichtungen für Emissionszertifikate unterliegenden Unternehmen teilnehmen.

Das EU-ETS-1 ist in Verpflichtungs- bzw. Handelsperioden organisiert. Die erste Handelsphase erstreckte sich über die Jahre 2005 bis 2007, die zweite über den Zeitraum 2008 bis 2012, die dritte von 2013 bis 2020 und die vierte von 2021 bis 2030. Die Fortsetzung über jeweils zehnjährige Handelsperioden ist vorgesehen (fünfte Handelsperiode 2031 bis 2040, sechste Handelsperiode von 2041 bis 2050), wobei die Handelsperioden seit 2021 in jeweils zwei fünfjährige Zuteilungsperioden unterteilt werden, für die ggf. Anpassungen z.B. im Bereich der kostenlosen Zuteilung erfolgen.

In der Pilotphase (2005-2007) umfasste der EU-ETS-1 ausschließlich CO₂ Emissionen aus der Energiewirtschaft und energieintensiven Industriezweigen. Nahezu 100% aller in den Markt gebrachten EUA wurden kostenlos an die Anlagenbetreiber zugeteilt (EEA 2025a). Seitdem hat sich das System kontinuierlich weiterentwickelt, es wurden neue Sektoren einbezogen, darunter der Luftverkehr (2012) und der Seeverkehr (2024), außerdem wurde der Anwendungsbereich auf andere Treibhausgase erweitert (Abbildung 3-2). Gleichzeitig wurde und wird auch das Ambitionsniveau des Systems im Einklang mit der Ambitionssteigerung der EU-Klimaziele erhöht.

Abbildung 3-2: Entwicklung des EU-ETS-1



Quelle: Öko-Institut, basierend auf Nissen et al. (2025)

Der EU-ETS-1 erfasst aktuell folgende Sektoren bzw. Anlagen und Treibhausgas-Emissionen:

- CO₂-Emissionen aus dem Stromsektor und von anderen Verbrennungsanlagen (in der Energiewirtschaft oder der Industrie) mit einer Feuerungswärmeleistung ab 20 MW thermisch;
- CO₂- Emissionen und, wenn relevant, auch Emission von Lachgas (N₂O) und perfluorierte Kohlenwasserstoffe (Perfluorocarbons – PFC) aus Industriesektoren²;

² Die EU-ETS-Richtlinie ermöglicht die Option, dass Mitgliedsstaaten auch kleinere Anlagen durch ein Opt-in Mechanismus in den EU ETS aufnehmen können. Für die Industriesektoren gelten teilweise andere Schwellenwerte als die Feuerungswärmeleistung von 20 MW.

- CO₂-Emissionen aus dem Luftverkehr für nationale Flüge und Flüge innerhalb des Europäischen Wirtschaftsraums (European Economic Area – EEA, d.h. der EU-27 zuzüglich Norwegen, Island und Liechtenstein) sowie die Flüge in das Vereinigte Königreich ab einer Startmasse von über 5.700 kg;
- CO₂- und ab 2026 auch Methan- (CH₄-) und N₂O-Emissionen aus dem Seeverkehr für Schiffe einer Bruttoreaumzahl (BRZ) von 5.000 (basiert auf der Summe des umbauten Rauminhalts des Schiffes).

Im Zuge der EU-Erweiterung wurden Bulgarien und Rumänien (2007) sowie Kroatien (2013) in das System integriert. Im Jahr 2008 wurden die EWR-Staaten Norwegen, Island und Liechtenstein in das System integriert. Im Zuge des Brexits verließ das Vereinigte Königreich 2021 das EU-ETS-1 und betreibt sein eigenes Emissionshandelssystem, wobei die stromwirtschaftlichen Anlagen in Nordirland wegen der engen Integration in das Stromsystem der Republik Irland im EU-ETS-1 verblieben sind. Mit der Schweiz ist 2020 ein Linking-Abkommen wirksam geworden.

Die Regelungen des EU-ETS-1 wurden im Zeitverlauf zunehmend europäisiert. Während sowohl die Caps als auch die Allokationsregelungen in den ersten beiden Handelsperioden auf der Basis von Nationalen Allokationsplänen entstanden und für die einzelnen Mitgliedstaaten (auf der Basis von EU-weiten und von der Europäischen Kommission im Übergang zur zweiten Handelsperiode zunehmend restriktiver gehandhabten Rahmenvorgaben) gewisse Freiheitsgrade bei der Ausgestaltung des EU-ETS-1 genutzt werden konnten (Ellerman et al. 2008; Ellerman et al. 2011), kommen ab 2013 nahezu durchgängig EU-weite Regelungen für die Cap-Setzung, die Zuteilung von Emissionsberechtigungen, Auktionsverfahren etc. zur Anwendung.

Abbildung 3-3: Entwicklung der Spotpreise für Emissionsberechtigungen des EU-ETS-1 sowie wichtige exogene Entwicklungen, Ereignisse und Reformen des EU-ETS-1



Quelle: Öko-Institut

Gleichzeitig wurde das EU-ETS-1 vor dem Hintergrund von konkreten Erfahrungen mit dem System, aber auch vor dem Hintergrund von exogenen Ereignissen immer wieder angepasst (Abbildung 3-3). Dies betrifft sowohl die Überversorgung des Marktes mit Emissionsberechtigungen bzw. Zertifikaten aus internationalen Projekten und wirtschaftliche oder politische Krisensituationen als auch die entsprechenden Gegenmaßnahmen und die Anpassung des EU-ETS-1 im Kontext der verschiedenen Ambitionserhöhungen in der Klimapolitik der EU. Die Übersicht zeigt aber auch, dass die Preisentwicklung im EU-ETS-1 auch deutlich auf politische Ankündigungen oder fehlgeschlagene Reformmaßnahmen reagiert hat, die teilweise kurzfristiger Natur waren, teilweise bezüglich der Handelspreise aber auch länger anhaltende (Niveau-) Effekte hatten.

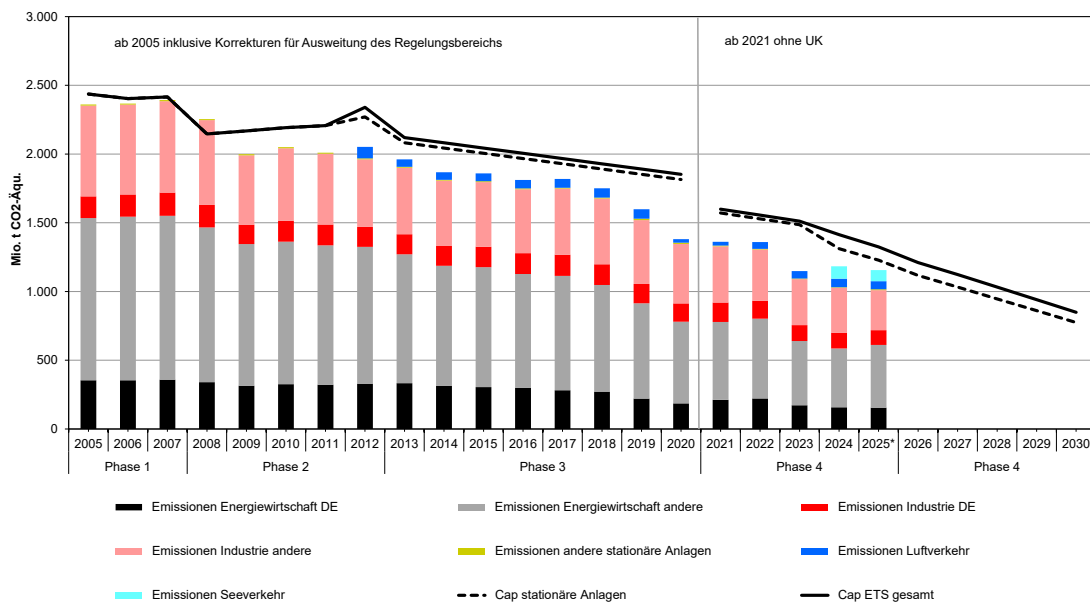
Mit Blick auf die unterschiedlichen systeminternen wie auch exogenen Herausforderungen für das EU-ETS-1 und die turnusmäßig (d.h. von Handelsperiode zu Handelsperiode) geplanten, aber teilweise auch eher situativ veranlassten (mit der MSR als Beispiel) Regelanpassungen bleibt festzuhalten, dass es sich beim EU-ETS-1 um ein review- und revisionsintensives Emissionshandelssystem handelt. In diesem System haben Lernprozesse und evidenzbasierte Anpassungen immer eine große Rolle gespielt. Mit diesem Ansatz ist es letztlich gelungen, trotz teilweise widriger Außenumstände (diverse Wirtschafts- und Energiemarktkrisen etc.) und nicht antizipierter Entwicklungen (Überallokation, massiver Zufluss minderwertiger Projektzertifikate aus dem internationalen Raum etc.) ein System zu etablieren, das ein hohes Maß in Vertrauen bewahren konnte. Dies gilt zunächst und vor allem für Investitionsentscheidungen. Das Vertrauen konnte aber auch dadurch gewährleistet werden, dass die unterschiedlichen Veränderungen ganz überwiegend mit Vorlaufhorizonten wirksam geworden sind, bei denen problematische Interferenzen mit den für Zeiträume von ca. drei Jahren sehr liquiden Terminmärkten für Emissionsberechtigungen vermieden werden könnten.

Der EU-ETS-1 als eine zentrale Säule in der EU-Klimaarchitektur erfasst sehr große Teile der Gesamtemissionen von Treibhausgasen. Im Jahr 2005 deckte er 44% der Brutto-Emissionen bzw. 49% der Netto-Emissionen der EU-27 ab, bis 2024 gingen diese Anteile auf 37 bzw. 41% zurück. Für Deutschland erfasst der EU-ETS-1 deutlich höhere Anteile der nationalen Emissionen. Für 2005 entstanden 49% der Brutto-Treibhausgasemissionen bzw. 51% der Netto-Emissionen im Geltungsbereich des EU ETS. Bis 2024 gingen diese Anteile auf 41 bzw. 42% zurück. Damit wurden sowohl für die EU-27 als auch für Deutschland im Geltungsbereich des EU-ETS-1 überproportionale Emissionsminderungen erzielt.

3.3. Die emissionsseitigen Mengengerüste des EU-ETS-1 nach aktueller Rechtslage

Die Treibhausgasemissionen aus den genannten Sektoren unterliegen seit 2013 einem EU-weiten Cap. Dieses wird jährlich durch den einen Linearen Reduktionsfaktor (LRF) gesenkt (Art. 9 der EU-ETS-RL). Der aktuelle LRF beträgt 4,3% und soll laut aktueller Rechtslage ab 2028 auf 4,4% steigen. Die LRF wurden auf Basis der EU-Klimaziele für 2030 festgelegt. Der LRF wird im Rahmen der anstehenden EU-ETS-1 Reform angepasst werden müssen, um die Klimaambition der EU im Hinblick auf das 2040 Ziel abzubilden (vgl. Kapitel 5.2).

Abbildung 3-4: Cap- und Emissionsverlauf im EU-ETS-1



Anmerkung: Daten für 2025 und Aufteilung nach Sektoren auf Basis von Schätzungen des Öko-Instituts.

Quelle: Öko-Institut

Die Übersicht in Abbildung 3-4 verdeutlicht, dass der weitaus größte Teil, der vom EU ETS regulierten Emissionen auf die Energiewirtschaft und hier besonders auf den Stromsektor entfällt. Die dem EU-ETS-1 unterliegenden Emissionen entfielen im Startjahr des Systems (2005) zu 65% auf die Energiewirtschaft und zu 35% auf die Industrie (bezogen auf den Geltungsbereich im Jahr 2005). Im Jahr 2025, nunmehr inklusive des Flug- und Schiffsverkehrs repräsentierte die Energiewirtschaft von 57% und die Industrie von 41%, der Flug- und Schiffsverkehr verursachte 2025 nur etwa 3% der vom EU-ETS-1 regulierten Emissionen. In Deutschland betrug der Anteil der Energiewirtschaft an den insgesamt erfassten Emissionen im Bereich der stationären Anlagen im Jahr 2005 ca. 69% und entfiel ein Anteil von 31% auf die Industrie. Im Verlauf der folgenden 20 Jahre ging der Energiewirtschaftsanteil auf 58% zurück, während der Anteil der industriellen Anlagen auf 42% stieg. Sowohl für den EU-ETS-1 insgesamt als auch Deutschland hat damit die Energiewirtschaft (v.a. allem im Kontext des politisch und marktgetriebenen Rückgangs der Kohleverstromung) einen deutlich überproportionalen Anteil der Emissionsminderungen erbracht. Die vom EU-ETS-1 erfassten Emissionen der Energiewirtschaft sanken von 2005 bis 2025 in der EU-27 um etwa 54% und in Deutschland um etwa 56%. Die Emissionen der Industrie wurden dagegen in der EU-27 um 48% und in Deutschland um etwa 32% zurückgeführt.

Vor diesem Hintergrund wird der Emissionsminderungen im Bereich der Industrie in den kommenden Jahren, vor allem nach der für die nächsten Jahre absehbaren und auch durch die Emissionsbepreisung im Rahmen des EU-ETS-1 getriebenen Beendigung der Kohleverstromung in der EU-27 und in Deutschland eine neue und deutlich stärkere Rolle zukommen.

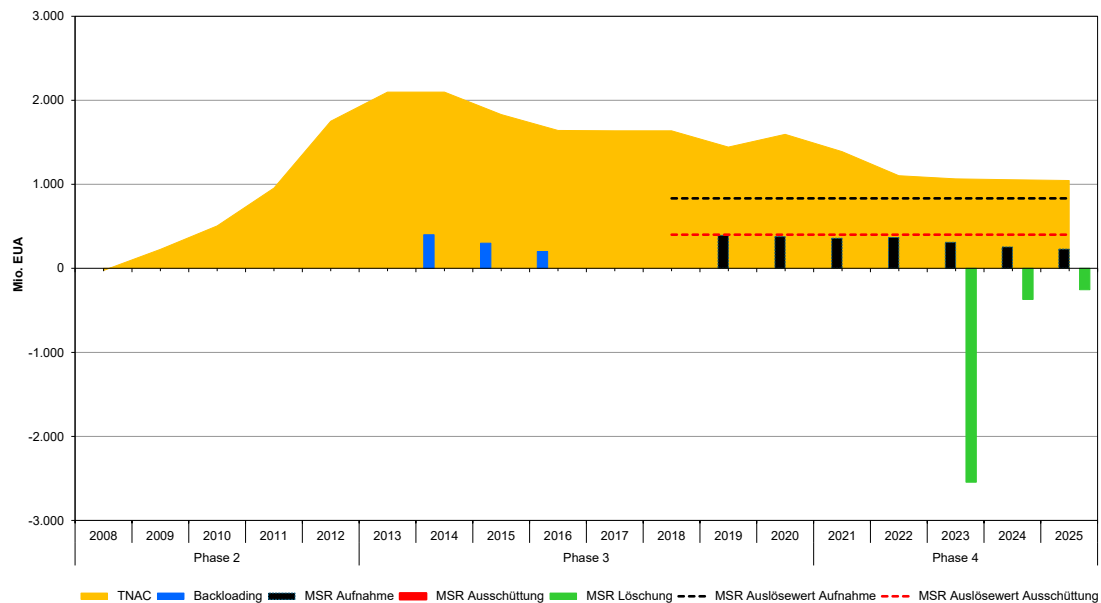
Die Übersicht der Abbildung 3-4 verdeutlicht aber auch, dass in den letzten Jahrzehnten die Höchstzahl der in den Markt gebrachten Emissionsberechtigungen (Cap) immer über

der Gesamtsumme der regulierten Anlagen lag. Nachdem diese Situation in Kombination mit dem massiven Zufluss von Zertifikaten aus den internationalen Mechanismen des Clean Development Mechanism (CDM) und Joint Implementation (JI) über einen relativ langen Zeitraum die Preise für die Emissionsberechtigung massiv verfallen ließ (vgl. Abbildung 3-3) wurde im Jahr 2015 die Einführung einer Marktstabilitätsreserve (MSR) beschlossen (EU 2024b), die ab 2019 wirksam wurde. Die seit 2024 auch im Rahmen der EU-Emissionshandelsrichtlinie (Art. 1a EU-ETS-RL) geregelte MSR hat das Ziel, die Liquidität des Marktes zu regeln. Die MSR fungiert als preisstabilisierendes Instrument im EU-ETS-1, indem sie Angebot und Nachfrage angleicht. Sie kann, je nach Liquidität im Markt, Zertifikate aufnehmen oder ausschütten. Der Auslösemechanismus für die MSR ergibt sich aus der Überschusssituation im ETS-Markt, die über den Parameter Total Number of Allowances in Circulation (TNAC) ermittelt wird. Liegt die TNAC über 833 Mio. Zertifikate, nimmt die MSR-Zertifikate aus dem Markt, in dem die Zahl der zu versteigernden Zertifikate entsprechend verringert wird. Die Zertifikate werden in der MSR gelagert, stehen dem Markt nicht mehr zur Verfügung und werden nach derzeitiger Rechtslage unter bestimmten Voraussetzungen auch endgültig gelöscht (vgl. zu den Details Kapitel 5.3). Dadurch sinkt das Angebot und der Preis wird stabilisiert. Fällt die TNAC unter einen Wert von 400 Mio., werden Zertifikate aus der MSR über eine Erhöhung der Versteigerungsmengen in den Markt gebracht, um die Liquidität im Markt zu erhöhen und den Preis zu stabilisieren. Die genannten (Überschussmengen-) Auslösewerte wurden aus dem zum Zeitpunkt der MSR-Einführung vermuteten Bedarf von Anbietern von Absicherungsprodukten abgeleitet, die vor allem im Kontext des liberalisierten Strommarktes und den dort bestehenden Absicherungsnotwendigkeiten für Strom-Terminverträge gesehen wurden. Eine Anpassung dieser Auslösewerte erfolgte ungeachtet der sich im Strommarkt deutlich veränderten Emissionssituation bisher nicht.

Die Entwicklung der TNAC sowie die verschiedenen MSR-Parameter, -Zuführungen und Löschungen sind in Abbildung 3-5 dargestellt. Seit 2008 hat sich die TNAC stetig aufgebaut, bis hin zu einer Höhe von 2.098 Mio. EUA in 2013, was zu einem Überangebot an Emissionsberechtigungen im Markt führte. Seit 2019 liegt die TNAC stetig über der MSR-Aufnahmegrenze von 833 Mio. und nimmt damit Zertifikate auf (siehe Abbildung 3-5). Da die TNAC noch nicht unter den Schwellenwert von 400 Mio. EUA gefallen ist, hat die MSR bislang noch keine Zertifikate ausgeschüttet. Seit 2023 werden alle EUA in der MSR bis zu dem Schwellenwert von 400 Mio. EUA permanent aus dem Markt gelöscht. Im ersten Jahr der Löschung (2023) führte das zu einer Gesamtentwertung von 2.546 Mio. EUA.

Zusätzlich zu den durch die beschriebenen Auslösewerte nicht in den Markt gebrachten Zertifikatsmengen wurden die im Rahmen des sog. Backloading ab 2014 zurückgehaltenen Zertifikatsmengen (EC 2014) ebenfalls in die MSR überführt.

Abbildung 3-5: Entwicklung der MSR-Parameter und -Mengen



Anmerkung: Insgesamt wurden von 2014-2016 900 Mio. EUA zurückgehalten (Backloading), diese wurden 2019 und 2020 in die MSR überführt.

Quelle: Öko-Institut

Insgesamt wurden von der MSR (inkl. der Backloading-Mengen) etwa 3,188 Mio. EUA aufgenommen. Davon wurden seit 2023 knapp 3.169 Mio. EUA in der MSR endgültig gelöscht (vgl. Kapitel 5.3.3).

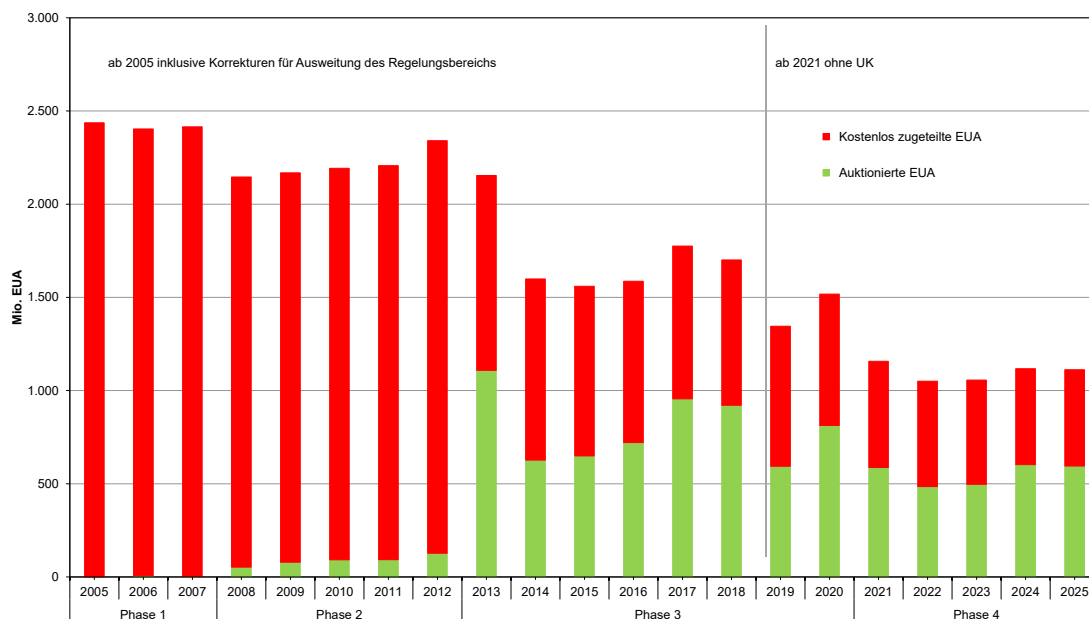
3.4. Kostenlose Zuteilung im EU-ETS-1

Seit Beginn der dritten Handelsperiode und in zunehmendem Maße werden die Emissionsberechtigungen des EU-ETS-1 durch Auktionen in den Markt gebracht. Während in der ersten Handelsperiode noch fast 100% und in der zweiten Handelsperiode gut 95% aller Emissionsberechtigungen kostenlos zugeteilt wurden betrug im Jahr 2024 der Anteil der Gratisallokation an allen in den Markt gebrachten Emissionszertifikaten noch 46% (Abbildung 3-6).

Ein Teil der Industrie- und energiewirtschaftlichen Erzeugungsanlagen erhält jedoch weiterhin einen Anteil der benötigten Emissionszertifikate durch eine kostenlose Zuteilung. Nach der EU-ETS-RL gibt es drei Mechanismen für die kostenlose Zuteil der Emissionsberechtigungen:

- Artikel 10a (1): Zuteilung über Benchmarks (BM) zum Schutz von Carbon Leakage Risiken;
- Artikel 10a (7): für kostenlose Zuteilungen an neue Anlagen zurückgehaltene Zertifikatsmengen (New Entrants Reserve – NER);
- Artikel 10 (c): Zertifikate für Anlagen im Stromsektor, die von wirtschaftlich schwächeren Mitgliedstaaten in einer Übergangsphase ausgegeben werden dürfen.

Abbildung 3-6: Entwicklung von kostenloser Zuteilung und Versteigerungen im EU-ETS-1 (stationärer Sektor)



Anmerkung: Zurückgehaltene Emissionsberechtigungen (Backloading) und Überführung von Emissionsberechtigungen in die MSR reduzieren die versteigerten Mengen in den jeweiligen Jahren

Quelle: Öko-Institut

Der Großteil der kostenlos zugeteilten Zertifikate dient der Vermeidung von Carbon-Leakage-Risiken (der Verlagerung von Emissionen in Regionen ohne CO₂ Bepreisung). Ein Teil der Industriesektoren, die bislang einen Großteil ihrer Zertifikate durch kostenlose Zuteilung abdecken konnten, ist seit 2026 in den Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM)³ einbezogen. Der CBAM wurde eingeführt, um die kostenlose Zuteilung als Carbon-Leakage-Schutzinstrument abzulösen. Der CBAM wurde 2023 eingeführt und ist seit Beginn 2026 voll wirksam, während die kostenlose Zuteilung in den ausgewählten Sektoren ab 2026 reduziert wird (zu den Details vgl. Kapitel 8.2 und 9.6).

Der Umfang der kostenlosen Zuteilung für die einschlägigen Anlagen wird auf der Grundlage eines Benchmark-Systems bestimmt. Diese Benchmarks beziehen sich überwiegend auf das Produktionsvolumen spezifischer Produkte in den jeweiligen Industrieanlagen. Ausgangspunkt für die Bestimmung dieser Benchmarks sind die durchschnittlichen spezifischen Emissionswerte der jeweils 10% effizientesten Anlagen im Geltungsbereich des EU-ETS-1. Diese in regelmäßigen Abständen aktualisierten Werte werden in Kombination mit Höchst- und Mindestwerten für die Benchmark-Fortschreibung mit weiteren Faktoren kombiniert (zu Details vgl. Kapitel 9.3).

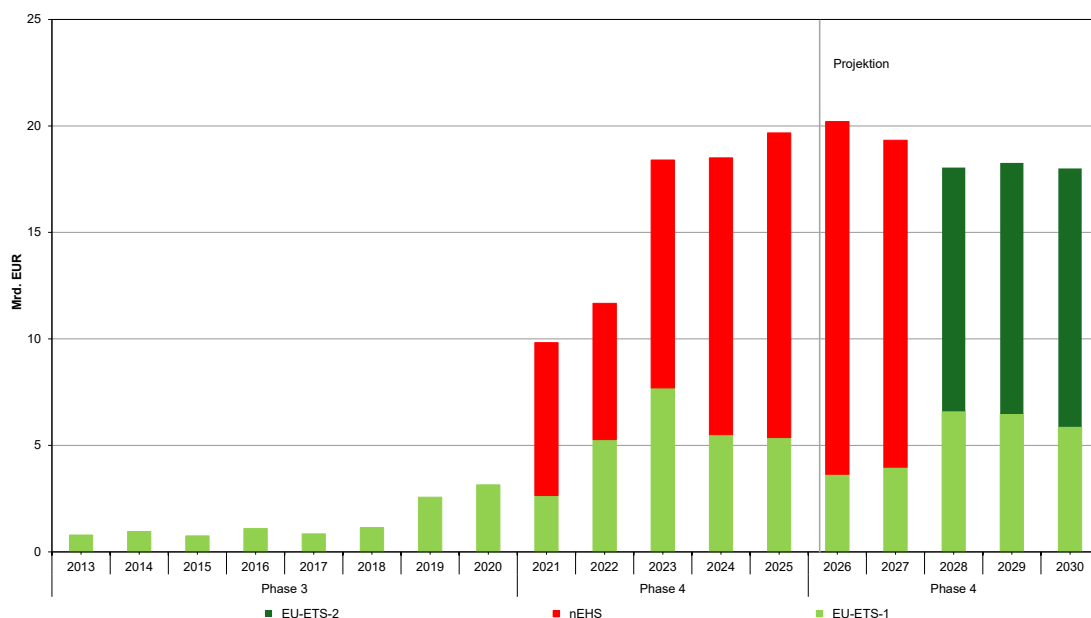
³ Der CBAM umfasst ab 2026 Produkte aus dem Eisen und Stahl-, Aluminium-, Zement-, Düngemittel-, Wasserstoff- und dem Stromsektor (EU 2025).

3.5. Das Aufkommen finanzieller Mittel aus den Auktionen und deren Verwendung

Die Erlöse aus den Versteigerungen vom Emissionszertifikaten im EU-ETS-1 stellen, wie auch die Erlöse aus dem nationalen Brennstoff-Emissionshandelssystem (nEHS) in Deutschland sowie künftig dem EU-ETS-2 eine wesentliche Finanzierungsquelle dar. Die Abbildung 3-7 zeigt zunächst die Entwicklung der Einnahmen aus den CO₂-Bepreisungssystemen in Deutschland, wobei für den Zeitraum bis einschließlich 2024 die tatsächlich erzielten Werte dargestellt sind. Während die Versteigerungserlöse aus dem EU-ETS-1 bis 2018 noch bei rund 1 Mrd. € jährlich lagen, führten die deutlich gestiegenen CO₂-Preise in den Folgejahren zu einem starken Einnahmeanstieg. Im Jahr 2023 beliefen sich die Auktionserlöse auf 7,7 Mrd. Euro, im Jahr 2024 auf 5,5 Mrd. Euro. Der nationale Emissionshandel generierte im Jahr 2023 Einnahmen von rund 13 Mrd. € (DEHSt 2025b). Die Erlöse aus den verschiedenen Emissionshandelssystemen flossen bisher vollständig in den Klimaschutz- und Transformationsfonds (KTF), wobei diese Grundregel in den Haushaltsentwürfen für das Jahr 2027 nicht mehr vollständig verfolgt werden soll.

Insgesamt betrug dieser Zufluss im Jahr 2025 knapp 20 Mrd. Euro. Für die nächsten Jahre werden hier im Zusammenspiel von steigenden Zertifikatspreisen, aber im Zuge der Cap-Senkungen gleichzeitig tendenziell sinkenden Auktionsmengen leicht sinkende Aufkommensniveaus entstehen, wobei sich etwa zwei Drittel des fiskalischen Aufkommens über die Emissionshandelssysteme jenseits des EU-ETS-1 ergeben dürften.

Abbildung 3-7: Fiskalisches Aufkommen aus dem EU-ETS-1, dem nEHS und dem EU-ETS-2 für Deutschland



Anmerkung: Für das EU-ETS-1 und das EU-ETS-2 wurden die im Juni 2026 gehandelten Future-Preise für die jeweiligen Lieferjahre zu Grunde gelegt. Für das nEHS wurde für 2026 und 2027 der obere Bandbreitenwert des Preiskorridors (65 €/t CO₂) verwendet.

Quelle: DEHSt, Öko-Institut

Die gesamten Versteigerungserlöse des EU-ETS-1 abzüglich der zugunsten des Modernisierungsfonds versteigerten Mengen werden zunächst nach einem festgelegten Schlüssel auf die einzelnen Mitgliedstaaten aufgeteilt (Art. 10 Abs. 2 EU ETS-RL):

- Ein Anteil von 90% des Gesamtaufkommens wird im Verhältnis der vom EU-ETS-1 regulierten Emissionen zum Startzeitpunkt des Systems aufgeteilt.
- Ein Anteil von 10% wird auf insgesamt 16 wirtschaftlich weniger leistungsfähige Mitgliedstaaten verteilt.

Darüber hinaus wird aus den Versteigerungserlösen eine Reihe von spezifischen Fonds gespeist, mit denen entweder europäische Programme finanziert oder Rückzahlungen an die Mitgliedstaaten für spezifische Zwecke erfolgen können:

- Für den Modernisation Fund werden im Zeitraum 2021 bis 2030 2% der gesamten Zertifikatsmenge und für den Zeitraum 2024-2030 zusätzlich 2,5% der gesamten Zertifikatsmenge versteigert. Aus dem Fonds werden einkommensschwächere EU-Länder, vor allem in Mittel- und Osteuropa sowie seit 2024 auch Griechenland, Portugal und Slowenien für die Modernisierung ihrer Energiesysteme unterstützt (Art. 10 Abs. 1 EU-ETS-RL sowie EC 2024e).
- Für den Innovation Fund werden 345 Mio. EUA, die sonst kostenlos zugeteilt werden könnten sowie 80 Mio. EUA, die für die Versteigerung vorgesehen sind, versteigert. Darüber hinaus werden dem Innovationsfonds die nicht genutzten Einnahmen aus der Versteigerung von 300 Mio. EUA aus der NER für die Förderung von CCS- und Erneuerbaren-Demonstrationsprojekten sowie 50 Mio. EUA aus der MSR zugewiesen (Art. 10a Abs. 8 EU ETS-RL). Darüber hinaus werden die Zertifikate, die im Rahmen der CBAM-Einführung nicht mehr kostenlos zugeteilt werden, ebenfalls dem Innovation Fund zugeordnet (Art. 10a Abs. 1a EU ETS-RL).
- Für den Social Climate Fund (EU 2024c) werden 40 Mio. EUA, die sonst kostenlos zugeteilt und 10 Mio. EUA, die sonst versteigert werden könnten, verfügbar gemacht (Art. 10a Abs. 8b EU ETS-RL).
- Die (temporär angelegte) Recovery and Resilience Facility der EU (RRF) bildet einen zentralen Umsetzungsmechanismus für das Programm NextGenerationEU der EU, das als Reaktion auf die Corona-Pandemie und den russischen Angriffskrieg auf die Ukraine geschaffen wurde (EC 2025e). Die Darlehen und Zuschüsse der RRF haben einen Gesamtumfang von 725 Mrd. € und sollen Reformen und Investitionen der EU-Mitgliedstaaten unterstützen. Im Kontext des RePowerEU-Pakets der EU wurden Zuschüsse in Höhe von bis zu 20 Mrd. € über den Innovationsfonds (60%) und den weiteren Verkauf von Emissionsberechtigungen des EU-ETS-1 (40%) ermöglicht (EC 2025e)

Die Versteigerungen bzw. der Verkauf von Emissionsberechtigungen des EU-ETS-1 leistet damit einen erheblichen Finanzierungsbeitrag für die Mitgliedstaaten der EU. Teilweise sind diese Mittel über diverse Fonds direkt an Maßnahmen zum Klimaschutz bzw. der Transformation des Energiesystems gebunden, teilweise liegt dies in der Entscheidung der Mitgliedstaaten. Seit 2023 verpflichtet die EU-Emissionshandelsrichtlinie die Mitgliedstaaten zur vollständigen Nutzung des Versteigerungsaufkommens für Klimaschutzzwecke (Art. 10 (3) EU ETS-RL), bisher kommt dieser Verpflichtung jedoch nur ein Teil der Mitgliedstaaten nach (EEA 2025b).

4. Anpassung des Regulierungsbereichs des EU-ETS-1

4.1. Vorbemerkungen

Der EU-ETS-1 wurde als europäisch übergreifendes Instrument mit starkem Binnenmarkt-Bezug bewusst für ausgewählte Sektoren aufgesetzt und der Anwendungs- bzw. Regulierungsbereich (Scope) im Zeitverlauf behutsam, graduell und lernorientiert ausgeweitet. Der Scope des EU-ETS-1 hat sich im Grundsatz bewährt und auch der internationale Vergleich zeigt, dass sich die Energiewirtschaft und die emissionsintensive Industrie als primäre Anwendungsbereiche für Emissionshandelssysteme anbieten (World Bank 2020; ICAP 2026b).

Gleichwohl sollte der aktuelle Anwendungsbereich des EU-ETS-1 immer wieder überprüft werden. Dies betrifft sowohl die Integration zusätzlicher Emissionsbereiche als auch die Möglichkeit eines Opt-outs, aber auch das Linking von Emissionshandelssystemen oder die direkte Integration verschiedener Emissionshandelssysteme.

Alle diese Scope-Änderungen haben signifikante Effekte hinsichtlich wirtschaftlicher Effekte oder Verteilungsfragen, betreffen aber auch gewichtige administrative und prozedurale Aspekte und reichen bis zu den Implikationen von Fragen der Finanzmarktregulierung. Nicht zuletzt sind die Einordnung des EU-ETS-1 in das Gesamtkonzept der EU-Klimaschutzarchitektur und die damit einhergehenden politischen Aspekte zu beachten.

Für alle Fragen des EU-ETS-1-Scopes besteht die übergeordnete Anforderung, dass sie konsistent zum gesetzlich verankerten Ziel der Klimaneutralität der EU bis zum Jahr 2050 und zu den rechtlich kodifizierten Zwischenzielen sein müssen.

4.2. Ausweitung des Erfassungsbereichs

Kontext

Der Regelungsbereich des EU-ETS-1 war vor allem in der Einführungsphase (ab 2005) durch die Konzentration auf die großen (stationären) Emissionsquellen fokussiert, folgte aber auch praktischen Umsetzungserwägungen. Das System wurde zunächst so konzipiert, dass vor allem gut messbare CO₂-Emissionen von großen Punktquellen durch das Emissionshandelssystem erfasst wurden. Hier waren die Unsicherheiten bezüglich der Erfassung der Emissionsmengen zunächst geringer, damit konnten Risiken für das Funktionieren des Marktes mit Blick auf die „realen“ Emissionsminderungen ebenso wie die Risiken für die Cap-Festlegung minimiert werden. Außerdem erlaubte dieser Ansatz, die Transaktionskosten niedrig zu halten. Im Rückblick hat sich dieser Ansatz auch bewährt, zeigten doch die Erfahrungen aus der 1. Handelsperiode, dass Unsicherheiten bzw. Toleranzen bei der Ermittlung der Emissionsmengen gerade bei sehr geringen Minderungsvorgaben auf der Cap-Ebene sehr schnell zum Zusammenbruch des Marktes bzw. der Preise für Emissionsberechtigungen führten.

Mit den zunehmenden Umsetzungserfahrungen im EU-ETS-1 und der in diesem Kontext vollzogenen Methodenentwicklung wurde jedoch auch aus der technischen Perspektive die Einbeziehung von zusätzlichen Emissionsquellen möglich bzw. wurden andere Mengensteuerungssysteme aufgesetzt (das nationale Brennstoff-Emissionshandelssystem

in Deutschland oder das geplante EU-ETS-2), mit denen diffusere Emissionsquellen oder weniger standardisierte Einsatzstoffe adressiert werden können.

Nach dieser Einführungsphase wurde der Anwendungsbereich des EU-ETS-1 kontinuierlich erweitert, dies umfasste in der Vergangenheit die folgenden Schritte:

- seit dem Jahr 2012 erfasst der EU-ETS-1 auch den Luftverkehr, der Anwendungsbereich wurde damit um derzeit über 60 Mio. t CO₂ ausgeweitet;
- im Jahr 2013 wurden erstmals andere Treibhausgase als CO₂ in den EU-ETS-1 aufgenommen (N₂O-Emissionen aus bestimmten Chemieprozessen und PFC-Emissionen aus der Primäraluminiumproduktion), die Cap Anpassung im Jahr 2013 betrug 107 Mio. t CO₂-Äqu. (EC 2010) und umfasste neben nicht CO₂-Treibhausgasen auch eine Reihe zusätzlicher Industrieprozesse (z.B. „Prozessfeuerungen“);
- ab dem Jahr 2024 wurde schrittweise auch der Seeverkehr in den Regelungsbereich des EU ETS-1 aufgenommen, damit wurden Emissionen von derzeit ca. 90 Mio. t CO₂-Äqu. zusätzlich in den Anwendungsbereich des EU-ETS-1 integriert.

Auch wenn einige Änderungen des Regelungsbereiches vergleichsweise klein sind, waren sie jedoch wichtig, um mögliche Leakage-Effekte einzudämmen. Beispielsweise wurde das Cap des EU-ETS-1 zum 01.01.2026 um 2,3 Mio. t CO₂ erhöht wurde, weil der Anwendungsbereich des EU-ETS-1 auch auf die Methan- und die N₂O-Emissionen des Seeverkehrs ausgeweitet wurde. Aktuell sind diese Emissionen zwar nur von geringer Bedeutung. Diese könnte jedoch zunehmen, wenn zukünftig verstärkt auf LNG und Ammoniak als Treibstoff gesetzt wird. Wenn nur CO₂, andere THG-Emissionen aber nicht erfasst würden, könnten sich Fehlanreize ergeben. Geringere CO₂-Emissionen könnten durch Emissionssteigerungen bei anderen THG kompensiert werden. Durch die Einbeziehung der Methan- und der N₂O-Emissionen im Seeverkehr werden also auch die Anreize für den Brennstoffwechsel zwischen unterschiedlichen Treibstoffen über ein einheitlich wirkendes Preissignal richtig gesetzt.

Aktuell enthält die EU-ETS Richtlinie eine Reihe vorbereitender Aktivitäten zur Erweiterung des Anwendungsbereichs des EU-ETS-1:

- Für Abfallverbrennungsanlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von mehr als 20 MW wurde ab dem 01.01.2024 eine Berichtspflicht für die CO₂-Emissionen eingeführt (Annex 1 E- ETS-RL). Ab dem 01.01.2028 sollen die CO₂-Emissionen aus der Abfallverbrennung in den EU ETS-1 aufgenommen werden (Art. 30 4c EU ETS-RL).⁴
- Eine Berichtspflicht für Nicht-CO₂-Effekte des Luftverkehrs startete ab Anfang 2025. Im Jahr 2028 soll von der EU-Kommission ggf. ein Regelungsvorschlag für eine Einbeziehung dieser nicht-CO₂-Effekte vorgelegt werden (Art. 14 (5) EU ETS-RL).

⁴ Bei der Abfallverbrennung entstehen CO₂-Emissionen, während bei der Deponierung auch Methan-Emissionen entstehen. Daher soll auch geprüft werden, ob andere Abfallbehandlungsanlagen und Deponien mit ihren Methan- und N₂O-Emissionen in den EU-Emissionshandel aufgenommen werden sollten, um falsche Anreize zur Abwanderung von Emissionen in diese sonst unregulierten Bereiche zu verhindern (Art. 30 4c der EU ETS-Richtlinie).

Abfallverbrennung

In Deutschland werden die Emissionen aus der Abfallverbrennung seit Anfang 2024 vom nationalen Emissionshandelssystem (nEHS) erfasst. Im Jahr 2024 berichteten diese Anlagen Emissionen von 13,1 Mio. t CO₂ (DEHSt 2025c). In aktuellen Projektionen (Wehnermann et al. 2026) wird erwartet, dass die Emissionen aus der Abfallverbrennung in den nächsten Jahren kaum zurückgehen. Dadurch steigt der Anteil der Emissionen der Abfallverbrennung an den Emissionen der Energiewirtschaft (hier werden sie in der Systematik der Treibhausgasinventare erfasst) deutlich an, die Abfallverbrennung wird ab 2030 nach Erdgas die zweitgrößte Emissionsquelle in der Energiewirtschaft. Ohne eine entsprechende Einbeziehung in die übergeordneten Mengensteuerungssysteme bzw. eine konsistente Bepreisung der Emissionen aus der Abfallverbrennung dürfte es sehr schwer werden, die langfristigen Emissionsminderungsziele in der Energiewirtschaft und damit auch für die gesamte Volkswirtschaft Deutschlands und der EU zu erreichen.

Als Gegenargument für die Einbeziehung der Abfallverbrennung in den EU-ETS-1 wird oft die Gefahr von „intersektoraler Leakage“ ins Feld geführt. Gemeint ist damit die Befürchtung, dass durch die Bepreisung der Abfallverbrennung z.B. die Deponierung von Abfällen ansteigt oder die Abfallexporte ausgeweitet werden. Aktuelle Analysen zeigen, dass eine Ausweitung der Deponierung unwahrscheinlich ist (Hogg 2026). In den meisten Mitgliedstaaten schränken die rechtlichen Rahmenbedingungen und bestehende Steuern für die Deponierung die Rückkehr zur Deponierung stark ein. Wenn sich steigende Müllexporte in Nicht-EU-Staaten als real beobachtbares Problem erweisen, dann könnte analog zum CBAM die Option geprüft werden, dass für diese Exporte CBAM-Zertifikate erworben werden müssen, um entsprechende Emissionsverlagerungen zu verhindern.

Eine Integration der Abfallverbrennung in das EU-ETS-1 würde diesen Sektor schließlich aus dem den Mitgliedstaaten zugewiesenen Verantwortungsbereich der EU-Klimapolitik in einen EU-weit einheitlichen Regelungsbereich verschieben und auch dadurch problematische Anreizeffekte aus der in den verschiedenen Mitgliedstaaten unterschiedlichen Regelungen im Bereich der Abfallverbrennung abbauen.

Wenn auch nicht ausschließlich durch die Integration der Abfallverbrennung in den EU-ETS-1, aber durch diese Integration mit einem neuen Schwerpunkt entstehen jedoch perspektivisch Regelungsbedarfe bezüglich der Behandlung von (technischen) Netto-Senken, wenn Abfallverbrennungsanlagen mit CCS-Technologien ausgerüstet werden und in den Anlagen auch biogene Stoffe verarbeitet werden.

Luftverkehr

Im Bereich des Luftverkehrs ist neben den CO₂-Emissionen aus der Verbrennung von Flugtreibstoffen eine Reihe von nicht CO₂-bedingten Klimaeffekten zu berücksichtigen. Die diesbezüglich größten Effekte gehen auf die N₂O-Emissionen und Kondensstreifen zurück. Die Höhe der Nicht- CO₂-Klimaeffekte hängt dabei auch vom Emissionsort (Höhe und Breitengrad) und den tatsächlichen atmosphärischen Bedingungen ab. Im Jahr 2024 betrugen die Emissionen des vom EU-ETS-1 erfassten Flugverkehrs 64,1 Mio. t CO₂ (incl. Schweiz (Nissen et al. 2025)). Eine Studie für die Niederlande ermittelt für europäische Ziele Multiplikatoren von 3,2 für 2030, die auf einen Multiplikator von 5,9 bis 2050 ansteigen (Grebe und Raphaël 2023). Für internationale Flüge sind die Multiplikatoren etwas höher. Dies verdeutlicht, dass langfristig der Luftverkehr zum wichtigsten Sektor

im Anwendungsbereich des EU-ETS-1 werden könnte, wenn die Treibhausgasemissionen der stationären Anlagen weitgehend abgebaut werden und gleichzeitig der Luftverkehr mit allen Emissionen und Klimaeffekten in das System einbezogen wird.

Empfehlung

Zusammenfassend ist zu empfehlen, dass der bisher eingeschlagene Weg konsequent weiterverfolgt werden sollte. Wenn einzelne Teilsektoren wie die Abfallverbrennung vom EU-ETS-1 ausgeschlossen bleiben, dann müsste die THG-Reduktionsleistung nur von den bisher erfassten Anlagen erbracht werden. Dies ist nicht effizient. Außerdem kann eine Verzögerung der Aufnahme der Abfallverbrennung bedeuten, dass zu einem späteren Zeitpunkt erhebliche Dekarbonisierungsleistungen erforderlich werden.

Auch die nicht-CO₂-Effekte des Flugverkehrs sollten schnellstmöglich in den obligatorischen Anwendungsbereich des EU-ETS-1 aufgenommen werden, weil so vergleichsweise günstige Vermeidungsoptionen erschlossen werden können.

4.3. Verschmelzung des EU-ETS-1 und EU-ETS-2

Ausgangslage: Emissionshandelssystem für Gebäude und Straßenverkehr

Mit der geplanten Einführung des EU-ETS 2 sollen demnächst vor allem auch der Straßenverkehr und die nicht vom EU-ETS-1 erfassten stationären Verbrennungsanlagen (d.h. vor allem, aber bei weitem nicht nur der Gebäudesektor) Teil eines europäischen Emissionshandelssystems werden. Aufgrund der Sorge vor Mehrkosten für die Verbraucher und um die Vorbereitungszeit zu verlängern, wurde dessen Einführung von ursprünglich 2027 um ein Jahr verschoben. Nach dem Start des EU-ETS-2 werden somit zwei parallele Emissionshandelssysteme bestehen, die unterschiedliche Sektoren abdecken. Langfristig ist jedoch ein einheitliches ETS für alle Sektoren angedacht. Für eine mögliche Verknüpfung von EU-ETS-1 und EU-ETS-2 besteht ein klar definierter Zeitplan. So soll die Europäische Kommission bis zum 31. Oktober 2031 prüfen, ob eine Zusammenführung der beiden Systeme sinnvoll ist (Art. 30i EU-ETS-RL).

Wirkung: Unterschiedliche Vermeidungskosten

Eine Zusammenlegung der Emissionshandelssysteme kann unterschiedliche und teils gegenläufige Effekte auf die beteiligten Sektoren haben. Für die ETS-1-Sektoren besteht die Gefahr eines steigenden Kostendrucks, da in den (konsumentennahen) Bereichen Gebäude und Verkehr häufig andere Kostenkalküle vorfindlich sind und vielfach höhere Zahlungsbereitschaften für Emissionszertifikate bestehen. Insbesondere bei deutlichen Preisunterschieden zwischen den Systemen könnte eine Zusammenführung daher zu einem spürbaren Preisschock für Unternehmen in den ETS-1-Sektoren führen. Umgekehrt könnte der Druck auf die ETS-2-Sektoren sinken, wenn im Zuge der Zusammenlegung relativ günstige Zertifikate verfügbar sind, die unter den tatsächlichen Vermeidungskosten im Geltungsbereich des EU-ETS-1 liegen. Dies könnte die notwendigen Transformationsanreize in einzelnen Bereichen abschwächen. Auch die Stabilität und Vorhersagbarkeit der Bepreisung für die ETS-1-Sektoren könnte sinken – Preissteigerungen beim Tanken und Heizen haben hohe politische Sichtbarkeit und könnten zu kurzfristigen Interventionen führen, wie die politischen Prozesse z.B. nach dem Angriff

Russlands auf die Ukraine oder mit Blick auf die Verschiebung des Starts des EU-ETS-2 verdeutlichen.

Gleichzeitig würde sich durch die Zusammenlegung die insgesamt verfügbare Zertifikatsmenge erhöhen, was grundsätzlich die Liquidität im Markt verbessert. Der tatsächliche Effekt hängt jedoch maßgeblich von der Ausstattung des EU-ETS-2 ab: Bei einer knappen Zertifikatsmenge ist auch durch die Zusammenlegung keine nennenswerte Entlastung zu erwarten.

Schließlich muss berücksichtigt werden, dass im Geltungsbereich des zukünftigen EU-ETS-2 in den unterschiedlichen EU-Mitgliedstaaten eine sehr große Zahl von klima- und energiepolitischen Zusatzinstrumenten (v.a. im Gebäude- und Verkehrssektor) vorfindlich sind, die die Vermeidungskosten erheblich beeinflussen und zu erheblichen Verteilungseffekten zwischen den Mitgliedstaaten und den (sehr) verschiedenen Sektoren führen können. Im Gegensatz zum EU-ETS-1, der mit Ausnahme der Förderung der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien in einer Situation ohne starke Zusatzinstrumente eingeführt wurde, sind für den EU-ETS-2 erhebliche „Brownfield-Effekte“ durch die bereits eingeführten klima- und energiepolitischen Zusatzinstrumente zu berücksichtigen.

Grenzen: Fehlende Erfahrungswerte im EU-ETS-2

Die Energiewende Monitoring Kommission (EEM) weist darauf hin, dass darauf hin, dass eine mögliche Integration von EU-ETS-1 und EU-ETS-2 zusätzliche Unsicherheiten für Investoren mit sich bringen kann. Zudem könnten die unterschiedlichen Grenzvermeidungskosten in den beiden Systemen neue Herausforderungen hinsichtlich Verteilungseffekten und Standortfragen verursachen (EWK 2024). Die erwartete Stärkung der Marktliquidität durch eine Zusammenlegung der Emissionshandelssysteme dürfte perspektivisch begrenzt ausfallen (Graichen et al. 2025). Stattdessen ist davon auszugehen, dass der zusätzliche Preisdruck auf die ETS-1-Sektoren überwiegt. Ungeachtet dieser kurzfristigen Effekte erscheint eine langfristige Verknüpfung der beiden Systeme grundsätzlich sinnvoll, um die Effizienz des Emissionshandels zu erhöhen.

Entscheidend für eine erfolgreiche Zusammenführung sind insbesondere der gewählte Zeitplan sowie die konkrete Ausgestaltung der Systeme und die daraus resultierenden Preisniveaus. Derzeit besteht jedoch eine erhebliche Unsicherheit, vor allem im Hinblick auf die Preisentwicklung im ETS-2. Vor diesem Hintergrund sollte der ETS-2 zunächst ausreichend etabliert werden, damit sich stabile Marktmechanismen herausbilden und gegebenenfalls notwendige Anpassungen vorgenommen werden können. Erst auf dieser Basis lässt sich ein belastbares Bild entwickeln, etwa hinsichtlich der künftigen Ausgestaltung der MSR-2 oder der Preisentwicklung in den ETS-2-Sektoren.

Empfehlung: Sukzessive Zusammenlegung der Systeme

Um die Auswirkungen einer Zusammenlegung zunächst zu begrenzen, bietet sich ein schrittweises Vorgehen an. Eine solche sukzessive Annäherung kann beispielsweise dadurch erfolgen, dass nur eine begrenzte Menge an Zertifikaten zwischen den Systemen handelbar ist. Alternativ kann die Preisdifferenz zwischen den Systemen für einen Austausch begrenzt werden. Auf diese Weise lassen sich starke Preissprünge vermeiden und die Marktteilnehmer schrittweise an ein gemeinsames System heranzuführen.

Die Optionen für eine sukzessive Zusammenführung des EU-ETS-1 und des EU-ETS-2 könnten sein:

- Mindestpreisdifferenz (Graichen et al. 2025): Durch eine festgelegte Mindestpreisdifferenz wird sichergestellt, dass nur im Falle des starken Anstiegs in einem der beiden Systeme – und damit bei akuter Knappheit – ein Austausch zwischen den Systemen möglich ist.
- Limitierter Austausch (Graichen et al. 2025): Durch eine Begrenzung der zwischen den Systemen handelbaren Zertifikaten, kann der entstehende Effekt auf das Preisniveau im ETS-1 gemildert werden. Langfristig sollte ein Anstiegspfad für die stückweise Zunahme der übertragbaren Zertifikate festgelegt werden.
- Preisangleichung: Durch Preiskorridore in beiden Handelssystemen kann die Preisdifferenz gelenkt und Preisschocks bei der Zusammenlegung vermieden werden. Allerdings stehen enge Preiskorridore der effektiven Wirkung der Mengensteuerung innerhalb des EU-ETS entgegen (vgl. Kapitel 5.3)
- Verlinkung über die MSR: Bei einer Zusammenführung muss ohnehin die Kompatibilität der Instrumente beider Systeme überprüft werden, dies beinhaltet auch die MSR. Eine Zusammenlegung dieses „Puffers“ könnte eine erste Verbindung zwischen den beiden Systemen ermöglichen und zeigen, in welchem unterschiedlichen Maße diese auf die Zertifikate in der MSR angewiesen sind.

Nicht zu vernachlässigen sind schließlich die Wechselwirkungen zwischen den unterschiedlichen Regulierungsansätzen des EU-ETS-1 und des EU-ETS-2. Während im EU-ETS-1 die Anlagenbetreiber zur Abgabe von Emissionsberechtigungen verpflichtet sind (Downstream-Regulierung) und Maßnahmen zur Leakage-Vermeidung etc. auch auf der Anlagenebene ansetzen können (kostenlose Zuteilung von Emissionszertifikaten etc.) sind die Verpflichteten des EU-ETS-2 die Inverkehrbringer bzw. Letztkundenversorger im Bereich der fossilen Energieträger (Upstream-Ansatz). In dieser Variante des „Point of Regulation“ ist sinnvollerweise nur das Allokationsverfahren der Versteigerung sinnvoll umsetzbar und betreiberspezifische Maßnahmen zur Carbon-Leakage-Vermeidung sind nur mit hohem administrativem Aufwand möglich.

Da die kurzfristigen Liquiditätseffekte einer Integration zu vernachlässigend gering sind und eine kurzfristige Zusammenführung mit dem EU-ETS-2 dagegen erhebliche Funktionsrisiken birgt, bietet sich eine langfristige schrittweise Zusammenführung an. Dafür gilt es, basierend auf dem in der EU-Emissionshandelsrichtlinie angelegten Rahmenbedingungen (Bericht der EU-Kommission in 2031) einen geeigneten Zeitplan sowie Optionen für ein erstes „Soft-Linking“ zu entwickeln. Langfristig stellt ein gemeinsames sektorübergreifendes Emissionshandelssystem weiterhin eine effiziente Lösung dar, vorerst fehlen allerdings belastbare praktischen Erfahrungen mit den Wirkungen des EU-ETS-2 in den einschlägigen Sektoren.

4.4. Linking

Das EU-ETS-1 umfasst nicht nur die EU-27, sondern den gesamten Europäischen Wirtschaftsraum (EWR). Neben der EU-27 sind auch Norwegen, Island und Liechtenstein Teil des Systems. Außerdem werden Kraftwerke in Nordirland erfasst. Im Rahmen des

Aufnahmeprozesses neuer Mitgliedsstaaten in die EU würden diese auch in den EU-ETS aufgenommen (z.B. relevant ist dies vor allem für Länder des Balkans und die Ukraine).

Jenseits der Vollintegration neue Länder in das EU-ETS-1 besteht die Möglichkeit des Linkings zwischen verschiedenen Emissionshandelssystemen. Derartige Linking-Verbindungen sind vor allem zwischen den nordamerikanischen Emissionshandelssystemen umgesetzt worden (CARB 2017), gewinnen aber auch für das EU-ETS-1 zunehmend an Bedeutung:

- Mit der Schweiz ist seit Anfang 2020 ein Linking zwischen dem 2008 gestarteten Schweizer Emissionshandelssystem (ICAP 2025c) und dem EU-ETS-1 wirksam geworden (EU 2024a; ICAP 2025c, DEHSt 2023).
- Im Zuge des Austritts aus der Europäischen Union hat Großbritannien ab dem 01. Januar 2021 auch das EU-ETS-1 verlassen, hat aber ein eigenes Emissionshandelssystem (UK ETS) eingeführt, das eine Vielzahl von Parallelitäten zum EU-ETS-1, aber auch einige Unterschiede aufweist (UBA 2025). Die Verhandlungen über ein Linking zwischen dem EU-ETS-1 und dem UK ETS haben 2025 begonnen, eine Umsetzung des Linkings wird für 2028/2029 erwartet.

Nach Art. 30 Abs. 5 der ETS-Richtlinie soll bis zum 31. Juli 2026 durch die EU-Kommission analysiert werden, wie ein Linking mit anderen Emissionshandelssystemen geschaffen werden kann. Bedingung ist nach der ETS-Richtlinie aber, dass die langfristigen Klimaneutralitätsziele der EU weiterhin erreicht werden.

Grundsätzlich und langfristig ist ein Linking mit anderen Emissionshandelssystemen zu begrüßen, weil so ein größeres Marktgebiet entsteht, in dem sich die Grenzvermeidungskosten angleichen können. Dadurch reduziert sich auch die Gefahr von Carbon-Leakage. Außerdem kann in diesem Fall der CBAM für den Handel zwischen den verbundenen Systemen entfallen. Dies dürfte eine wichtige Motivation für andere Länder sein, ein Linking mit dem EU-ETS anzustreben.

Ein Linking von Emissionshandelssystemen ist aber mit erheblichen Herausforderungen verbunden. Die bestehenden Linking-Projekte in Nordamerika, die Erfahrungen aus dem Linking mit der Schweiz und die Verhandlungen zur Verbindung zwischen dem EU-ETS-1 und dem UK ETS verdeutlichen die Notwendigkeit einer sorgfältigen Bearbeitung und Berücksichtigung vor allem der folgenden Schwerpunkte, die teilweise auch abhängig von unterschiedlichen Linking-Varianten sind (World Bank 2020):

- vergleichbare Stringenz der Ambitionsniveaus, auch mit Blick auf Zeithorizonte;
- vergleichbare Allokationsansätze
- kompatible Regelung zur Nutzung von Projektgutschriften oder der Nutzung internationaler Zertifikate
- kompatible Anforderung für Monitoring, Berichterstattung und Verifizierung (Monitoring, Reporting and Verification – MRV)
- vergleichbare Umsetzungskontrolle;
- vergleichbare Finanzmarktregulierungen.

Naturgemäß hat die EU nur begrenzten Einfluss auf das Ambitionsniveau und andere Ausgestaltungsoptionen in den gelinkten Systemen. Dadurch kann es zu einem

Kontrollverlust kommen, der ggf. die Erreichung der mittel- und langfristigen Klimaschutzziele gefährden kann oder andere nicht intendierte Effekte bewirken kann (auch mit Blick auf Wettbewerbsfragen). Eine Rückabwicklung des Linkings sollte daher immer möglich sein. Alternativ sind partielle Linking-Ansätze (mit maximalen Netto-Flussmenngen oder anderen Begrenzungsmechanismen) denkbar.

4.5. Exklusion von Industriesektoren und Opt-out-Regelungen

In den Diskussionen um die Reform des EU-ETS-1 ist verschiedentlich die Forderung vorgebracht worden, einzelne Sektoren oder Anlagen aus dem Geltungsbereich des EU-ETS-1 zu entlassen, um die aus der Treibhausgas-Bepreisung entstehenden Kosten zu vermeiden und Wettbewerbsnachteile abzubauen (Hermann und Matthes 2026).

Da sich solche Opt-out-Regelungen nur für einzelne Sektoren oder Anlagen beziehen können, wenn das Projekt des EU-ETS-1 nicht gänzlich ausgehöhlt oder aufgegeben werden soll, ergeben sich zunächst mit einem Opt-out unweigerlich Verzerrungen (bzw. Verteilungskämpfe), die sehr stark von nur schwer objektivierbaren Standort- und Marktbedingungen abhängig sind und deshalb praktisch kaum handhabbar sein dürften. Entsprechende Effekte dürften bis in den Bereich von Materialsubstitutionen etc. reichen. Zudem würden ggf. den im EU-ETS-1 verbleibenden Anlagen zumindest im Zeitverlauf erhöhte Emissionsminderungsanstrengungen abverlangt und würden bereits umgesetzte Maßnahmen in Richtung transformativer Produktionsverfahren massiv entwertet.

Angesichts der zentralen Rolle des EU-ETS-1 in der europäischen Klimaschutzarchitektur (vgl. Kapitel 3.1) stellt sich weiterhin die Frage, in welchen Verpflichtungsbereich die nicht mehr dem EU-ETS-1 unterliegenden Anlagen oder Sektoren fallen würden. Im derzeitigen Rahmen würden Opt-out-Anlagen des EU-ETS-1 in die Klimaschutz-Verantwortlichkeit der verschiedenen Mitgliedstaaten (ESR) fallen oder dem EU-ETS-2 unterliegen. In diesem Fall würden Verzerrungseffekte entstehen, die mit dem Grundkonzept des EU-Binnenmarktes nur noch schwer zu vereinbaren wären. Die Intentionen eines Opt-out-Ansatzes wären so nur umsetzbar, wenn sie mit einer grundlegenden Veränderung der europäischen Klimaschutzpolitik-Architektur einherginge. Diese erscheint aus grundsätzlichen und prozeduralen Gründen als in keiner Weise sinnvoll oder empfehlenswert.

Deshalb bestehende Herausforderungen im Bereich des EU-ETS-1 sollten deshalb gezielt adressiert bzw. über die Etablierung eines geeigneten Policy-Mix aufgefangen werden, wie dies in den folgenden Kapiteln näher beschrieben wird (LRF/MSR-Anpassungen, Lösung der Benchmark-Problematik v.a. für die Chemieindustrie, evidenzorientierten CBAM-Ansatz verfolgen, ETS durch geeignete Zusatzinstrumente in den Bereichen CAPEX/OPEX-Unterstützung, Infrastruktur, Leitmärkte etc. flankieren).

5. Emissionsobergrenze und Marktstabilitätsreserve

5.1. Vorbemerkungen

Für das Funktionieren des EU-ETS-1 ist die Emissionsobergrenze an Zertifikaten (das Cap) von großer Bedeutung. Dieses Cap ergab sich in den beiden ersten Handelsperioden bis 2012 durch die Summe der Caps der einzelnen Mitgliedsstaaten der EU, die durch sogenannte Nationale Allokationspläne (NAPs) festgelegt wurden. Seit 2013 gibt es ein EU-weites Cap, dass jährlich abgesenkt wird. Dies ist im Artikel 9 der EU-ETS-Richtlinie festgelegt. Die jährliche Absenkung wird durch einen linearen Reduktionsfaktor (LRF) bestimmt. In der dritten Handelsperiode (2013-2020) betrug der lineare Reduktionsfaktor 1,74% bezogen auf das Ausgangsniveau an Zertifikaten im Zeitraum 2008 bis 2012. Im Laufe der Jahre wurde der lineare Reduktionsfaktor regelmäßig angepasst. Seit Anfang 2024 beträgt er 4,3% und wird ab Anfang 2027 auf 4,4% erhöht. Die Höhe des LRF im EU-ETS-1 hängt dabei auch immer vom EU-weiten Gesamtziel und den festgelegten Minderungsbeiträgen der Sektoren außerhalb des EU-ETS-1 ab (vgl. Abschnitt 3.1). Die EU-Kommission erstellt zusammen mit Legislativvorschlägen Folgenabschätzungen, um die effiziente Aufteilung der Minderungsziele auf die Sektoren und damit die notwendige Höhe der Cap-Absenkung im EU-ETS 1 zu berechnen.

Entsprechend der aktuellen EU-ETS Richtlinie würde das Cap im EU-ETS-1 bei einer dauerhaften Beibehaltung des LRF von 4,4% im Jahr 2039 auf null sinken. Die aktuelle Folgenabschätzung der EU-Kommission für das 2040-Ziel zeigt jedoch, dass die Absenkung des Caps etwas langsamer erfolgen kann, um dieses Ziel zu erreichen. Die Folgenabschätzung der Europäischen Kommission enthält drei verschiedene Emissions-szenarien, die alle zu einer klimaneutralen EU bis zum Jahr 2050 führen (EC 2024a). Diese Szenarien basieren auf einer gesamtökonomischen kostenoptimierten Modellierung und unterscheiden sich im Zwischenziel für das Jahr 2040, eine zusätzliche Variante betrachtet die Auswirkung von Nachfragerückgängen und Verhaltensanpassungen insbesondere im Verkehr und der Ernährung. Alle Szenarien gehen davon aus, dass das 2030-Ziel erreicht wird. Die Folgenabschätzung zeigt die kosteneffiziente Verteilung der sektoralen Emissionen, trifft aber keine Annahmen zu Politiken und Maßnahmen, um diese Emissionsmengen und -verteilung auch zu erreichen. Auf der Basis der sektoralen Ergebnisse können die Emissionen aber den bestehenden Instrumenten zugeordnet werden (Tabelle 5-1). Inklusive des Luft- und Seeverkehrs in der aktuellen Abgrenzung können im EU-ETS-1 nach dieser Modellierung noch 200 bis 285 Mt CO₂ im Jahr 2040 emittiert werden.

Das EU-Klimagesetz lässt die Frage der Nutzung der internationalen Gutschriften offen. Besonders relevant könnten sie für den Landnutzungssektor (LULUCF) werden: Es ist schon ungewiss, ob der Sektor das 2030-Ziel erreichen wird. Mit Blick auf 2040 werden die klimatischen Risiken erheblich zunehmen, gleichzeitig wird eine klimaresiliente Umstrukturierung der Wälder kurz- bis mittelfristig zu weniger Senkenleistung führen. Die in Tabelle 5-1 modellierten Einbindungen, ungefähr eine Fortschreibung des 2030-Ziels, erscheint vor diesem Hintergrund sehr optimistisch. Gleichzeitig verlangt das EU-Klimagesetz, dass ungenügende Einbindungen durch natürliche Senken nicht zu höheren Belastungen für andere Sektoren führen sollen. Internationale Gutschriften könnten hier als Sicherheitsreserve dienen und sicherstellen, dass das übergeordnete 90%-Ziel auch dann erreicht werden kann. Ferner wird gerade diskutiert, wie internationale Gutschriften als mögliche Flexibilitätsoption die Erreichung nationaler Ziele nach 2030 unterstützen

können. Vor diesem Hintergrund sollte der EU-ETS-1 nicht auf ein Gesamtziel von 85% kalibriert werden und die maximalen 5 Prozent durch internationale Gutschriften nicht gänzlich ausreizen, damit noch genug Budget an internationalen Gutschriften für die anderen Zwecke verbleibt (vgl. auch Schneider et al. 2026). Daher wird nur einen Teil der internationalen Gutschriften berücksichtigt und werden im Folgenden das Cap und die Emissionsszenarien so kalibriert, dass sie zu einer Emissionsminderung von 88% konsistent sind. Damit verbleiben für die stationären Anlagen im EU-ETS-1 Restemissionen von ca. 200 Mio. t CO₂-Äqu. im Jahr 2040 und für den internationalen Verkehr ca. 46 Mio. t CO₂-Äqu.

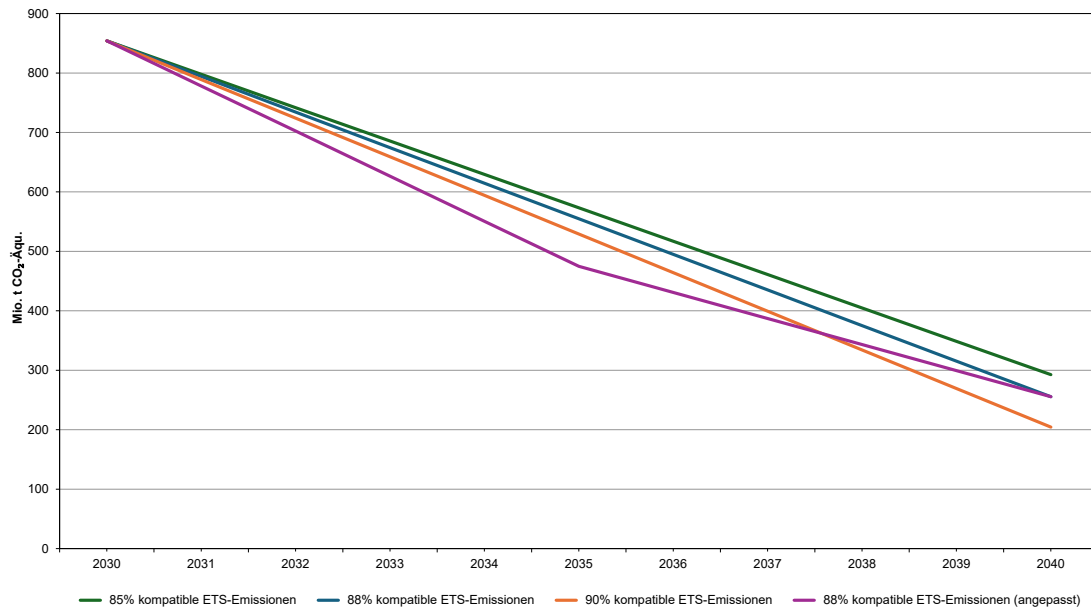
Tabelle 5-1: Zieltrajektorien in der EU-Klimaschutzarchitektur

	Im Einklang mit dem Ziel für 2040 von ...					
	85% Netto-Minderung im Inland	86% Netto-Minderung im Inland	87% Netto-Minderung im Inland	88% Netto-Minderung im Inland	89% Netto-Minderung im Inland	90% Netto-Minderung im Inland
	Emissionen/Entnahme 2040 [Mio. t CO ₂ -Äqu.]					
ETS-1	285	271	257	246	221	199
stationäre Anlagen	237	224	210	200	177	156
Luftverkehr	30	29	29	29	29	29
Seeverkehr	18	18	17	17	16	15
ESR-Sektoren	751	732	713	697	671	646
ETS 2	321	310	300	292	279	266
sonstige	430	421	413	406	392	380
CO₂-Entnahme (CDR)	-325	-339	-354	-365	-372	-379
LULUCF	-289	-298	-308	-316	-316	-317
Industrielle CO ₂ -Entnahme	-36	-41	-45	-49	-56	-62
Gesamte inländische Nettoemissionen	709	662	614	567	520	473

Quellen: Öko-Institut auf Basis von EC (2024a)

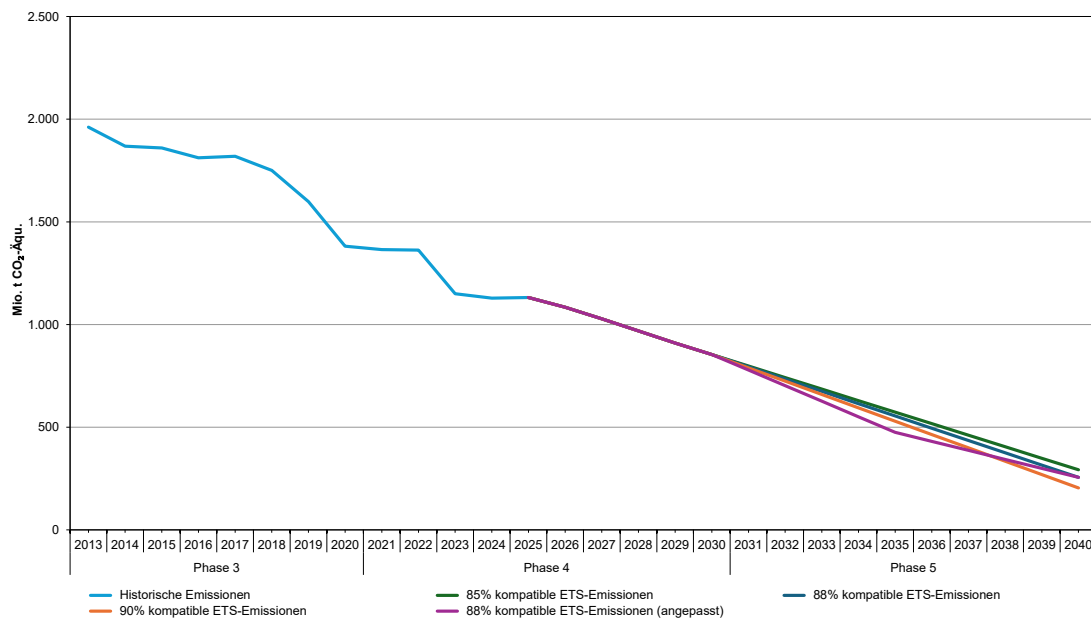
Abbildung 5-1 zeigt die von uns verwendeten Emissionsszenarien für den EU-ETS 1. Alle Szenarien beginnen im Jahr 2030 mit dem Cap dieses Jahres, die Emissionen im Jahr 2040 hängen von der angenommenen Verwendung der internationalen Gutschriften ab. Die Emissionsszenarien zeigen das Ergebnis der kosteneffizienten Verteilung der Restemissionen 2040 auf die einzelnen Sektoren. Die zentralen Emissionsverläufe sind dabei die beiden, die mit einem heimischen Emissionsminderungsziel von mindestens 88% kompatibel sind. Das angepasste Szenario berücksichtigt dabei, dass es in den ersten Jahren der fünften Handelsperiode mit einem schnelleren Emissionsrückgang zu rechnen ist als in der zweiten Fünfjahresperiode. Das liegt unter anderem an den großen Kohlekraftwerkskapazitäten, die bis 2035 politik- und marktgetrieben aus dem System gehen (ENTSO-E 2025). Die kumulierten Emissionen für die fünfte Handelsperiode 2031-2040 betragen in den vier Szenarien 4 920 Mio. t CO₂-Äqu. (90%-kompatibler Emissionsverlauf, linear), 5 176 Mio. t CO₂-Äqu. (88%-kompatibler Emissionsverlauf, linear), 4 776 Mio. t CO₂-Äqu. (88%-kompatibler Emissionsverlauf, konvex) und 5 403 Mio. t CO₂-Äqu. (85%-kompatibler Emissionsverlauf, linear).

Abbildung 5-1: Zielkompatible Emissionsszenarien 2030-2040



Quelle: Öko-Institut auf Basis EC (2024a) und ENTSO-E (2025)

Abbildung 5-2: Historische EU ETS-Emissionen und verwendete Emissions-szenarien 2013-2040



Quelle: Öko-Institut auf Basis EC (2024a) und ENTSO-E (2025)

5.2. Anpassung des Linearen Reduktionsfaktors

Eine Änderung der Mengenbegrenzung, also des Caps, ist die direkteste Art der Angebotssteuerung. Die zentrale Stellschraube ist dabei der Lineare Reduktionsfaktor (LRF), der die jährliche Cap-Absenkung vorgibt. Bei einer strukturellen Differenz zwischen Cap und Emissionen könnte über ein sogenanntes Rebasing des Cap auch einmalig angepasst werden. Dies wurde in der Vergangenheit diskutiert, für die Periode bis 2040 erscheint diese Option aber nicht relevant.

Ziel der Cap-Anpassung ist eine Versorgung des ETS-1-Marktes mit ausreichender (Primär-) Liquidität im Zielszenario: Bei einem Emissionsverlauf, der mit dem 90%-Ziel kompatibel ist, sollte es keine zu großen Notwendigkeiten für periodeninternen oder periodenübergreifenden Bankings bzw. periodeninternen Borrowings geben. Gleichzeitig muss der Cap so ausgestaltet sein, dass das EU-weite Reduktionsziel nicht in Gefahr gerät.

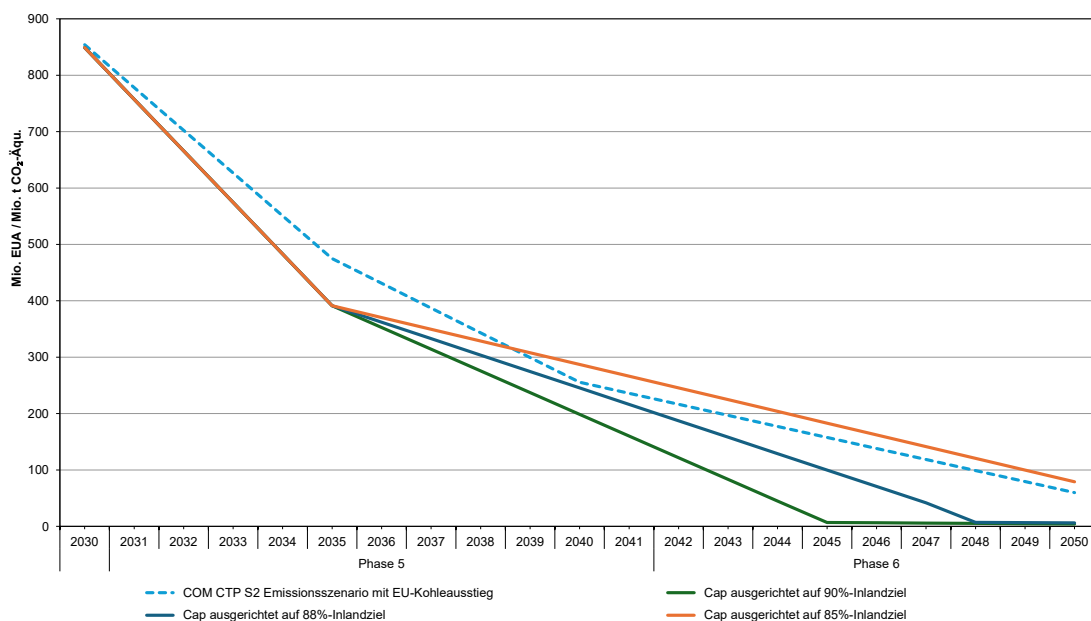
Wichtig ist dabei, dass alle Änderungen der Angebotssituation nur über regelgebundene Mechanismen (d.h. LRF und MSR, s.u.) geschehen und mit ausreichend Vorlauf beschlossen werden. Marktakteure berücksichtigen bei ihren langfristigen Investitionsentscheidungen die erwartete Knappheit an bzw. die Kosten von Emissionszertifikaten. Aber auch kurzfristig gibt es einen liquiden Terminmarkt mit einem Horizont von drei bis vier Jahren in die Zukunft. Änderungen der Angebotssituation innerhalb dieses Zeitraums können zu Verwerfungen am Markt führen. Dies gilt insbesondere für Interventionen außerhalb des regulären Rahmens. So hatte z.B. die vorgezogene Auktion von 37 Mio. EUA in 2023 einen spürbaren Effekt auf den ETS-Preis, obwohl es dadurch zu keiner Änderung der Gesamtmenge kam (ESMA 2024).

Für die Gesamtbetrachtung des Angebots während der fünften Handelsperiode (5. HP) muss auch die Menge an Zertifikaten berücksichtigt werden, die am Ende des Jahres 2030 noch vorhanden sind und zumindest teilweise auch bis 2040 in den Markt kommen. Unter den aktuellen ETS-Regeln werden über 1 400 Mio. EUA in die 5. Handelsperiode übertragen. Sollte, so wie von der EU-Kommission vorgeschlagen, die Invalidierung in der MSR kurzfristig ausgesetzt werden, würden weitere bis zu 400 Mio. EUA hinzukommen (Abschnitt 5.3.3). Diese Mengen verteilen sich auf einen Überschuss im Markt, Mengen in der MSR und verbliebene Zertifikate in der Neuanlagenreserve. Nicht alle diese überschüssigen Mengen werden sicher in den Markt kommen. Dies hängt u.a. von der realen Emissionsentwicklung und damit der MSR-Aktivität ab, aber auch von der Verwendung der verbliebenen Zertifikate in der Neuanlagenreserve. Die EU-Kommission plant diese im Wesentlichen zur Finanzierung eines Investment Boosters für die Industrial Decarbonisation Bank in den Jahren 2030 bis 2039 zu auktionieren (Abschnitt 5.3.5).

Aufgrund der hohen verbleibenden Restmengen an Zertifikaten aus der vierten Handelsperiode sowie der in den ersten fünf Jahren der fünften Handelsperiode erwarteten zunächst schnelleren Emissionsreduktion könnte der LRF bis 2035 unverändert bei 4,4% belassen werden, ohne die Liquidität merklich zu beeinträchtigen. Dies würde außerdem kurzfristige Eingriffe in den Markt vermeiden und die damit verbundenen Risiken für die Preisvolatilität verringern. Ab 2036 könnte der LRF dann auf 1,85% (ETS-1 ausgerichtet auf 90%), 1,4% (ETS-1 ausgerichtet auf 88%) oder 1,0% (ETS-1 ausgerichtet auf 85%) abgesenkt werden. Abbildung 5-3 zeigt die zugehörigen Cap-Verläufe zusammen mit dem zentralen Emissionsszenario ausgerichtet auf 88% unter Berücksichtigung der

schnelleren Emissionsreduktion in den ersten Jahren. Im Falle des auf 85% ausgerichteten LRFs liegt der Cap bis 2050 über dem Emissionsszenario und würde das Klimaneutralitätsziel gefährden. Für die Einhaltung der Klimazeile 2040 sind bei gleichem Niveau der kumulierten Emissionen auch verschiedene Werte für die Anpassung der linearen Reduktionsfaktoren und deren Startpunkte vorstellbar. Hinsichtlich der Startpunkte ist aber auch relevant, dass Interferenzen mit dem liquiden Bereich des Terminhandels vermieden werden. Bei einer relativ kurzfristigen Veränderung des linearen Reduktionsfaktors würden deutliche Preiseffekte auch für diejenigen Zeiträume entstehen, für die auf Grundlage des derzeitigen LRF schon in erheblichen Umfang Terminkontrakte abgeschlossen worden sind. Zur Einhaltung der gesetzten Ziele, ohne die Verfügbarkeit in den Folgejahren zu stark einzuschränken, gehen wir auch deshalb für die folgenden Analysen von einem LRF von 1,4% bis 1,85% nach 2035 aus. Damit würde in den Jahren 2045 bis 2048 auf null gehen, abgesehen von kleinen Restmengen aus dem Luftverkehrs-ETS. In den Jahren 2043 bis 2046 wäre der Cap im Bereich der industriellen Resemissionen von 50-100 Mio. t CO₂-Äqu.

Abbildung 5-3: Optionen für die Anpassungen des Linearen Reduktionsfaktors kompatibel mit 90%, 88% und 85% Netto-Klimaziel im Jahr 2040



Anmerkung: Erfasst sind stationäre Anlagen sowie der Luft- und Seeverkehr.

Quelle: Öko-Institut

5.3. Anpassungen der Marktstabilitätsreserve (MSR)

5.3.1. Hintergrund zur Marktstabilitätsreserve

Der EU-ETS 1 war in seinen frühen Handelsperioden durch einen erheblichen Überschuss an Emissionszertifikaten geprägt (Abschnitt 3.2). Ursachen waren unter anderem die Wirtschafts- und Finanzkrise ab 2008, sowie eine hohe Verfügbarkeit internationaler Gutschriften. Der daraus resultierende Preisverfall bei Zertifikaten schwächte die

klimapolitische Lenkungswirkung des Systems erheblich. Vor diesem Hintergrund entschied sich die EU für eine strukturelle Reform, um Angebot und Nachfrage im Emissionshandel dauerhaft besser in Einklang zu bringen: die Einführung der Marktstabilitätsreserve.

Die rechtliche Grundlage für die Marktstabilitätsreserve wurde mit dem EU-MSR-Beschluss im Jahr 2015 geschaffen. Die MSR wurde im Jahr 2018 eingerichtet und nahm 2019 ihre operative Tätigkeit auf. Die MSR wurde zunächst mit 900 Mio. EUA befüllt, welche zuvor im Rahmen des sogenannten Backloadings von Auktionen zurückgehalten worden waren.

Kern der Marktstabilitätsreserve ist ein regelgebundener, mengenbasierter Mechanismus, der das Auktionsvolumen von Zertifikaten automatisch anpasst. Maßgeblich ist dabei die jährlich berechnete Gesamtzahl der im Umlauf befindlichen Zertifikate (Total Number of Allowances in Circulation, TNAC). Die TNAC setzt sich zusammen aus der Gesamtmenge der ausgegebenen Zertifikate (Auktionen, kostenlose Zuteilung) minus der Gesamtmenge der verwendeten Zertifikate (Zertifikate, die zur Deckung der verifizierten Emissionen verwendet wurden, Löschungen). Am 28.05.2026 wurde die aktuelle TNAC veröffentlicht (EC 2026d). Die Gesamtumlaufmenge betrug 1,0 Mrd. EUA zum Ende des Jahres 2025. Die größte im Umlauf befindliche Menge im Markt verzeichnete der EU ETS im Jahr 2013 mit 2,1 Mrd. EUA.

Auf Basis der TNAC passt die MSR die Auktionsvolumina in den darauffolgenden Jahren an:

- Liegt die TNAC über einem oberen Schwellenwert (aktuell 833 Mio. EUA), wird ein festgelegter Prozentsatz (aktuell 24%) des Überschusses in die MSR überführt.⁵
- Liegt die TNAC unter einem unteren Schwellenwert (aktuell 400 Mio. EUA), werden Zertifikate aus der MSR wieder in den Markt zurückgeführt (aktuell 100 Mio. EUA).

Die MSR dient damit als Ausgleichsinstrument, um sowohl Überschüsse als auch Knappheiten abzufedern und extreme Preisschwankungen zu begrenzen, ohne politisch diskretionäre Eingriffe in den Markt vornehmen zu müssen.

Die Marktstabilitätsreserve wurde seit ihrer Einführung mehrfach angepasst und verschärft. Mit der Richtlinie (EU) 2018/410 wurde die Zuführungsrate zur MSR zeitweise von 12 % auf 24 % des Überschusses verdoppelt. Im Rahmen des Fit for 55-Pakets wurde die erhöhte Zuführungsrate bis 2030 verlängert. Zudem wurde festgelegt, dass Zertifikate über einer Grenze von 400 Mio. EUA in der MSR dauerhaft stillgelegt werden, wodurch die Gesamtmenge an Emissionsrechten im EU ETS effektiv sinkt.

Im Zuge der Reform des EU-ETS sind auch Anpassungen der Marktstabilitätsreserve zu erwarten, um ihre Wirksamkeit als Ausgleichsinstrument über das Jahr 2030 hinaus sicherzustellen. Dabei ist hervorzuheben, dass die Ergebnisse zu potenziellen Reformoptionen der MSR maßgeblich von der Ausgestaltung des linearen Reduktionsfaktors (LRF) abhängen (vgl. Abschnitt 5.2). Grundsätzlich gilt: Je geringer die Ambition des

⁵ Im Übergangsbereich zwischen 833 und 1.096 Mio. EUA greift die sogenannte Glättungsregel der MSR, mit der vermieden werden soll, dass bereits ein geringfügiges Überschreiten des oberen Schwellenwerts zu einer überproportionalen Abschöpfung von Zertifikaten führt.

LRF, desto weniger muss die MSR in Knappheitssituationen zur Bereitstellung zusätzlicher Zertifikate beitragen und umso wahrscheinlicher wird die MSR auch nach 2030 Zertifikate zurückhalten. Umgekehrt steigt mit einem ambitionierteren LRF die Bedeutung der MSR als stabilisierendes Element in Phasen knapper Zertifikatsverfügbarkeit. Darüber hinaus beeinflusst auch die tatsächliche Emissionsentwicklung (vgl. Abbildung 5-1) entscheidend, in welchem Maße Angebot und Nachfrage im Emissionshandelssystem im Gleichgewicht stehen.

Bisher bestand die zentrale Funktion der MSR darin, zu groß gewordene Überschüsse an Emissionsberechtigungen aus dem Markt zu entnehmen. Im Verlauf der 2030er Jahre wird die Freigabe von Zertifikaten aus der MSR für den Markt in den Vordergrund rücken. Langfristig und über das Jahr 2040 hinaus, könnte die MSR als Gateway für die Integration von Senken-Zertifikaten in den EU-ETS 1 weiterentwickelt werden.

5.3.2. Korrigierte Berechnung der Total Number of Allowances in Circulation (TNAC)

Bis einschließlich 2023 wurde die TNAC ausschließlich auf Grundlage der Zertifikate des stationären Sektors berechnet. Ab dem Jahr 2024 wird erstmals auch die Nachfrage aus dem Luft- und Seeverkehr berücksichtigt, allerdings gilt dies nur für die Nachfrage ab dem Jahr 2024 und nicht für die historische Nachfrage aus dem Luftverkehr (vgl. Abschnitt 3.2).

Box 5-1 TNAC visible to the market

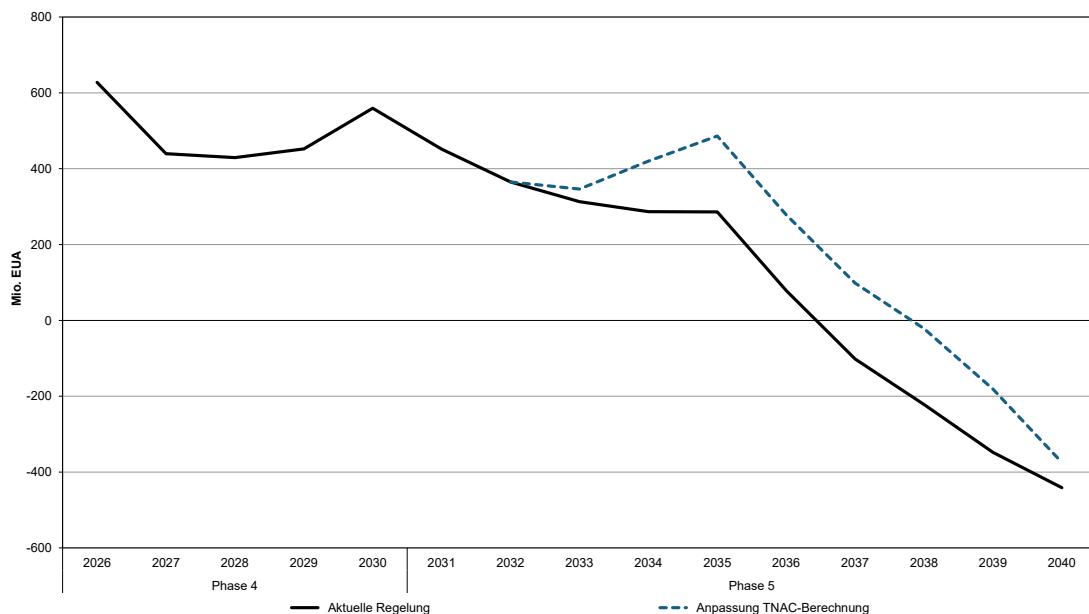
Als *TNAC visible to the market* (VtM) wird in den nachfolgenden Analysen jene TNAC dargestellt, die aus Sicht der Marktakteure tatsächlich relevant ist. Sie ist bereinigt um die historische Nettonachfrage aus dem Luftverkehr sowie um die Effekte der ESR-Flexibilität. Bis 2030 wird die Differenz zwischen TNAC und $TNAC_{VtM}$ ca. 260 Mio. EUA betragen.

Die derzeit ausgewiesene TNAC liegt um 260 Mio. EUA über der TNAC, die dem Markt real zur Verfügung steht ($TNAC \text{ visible to the market} - TNAC_{VtM}$, Box 5-1). Dies setzt sich zusammen aus 190 Mio. EUA aus der historischen Nettonachfrage des Luftverkehrs bis einschließlich dem Jahr 2023, sowie 70 Mio. EUA, die Mitgliedsstaaten im Rahmen der ESR-Flexibilität nutzen möchten. Aktuell planen nicht alle berechtigten Mitgliedstaaten, ihr Budget von insgesamt 100 Mio. EUA voll auszunutzen, können dies aber noch bis zum Jahr 2027 anpassen (EC 2024d). Mit den bisher gemeldeten Plänen zur ESR-Flexibilität wäre der TNAC auf Basis der aktuellen Berechnungsmethodik um etwa 260 Mio. EUA überschätzt, bei voller Nutzung der ESR-Flexibilität um 290 Mio. EUA.

Dies kann dazu führen, dass die Marktstabilitätsreserve nicht angemessen auf die tatsächliche Marktsituation reagiert. Insbesondere setzt in der ersten Hälfte der 2030er-Jahre die Ausschüttung von Zertifikaten in den Markt zu spät ein. Abbildung 5-4 illustriert diesen Effekt anhand des Verlaufs der $TNAC_{VtM}$. Wird die TNAC wie bisher berechnet (aktuelle Regelung), sinkt die $TNAC_{VtM}$ ab 2032 bei gegebenem

Emissionsverlauf ab. Wird dagegen die TNAC-Berechnung angepasst (Anpassung TNAC-Berechnung), so bewegt sich die $TNAC_{V_{TM}}$ bis zum Jahr 2035 um die 400 Mio. EUA und sinkt dann ab, weil die MSR leer geworden ist.

Abbildung 5-4: Verlauf der TNAC Visible to the Market bei Anpassung der TNAC-Berechnung



Annahmen: LRF von 4,4% (ohne Änderung), angepasstes Emissionsszenario kompatibel mit einem inländischen Ziel von 88% im Jahr 2040

Quelle: MSR-Tool des Öko-Instituts (vgl. Graichen et al. 2025)

Die Korrektur der TNAC-Berechnung führt also bei gegebenem Emissionsverlauf und ohne Veränderung des LRF dazu, dass die $TNAC_{V_{TM}}$ bis Mitte der 2030er-Jahre im unteren Bereich des aktuellen Schwellenwertes und deutlich über der Nulllinie verläuft.

5.3.3. Veränderung der Lösungsregelungen für die Marktstabilitätsreserve

Seit ihrer Einführung hat die Marktstabilitätsreserve (MSR) rund 2,3 Mrd. EUA regulär aus dem Markt entnommen. Zusätzlich wurden in den Jahren 2019 und 2020 900 Mio. EUA aus dem Backloading sowie weitere rund 900 Mio. EUA aus nicht zugeleiteter kostenloser Zuteilung der dritten Handelsperiode in die Reserve überführt. Demgegenüber wurden 250 Mio. EUA wieder aus der MSR entnommen und in den Innovationsfonds bzw. die New Entrants' Reserve der vierten Handelsperiode überführt. Insgesamt wurden somit etwa 3,8 Mrd. EUA in die MSR eingebracht, von denen rund 3,2 Mrd. EUA gelöscht wurden.

Aktuell ist die Menge der EUA in der MSR auf 400 Mio. Zertifikate begrenzt. Anfang April 2026 schlug die Europäische Kommission vor, keine weiteren Zertifikate aus der Marktstabilitätsreserve zu löschen. Da die MSR in den hier beschriebenen Szenarien bis zum

Jahr 2028 weitere Zertifikate aufnimmt, würde dies – je nach genauem Monat, ab dem die Löschung ausgesetzt wird, die Anzahl der Zertifikate in der MSR im Jahr 2030 auf 420 (Aussetzung ab Januar 2028) bis 600 Mio. EUA (Aussetzung ab September 2026) erhöhen. Laut aktueller Regelung werden am Ende der vierten Handelsperiode außerdem 200 Mio. EUA aus der NER in die MSR überführt (Box 5-2), so dass zum Start in die fünfte Handelsperiode im Szenario ohne Löschung 620 bis 800 Mio. EUA in der MSR zur Verfügung stehen.

Box 5-2

Ungenutzte Zertifikate in der Reserve für neue Marktteilnehmende, New Entrants' Reserve (NER)

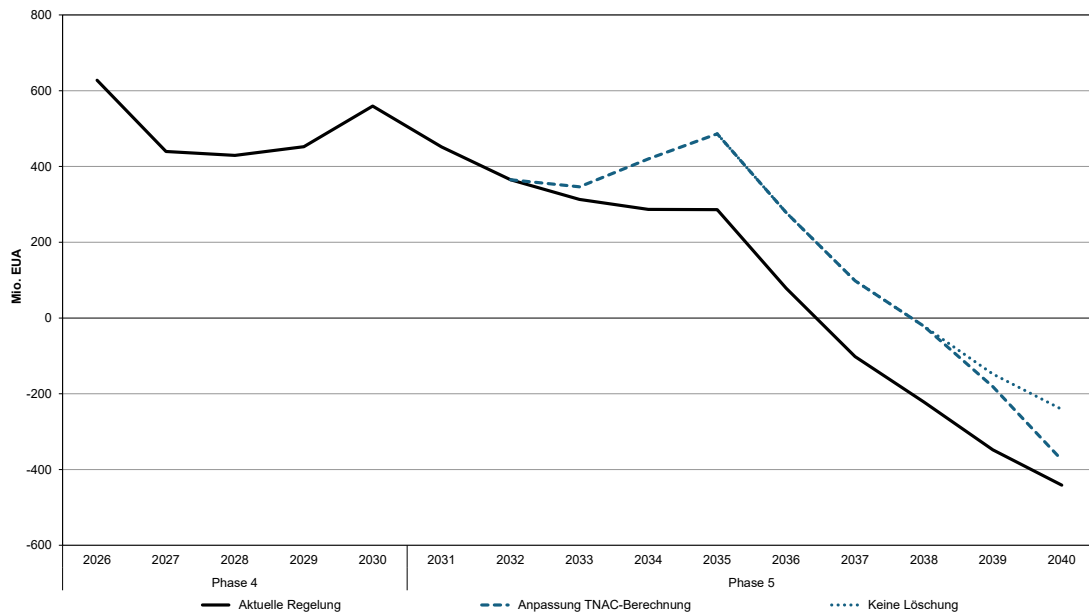
Zu Beginn der vierten Handelsperiode verfügte die New Entrants Reserve (NER) über ein Volumen von 331,3 Mio. EUA.⁶ Vorgesehen ist, dass 200 Mio. EUA – sofern sie nicht in der NER genutzt werden – zu Beginn der fünften Handelsperiode in die MSR überführt werden. Aktuell zeigt sich jedoch, dass die in der NER vorgehaltenen Mengen nicht nur ungenutzt bleiben, sondern die Reserve zusätzlich anwächst. Dies ist darauf zurückzuführen, dass nicht zugeteilte Mengen, die ursprünglich für die Zuteilung vorgesehen waren, ebenfalls in die NER fließen. Solche Nichtzuteilungen können beispielsweise aus Kapazitätsverringerungen in Anlagen resultieren. Für den Zeitraum 2021–2025 wird dieser zusätzliche Zufluss mit 171,5 Mio. EUA angegeben.⁷ Es ist davon auszugehen, dass in den Jahren 2026–2030 weitere Zertifikate in vergleichbarer Größenordnung hinzukommen. Insgesamt würde die NER damit auf etwa 674,3 Mio. EUA anwachsen. Selbst nach Abzug der vorgesehenen Rückführung von 200 Mio. EUA in die MSR verbliebe somit ein Bestand von rund 474,3 Mio. EUA, sodass die NER weiterhin deutlich gefüllt wäre.

Abbildung 5-5 zeigt den Verlauf der $TNAC_{V_{TM}}$ bis zum Jahr 2040, wenn zusätzlich zur Anpassung der $TNAC$ -Berechnung die Löschung von Zertifikaten aus der MSR ab Januar 2027 ausgesetzt wird. Da die MSR bei gegebenem Emissionsszenario im Jahr 2033 das erste Mal Zertifikate in den Markt zurückgibt und erst im Jahr 2039 erschöpft wäre, hat die Entscheidung zur Nicht-Löschung von Zertifikaten aus der MSR erst ab diesem Zeitpunkt eine Auswirkung auf das Angebot im Markt. Im hier gezeigten Szenario wäre die MSR erst im Jahr 2043 leer, obwohl die $TNAC_{V_{TM}}$ schon viele Jahre vorher unter die Nulllinie sinkt.

⁶ https://climate.ec.europa.eu/news-other-reads/news/2025-carbon-market-report-eu-ets-lowers-power-sector-emissions-and-expands-maritime-transport-2025-12-03_en

⁷ https://climate.ec.europa.eu/news-other-reads/news/2025-carbon-market-report-eu-ets-lowers-power-sector-emissions-and-expands-maritime-transport-2025-12-03_en

Abbildung 5-5: Verlauf der TNAC Visible to the Market bei Anpassung der TNAC-Berechnung, sowie ohne Löschung von Zertifikaten aus der MSR ab dem Jahr 2026



Annahmen: LRF von 4,4% (ohne Änderung), angepasstes Emissionsszenario kompatibel mit einem inländischen Ziel von 88% im Jahr 2040

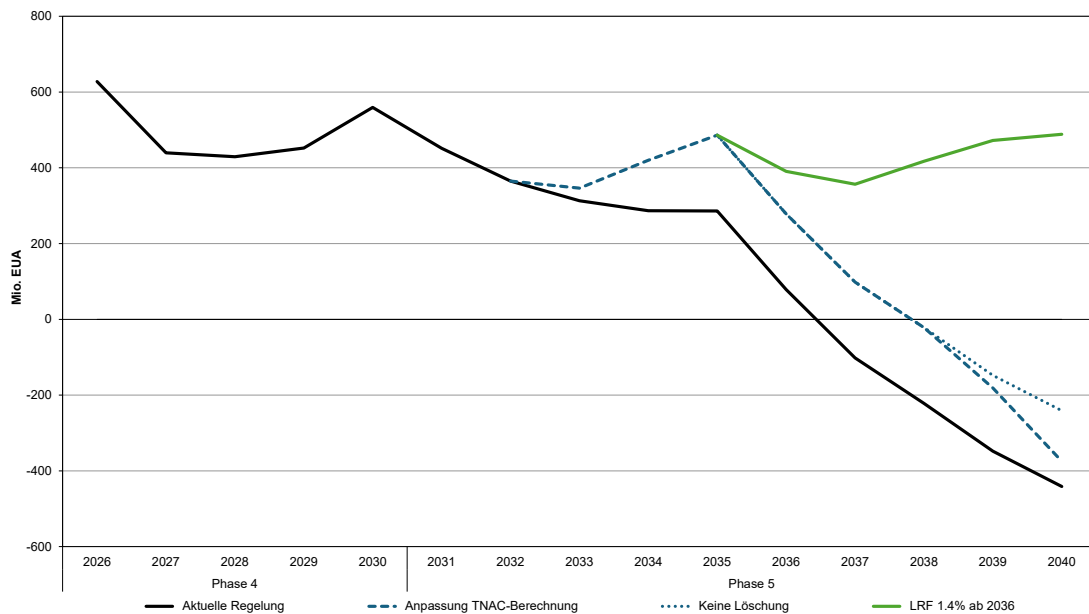
Quelle: MSR-Tool des Öko-Instituts (vgl. Graichen et al. 2025)

Zusätzlich zur Überführung nicht genutzter Zertifikate aus der NER in die MSR laut aktueller Regelung, sowie einer Aussetzung der Löschung von Zertifikaten in der MSR, stehen weitere Optionen in der Diskussion, die die MSR weiter aufstocken würden (vgl. Abschnitt 5.3.6).

5.3.4. Kombination eines veränderten LRF mit Anpassungen an der MSR

Wie in Abschnitt 5.3.1 erläutert, lassen sich Reformoptionen für die Marktstabilitätsreserve sinnvoll nur im Zusammenspiel mit einer Anpassung des LRF bewerten. Abbildung 5-6 trägt diesem Zusammenhang Rechnung, indem sie eine Anpassung der TNAC-Berechnung, sowie die Abschaffung der Löschung von Zertifikaten aus der MSR mit einem zielkompatiblen LRF von 1,4% ab 2036 kombiniert. Die $TNAC_{VtM}$ bewegt sich in der fünften Handelsperiode dabei im Bereich von rund 400 Mio. EUA.

Abbildung 5-6: Verlauf der TNAC Visible to the Market bei Anpassung der TNAC-Berechnung, ohne Löschung von Zertifikaten aus der MSR und einem LRF von 1,4% ab dem Jahr 2036

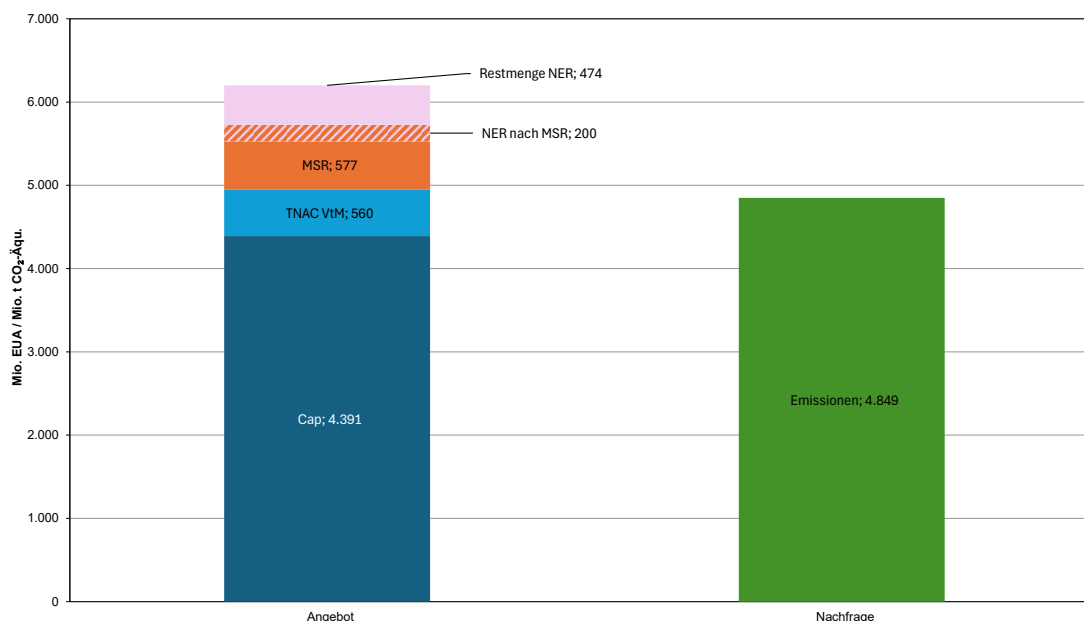


Annahmen: Angepasstes Emissionsszenario kompatibel mit einem inländischen Ziel von 88% im Jahr 2040

Quelle: MSR-Tool des Öko-Instituts (vgl. Graichen et al. 2025)

Abbildung 5-7 zeigt den Vergleich zwischen dem Angebot an Zertifikaten und dem erwarteten Emissionsverlauf in einem zielkompatiblen Szenario in der fünften Handelsperiode. Das Angebot umfasst sowohl die in der fünften Handelsperiode zur Verfügung stehenden Zertifikate bei einem LRF, der ab 2036 auf 1,4 % abgesenkt wird, als auch Zertifikate, die aus der vierten Handelsperiode in die fünfte übertragen werden. Dazu zählen Bestände in der MSR in Höhe von 577 Mio. EUA, sofern ab Januar 2027 keine weiteren Löschungen erfolgen, sowie zusätzliche 200 Mio. EUA aus ungenutzten Zertifikaten der NER. Hinzu kommen rund 560 Mio. EUA als überschüssige Zertifikate, die vom Markt aus der vierten in die fünfte Handelsperiode übergehen, sowie erwartete 474 Mio. EUA an ungenutzten Zertifikaten aus der NER.

Insgesamt wird deutlich, dass das verfügbare Angebot die kumulierten, zielkompatiblen Emissionen in der fünften Handelsperiode deutlich übersteigt. Dies zeigt, dass bei dieser Kombination aus LRF und Anpassungen an der MSR grundsätzlich ausreichend Angebot für ein zielkompatibles Emissionsszenario vorhanden ist. Entscheidend ist jedoch, dass die Zertifikate zum richtigen Zeitpunkt in den Markt gelangen. Zugleich wird ersichtlich, dass weitere angebotsausweitende Maßnahmen das Angebot noch stärker über ein zielkompatibles Niveau hinaus erhöhen würden. Dies birgt das Risiko, dass die Emissionen vom angestrebten Zielpfad abweichen, die Preise sinken und der Emissionshandel seine Lenkungswirkung verfehlt, die für die Erreichung des 2040-Ziels in den abgedeckten Sektoren erforderlich ist.

Abbildung 5-7: Angebot und Nachfrage von EUA 2031-2040 anhand Reformpaket

Annahmen: Angepasstes Emissionsszenario kompatibel mit einem inländischen Ziel von 88% im Jahr 2040; LRF von 1,4% ab 2036, angepasste TNAC-Berechnung, Aussetzung der Löschung ab Januar 2027

Quelle: MSR-Tool des Öko-Instituts (vgl. Graichen et al. 2025)

Entscheidungen zur Ausgestaltung des LRF, der MSR sowie weiterer potenzieller Angebotsquellen werden die Marktbedingungen weit über das Jahr 2040 hinaus prägen, da sie Einfluss auf den Überschuss an Zertifikaten und die Bestände in der MSR haben. Im betrachteten Szenario beträgt der Überhang an Zertifikaten zu Beginn der sechsten Handelsperiode ab 2041 über 1,3 Mrd. EUA, darunter ein Überschuss, der von Marktteilnehmenden gehalten wird von ca. 500 Mio. EUA, 400 Mio. EUA in der MSR, sowie die NER-Restmenge von knapp 500 Mio. EUA, noch aus der vierten Handelsperiode. Es steht allerdings in der Diskussion das letztere im Rahmen des geplanten Investment Boosters der vorgeschlagenen Industrial Decarbonisation Bank (IDB) zu versteigern (vgl. Abschnitte 5.3.5 und 10).

Im Vergleich zu diesen 1,3 Mrd. EUA, die aus der fünften in die sechste Handelsperiode gelangen könnten, betragen die kumulierten Emissionen in der sechsten Handelsperiode laut dem S2-Szenario der Europäischen Kommission das bis 2040 eine Emissionsminderung von 88% erreicht und mit Klimaneutralität bis 2050 vereinbar ist (vgl. Abschnitt 5.2), 1,5 Mrd. t CO₂-Äqu. Es wird deutlich, dass die Zertifikate, die aus der fünften in die sechste Handelsperiode übergehen – noch ohne Berücksichtigung des Caps in der sechsten Handelsperiode – auf dem Niveau der kumulierten zielkompatiblen Emissionen liegen.

5.3.5. Versteigerungen von NER-Restmengen zur Finanzierung des Investment Boosters der Industrial Decarbonisation Bank

EU-Kommissionspräsidentin Ursula von der Leyen hat im Kontext der anstehenden Reform des Emissionshandelssystems (ETS) mehrere Initiativen angekündigt, die gezielt Investitionen in die industrielle Dekarbonisierung stärken sollen. Im Mittelpunkt steht ein geplanter „ETS-Investitionsbooster“ mit einem Volumen von rund 30 Mrd. €, der über den Verkauf von Emissionszertifikaten finanziert werden soll. Ziel ist es, zusätzliche Mittel für klimafreundliche Technologien bereitzustellen und Industrieunternehmen bei der Transformation zu unterstützen.

Ergänzend dazu verfolgt die Kommission im Rahmen des „Clean Industrial Deal“ den Aufbau einer Industrial Decarbonisation Bank (IDB), durch die Investitionen von rund 100 Mrd. € mobilisiert werden sollen. Diese soll als zentrales Finanzierungsinstrument für die Transformation der Industrie dienen und Projekte fördern, die Emissionsminderungen ermöglichen und gleichzeitig die Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Industrie stärken. Beide Initiativen sollen maßgeblich aus Mitteln des Emissionshandels gespeist werden und verdeutlichen die politische Priorität, ETS-Einnahmen stärker für die Dekarbonisierung zu nutzen.

Es ist bisher unklar, wie genau die Mittel aus der Versteigerung von Zertifikaten zur Verfügung gestellt werden sollen. Je nach Ausgestaltung, ergeben sich, wenn kurzfristig zusätzliche Mengen an Zertifikaten in den Markt gegeben werden, z.B. bei Versteigerung ungenutzter Zertifikate aus der NER. Dann besteht die Gefahr eines Verfalls des CO₂-Preises. Dies könnte die Wirtschaftlichkeit von Unternehmen untergraben, die bereits umfangreiche Investitionen in Dekarbonisierungsmaßnahmen getätigt haben. Zudem würde ein niedrigeres Preisniveau dazu führen, dass für die Erreichung desselben Finanzierungsziels noch mehr Zertifikate versteigert werden müssten, was die Marktverzerrungen weiter verstärken würde. Insbesondere sollten die Auktionsmengen nicht innerhalb des drei- bis vierjährigen Zeithorizonts des liquiden Terminmarkts angepasst werden, da unerwartete zusätzliche Auktionen in diesem Zeitraum die Preisvolatilität erhöhen und das Preissignal des ETS schwächen könnten.

Die europäische Wertpapier- und Marktaufsichtsbehörde (ESMA 2024) beschreibt, dass die Vorziehung von Auktionen im Rahmen von REPowerEU – konkret die Versteigerung von 35 Mio. EUA im Jahr 2023 – einen spürbaren Einfluss auf den ETS-Preis hatte. Vor diesem Hintergrund könnte die kurzfristige Einführung von zusätzlich mehreren hundert Millionen Zertifikaten in einem vergleichsweise kleineren Markt schwer vorhersehbare und potenziell erhebliche Auswirkungen auf das Marktgleichgewicht haben.

Vor diesem Hintergrund ist auch relevant, dass die Kommission derzeit offenbar prüft, verbleibende Restmengen aus der New Entrants' Reserve (NER) nicht kurzfristig, sondern verteilt über den Zeitraum der fünften Handelsperiode zu versteigern. Ein solcher Ansatz könnte zwar dazu beitragen, zusätzliche Marktvolumina zeitlich zu strecken, wirft aber zugleich die Frage auf, ob zur frühzeitigen Mobilisierung von Einnahmen ein Revenue Frontloading der entsprechenden Auktionen erforderlich oder politisch beabsichtigt wäre (vgl. dazu Abschnitt 10).

Im modellierten Szenario führt beispielsweise die Versteigerung von 400 Mio. EUA aus NER-Restmengen über den Zeitraum 2030 bis 2039 dazu, dass die MSR in der fünften Handelsperiode keine Zertifikate ausschüttet und ihre Ausschüttungsfunktion insofern faktisch durch die zusätzlichen Versteigerungsmengen ersetzt wird. Der Verlauf der

TNAC_{VtM} entspricht dabei weitgehend dem in Abbildung 5-6 dargestellten Muster. Am Ende der fünften Handelsperiode ist der Bestand der MSR um rund 400 Mio. EUA höher, da keine Ausschüttungen aus der Reserve erfolgen müssen und der zusätzliche Marktbedarf stattdessen durch die versteigerten NER-Mengen gedeckt wird.

5.3.6. Auffüllung der Marktstabilitätsreserve

In Kombination mit einem angepassten LRF und einer reformierten TNAC-Formel reicht das Aussetzen des Lösungsmechanismus in der MSR aus, um bei zielkompatiblen Emissionsverlauf die Liquidität in den 2030er-Jahren und wahrscheinlich auch darüber hinaus sicherzustellen (Abschnitt 5.3.4). Die in der langfristigen Perspektive (d.h. nach 2040) hinausgehenden Bedarfe für die vom EU-ETS-1 erfassten, aber nicht vermeidbaren industriellen Restemissionen können ebenfalls über die MSR bedient werden, solange diese hinreichende Mengen von Emissionsberechtigungen vorhält.

Für die Bereitstellung dieser Mengen (nach aktuellen Schätzungen in der Größenordnung von 50 bis 100 Mio. t CO₂-Äqu.) sind mehrere Optionen vorstellbar.

Erstens könnten ungenutzte Zertifikatsmengen aus der NER in die MSR überführt werden. Das entsprechende Volumen wäre mit ca. 400 Mio. EUA zwar relevant, stände aber nur für eine begrenzte (Einmal-) Zuführung in der Größenordnung von 400 Mio. EUA und für die Finanzierung des Investment Boosters (vgl. Kapitel 5.3.5) nicht mehr zur Verfügung.

Zweitens ist in der langfristigen Perspektive eine Weiterentwicklung der MSR mit einem Auffüllmechanismus für Senken-Zertifikate naheliegend. Diese Option würde auch eine längerfristige und wiederholte bzw. in jährlichem Rhythmus regelmäßige Wiederauffüllung der MSR ermöglichen und unterliegt zunächst keinen regulativen Begrenzungen. Die entsprechenden Senken-Zertifikate würden dann aufgekauft und in der MSR in Emissionsberechtigungen des EU-ETS-1 umgewandelt. Die MSR würde dann auch als Gateway für Senken-Zertifikate fungieren. Angesichts der Herausforderung, die mit der direkten Nutzung von Senken-Zertifikaten als Compliance-Instrument verbunden sind, wäre der Weg über die MSR eine zu präferierende Variante.

Als dritte Möglichkeit könnten theoretisch auch internationale Zertifikate über die MSR als Gateway in das EU-ETS 1 integriert werden. Die Europäische Kommission würde dann internationale Zertifikate (z.B. mit finanziellen Mitteln aus dem Auktionierungsaufkommen) aufkaufen.⁸ In der MSR würden dann entsprechende Mengen regulärer Emissionsberechtigungen. Auch für die Einschleusung internationaler Zertifikate über die MSR gelten allerdings die übergeordneten Rahmenbedingungen der EU-Klimapolitik, die für die Zielerreichung 2040 nur eine begrenzte und für den Zielhorizont 2050 keine Nutzung von internationalen Zertifikaten vorsieht (Kapitel 3.1).

Die zentrale Zuführung und Freigabe von Senken (Option 2) und ggf. auch internationalen Zertifikaten (Option 3) über die MSR würde diese als Gateway etablieren, über das die einschlägigen Qualitätsanforderungen und Mengensteuerungen sowie die zeitliche

⁸ Hinsichtlich der Zertifikate-Nutzung ist zwischen zwei Ebenen zu unterscheiden. Im EU-ETS-1 würden nur EUA genutzt werden. Im Rahmen der Verpflichtung der EU im Rahmen des Paris-Abkommens würden dann durch die EU die aufgekauften Art. 6 Zertifikate genutzt.

Einpassung in die ETS- wie auch die übergeordnete Klimaschutz-Architektur umgesetzt werden können.

5.4. Fazit und Empfehlungen

Die Analyse zeigt, dass die Reform von Cap und Marktstabilitätsreserve (MSR) nur im Zusammenhang betrachtet werden kann, um ein zugleich zielkompatibles, investitionsförderndes und marktstabilisierendes ETS-Design sicherzustellen. Bei einer nicht abgestimmten Reform besteht das Risiko, dass erneut ein struktureller Überschuss an Zertifikaten entsteht. Dies gilt insbesondere dann, wenn Änderungen am Cap, an der MSR oder an zusätzlichen Angebotsquellen – etwa durch die Versteigerung von NER-Restmengen – nicht konsistent aufeinander abgestimmt werden.

Nach den aktuellen Regeln sinkt das Cap im EU-ETS-1 bis zum Jahr 2039 auf null. Eine Anpassung des Caps ist vor dem Hintergrund des neuen 2040-Ziels erwartbar. Die Analyse zeigt jedoch, dass eine zu frühe Anpassung des linearen Reduktionsfaktors (LRF) erhebliche Risiken für die Zielerreichung mit sich bringen würde. Vor diesem Hintergrund und im Zusammenhang mit den erwarteten signifikanten Minderungen im Stromsektor in der ersten Hälfte der 2030er-Jahre und der danach abnehmenden Minderungsgeschwindigkeit, wird hier davon ausgegangen, dass der LRF zunächst bis 2035 unverändert bei 4,4% belassen und ab 2036 auf einen mit dem 2040-Ziel kompatiblen Wert im Bereich von 1,4% bis 1,85% abgesenkt wird. Ein LRF in diesem Korridor würde den Markt mittelfristig ausreichend mit Primärliquidität versorgen, ohne das langfristige Reduktionsziel zu unterlaufen.

Die Analyse macht zudem deutlich, dass auch bei zielkompatiblen Emissionsverläufen erhebliche Zertifikatsmengen aus der vierten in die fünfte Handelsperiode übertragen werden. Damit besteht kein grundsätzlicher Mangel an Zertifikaten, es geht vielmehr darum, dass die Zertifikate zum gebrauchten Zeitpunkt in den Markt kommen. Vor diesem Hintergrund ist insbesondere eine Anpassung der TNAC-Berechnung erforderlich. Die derzeitige Berechnung berücksichtigt die historische Luftverkehrsnachfrage sowie der ESR-Flexibilität nicht. Eine Änderung der TNAC-Berechnung führt dazu, dass die MSR gezielter auf Überschuss- und Knappheitssituationen reagieren kann. In diesem Zusammenhang ist zudem zu empfehlen, die Mengentrigger der MSR im Zuge der Reform zu überprüfen und perspektivisch an ein sinkendes Cap-Niveau anzupassen, anstatt starre Schwellenwerte dauerhaft beizubehalten.

Gleichzeitig verdeutlicht die Analyse, dass zusätzliche angebotsausweitende Maßnahmen mit Vorsicht zu bewerten sind. Dies gilt insbesondere für mögliche Versteigerungen von NER-Restmengen zur Finanzierung des geplanten Investment Boosters beziehungsweise der Industrial Decarbonisation Bank. Solche Maßnahmen bergen erhebliche Risiken für die Preisbildung und Investitionssignale. Zusätzliche Auktionsmengen sollten daher weder kurzfristig noch in den nächsten Jahren innerhalb des liquiden Terminmarkthorizonts in den Markt gegeben werden. Im modellierten Szenario ersetzt die Versteigerung von 400 Mio. EUA aus NER-Restmengen über den Zeitraum 2030 bis 2039 die Ausschüttungsfunktion der MSR faktisch. Dies unterstreicht, dass Wechselwirkungen zwischen verschiedenen Angebotsquellen systematisch mitgedacht werden müssen.

Auch mögliche Flexibilisierungsoptionen, wie etwa die Einbeziehung von Senken-Zertifikaten (vgl. Kapitel 7) würden das Angebot weiter erhöhen und müssen von Beginn an in ihren Wechselwirkungen mit Cap und MSR in die Reformüberlegungen einbezogen werden.

6. Preismanagement

6.1. Vorbemerkungen

Die Zertifikatspreise in einem Mengensteuerungssystem sind naturgemäß volatil. Diese Volatilitäten sind im EU-ETS-1 einerseits von fundamentalen Faktoren wie der Angebots- und Nachfragesituation, andererseits aber auch von eher situativen Einflussfaktoren abhängig. Zu den fundamentalen Einflussfaktoren gehören die kurzfristige Überversorgung des Marktes (wie in den Jahren bis 2018), das Energiemarktumfeld (z.B. bezüglich der Kohle-Gas-Preisdifferenzen als Grenzvermeidungsoption), die Emissionsminderungsbeiträge anderer Instrumente, langfristige Zielanpassungen im EU-ETS-1 sowie andere, eher kurzfristige Faktoren wie z.B. konjunkturelle Entwicklungen. Darüber hinaus sind vor allem für die langfristigen Zeithorizonte technologische Entwicklungen (v.a. im Bereich der Preis setzenden Grenzvermeidungsoptionen) von herausragender Bedeutung. Zu den situativen und vor allem kurzfristig wirkenden Preisdeterminanten gehören Aktivitäten von Finanzmarktakteuren sowie Marktinformationen und -gerüchte. Die Abbildung 3-3 verdeutlicht dies am Beispiel der historischen Preisentwicklungen.

Während kurzfristige Preisvolatilitäten grundsätzlich kaum prognostizierbar sind, existiert eine Reihe von Akteuren, die auf regelmäßiger Basis ihre Preiserwartungen öffentlich machen. In der Tabelle 6-1 ist die Entwicklung solcher Analystenschätzungen eines regelmäßig befragten Panels sowie für den World Energy Outlook (WEO) der Internationalen Energieagentur (International Energy Agency – IEA) dargestellt. Die Übersicht zeigt, dass sich die Analystenschätzungen für die Vorausschau einiger Jahre in den letzten drei Jahren deutlich verändert haben.

Während im Jahr 2023 für den Zeithorizont 2030 Preisniveaus von (nominal) 140 bis 155 €/EUA erwartet wurden, wurden in den Folgejahren die Preiserwartungen zunächst leicht, d.h. in den Bereich von 120 bis 130 €/EUA, nach unten korrigiert. Ab 2026 gingen die Vorausschätzungen für 2030 auf Werte von nur noch leicht über 100 €/EUA zurück, zeigen aber im Zeitverlauf und für den Zeitraum ab 2031 weiterhin tendenziell steigende Trends. Treiber für diese Trends waren zunächst die Preisentwicklungen in den Erdgas- und Steinkohlemärkten, danach aber offensichtlich korrigierte Erwartungen zur zukünftigen Entwicklung des EU-ETS-1 und auch zur längerfristigen Konjunktorentwicklung.

Die deutlich längerfristigen Preisannahmen für die Projektionen des WEO zeigen zunächst den massiven Einfluss der längerfristigen Ambitionsniveaus der Klimapolitik. Für einen Entwicklungspfad entlang der Klimaneutralitätsverpflichtung bis 2050 werden hier für die Mitte der 2030er Jahre Preisniveaus von 150 €/t CO₂ (in realen Preisen von 2024) und längerfristig von über 200 €/t CO₂ erwartet. In nominalem Preisen würden die entsprechenden Preise bei Werten bei knapp 190 bzw. etwa 350 €/t CO₂ liegen. Diese (sehr stark von den Ansätzen des Policy-Mixes und dem Scope des Emissionshandelssystems abhängigen) Preisniveaus sollen hier nicht weiter bewertet werden, verdeutlichen aber, dass zukünftig einerseits mit deutlich steigenden Preisniveaus zu rechnen ist, die aus sehr verschiedenen Faktoren resultierende Bandbreite der vorstellbaren Entwicklungen andererseits aber auch sehr groß ist.

Für die Weiterentwicklung des EU-ETS-1 stellen sich damit verschiedene Herausforderungen. Erstens sollte das System so ausgestaltet werden, dass Dynamiken des energiewirtschaftlichen und ggf. auch des konjunkturellen Umfeldes sich in den Preisen robust spiegeln. Zweitens muss ein Umgang mit den Preiseffekten von Verschiebungen

im Bereich von Angebot und Nachfrage gefunden werden, die dazu beiträgt, eine für Investitionsprojekte hinreichende Robustheit von Preisen und Preisentwicklungen abzusichern.

Tabelle 6-1: Analystenschätzungen für zukünftige Zertifikatspreisniveaus

a) Carbon Pulse Panel (Medianwerte)

Umfrage	Ana-lysten	Folge-quartal	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
EUR/EUA												zvU*
30.01.2023	11	80,00	84,00	94,90	97,20	114,50	-	-	-	140,00	-	
02.05.2023	16	87,00	87,50	99,67	102,00	119,50	-	-	-	153,00	-	9,3%
03.08.2023	15	85,30	-	95,96	100,64	119,50	126,30	-	-	155,00	-	1,3%
16.10.2023	15	82,15	-	94,75	106,30	123,55	-	-	-	155,00	-	0,0%
23.01.2024	14	68,50	-	71,00	84,00	104,00	113,00	120,00	127,00	140,00	-	-9,7%
17.04.2024	14	60,50	-	63,95	72,75	94,20	114,85	123,80	130,00	137,50	-	-1,8%
22.07.2024	14	68,95	-	67,12	76,55	91,50	105,00	115,00	127,00	145,00	-	5,5%
14.10.2024	13	64,90	-	-	75,00	81,30	104,00	113,00	125,00	134,90	-	-7,0%
30.01.2025	14	72,75	-	-	74,25	89,07	104,50	112,20	122,40	134,80	-	-0,1%
01.05.2025	13	68,00	-	-	71,85	86,87	102,00	112,04	121,50	122,00	-	-9,5%
10.07.2025	14	73,00	-	-	-	86,50	99,50	112,00	117,00	137,00	-	12,3%
07.10.2025	15	76,05	-	-	-	88,00	104,00	113,50	123,55	135,20	-	-1,3%
15.04.2026	14	74,15	-	-	-	77,75	91,00	92,40	103,50	106,00	117,50	-21,6%
EEX Futures**			-	-	-	74,16	76,71	79,33	82,20	85,29	88,79	

Anmerkungen: * zvU – zur vorherigen Umfrage. – ** Mittelwerte für die Terminkontrakte im Monat der letzten Umfrage.

b) Projektionen des World Energy Outlook

WEO	2030/2035*			2040			2050		
	Stated Policies	Advanced Pledges**	Net zero	Stated Policies	Advanced Pledges**	Net zero	Stated Policies	Advanced Pledges**	Net zero
EUR (2024)/t CO ₂									
2017	-	-	-	48,87	142,53	142,53	-	-	-
2018	-	-	-	42,24	137,53	137,53	-	-	-
2019	-	-	-	39,64	129,05	129,05	-	-	-
2020	-	-	-	49,55	133,39	133,39	-	-	-
2021	59,78	110,37	119,56	68,98	156,35	188,54	82,78	183,95	229,93
2022	77,95	116,93	121,26	84,88	151,57	177,55	97,87	173,22	216,53
2023	110,90	124,77	129,39	119,22	161,73	189,46	124,77	184,84	231,05
2024	125,93	138,95	156,32	129,40	151,98	178,04	137,22	173,69	217,12
2025	73,69	-	152,47	73,69	-	173,64	133,83	-	211,76

Anmerkungen: * ab 2024 Stützjahr 2035. - ** bis 2020 Sustainable Development Scenario, ab 2021 Advanced Pledges Scenario.

Quellen: Carbon Pulse, International Energy Agency

Drittens muss schließlich bereits frühzeitig eine Antwort auf die Frage gefunden werden, ob zukünftige Grenzvermeidungsoptionen allein über den EU-ETS-1 oder ggf. auch durch zusätzliche Instrumente erschlossen werden sollen. Dies ist insbesondere für den Zeithorizont nach 2035 von herausragender Bedeutung, wenn die bisher dominierende Grenzvermeidungsoption der Brennstoffumstellung von Kohle auf Gas in der Stromversorgung wegen des EU-weiten Auslaufens der Kohlverstromung an Bedeutung verliert. Der letztgenannte Fragenkomplex wird im Kapitel 11 behandelt.

6.2. Cost-Containment-Reserve und Preissteuerung über die MSR

In der Literatur zum EU-ETS-1 wird seit einigen Jahren diskutiert, wie das System besser auf starke Preissteigerungen reagieren kann, da sich eine hohe Preisvolatilität negativ auf Planungssicherheit bei Investitionen in die Dekarbonisierung auswirken kann (Cludius et al. 2022).

Neben dem mengenbasierten MSR-Mechanismus (Abschnitt 5.3), der über die TNAC und definierte Schwellenwerte ausgelöst wird, verfügt der EU-ETS-1 mit Artikel 29a der ETS-Richtlinie bereits über ein preisbasiertes Stabilisierungsinstrument: Überschreitet der EUA-Preis in sechs aufeinanderfolgenden Monaten das 2,4-fache des Durchschnittspreises der vorangegangenen zwei Jahre, werden 75 Mio. EUA aus der MSR in den Markt gegeben. Vor der Fit-for-55-Revision war Artikel 29a nicht regelbasiert, sondern an eine Entscheidung des Climate Change Committee gekoppelt, ob der Preisanstieg fundamental begründbar war; zudem wurde der Auslösefaktor von drei auf 2,4 gesenkt.

In dem Bericht, welcher dem MSR-Review des Jahres 2021 zu Grunde liegt (EC 2021d), werden weitere Optionen für die Weiterentwicklung von Art. 29a diskutiert, die die Reaktionsgeschwindigkeit erhöhen. Dazu gehören u.a.

- Die Verkürzung des Beobachtungszeitraums auf drei Monate (wie im Art. 30h für den EU-ETS-2), bzw. die Beobachtung nicht-aufeinanderfolgender Monate.
- Eine weitere Verringerung des Faktors auf weniger als 2,4. Der aktuelle Faktor entspricht bei aktuellem Preisniveau einem Anstieg des Preises auf 180-190 EUR/t CO₂.
- Die Einführung einer absoluten Preisgrenze, ab der ausgeschüttet wird. Eine ähnliche Regelung besteht innerhalb der MSR2 des EU-ETS-2 mit einer Preisgrenze von 45 EUR₂₀₂₀/t CO₂. Dabei handelt es sich nicht um eine harte Preisobergrenze, da nur begrenzte Mengen ausgeschüttet werden, auch wenn der Preis deutlich über dieser Schwelle liegt.

Grundsätzlich hängt die Wirksamkeit preisbasierten Eingreifens auch vom gleichzeitigen Verhalten der MSR über ihren Mengentrigger ab. Entsprechend wird die Ausgestaltung von Art. 29a und das Zusammenspiel mit der MSR seit längerem kontrovers diskutiert (Gerlagh et al. 2022; Willner und Perino 2022). In diesem Zusammenhang schlagen insbesondere Perino (2024) sowie Willner und Perino (2022) vor, die Mengen- und Preissteuerung im EU-ETS-1 weiterzuentwickeln. Sie plädieren für eine regelgebundene, ex ante bekannte Form der Preisbegrenzung, die im Ergebnis einer Cost Containment Reserve (CCR) nahekommt und bei starken Preisausschlägen automatisch oder zumindest vorhersehbar zusätzliche Mengen in den Markt geben könnte.

Die Grundidee einer Cost Containment Reserve unterscheidet sich dabei von der MSR. Die MSR ist ein mengenbasiertes Instrument, das auf die Gesamtzahl der im Umlauf befindlichen Zertifikate (TNAC) reagiert und damit vor allem auf Über- oder Unterliquidität im Markt zielt. Eine CCR würde demgegenüber preisbasiert funktionieren und explizit auf die Begrenzung sehr hoher Preise oder starker Preisvolatilität abzielen. Borghesi et al. (2023) heben diese Spannung zwischen MSR und CCR hervor, sollten diese nebeneinander im EU-ETS-1 integriert sein, was zu Inkonsistenzen in der Funktionsweise der Mechanismen führen würde. Eine Beibehaltung der MSR als Stabilitätsmechanismus

spricht daher gegen die zusätzliche Steuerung der Angebotsmenge über einen Mechanismus, der durch den EUA-Preis getriggert wird.

Gleiches gilt für die Einführung eines starken Preistriggers innerhalb der MSR. Erstens wäre der Trigger prozyklisch: Hohe Preise würden zusätzliche Zertifikate freisetzen und damit das Klimaziel gefährden. Zweitens würde er die grundsätzlich regelgebundene Mengensteuerung des EU-ETS-1 unterlaufen und ein politisches Diskretionsfeld öffnen, das die Glaubwürdigkeit des Systems stark und damit unakzeptabel schwächen kann.

Die oben beschriebenen Maßnahmen der Einführung einer Cost Containment Reserve oder von Preistriggern für die MSR erscheinen in der Gesamtsicht und mit Blick auf die derzeitige Ausgestaltung des EU-ETS-1 und die dahinterstehenden Motivationen für die Funktionsweise des Gesamtsystems (v.a. mit Blick auf die aktuellen und zukünftigen Funktionalitäten der MSR in ihrer derzeitigen Ausgestaltung) als nicht sinnvoll.

6.3. Preiskorridore

Die Preisbildung im EU-ETS-1 erfolgt durch den Handel der Emissionsberechtigungen auf dem Zertifikate-Markt. Dieser wird durch eine Reihe von Faktoren beeinflusst – darunter die Parametrierung von LRF und MSR, die konjunkturelle Entwicklung sowie das Verhalten von Spekulanten. Der Preis ist daher volatil und spiegelt die aktuelle und erwartete Marktsituation wider. Gegenüber einer Preisfestsetzung, wie sie etwa bei einer CO₂-Steuer oder – bis 2025 – im deutschen BEHG erfolgt, ist die schlechtere Planbarkeit ein wesentlicher Nachteil. Der zukünftige CO₂-Preis lässt sich im Investitionskalkül von Unternehmen zwar prognostizieren, aber nicht mit Sicherheit voraussagen. Dies gilt auch für die Entwicklungen in den internationalen Märkten für Energie- oder energieähnliche Güter, die als Grenzvermeidungskosten bisher (Kohle-Gas-Switch) oder zukünftig (CO₂-Abtrennung und Speicherung) die CO₂-Preise maßgeblich beeinflussen. Dies erhöht die Hürde für langfristige Klimaschutzinvestitionen, bei denen Amortisationszeiträume von zehn Jahren und mehr üblich sind. Ein wiederholt diskutierter Reformvorschlag von Pietzcker et al. (2021) setzt an dieser Planungsunsicherheit an: ein Preiskorridor, der eine (dynamische) Ober- und Untergrenze für den ETS-Preis festlegt und so die Preiserwartungen stabilisiert. Er würde starke Preisausschläge begrenzen und die Kalkulierbarkeit für unternehmerische Investitionsentscheidungen verbessern.

Gleichzeitig würde ein solcher Preiskorridor den Einfluss der oben genannten Faktoren beschränken – mit einer Reihe von Konsequenzen. Sollen – wie im Rahmen der anstehenden Revision des EU-ETS – Parametereinstellungen bei LRF, MSR, CBAM, Benchmarks oder der freien Zuteilung justiert werden, wäre auch eine Anpassung der Preisober- und -untergrenzen erforderlich. Dazu müsste eine sehr genaue Abschätzung der Auswirkungen des Zusammenspiels aller Veränderungen erfolgen. Eine zu starke oder zu schwache Anpassung des Korridors würde eigene Effekte auf den Preis und die Erwartungen der Marktteilnehmer auslösen und damit die durch den Preisbildungsmechanismus intendierte Reaktion auf veränderte Marktprozesse verfälschen. Dies gilt schon bei der Erstfestsetzung: Konjunkturelle oder strukturelle Entwicklungen – etwa im Bereich technologischer Dynamik oder der internationalen Brennstoffmärkte – lassen sich zum Zeitpunkt der Festlegung nicht vollständig antizipieren. Stößt der Preis an die Obergrenze des Korridors, indiziert das eine Knappheitssituation. Ein höherer Preis würde gleichzeitig die Attraktivität von Maßnahmen zur Emissionsvermeidung erhöhen. Ohne

ein wirksames Preissignal werden demnach genau jene Lenkungseffekte eingeschränkt, die das Cap-and-Trade-System beabsichtigt.

Angesichts der Fehleranfälligkeit bei der Festsetzung der Korridorgrenzen und der Beschränkung der Marktdynamik erscheinen Preiskorridore nicht als geeignete Lösungen zur Erhöhung der Planungssicherheit im EU-ETS, zumal dies ein grundsätzliches Spannungsverhältnis zwischen Preis- und Mengensicherheit zur Folge hätte. Während die Festsetzung des Caps mit den politisch beschlossenen THG-Reduktionszielen kalibriert werden kann, droht bei einer Preisbeschränkung ein Über- oder Unterschießen. Das Cap müsste faktisch gelockert oder verschärft werden – etwa durch gezielte Anpassungen der Auktionsmenge oder der MSR-Parameter. Das gefährdet die ökologische Zielgenauigkeit des Systems. Auch dies spricht dafür, die Mengensteuerung über das Cap als entscheidende Zielgröße beizubehalten und das Zusammenspiel von LRF und MSR wie oben beschrieben zur Feinsteuerung einzusetzen.

7. Flexibilisierung der Verpflichtungserfüllung

7.1. Vorbemerkungen

Gegenstand der in den folgenden Abschnitten diskutierten Sachverhalte ist die Frage, ob Zertifikate aus anderen Regelungsbereichen, d.h. aus dem internationalen Raum bzw. aus dem Bereich der Senken-Politik als Alternative zu den Emissionsberechtigungen des EU-ETS-1 für den Nachweis der dortigen Verpflichtungen (d.h. als sog. Compliance-Instrument) unmittelbar eingesetzt werden können. Damit wird nicht die Frage behandelt, ob Zertifikate aus dem internationalen Raum (d.h. vor allem aus den verschiedenen Mechanismen nach Art. 6 des Paris-Übereinkommens) oder der Senken-Politik grundsätzlich in der EU-Klimaschutzpolitik zur Anwendung kommen können. Diese Frage ist durch den übergreifenden rechtlichen Rahmen des EU-Klimaschutzgesetzes derzeit abschließend beantwortet und auch nicht Gegenstand der anstehenden Review- und Revisionsprozesse zum EU-ETS-1. Für die Erfüllung des Klimaziels 2050 bildet die einheimische Zielerfüllung die (rechtliche) Grundlage, für das Zwischenziel 2040 (mit einem Hochlauf wahrscheinlich ab 2035) ist ein Zielerfüllungsbeitrag internationaler Zertifikate von bis zu 5 Prozentpunkten der Basisemissionen von 1990 möglich. Mit der Definition der EU-Ziele als Netto-Ziele (d.h. einschließlich der Beiträge von CO₂-Senken) ist die Einbeziehung von Senken-Beiträgen für die Gesamtziele inhärent zulässig, unterliegt aber auch separaten Zielen und Umsetzungsinstrumenten (zu den diesbezüglichen Details vgl. Kapitel 3.1).

Ob diese Ansätze ökonomisch und (geo-) politisch richtig sind, ist in den unterschiedlichen wissenschaftlichen Disziplinen sowie im politischen Bereich teilweise stark umstritten. Diese Debatte ist aber nicht Gegenstand der hier vorliegenden Untersuchung. Es geht an dieser Stelle allein um die Frage, ob die direkte Nutzung von internationalen Emissions- oder Emissionsminderungs- bzw. internationalen oder EU-Senken-Zertifikaten als Compliance-Instrument, also zur Erfüllung der Pflicht zur Zertifikatsabgabe möglich sein soll oder nicht. Effektiv resultiert aus der Möglichkeit des Einsatzes als Compliance-Instrument eine Vergrößerung der Gesamtmenge zulässiger Emissionen, also eine indirekte Ausweitung des Caps im EU-ETS-1. Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund der Tatsache herauszustellen, dass Beiträge von Senken- bzw. internationalen Zertifikaten bereits bei der Festlegung des Caps für den EU-ETS-1 Berücksichtigung finden (vgl. Kapitel 5.2).

Der Einsatz von internationalen Emissions- oder Emissionsminderungs- bzw. internationalen oder EU-Senken-Zertifikaten als Compliance-Instrumente des EU-ETS-1 muss deshalb mit dem übergeordneten Regelwerk der EU-Klimapolitik harmonisiert werden. Während der Beitrag von Senken in der EU zur Erfüllung der Klimaziele nach 2030 grundsätzlich nicht beschränkt ist, ist die Zahl der insgesamt nutzbaren internationalen Zertifikate zumindest mengenseitig klar und eindeutig begrenzt, so dass die Nutzung als Compliance-Instrument des EU-ETS-1 in jedem Fall begrenzt werden müsste. Dies würde die Einführung entsprechender Detailregelungen notwendig machen, an welchem Punkt des Systems und wie diese Begrenzung durchgesetzt werden soll. Gleiches gilt für Verantwortungs- und letztlich auch Haftungsfragen mit Blick auf die Qualität der jenseits von Emissionsberechtigungen des EU-ETS-1 eingesetzten Zertifikate.

7.2. Internationale Zertifikate

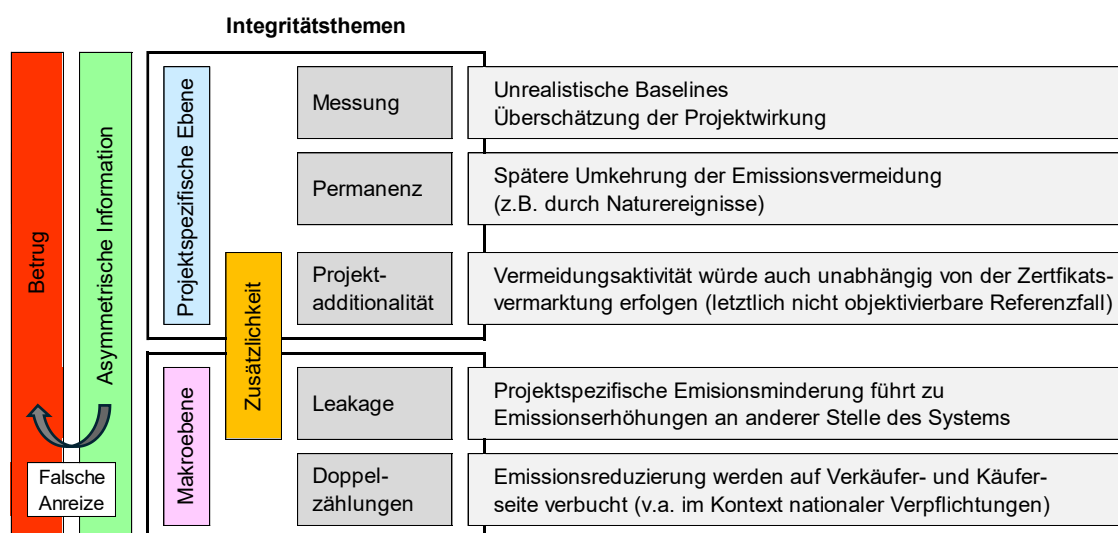
Ausgangspunkt

Grundsätzliches Ziel der Verwendung internationaler Emissions-, Emissionsminderungs- oder Senken-Zertifikate unter Artikel 6 des Pariser Übereinkommens ist im Wesentlichen eine Realisierung von Effizienzgewinnen auf globaler Ebene und der daraus resultierenden Kosteneinsparungen: Emissionsreduktionen sollen dort realisiert werden, wo die Grenzvermeidungskosten am geringsten sind, was die globale Kosteneffizienz des Klimaschutzes zumindest bei statischer Betrachtung erheblich verbessern könnte. Artikel 6 soll auch zur Transformation des Verkäuferlandes beitragen, einen Beitrag zur Finanzierung von Anpassungsmaßnahmen liefern und die globalen Minderungsanstrengungen erhöhen (Schneider et al. 2026). Damit geht der Mechanismus deutlich über reines Offsetting hinaus, wie dies z.B. unter dem Kyoto Protokoll mit dem Clean Development Mechanism (CDM) der Fall war. Angesichts der teilweise problematischen Erfahrungen mit Vorgängerinstrumenten (CDM, JI) ist noch unklar, ob die generierten Zertifikate tatsächlichen und zusätzlichen Emissionsminderungen entsprechen und zu welchen Preisen hochwertige Zertifikate gehandelt werden.

Herausforderungen

Jenseits einer abstrakten oder narrativen Diskussion bestehen bei der Umsetzung von internationalen Projekten jedoch auch Risiken, die teilweise struktureller Natur sind und deswegen auch nicht durch einfache administrative Maßnahmen vermieden bzw. begrenzt werden können (Fuchs et al. 2026). Die Abbildung 7-1 vermittelt einen Eindruck über die verschiedenen Facetten dieser Risiken, ohne dass diese hier weiter diskutiert oder eingeordnet werden sollen.

Abbildung 7-1: Risiko-Taxonomie der internationalen Emissionsgutschriften



Quelle: Fuchs et al. (2026)

Diese Risiko-Übersicht beruht nicht auf allein theoretischen Überlegungen und Bewertungen, sondern ist auch Ergebnis der praktischen Erfahrungen mit der Nutzung internationaler Zertifikate als Compliance-Instrument in unterschiedlichen

Mengensteuerungssystemen. Im Kontext des EU-ETS-1 betrifft dies die große Menge von CDM- und JI-Gutschriften sehr fragwürdiger Qualität vor allem in der zweiten Periode, die die Preisbildung im EU-ETS-1 in diesem Zeitraum massiv verzerrt haben. Eine ähnliche Situation, bis hin zu groben Betrugsfällen ergab sich im Kontext des im Jahr 2009 eingeführten sog. Treibhausgas-Quotenmodells für den Kraftstoffsektor in Deutschland (Deutscher Bundestag 2024d; 2024e), die ebenfalls zu einem massiven Preisverfall für THG-Quotenzertifikate führte.

Cames et al. (2016) fanden, dass drei Viertel aller CDM-Gutschriften nicht zusätzlich waren und nicht die versprochenen Minderungen erbracht haben. Eine Tonne CO₂, die durch ein CDM-Projekt „reduziert“ wurde, entsprach damit keineswegs einer Tonne CO₂, die im Inland reduziert wurde. In einigen Fällen schuf der Mechanismus sogar perverse Anreize, mehr zu emittieren. So steigerten Unternehmen bewusst die Produktion des Treibhausgases HFCKW-22, um das Nebenprodukt HFC-23 abzuscheiden und zu zerstören und dafür CDM-Gutschriften zu verkaufen. In der Folge waren die Preise ab 2009 im EU ETS-1 stark eingebrochen und die Anreize für Emissionsminderungen in der EU stark erodiert (Hermann und Matthes 2012).

Die Preise für die THG-Quote sanken im Zuge unter Betrugsverdacht stehender Biodieselimporte und vor allem betrügerischer Emissionsminderungsprojekte in China (Upstream Emission Reduction – UER) von Werten um 400 €/t CO₂ im Jahr 2022 auf Werte von unter 100 €/t CO₂ (Klima-Quote.de 2026), das Volumen dieser Betrugsprojekte erreichte eine Größenordnung von 4,5 Mrd. € (Deutscher Bundestag 2024b).

Auch wenn auf politischer Ebene die Nutzung „hochwertiger“ internationaler Zertifikate postuliert wird, ist bisher völlig offen, über welche Zuständigkeiten, Methoden und Verfahren diese Qualität abgesichert werden kann, insbesondere wenn die Nutzung als Compliance-Instrument, d.h. auf dezentraler Ebene erfolgen soll. Insbesondere gilt dies für die Methoden, die im auf Konsens orientierten Kontext der Vereinten Nationen entwickelt und verbindlich gemacht werden. Die aktuellen Erfahrungen mit entsprechenden Methodenfestlegungen im Rahmen des Art. 6 des Paris-Übereinkommens (Box 7-1) unterstreichen dies nachdrücklich.

Box 7-1**Aktuelle Beispiele zu Art. 6-Projekten**

Bislang wurden zwei Methoden für die Nutzung von Artikel 6.4 des Pariser Abkommens offiziell anerkannt. Die Methoden umfassen zum einen Emissionsminderungen durch die Nutzung von Deponiegas (AMM-001) und zum anderen Minderung von N₂O-Emissionen in der Salpetersäureproduktion (AMM-002). Die Methoden wurden im Oktober 2025 und im Mai 2026 jeweils für einen Zeitraum von fünf Jahre anerkannt. Die Emissionsminderungen, die unter Artikel 6.4 anerkannt werden, gelten als permanente Minderungen und werden als „keinem Risiko der Umkehrung unterliegend“ eingestuft (UNFCCC 2025; 2026).

Die Grundprinzipien beider Methoden sind nicht neu und gehen auf Methoden zurück, die bereits unter dem CDM anerkannt waren.

Für beide Methoden hat das UNFCCC ausführliche sogenannte Mechanismus-Methodenpapiere veröffentlicht. Darin wird detailliert beschrieben, welche Emissionsminderungen unter der jeweiligen Methode angerechnet werden können, wie

Zusätzlichkeit nachgewiesen werden muss, wie Referenzemissionen berechnet werden sollen, wie die Verschiebung von Emissionen verhindert werden soll und wie die Doppelzählung von Emissionsminderungen vermieden werden soll.

Die Methode AMM-001 zur Nutzung von Deponiegas umfasst beispielsweise die Verbrennung von Deponiegas zur Strom- oder Wärmeerzeugung sowie die Einspeisung ins Erdgasnetz. Emissionen werden dabei entweder durch Methanzerstörung gemindert oder durch die Substitution treibhausgasintensiverer Stromproduktion (UNFCCC 2025). Das Methodendokument enthält keine direkten Benchmark-Werte, da diese von verschiedenen projektspezifischen Faktoren abhängen (z.B. Deponiegröße, Abfallzusammensetzung, Strommix etc.). Die Deponiegasnutzung ist seit vielen Jahren Standard in Deutschland. Mit dem EEG wurde bereits im Jahr 2000 eine Förderung der Deponiegasnutzung eingeführt. Die Vermeidungskosten sind gering, es handelt sich um keine transformative Technologie.

Die Methode AMM-002 zur Minderung von N₂O Emissionen bei der Salpetersäureproduktion umfasst die Einführung, Wiederinbetriebnahme, und Verbesserung von Maßnahmen zur Vermeidung von Lachgasemissionen während der Salpetersäureproduktion. Für Anlagen mit neuer oder mit wieder in Betrieb genommener Vermeidungstechnik wird ein Benchmark von 1,06 t CO₂ Äqu. / t HNO₃ festgelegt. Für Anlagen, die bereits über eine Vermeidungsanlage verfügen und diese lediglich verbessern, gilt ein niedrigerer Wert von 0,16 t CO₂ Äqu. / t HNO₃.⁹ In der EU ist für die Periode 2026 bis 2030 ein Benchmark für den EU-ETS-1 von 0,151 t CO₂-Äqu. / t HNO₃ vorgesehen (EC 2026b; UNFCCC 2026). Dieser Wert liegt deutlich unter dem höheren Benchmark-Wert der Methode nach Artikel 6.4. Die Differenz birgt das Risiko einer Verschärfung des Carbon-Leakage-Risiko insbesondere in der europäischen Chemieindustrie, da insbesondere neue Konkurrenzanlagen im Ausland sieben Mal so viele Credits unter Artikel 6 im Vergleich zur freien Zuteilung im EU-ETS-1 erhalten.

Fazit und Empfehlung

Vor dem Hintergrund der bisher gemachten Erfahrungen sollten Emissionsminderungen aus außereuropäischen Projekten und Systemen nicht als Compliance-Instrumente in das Emissionshandelssystem der EU integriert werden. Die „zentrale“ Nutzung solcher Emissionszertifikate bei der Festlegung des Caps für den EU-ETS-1 vermeidet zwar nicht die grundsätzlichen Risiken einer Nutzung von internationalen Zertifikaten, erleichtert aber eine fokussierte Qualitätskontrolle, die schnelle Umsetzung von Korrekturmaßnahmen und leistet durch die entfallende Notwendigkeit von zusätzlichen Kontroll-, Begrenzungs- und Haftungsregelungen auf Unternehmensebene auch einen Beitrag zur Vermeidung weiterer prozeduraler Komplexitäten im EU-ETS-1.

⁹ Die Benchmarks wurden mit einem GWP von 265 kg CO₂ / kg N₂O umgerechnet. In der Methode AMM-002 sind die Benchmarks in kg N₂O / t HNO₃ angegeben und betragen 3,99 kg N₂O / t HNO₃ bzw. 0,6 kg N₂O / t HNO₃.

7.3. Senken-Zertifikate

Einleitung und grundsätzliche Optionen

In der EU-ETS-Richtlinie ist vorgesehen, dass die EU-Kommission bis zum 30.07.2026 einen Bericht und ggf. Vorschlag zur Einbindung von negativen Emissionen vorlegt (Art. 30 (5) EU ETS-RL). Teilweise wird dies als Einbeziehung von Senken-Zertifikaten in Form von Offsets rezipiert. Ähnliche Regelungen wurden im neuseeländischen ETS getroffen, in dem Waldbesitzer für Aufforstung Zertifikate generieren können und bei einer Ernte des Waldes entsprechend Zertifikate abgeben müssen (ICAP 2024). Die Regelungen im neuseeländischen ETS verdeutlichen bereits, eine zentrale Herausforderung der emissionsseitigen Bewertung von Senken. Dafür sind zwei Komponenten zu berücksichtigen, Emissionen können eingebunden, aber auch wieder freigesetzt werden. Beide Aspekte gilt es zu berücksichtigen.

Die (bisherige) Formulierung in der EU-ETS-Richtlinie zu negativen Emissionen ist jedoch relativ offen. Eine Berücksichtigung von negativen Emissionen kann auf viele verschiedene Weisen geschehen. Dabei sind drei verschiedene Optionen zu unterscheiden:

1. Direkte Zulassung von Senken-Zertifikaten als Compliance-Instrumente.
2. Indirekte Berücksichtigung durch eine Finanzierung von Senken-Projekten durch Auktionseinnahmen, bzw. Aufkauf von Senken-Zertifikaten mit Auktionseinnahmen (inkl. Innovationsfonds).
3. Erweiterung des Anwendungsbereichs der EU-Emissionshandelsrichtlinie auf die Einbindung und die Freisetzung von biogenen Emissionen (dies würde dann über einen Emissionsfaktor größer Null für biogene CO₂-Emissionen umgesetzt).

Als Einschränkung ist zu berücksichtigen, dass nach §4(5)b EU-KlimaG nur „dauerhafter Entnahmen in der Union“ im EU-ETS berücksichtigt werden sollen. Dies verdeutlicht, dass für temporäre Kohlenstoffeinbindungen andere Anreizsysteme als eine Berücksichtigung im EU-ETS gefunden werden müssen.

Zusätzlich ist darauf zu achten, dass bei Nutzung von Emissionsminderungen aus Senken im Bereich der – zukünftig wie auch immer gestalteten – Senkenziele bzw. -verpflichtungen in der EU-Klimaschutzarchitektur Doppelzählungen ausgeschlossen werden.

Unterschiede zwischen technischen und natürlichen Senken

Grundsätzlich ist bei negativen Emissionen zwischen technischen Senken (BioCCS, DACCS) und natürlichen Senken (z.B. aus Wäldern oder landwirtschaftlichen Flächen) zu unterscheiden. Bei BioCCS wird biogenes CO₂ aus der Verbrennung (Biomassekraftwerke) oder aus prozessbedingten Emissionen (Biogasaufbereitung, Ethanolproduktion) abgeschieden und dann eingespeichert. DACCS bezeichnet den Prozess der direkten Entnahme von CO₂ aus der Atmosphäre und anschließender Speicherung. Im Vergleich zu den natürlichen Senken sind die Herausforderungen bei diesen technischen Senken geringer:

- Technische Senken zeichnen sich in der Regel durch eine dauerhafte Einspeicherung des CO₂ aus (BioCCS, DACCS).¹⁰ Auch die gespeicherte Menge CO₂ kann mit hoher Genauigkeit ermittelt werden. Im Gegensatz dazu sind natürliche Senken in der Regel temporär und Quantifizierungen haben hohe Unsicherheiten.
- Für eine vollständige Erfassung müssen alle Emissionen, die durch den Betrieb der Anlage entstehen, einbezogen werden. Dazu gehören neben den direkten Emissionen aus Abscheidung, Transport und Speicherung auch mögliche Leckagen über die Lebensdauer der Anlage. Zum Beispiel können bei der Biogasproduktion umfangreiche Emissionen in der Vorkette auftreten (Einsatz von Mineraldünger, Betrieb von landwirtschaftlichen Maschinen). Eine Möglichkeit wäre dies Leakage Emissionen über Diskontierungsfaktoren zu berücksichtigen.

Anlagen zur dauerhaften Speicherung von CO₂ sind weiterhin erst in der Pilotphase und Kosten pro gespeicherter Tonne CO₂ sind deutlich höher als der ETS-Preis (Mendelevitch et al. 2026). Daher sind in jedem Fall spezielle Förderinstrumente notwendig, damit die Projekte umgesetzt werden können (vergleiche Abschnitt 11.5.5).

Herausforderungen bei natürlichen Senken

Im Bereich der natürlichen Senken (z.B. Aufforstung, Aufbau von Bodenkohlenstoff) bestehen vier zentrale Probleme, die einer direkten Berücksichtigung im EU-Emissionshandel im Wege stehen:

- In der Regel handelt es sich nur um eine temporäre Kohlenstoffeinbindung. Durch Ernte des Waldes oder natürliche Störungen (Waldbrand, Sturm, Borkenkäfer) können die Kohlenstoffeinbindungen sehr schnell wieder freigesetzt werden. Durch den Klimawandel nimmt die Häufigkeit und die Intensität der Störungen tendenziell zu. Wenn Anlagenbetreiber ihre fossilen Emissionen mit temporären Senken-Zertifikaten abdecken dürften, müssten diese jedoch über Jahrhunderte regelmäßig ersetzt werden. Weil es sehr unwahrscheinlich ist, dass Anlagenbetreiber diesen Verpflichtungen über so lange Zeiträume nachkommen würden, ist ein direktes Zulassen von temporären Senken-Zertifikaten im EU-Emissionshandel nicht sinnvoll.
- Viele Senkenprojekte weisen nur eine begrenzte Zusätzlichkeit auf (limited additionality) und es stellt sich das Problem von Carbon-Leakage. Würde zum Beispiel in Deutschland in großem Maße Ackerflächen aufgeforstet, könnte dies bei konstanter Nachfrage nach Nahrungsmitteln zu einer zusätzlichen Nachfrage nach Ackerland z.B. im Amazonas-Gebiet führen und dort die Entwaldung beschleunigen (vergleiche die entsprechende Debatte zu Biotreibstoffen, z.B. in Valin et al. (2015)). Global betrachtet könnten durch eine Aufforstung von Ackerflächen in Deutschland die Emissionen sogar ansteigen.
- Im Vergleich zu den sehr hohen Monitoring-Standards im EU-ETS-1 für die bisher einbezogenen Emissionsquellen sind die Unsicherheiten bei der

¹⁰ Mit Biokohle (BioChar) kann Kohlenstoff zwar über einen längeren Zeitraum (auch im Boden) gebunden werden. Ein vergleichbares Niveau der dauerhaften Speicherung wie bei CCS wird aber nicht erreicht. Daher sollten BioChar-Projekte im Folgenden wie natürliche Senken behandelt werden.

Quantifizierung der Einbindung von Kohlenstoff in natürlichen Senken deutlich größer und können auch mit besseren Methoden nur begrenzt reduziert werden.

- Es gibt im LULUCF- bzw. zukünftig im allgemeiner gefassten Senken-Bereich eigene Ziele, die zusätzlich zu den Emissionsminderungszielen im EU-ETS-1 und im EU-ETS-2 erreicht werden sollen. Eine reines „Offsetting“ von Emissionen aus dem EU-ETS ist also nicht zielführend. Außerdem sollte vermieden werden, dass „Emissions Deterrence“ auftritt. Dieser Effekt tritt auf, wenn der Preis im EU-ETS-1 durch billige Offset-Zertifikate aus natürlichen Senken nach unten gedrückt wird und damit der Anreiz für Emissionsreduktionen in den EU-ETS-Sektoren reduziert wird (WPKS 2023).

Exkurs: Die Behandlung von Biomasse im EU-ETS, Emissionsfaktor von null

Die Rolle von natürlichen Senken im EU-Emissionshandel hängt auch mit dem für Biomasse im Emissionsmonitoring des verwendeten Emissionsfaktor zusammen. In der Vergangenheit war für die Verbrennung von Biomasse im EU-ETS-1 ein Emissionsfaktor von null festgelegt. Mit der Anfang 2023 in Kraft getretenen Revision der ETS-RL wurden Bedingungen eingeführt, wann dieser Emissionsfaktor von null angewendet werden kann. In der EU-Emissionshandelsrichtlinie wird das Monitoring in Artikel 14 geregelt. Dort wird auf die Nachhaltigkeitsanforderungen für Biomasse nach der RED III verwiesen. Nur wenn eine THG-Emissionseinsparung von mindestens 70% gegenüber eines fossilen Referenzprozesses erreicht wird, kann Biomasse mit einem CO₂-Emissionsfaktor von null berichtet werden. Diese Regelungen galten ursprünglich nur für Biotreibstoffe und wurden jetzt aber auch auf feste Biomassen ausgeweitet. Die 70%-Regelung ist dabei ein ökobilanzieller Ansatz.

Im Kern geht es hinsichtlich des Emissionsfaktors von null für Biomasse um die Frage, wer für die Wiederherstellung der Senkenfunktion aufkommt. Denn wenn ein Wald einfach abgeholzt und nicht wieder aufgeforstet wird, ist die Verwendung eines Emissionsfaktors von null nicht sinnvoll. Es sei auch darauf hingewiesen, dass in den nationalen Treibhausgasinventaren Emissionen aus der Verbrennung von Holz als Emission erfasst werden. Dies geschieht über die Bilanz der Kohlenstoffeinbindung und Freisetzung über Wälder im Inventar im CRF-Sektor-4 (LULUCF). Um Doppelzählungen mit dem CRF-Sektor-4 zu vermeiden, werden biogene Emissionen in den Energiesektoren nicht erfasst. Nur dort gilt im Inventar ein Emissionsfaktor von null für biogene Emissionen. Dies bedeutet, dass die bisherige Anwendung eines Emissionsfaktor von null im Emissionshandel für feste Biomasse nicht aus den Inventarregelungen ableitbar ist. Vielmehr sind Regelungen sinnvoll, die beides berücksichtigen. Sowohl die Freisetzung als auch die Kohlenstoffeinbindung. Das ist aber methodisch eine Herausforderung und geht über die aktuellen Systemgrenzen des EU-ETS-1 hinaus: Dies würde bedeuten, dass für die Freisetzung von biogenen Emissionen grundsätzlich Zertifikate abgegeben werden müssten, für die Einbindung könnten Offset-Zertifikate ausgegeben werden. Eine solche Änderung ist aber methodisch sehr aufwändig und es sind noch viele Fragen offen, z.B. wie dezentrale Biomassenutzung erfasst werden kann und ob und in welchen Umfang das Cap angepasst werden müsste. Daher ist diese Option im Sinne der Vollständigkeit hier mit aufgeführt, wäre aber nur langfristig umsetzbar.

Fazit und Empfehlung

Bei dauerhaften technischen Senken wäre eine direkte Einbeziehung in den EU-Emissionshandel über ein Offset-System möglich (z.B. im Rahmen des § 24a der EU-ETS-RL). Dies gilt aber nicht für natürliche Senken. Vor dem Hintergrund der beschriebenen Herausforderungen sollten natürliche Senken – falls überhaupt – nur indirekt mit dem EU-ETS-1 verbunden werden. Auktionseinnahmen könnten für die Finanzierung des Aufkaufs von Senken-Zertifikaten genutzt werden. Über solche Ankaufprogramme könnte ein definiertes Ziel (ein negatives Cap) für natürliche Senken umgesetzt werden (Option „seperate Cap“ in Edenhofer et al. (2023)). Dies würde über eine staatliche Stelle umgesetzt, die dann im Kern zwei Aufgaben hätte:

- Zum einen wäre es notwendig, regelmäßig Senken-Zertifikate aufzukaufen und dafür können teilweise zusätzliche EUA bereitgestellt werden (Gateway und Umwandlungsstelle). Im Kapitel 6.2 wird dargestellt, dass diese Emissionsberechtigungen des EU-ETS-1 in die MSR eingestellt werden sollten. Das Gateway sollte also so ausgestaltet werden, dass die Ziele im LULUCF Sektor bzw. die zukünftig breiter gefassten Senken-Ziele erreicht werden.
- Zum anderen wäre es die Aufgabe der staatlichen Stelle, temporäre Senken-Zertifikate regelmäßig zu ersetzen.

Grundsätzlich ist festzuhalten, dass eine Einbeziehung von Senken indirekt erfolgen sollte und nicht direkt durch einen Einsatz als Compliance-Instrument (vgl. Kapitel 7.2). Durch die indirekte Einbeziehung z.B. über die Cap-Festsetzung im Kontext der gesamten EU-Klimaschutzarchitektur oder ggf. über die Wiederauffüllung der MSR mit Blick auf die industriellen Residualemissionen kann ein wesentlicher Beitrag dazu geleistet werden, die Komplexität des Systems (hinsichtlich Temporärität/Permanenz, begrenzte Additionalität/Carbon-Leakage, Quantifizierungsunsicherheit, Haftungsfragen etc.) zu reduzieren und andere problematische Effekte zu vermeiden.

8. Grenzmechanismen

8.1. Vorbemerkungen

Das EU-ETS-1 wird in einem internationalen Kontext betrieben, der durch das Fehlen von Emissionsbepreisung in vielen Nicht-EU-Staaten oder zumindest über sehr große Unterschiede der effektiven CO₂-Bepreisung gekennzeichnet ist. Für die verschiedenen Emissionshandelssysteme im internationalen Raum reichte die Bandbreite der nominalen Preise von ca. 10 US-\$/t CO₂-Äqu. (nationales ETS in China) bis knapp 100 US-\$/t CO₂-Äqu. (EU-ETS-1), wobei sich aktuell vier Preisbereiche zeigen. Ein Teil der Emissionshandelssysteme erzeugt Preise von 10 bis 15 US-\$/t CO₂ (chinesische Systeme auf nationaler bzw. Provinz-Ebene, Süd-Korea, US-Ostküstenstaaten), ein Teil Preise im Bereich von 20 bis 30 US-\$/t CO₂-Äqu. (Neuseeland, Kalifornien/Quebec), ein Teil 60 bis 80 US-\$/t CO₂-Äqu. (andere nordamerikanische Systeme, Großbritannien) und das EU-ETS-1 mit den höchsten Preisniveaus von bis zu 100 US-\$/t CO₂-Äqu. (ICAP 2026a). Die Gründe für die unterschiedlichen Preisniveaus sind sehr unterschiedlich und reichen vom Ambitionsniveau und den Anwendungsbereichen über die verfügbaren Emissionsminderungsoptionen und die Marktliquidität bis hin zu Wechselkurspolitiken (v.a. mit Blick auf China). Bei den genannten Preisunterschieden ist weiterhin noch nicht berücksichtigt, dass die verschiedenen Systeme sehr unterschiedliche Ansätze im Bereich der (für die Wettbewerbssituation hoch relevanten) kostenlosen Zuteilung verfolgen. Die Bandbreite reicht hier von nahezu vollständiger kostenloser Zuteilung (China) bis zu Auktionierungsanteilen von 90 bis 100% (US-Ostküste).

Mit diesen Preisunterschieden und den im Zeitverlauf gestiegenen Preisniveaus ergibt sich die Herausforderung von Carbon Leakage für die im internationalen Wettbewerb stehenden Industrien in der EU bzw. den vom EU-ETS-1 erfassten Staaten, durchaus aber auch in Großbritannien. Carbon Leakage entsteht dadurch zunächst nicht durch die Verlagerung von Produktion¹¹ aus dem Anwendungsbereich des EU-ETS-1, sondern nur dann, wenn durch diese Verlagerungen im internationalen Kontext höhere Emissionen entstehen. Insofern ist die Debatte um Carbon Leakage und die Carbon-Leakage-Schutzinstrumente deutlich zu unterscheiden von Standortfragen im allgemeinen Sinne, die sich zum Beispiel aus der Perspektive von Resilienz oder Handelspolitik (inkl. der Verzerrungen durch Wechselkurspolitiken) ergeben. Es können sich damit durchaus Notwendigkeiten der Standortsicherung ergeben, die jenseits des Carbon-Leakage-Problems liegen, für deren Adressierung dann aber Instrumente des Carbon-Leakage-Schutzes nicht konzipiert sind und allenfalls Teilbeiträge leisten können.

Als primärer Mechanismus des Carbon-Leakage-Schutzes für die Europäische Industrie diente bisher die kostenlose Zuteilung von Emissionsberechtigungen. Diese soll ab 2026 schrittweise durch den CO₂-Grenzausgleichsmechanismus (Carbon Border Adjustment Mechanism – CBAM) ersetzt werden, der für den Import ausgewählter Güter zur Anwendung kommt. Einer der Gründe für diese (teilweise) Überführung des Carbon-Leakage-Schutzes in ein anderes Instrument liegt darin, dass die Emissionsminderungsanreize im Kontext kostenloser Zertifikatszuteilungen begrenzt bleiben und die Anreizwirkungen des CO₂-Preises ausgeweitet werden sollten (Erwägungsgrund 11 CBAM-VO). Dies

¹¹ Verlagerung meint damit weniger die physische Verlagerung von Produktionsstätten, sondern vielmehr den Rückgang der Produktion in der EU (der statistisch insbesondere im Bereich der energieintensiven Industrie deutlich zu beobachten ist) zugunsten verstärkter Importe von energie- und emissionsintensiven (Vor-)Produkten.

betrifft insbesondere die über das EU ETS geschaffenen Anreize bezüglich der optimalen Verbrauchsniveaus bzw. für Produktinnovationen, also die im Gesamtsystem wirkenden Emissionsminderungshebel jenseits der Optimierung einzelner Anlagen (vgl. Kapitel 9.1). Die Funktionalität der Carbon-Leakage-Vermeidung im Bereich des Exports europäischer Güter ist jedoch noch nicht geschaffen worden.

Der CBAM ist jenseits der Carbon-Leakage-Vermeidung zunächst kein Instrument der Standortsicherung für industrielle Produktion in Europa, er erzeugt jedoch durchaus auch Spannungsfelder zwischen Carbon-Leakage-Schutz und der Unterstützung der industriellen Transformation zur Klimaneutralität in Europa über den Import von Vorleistungsgütern aus Regionen mit einem größeren und preiswerteren Angebot vor allem erneuerbarer Energien.

Vor diesem Hintergrund werden in diesem Kapitel auch Alternativen bzw. Ergänzungen zum CBAM diskutiert, wie die Grundstoffabgabe oder die allgemeine Zollpolitik.

8.2. Carbon Border Adjustment Mechanism

Überblick

Der Anfang Oktober 2023 mit einer Berichts- und Einführungsphase und seit Anfang Januar 2026 als Verpflichtungsmechanismus wirksam gewordene Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM) hat das primäre Ziel, das durch das EU ETS angereizte Risiko der Verlagerung von Produktionen ins nicht vom EU ETS erfasste Ausland zu verhindern, wenn damit im Ausland zusätzliche Treibhausgasemissionen erzeugt werden. Diese Carbon-Leakage-Vermeidung in einem weltwirtschaftlichen Rahmen, der durch eine weltweit (sehr) unterschiedliche effektive Treibhausgas-Bepreisung geprägt ist, ist zwar das originäre und primäre Ziel des CBAM, es werden aber mit dem CBAM auch Nebenziele verfolgt. Dazu gehört auch und vor allem die Schaffung von Anreizen zur Einführung von Treibhausgas-Bepreisungsinstrumenten und anderen Transformationsmechanismen (Politikdiffusion) wie auch die Unterstützung der industriellen Transformation in anderen Staaten.

Die rechtliche Basis des CBAM ist die CBAM-Verordnung (CBAM-VO), die im Mai 2023 beschlossen wurde und seitdem auch Gegenstand diverser Überarbeitungen war. Auf der Grundlage dieser Verordnung wurde eine Vielzahl von Rechtsakten erlassen, die die gesamte Prozesskette des CBAM (von Regeln für die Berichtserstattung, Monitoring, Verifikation, Akkreditierung bis zu länderspezifischen Standardwerten für Emissionsfaktoren betreffen).¹² Darüber hinaus wurden Regelungen eingeführt, mit denen auf Grundlage der frühen Erfahrungen in der (Berichts-) Hochlaufphase des CBAMs erste Vereinfachungen des Systems vorgenommen worden sind. Diese betreffen vor allem neue De-minimis Grenzen, die Importeure, die jährlich weniger als 50 Tonnen CBAM-Güter einführen von der Berichtspflicht befreien. Zudem werden CBAM-Abgaben erstmalig in 2027 fällig und für Emissionen aus der Vorproduktion wurden vereinfachte Berechnungsmethoden eingeführt (CBAM-VO vom 08.10.2025). Die Diskussion um den Bürokratieaufwand des Systems bleiben weiter evident und es gilt, die Vereinfachungs- und Verschlinkungspotenziale des Systems weiter zu erschließen. Es soll aber gerade

¹² https://taxation-customs.ec.europa.eu/carbon-border-adjustment-mechanism/cbam-legislation-and-guidance_en

vor dem Hintergrund der Hochlauf-Erfahrungen mit ähnlichen Prozessen im Kontext des EU ETS darauf hingewiesen werden, dass höhere Umsetzungskosten vor allem in der Einführungsphase des jeweiligen Systems anfallen und zu erheblichen Teilen auch als Einmalaufwendungen entstehen. Die Transaktionskosten werden sich nach der Einschwingphase des Systems mit hoher Sicherheit in einem vertretbaren Rahmen halten.

Einige der notwendigen Rechtsakte (z.B. hinsichtlich der Regularien bezüglich der Verrechnung nationaler CO₂-Bepreisungssysteme) befinden sich im Prozess bzw. in Konsultationserfahren.¹³ Schließlich hat die Europäische Kommission zahlreiche Guidance-Dokumente und Hilfsmittel zur Umsetzung der CBAM-Verpflichtungen zur Verfügung gestellt. Die in Deutschland für die Umsetzung des CBAM zuständige Stelle ist die Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt.

Tabelle 8-1: Vom CBAM einbezogene Güter nach Kategorie

Aggregierte Güterkategorie	Anzahl der einbezogenen Güter	Sektor	Einbezogene Emissionen
Elektrischer Strom	1	Strom	CO ₂ (indirekt & direkt)
Kalziniertes Ton	1	Zement	CO ₂ (indirekt & direkt)
Zementklinker	1	Zement	CO ₂ (indirekt & direkt)
Zement	3	Zement	CO ₂ (indirekt & direkt)
Tonerdezement	1	Zement	CO ₂ (indirekt & direkt)
Salpetersäure	1	Düngemittel	CO ₂ (indirekt & direkt) und N ₂ O
Ammoniak	2	Düngemittel	CO ₂ (indirekt & direkt)
Mischdünger	20	Düngemittel	CO ₂ (indirekt & direkt) und N ₂ O
Harnstoff	4	Düngemittel	CO ₂ (indirekt & direkt) und N ₂ O
Sintererz	1	Eisen und Stahl	CO ₂ (direkt)
Roheisen	7	Eisen und Stahl	CO ₂ (direkt)
Ferromangan	3	Eisen und Stahl	CO ₂ (direkt)
Ferrochrom	5	Eisen und Stahl	CO ₂ (direkt)
Ferronickel	1	Eisen und Stahl	CO ₂ (direkt)
Direktreduziertes Eisen (DRI)	2	Eisen und Stahl	CO ₂ (direkt)
Eisen oder Stahlerzeugnisse	421	Eisen und Stahl	CO ₂ (direkt)
Rohstahl	38	Eisen und Stahl	CO ₂ (direkt)
Aluminium in Rohform	5	Aluminium	CO ₂ (direkt) und PFC
Waren aus Aluminium	53	Aluminium	CO ₂ (direkt) und PFC
Wasserstoff	1	Chemikalien	CO ₂ (direkt)
Summe	571		

Quellen: Anhang 1 der CBAM-VO, Öko-Institut

Im Rahmen von CBAM müssen Importeure künftig über die Verpflichtung zum Erwerb von sog. CBAM-Zertifikaten ein Äquivalent für die Kosten der Emissionsberechtigungen des EU ETS entrichten, das sich aus den für die Produktion der importierten Güter veranschlagten Treibhausgasemissionen ergibt (CBAM-VO). In der aktuellen CBAM-Verordnung werden dabei unterschiedliche Systemgrenzen für die Ermittlung der den vom CBAM erfassten (Import-) Güter zuzurechnenden Emissionen definiert. Ganz überwiegend werden dabei bisher die direkten Emissionen erfasst (die CO₂-Last des bei der Produktion eingesetzten Stroms wird dabei meist nicht erfasst), nur für einige Güter (Zement und Düngemittel) werden auch die indirekten Emissionen mitberücksichtigt (Tabelle 8-1). Die Abgabeverpflichtung für die CBAM-Zertifikate verringert sich, wenn für die

¹³ https://taxation-customs.ec.europa.eu/carbon-border-adjustment-mechanism/cbam-legislation-and-guidance_en

Produktion der jeweiligen Güter in den Herkunftsländern CO₂-Bepreisungssysteme wirksam werden. Die bereits vom CBAM erfassten Güter repräsentieren derzeit einen Importwert von rund 100 Mrd. € (CEU 2026).

Ab 2028 soll der CBAM auf weitere 180 Güter ausgeweitet werden. Diese Erweiterung umfasst nachgelagerte Produkte des mit hohem Eisen-, Stahl- und Aluminiumanteil, wobei einige diesbezüglich wichtige Produkte (wie z.B. Pkw) nicht zu den zusätzlich aufgenommenen Gütern (Tabelle 8-2). Die zusätzlich in den Anwendungsbereich des CBAM aufgenommenen Güter haben derzeit einen Importwert von rund 55 Mrd. € (CEU 2026). In einer späteren Phase soll überprüft werden, ob der CBAM nochmals erweitert werden kann bzw. werden sollte. Dies betrifft sowohl die Einbeziehung weiterer Güter als auch die Berücksichtigung (zusätzlicher) indirekter Emissionen.

Tabelle 8-2: Vorschlag der Europäischen Kommission zur Erweiterung der vom CBAM ab 2028 einbezogenen Güter nach Kategorie

Aggregierte Güterkategorie	Anzahl der einbezogenen Güter	Sektor	Einbezogene Emissionen
Zusammengesetzte Metallwaren	34	Industriemaschinen und Werkzeugmaschinen	CO ₂ und PFC
	39	Fahrzeuge und Fahrgestelle	CO ₂ und PFC
	28	Metallwaren und Fertigung	CO ₂ und PFC
	21	Fahrzeugkomponenten und -systeme	CO ₂ und PFC
	18	Haushaltsgeräte und Konsumgüter	CO ₂ und PFC
	17	Bau- und Hebeausrüstung	CO ₂ und PFC
	7	Motoren, Antriebe und Stromerzeuger	CO ₂ und PFC
	6	Elektrik- und Elektronikkomponenten	CO ₂ und PFC
	5	Medizin-, Labor- und Sicherheitsgeräte	CO ₂ und PFC
	5	Landwirtschafts- und Gartengeräte	CO ₂ und PFC
Summe	180		

Anmerkung: Die Berücksichtigung von PFC (Perfluorierte Kohlenwasserstoffe) betrifft nur Güter mit Aluminiumanteil.
 Quelle: CEU (2026) und EC (2025c)

Bereits seit Beginn der Übergangsphase im Jahr 2023 müssen Importeure über die grauen Emissionen eingeführter CBAM-Güter berichten. Sie können hierfür entweder Standardwerte oder tatsächlichen Emissionswerte verwenden. Im Januar 2026 begann die Regelphase von CBAM mit Abgabepflicht für CBAM-Zertifikate. Bislang sind jedoch noch einige wichtige Fragen zur Ausgestaltung bzw. Weiterentwicklung des Systems offen.

Diese Fragen betreffen einerseits die Möglichkeiten, mit denen das System umgangen oder hinsichtlich seiner angestrebten Wirkungen ausgehebelt werden kann oder mit denen Wirkungslücken geschlossen werden können. Zu nennen sind hier erstens das sog. Resource Shuffling und das Downstreaming der Wertschöpfungsketten. Zweitens ist die Anrechnung von sehr unterschiedlich konzipierten bzw. ausgestalteten Treibhausgas-Bepreisungssystemen in den Herkunftsländern eine komplexe Herausforderung. Und drittens müssen Lösungen für die Behandlung von Exporten aus den Staaten des EU ETS gefunden werden. Für alle diese Bereiche existieren im Grundsatz Lösungsansätze. Zumindest mit einigen dieser Lösungsansätze entstehen jedoch Spannungsfelder zu den unterschiedlichen Zielen des CBAM (Vermeidung von Carbon Leakage,

Unterstützung der Transformation im Ausland, Beiträge zur Politikdiffusion) oder anderen strategischen Zielen der Europäischen Union (Neustrukturierung der industriellen Basis in Europa durch den Import klimafreundlicher Vorprodukte oder industrielle Resilienzpolitik). Notwendig sind damit einerseits strategische Grundsatzentscheidungen, andererseits aber auch die systematische Weiterentwicklung des Systems auf der Grundlage der sich im Zeitverlauf verbessernden empirischen Evidenz und die konzeptionelle Ermöglichung stetiger und Disruptionen vermeidender Lern-, Überprüfungs- und Revisionsprozesse. Insofern folgt der CBAM dem Grundansatz des EU ETS, der ja mit seiner Strukturierung in Perioden genau diese Lern- und Revisionsprozesse auf Basis regelmäßiger Überprüfungen ermöglicht und für den dies in den vergangenen 20 Jahren auch umgesetzt wurde.

Resource Shuffling

Resource Shuffling beschreibt den verstärkten Export von emissionsarmen Waren in den Geltungsbereich des EU ETS, ohne dass sich die Gesamtemissionen für die Herstellung der jeweiligen Produkte in den Herkunftsländern verringern. Dabei werden die emissionsarmen Produkte gezielt für den EU-Markt bereitgestellt, während emissionsintensiveren Produkte im Inland verbleiben oder in Staaten mit schwächeren Klimavorschriften exportiert werden. So blieben die Treibhausgasemissionen in den Exportländern unverändert, wodurch die Wirkung von CBAM ausgehebelt wird.

Resource Shuffling kann sich auf unterschiedliche Weise manifestieren, zum Beispiel durch

- das Umlenken von Handelsströmen: Bestehende emissionsarme Produktionsanlagen, deren Produktion für den Export in die EU umgelenkt wird oder neue, nicht zusätzliche emissionsarme Produktionsanlagen, die für den Export in die EU genutzt werden, ohne dass alte, weniger effiziente Produktionsanlagen mit höherer Emissionsintensität stillgelegt werden.
- das Erhöhen von Schrottanteilen: Die Zuweisung von Produkten für den Export in die EU mit einem höheren Anteil an Schrott oder recycelten Materialien in der Produktion, wodurch die grauen Emissionen eines Produkts reduziert werden.

Resource Shuffling stellt eine potenzielle Gefahr für die Wirksamkeit des CBAM dar. Wenn CO₂-arme Produkte leicht umgeleitet werden können, um die Nachfrage nach CBAM-Gütern in der EU zu bedienen, besteht das Risiko, dass Unternehmen in Drittstaaten ihre Produkte entweder zu niedrigeren Preisen als europäische Wettbewerber anbieten, weil sie ohne CO₂ Kosten anbieten können und EU-Hersteller aus dem Markt drängen oder ihre Produkte zu höheren Preisen verkaufen um dadurch unerwartete Zusatzgewinne (Windfall Profits) zu erzielen. In beiden Fällen wird die Wettbewerbsfähigkeit europäischer Unternehmen geschwächt, ohne dass globale Emissionen sinken. Im Gegenteil, es kann sogar zu einem Anstieg an Emissionen kommen, wenn die Produktionskapazitäten in Regionen mit weniger ambitionierten Klimazielen verlagert wird (Carbon Leakage).

Damit kann unzweifelhaft die Wirksamkeit des Carbon Leakage Schutzes durch den CBAM gefährdet werden. Die möglichen Gegenmaßnahmen haben unterschiedliche Ansatzpunkte und Implikationen. In einem ersten Vorschlag zur Begrenzung dieses Risikos soll die Kommission bestimmte Kombinationen aus Herkunftsland und Gut als „hohes

Risiko“ einzustufen dürfen (EC 2025c). Importeure dieser Waren müssen dann nachweisen, dass kein Resource Shuffling stattgefunden hat, sonst kann die Nutzung tatsächlicher Emissionswerte (auf Anlagenebene) eingeschränkt werden. Diese Optionen führt für eine umfassende Wirksamkeit naturgemäß zu einem hohen Verfahrensaufwand. Eine andere Option wäre die grundsätzliche oder konditionierte Orientierung des CBAM auf unternehmens- oder landesspezifische oder ggf. sogar globale Standardwerte für die produktspezifischen Emissionen vorstellbar. Dieser Ansatz würde jedoch dem Ziel zuwiderlaufen, dass der CBAM auch die industrielle Transformation in den Herkunftsländern anreizen soll. Gleichzeitig könnte die Strategie, der industriellen Transformation in der EU (auch) über die Importe grüner Vorprodukte nach Europa (Wasserstoff, Ammoniak, grüner Eisenschwamm) anzustreben, konterkariert werden. Auch die Einführung von Zusätzlichkeitsnachweisen wird diskutiert, wobei hier wiederum die typischen Problematiken der Bestimmung adäquater und handhabbarer Baselines entstehen. Konkrete Regelungsvorschläge für den Umgang mit Resource Shuffling liegen noch nicht vor, werden aber zeitnah erwarten bzw. sind zeitnah notwendig.

Downstreaming der Wertschöpfungsketten

Der CBAM setzt zunächst bei den besonders bei den emissionsintensiven Produkten der Grundstoffindustrie bzw. den ersten Weiterverarbeitungsstufen an. Mit vielen der weiteren Verarbeitungsstufen steigt die Komplexität der CBAM-Erfassung und es besteht die Gefahr, dass Anreize entstehen, die Weiterverarbeitung von emissionsintensiven Gütern bis zu derjenigen Stufe zu verlängern, die dann nicht mehr vom CBAM erfasst wird, insbesondere wenn es sich um Weiterverarbeitungen handelt, die mit relativ geringem Aufwand umgesetzt werden können. Vor diesem Hintergrund ist beispielsweise die Ausweitung der dem CBAM unterliegenden Güter ab Anfang Januar 2028 zu verstehen. Zweifelsohne wird sich dieser Prozess fortsetzen (müssen), die Ausbalancierung eines effektiven Carbon-Leakage-Schutzes und der Begrenzung der Komplexität bzw. die Gewährleistung einer möglichst einfachen Handhabbarkeit des Systems bedarf der Gewinnung möglichst umfangreicher empirischer Evidenz.

Anrechnung von Treibhausgas-Bepreisungsinstrumenten

Um Doppelbelastung für Unternehmen unter dem CBAM zu vermeiden können Importeure die Menge der zu erwerbenden CBAM-Zertifikaten verringern, wenn sie nachweisen, dass bei der Produktion im Herkunftsland bereits ein CO₂ Preis gezahlt wurde (Art. 9 der CBAM-VO). Die Festlegung transparenter, robuster und effektiver Kriterien ist von zentraler Bedeutung, da die Vergleichbarkeit von CO₂ Preisen zwischen Drittstaaten und der EU mit erheblichen konzeptionellen und administrativen Herausforderungen verbunden ist. Die Europäische Kommission hat hierzu nach der Durchführung einer Evidenzermittlung (EC 2026g) im Mai 2026 ein Konsultationsverfahren zu einem entsprechenden Regelungsentwurf eröffnet (EC 2026e). Dieser enthält umfangreiche und sehr differenzierte Detailregelungen zu einer Vielzahl von Themen, die von der grundsätzlichen Berücksichtigungsfähigkeit verschiedener Treibhausgas-Bepreisungsansätze über die Bewertung von kostenlosen Zuteilungen, Ausnahmeregelungen, Rückerstattungen, der Finanzierung von Unterstützungsmaßnahmen aus dem Aufkommen von Treibhausgas-Bepreisungsinstrumenten, der Nutzung von internationalen Zertifikaten sowie den Nachweis der effektiven Zahlung, Wechselkursfragen bis hin zu Standardfaktoren für die Bepreisungsansätze für indirekten Emissionen und allen Facetten von Monitoring, Berichterstattung, Verifikation und Akkreditierung der diesbezüglich relevanten Akteure reichen.

Der vorgelegte Entwurf verdeutlicht, dass auch mit Blick auf die Berücksichtigung von Treibhausgas-Bepreisungssystemen in den Produzentenländern diverse und auch zahlreiche Spannungsfelder zwischen einer adäquaten Berücksichtigung von Bepreisungssystemen im internationalen Raum sowie der Verhinderung von Missbrauch und einem noch handhabbaren System zu berücksichtigen sind. Der vorliegende Entwurf adressiert diese vielfältigen Facetten und schlägt aus heutiger (d.h. weitgehend theoretischer) Sicht pragmatische Ansätze vor. Gleichzeitig lässt der Entwurf erste Rückschlüsse zu, welchen Ansatz die Europäische Kommission in ähnlich gelagerten Handlungsbereichen präferiert. Dies betrifft zum Beispiel die Anerkennung der flexiblen Mechanismen des Klimaschutzabkommens von Paris (UNFCCC 2016 Art. 6 PA), für die jenseits der Anerkennung im Rahmen der UNFCCC keine Zusatzanforderungen gestellt werden sollen.

Exporte

Während der CBAM das Ziel verfolgt, dass die CO₂-Preise für Importe und inländische Produkte im Binnenmarkt gleichwertig sind, erstreckt sich dieser Schutz nicht auf Exporte europäischer Hersteller in Staaten jenseits des Regelungsbereichs des EU ETS. Für Sektoren, die unter den CBAM fallen, kann dadurch ein Wettbewerbsnachteil entstehen, da mit der Einführung des Mechanismus die kostenlose Zuteilung von Zertifikaten im Rahmen des EU ETS in relativ schnellen Schritten auslaufen soll.

Das Fehlen einer solchen „Exportlösung“ stellt jedoch keine versehentlich entstandene Leerstelle dar, sondern spiegelt vielmehr die Schwierigkeit wider, eine Exportlösung umzusetzen, die sowohl die Möglichkeit der kostenlosen Zuteilung für Sektoren aufrechterhält, die weiterhin als von Carbon Leakage bedroht gelten, als auch die Einhaltung der WTO-Regeln gewährleistet.

Auch hier bestehen unterschiedliche Möglichkeiten und Spannungsfelder, die von zielgerichteten Zuteilungen kostenloser Zuteilungen für ETS-Anlagen (mit allen Problematiken der eindeutigen Zuordnungen von Exporten zu den emittierenden Anlagen ggf. unterschiedlicher Unternehmen) bis hin zu finanziellen Kompensations- oder Unterstützungsleistungen reichen (mit allen Problematiken der damit einhergehenden Anreize für den Anlagenbetrieb).

Es wird erwartet, dass die Europäische Kommission im Sommer 2026 als Teil des CBAM-Reviews einen Vorschlag vorlegt, wie die Exportproblematik langfristig adressiert werden soll. Im Dezember 2025 hatte die Europäische Kommission bereits ein Modell einer Übergangslösung für die Jahre 2026-2028 in die Diskussion gebracht (EC 2025d). Danach soll die Etablierung eines sogenannten „Temporary Decarbonisation Fund“ erfolgen. Dieser Fonds soll sich aus den Einnahmen von CBAM speisen (25% der CBAM-Einnahmen) und an europäische Unternehmen zurückfließenden, die sich ambitionierte Dekarbonisierungsmaßnahmen verpflichten und so temporär finanzielle Unterstützung erhalten könnten.

Sektoren

Die tatsächliche und potenzielle Wirksamkeit von CBAM unterscheidet sich je nach erfasstem Sektor und dessen spezifischer Wettbewerbssituation. So kann CBAM in der **Zement**-Branche die Importkonkurrenz angesichts hoher Transportkosten zumindest in nordeuropäischen Ländern kann CBAM dämpfen. Im mediterranen Raum mit Nicht-EU-Nachbarn wie beispielsweise der Türkei ist es von hoher Bedeutung mögliche

Umgehungstatbestände regulatorisch zu adressieren. Dies gilt zwar in gewissem Maße auch für die Importkonkurrenz bei der Erzeugung von **Stahl**. Doch ein Viertel der Exporte deutscher Stahlunternehmen gehen in Länder außerhalb der EU, sodass eine Lösung der Exportproblematik für Stahlunternehmen eine hohe Relevanz hat. Um Verlagerungsrisiken nicht in nachgelagerte Branchen zu verschieben, sollten diese weiter als bislang eingebunden werden. Der Anwendungsbereich von CBAM im Bereich der **Chemie**-Industrie ist zunächst auf die Herstellung von Ammoniak beschränkt. Die verbliebene deutsche Ammoniak-Produktion steht unter äußerst hohem Wettbewerbsdruck, nicht zuletzt auch durch europäische Konkurrenten, so dass CBAM hier kaum Abhilfe schaffen kann. Wettbewerbsfähigkeit ließe sich nur durch eine Verringerung der bestehenden Preis-Spreads wieder herstellen. Dies gilt erst recht mit Blick auf grünes Ammoniak, zumal dort angesichts geringerer Herstellungs- und Transportkosten als bei grünem Wasserstoff große Importpotenziale vermutet werden.

8.3. Grundstoffabgabe

Ausgangslage: Unzureichende Flankierung des CO₂-Preises

Wie im Kapitel 8.2 beschrieben, gibt es aktuell deutliche Herausforderungen bezüglich des CBAMs, wodurch bisher auch für diese Sektoren kein ausreichender Carbon-Leakage Schutz besteht. Zusätzlich reichen die aktuellen begleitenden Instrumente (Kapitel 11) aus Sicht der Industrie bisher nicht aus, um die umfangreiche Umstellung zahlreicher Produktionsprozesse anzureizen und finanzieren zu können.

Um diese Probleme zu adressieren, wird eine zusätzliche Abgabe diskutiert, die sich an dem Grundstoffgehalt einzelner Endprodukte orientiert und an die Endkunden weitergegeben wird. Je nach Ausgestaltung und Einbindung in den bestehenden Instrumentenrahmen zählt die Maßnahme unterschiedlich auf die beiden zuvor beschriebenen Problemstellungen ein.

Ausgestaltung: Transformationsfinanzierung durch Aufpreis auf Endprodukte

Die Grundstoffabgabe (Clean Industry Contribution, CIC) stellt eine finanzielle Verpflichtung der Erzeuger und Importeure von Grundstoffen dar, die in der Wertschöpfungskette weitergegeben werden kann und beim Export der Güter außerhalb der EU entfällt (Neuhoff et al. 2025). Die Höhe der Grundstoffabgabe legt die Grundstoffintensität des Endprodukts zu Grunde und orientiert sich am Benchmark der einzelnen Grundstoffe im Rahmen der freien Zuteilung des EU ETS, um aufwändige Nachweise zu vermeiden und den administrativen Aufwand zu minimieren. Somit kann vereinfacht eine CO₂-Belastung des Grundstoffanteils im Endprodukt abgeleitet und bepreist werden. Die Abgabe wird für alle Grundstoffe fällig, unabhängig davon, ob sie konventionell oder klimafreundliche erzeugt werden.

Mittlerweile gibt es auch neue Vorschläge aus der Industrie, die eine entsprechende Abgabe als Preisaufschlag auf die Endprodukte vorsehen. In der Chemie-Industrie wird eine Endnutzer-Abgabe diskutiert, aus deren Mitteln Transformationsprojekte in der chemischen Industrie finanziert werden sollen. Grundsätzlich ist dieses branchenspezifische Instrument auch in der Anwendung für andere Grundstoffe denkbar. Die Bemessungsgrundlage stellt anders als bei CIC nicht der CO₂-Gehalt dar, sondern orientiert sich an

den Investitionsbedarfen der Branche und der Kostendifferenz zwischen den konventionellen und klimafreundlichen Erzeugungskosten der betreffenden Grundstoffe.

Tabelle 8-3: Unterschiedliche Ausgestaltungsoptionen der Grundstoffabgabe

	Option des CBAM-Gesetzesvorschlags 2021: Clean Industry Contribution (CIC)	Vorschlag aus der chemischen Industrie: Branchenspezifische Grundstoffabgabe
Ziel	Einführung einer Abgabe auf einzelne Grundstoffe als Übergangslösung bei Weiterführung der freien Zuteilung (in CBAM-Sektoren) bis der CBAM einen ausreichenden Carbon-Leakage-Schutz bietet.	... als dauerhaftes Finanzierungsinstrument für zusätzliche Mittel zur Finanzierung von Transformationsprojekten innerhalb der jeweiligen Grundstoffbranche.
Funktionsweise	Unabhängig ob die Grundstoffe konventionell oder klimafreundlich erzeugt wurden, besteht für die Erzeuger oder Importeure von – auch bereits verarbeiteten – Grundstoffen eine Verpflichtung zur Abführung einer fixen Abgabe.	... wird eine zusätzliche Abgabe auf alle Endprodukte fällig, in denen die entsprechenden Grundstoffe verarbeitet sind.
Höhe der Abgabe	Höhe der Abgabe richtet sich nach dem Grundstoffgehalt des Endprodukts... ... sowie den geltenden Benchmarks des EU-ETS-1 und den EUA-Preisen, um den CO₂-Gehalt einzupreisen.	... und wird unabhängig vom CO₂-Gehalt festgelegt, um finanzielle Mittel zur Förderung der Transformation der jeweiligen Branche bereitzustellen.

Quelle: IW Köln, Neuhoﬀ et al. (2025)

Dadurch sollen ausreichende Einnahmen erzeugt werden, um Transformationsprojekte in der Industrie zu finanzieren (CAPEX und OPEX). Es ist zu klären, ob die Höhe des aktuell geltenden CO₂-Preises von dieser Differenz der konventionellen und klimafreundlichen Erzeugungskosten abzuziehen ist.

Grenzen: Kurzfristige Einnahmen ohne Perspektive

Zum aktuellen Zeitpunkt steht der CBAM noch vor Herausforderungen, die seine Wirksamkeit als Carbon-Leakage-Schutzinstrument gefährden. Es bedarf Nachschärfungen, um einen effektiven Schutz zu gewährleisten, insbesondere zur Minderung von Umgehungsrisiken sowie der Einführungen eines längerfristigen Ausgleichsmechanismus für europäische Produzenten beim Export betroffener Güter. Soweit keine ausreichend funktionierende CBAM zur Verfügung steht, ist eine Weiterführung oder verringerte Abschmelzung der freien Zuteilung sinnvoll. Beispielsweise könnte für zutreffende Sektoren, für die zudem hohe Umgehungsrisiken bestehen, ab 2029 der CBAM-Faktor bis zu fünf Jahre auf dem Niveau von 2028 eingefroren werden.

In diesem Fall stellt die Grundstoffabgabe eine Möglichkeit dar den EU-ETS vorübergehend sinnvoll zu ergänzen. Die Grundstoffabgabe stellt dabei keine direkte Alternative zum CO₂-Grenzausgleichsmechanismus (CBAM) oder zur CO₂-Bepreisung insgesamt dar, da sie weder einen wirksamen Carbon-Leakage-Schutz bietet noch unmittelbare Anreize für die Transformation setzt. Durch einheitliche Abgabensätze für Grundstoffe – unabhängig vom jeweiligen Herstellungsprozess – führt sie in erster Linie zu einer pauschalen Verteuerung der Produkte und generiert zusätzliche Einnahmen. Im Falle der CIC wird damit eine CO₂-Bepreisung auf die Nachfrageseite erreicht, indem sich die Preise für Endkunden erhöhen. Andere Ausgestaltungsoptionen sehen dagegen eine

Orientierung der Abgabenhöhe an den Transformationskosten anstatt des impliziten CO₂-Gehalts (vgl. Tabelle 8-3). In diesem Fall entfaltet die Abgabe keine direkte klimapolitische Lenkungswirkung für den Produktionsprozess über Preisanreize. Ihre Wirkung liegt hauptsächlich darin, zusätzliche Einnahmen zu generieren, die zur Förderung von Transformationsprojekten eingesetzt werden können. Falls die Höhe der Abgabe die zeitgleichen Kosten der branchenspezifischen Transformation abbildet, könnte auch die Abgabe in der aktuell in der chemischen Industrie diskutierten Ausgestaltung mit dem Fortschreiten der Transformation steigen. Obwohl sie sich nicht am CO₂-Gehalt orientiert, sondern an den mit dem Fortschritt der Transformation zunächst steigenden Produktionskosten orientiert. Auch bei einer Orientierung an dem CO₂-Gehalt müsste die Grundabgabe regelmäßig angepasst werden und könnte sich mit einem steigenden CO₂-Preis erhöhen. Um die Wirkung einer Grundstoffabgabe zu maximieren, könnte ein Revenue Frontloading geprüft werden (vergleiche Kapitel 10). Dadurch können die Einnahmen frühzeitig gezielt in die Transformation betroffener Industrien fließen und so den Übergang unterstützen sowie einen langfristigen Anstieg der Abgabe aufgrund steigender Transformationskosten abfedern. Auf diese Weise ließe sich auch eine schrittweise Reduzierung der freien Zuteilung vorbereiten, ohne die betroffenen Unternehmen kurzfristig zu überfordern.

Auch hinsichtlich des Erhebungszeitpunkts der Grundstoffabgabe innerhalb der Wertschöpfungskette bestehen unterschiedliche Ausgestaltungsmöglichkeiten. Während das CIC-Konzept vorsieht, dass die Abgabepflicht bei den Grundstoffherzeugern entsteht und die Kosten anschließend entlang der Wertschöpfungskette weitergegeben werden, sehen aktuelle Vorschläge einen direkten Aufschlag der Abgabe – und damit der Mehrkosten klimaneutraler Grundstoffe beziehungsweise der Transformationskosten – auf den Preis des Endprodukts vor.

Der direkte Aufschlag auf den Endproduktpreis hat den Vorteil, dass auf diese Weise auch importierte Waren einfach erfasst werden können und es nicht nötig ist Ausnahmen für exportierte Grundstoffe zu schaffen. Aus Sicht von Industrievertretern besteht zudem der Vorteil, dass entstehende Mehrkosten in ihrer tatsächlichen Höhe direkt an die Endverbraucher weitergegeben werden. Erfolgt die Erhebung der Abgabe hingegen am Anfang der Wertschöpfungskette, könnten die zusätzlichen Kosten von den nachgelagerten Unternehmen in ihre Kalkulation einbezogen und mit entsprechenden Margen versehen. Dies kann dazu führen, dass sich der ursprünglich durch die Abgabe verursachte Kostenanstieg entlang der Wertschöpfungskette kumulativ erhöht. Infolgedessen kann die Belastung der Endverbraucher bei einer Erhebung der Abgabe auf Ebene der Grundstoffherzeugung höher ausfallen, obwohl in beiden Varianten identische Einnahmen zur Finanzierung der Transformation erzielt werden.

Sollte ein solches Instrument branchenübergreifend auf viele oder alle Grundstoffindustrien ausgeweitet werden, könnte dies zu spürbaren Preisaufschlägen für Endprodukte und in Folge zu möglichen Akzeptanzverlusten führen. Auch innerhalb der Industrie könnte die Akzeptanz zwischen einzelnen Branchen sinken, wenn eine solchen Abgabe nur in ausgewählten Grundstoffbranchen erhoben oder deren Höhe – ohne einen objektiven Richtwert, wie den CO₂-Gehalt – branchenabhängig variiert. Eine solche Differenzierung würde dies mit deutlichen Unterschieden in den branchenspezifisch verfügbaren Fördermitteln einhergehen würde und die Abgabe zur Transformationsfinanzierung in einzelnen Branchen den Preis für eine Vielzahl von Endprodukten erhöhen – mit möglichen Folgen auf den Absatz dieser Produkte, in denen auch weitere Grundstoffe verarbeitet sind.

Empfehlung: Abgleich mit langfristiger Konzeption des Instrumentenmix

Die Grundstoffabgabe fungiert je nach Ausgestaltung komplementär zur weiteren freien Zuteilung und kann den EU-ETS I damit sinnvoll ergänzen. Dadurch werden vor allem zusätzliche Einnahmen für die Förderung von Transformationsprojekten erschlossen. Dies adressiert die Problematik, dass der aktuelle EU-ETS- 1 zwar Anreize setzt, die spezifischen Emissionen zu senken, bisher aber nicht die ausreichende Grundlage für Investitionen in emissionsintensiven Industrien schafft. Bei einem direkten Aufschlag auf die Endprodukte wird zudem garantiert, dass die Mehrkosten der klimafreundlichen Grundstoff-Produktion bzw. der dazu notwendigen Transformation direkt an den Endverbraucher weitergegeben werden und der Aufschlag auf den Endkundenpreis entlang der Wertschöpfungskette nicht weiter zunimmt.

Zugleich leistet die Maßnahme keinen Beitrag zur Lösung der weiterhin bestehenden Herausforderung, den CBAM wirksam umzusetzen, ohne die internationale Wettbewerbsfähigkeit europäischer Unternehmen zu beeinträchtigen. Es besteht aber Unsicherheit, für welchen Zeitraum das Instrument eingeführt werden soll, falls es nur parallel zur freien Zuteilung bestehen soll, die perspektivisch weiter abschmelzen wird. Entsprechend ist zu prüfen, für welchen Zeitraum die Maßnahme genutzt wird – beispielsweise parallel zu einem fünfjährigen Einfrieren des CBAM-Faktors der betreffenden Branchen und ob welcher bürokratische Aufwand mit dieser eventuell nur vorübergehenden Maßnahme einhergehen.

In jedem Fall ist bei einem zusätzlichen politisch gesetzten Aufpreis mit einer geringen Akzeptanz der Verbraucher für die Maßnahme zu rechnen. Im Falle einer langfristigen Einführung der Grundstoffabgabe – unabhängig vom weiteren Verlauf der freien Zuteilung – ist dauerhaft mit einer höheren Kostenbelastung der Endverbraucher zu rechnen. Da die eingepreisten CO₂-Kosten als auch die zusätzliche Abgabe den Preis der Endprodukte erhöhen. In diesem Fall dürfte die Akzeptanz und damit die politische Umsetzbarkeit des Instruments stärker betroffen sein als bei einer vorübergehenden Einführung, komplementär zur CO₂-Kostenbelastung der Grundstoffindustrie. Falls sich die Grundstoffabgabe an den Differenzkosten zwischen konventioneller und klimafreundlicher Erzeugung statt am CO₂-Preis orientiert, sollten die CO₂-Kosten in diese Preisdifferenz einbezogen werden, um die tatsächlichen Mehrkosten im Rahmen des EU-ETS-1 abzubilden und die Kostenbelastung für die Endkunden zu reduzieren.

8.4. Allgemeine Zollpolitik

Die gleichzeitige Konfrontation mit einer aggressiven US-Zollpolitik, systemischen Wettbewerbsverzerrungen durch China und dem klimapolitischen Transformationsdruck stellt das deutsche und europäische Industriemodell vor bisher ungekannte Herausforderungen. Während der CBAM das durch die europäische CO₂-Bepreisung induzierte Carbon-Leakage-Problem adressiert, können reformierte Ausgleichszölle dem Ausgleich nicht-klimabezogener Wettbewerbsverzerrungen dienen. CBAM und allgemeine Zollpolitik adressieren komplementäre, aber strukturell verschiedene Regelungsebenen und sollten demnach auf ihre spezifischen Ziele zugeschnitten sein. Durch den Zoll-ähnlichen Charakter des CBAM ergeben sich Berührungs- und Spannungspunkte mit der allgemeinen Handelspolitik der EU, insbesondere mit den Instrumenten des Antidumping- und

Antisubventionsrechts sowie mit der laufenden Debatte um Buy-European-Präferenzen und Local-Content-Vorschriften im Industrial Accelerator Act.

Das EU-ETS-1 droht gerade in energieintensiven Branchen schon bestehende Wettbewerbsnachteile zu verschärfen, denn die steigenden CO₂-Kosten erhöhen die Produktionskosten europäischer Unternehmen relativ zu außereuropäischen Wettbewerbern. Diese Kostensteigerungen fallen mit bereits existierenden nicht-klimabezogenen Wettbewerbsverzerrungen zusammen, was eine differenzierte zollpolitische Antwort erforderlich macht.

Dies zeigt sich insbesondere mit Blick auf China: Die dortigen Unternehmen profitieren nicht nur von fehlenden oder niedrigeren CO₂-Kosten, sondern auch von umfassenden staatlichen Subventionen entlang der gesamten Wertschöpfungskette sowie von einer deutlich unterbewerteten Währung. Dadurch stehen viele deutsche Industriefirmen chinesischen Konkurrenten gegenüber, die Preisvorteile von mehr als 30 Prozent aufweisen. Ein erheblicher Teil dieser Preisvorteile dürfte auf Wettbewerbsverzerrungen zurückzuführen sein, auch wenn sich dies aufgrund der mangelnden Transparenz des chinesischen Wirtschaftssystems nicht exakt quantifizieren lässt.

Matthes (2026) schlägt Ausgleichszölle vor, die im Gegensatz zum CBAM nicht an CO₂-Kosten anknüpfen, sondern an nachweisbaren Subventionen und Dumpingpraktiken. Während der CBAM dazu beiträgt die klimaspezifische Kostenlücke zumindest auf dem europäischen Binnenmarkt zu schließen, sollen Ausgleichszölle die darüberhinausgehenden, subventionsbedingten Wettbewerbsverzerrungen adressieren. Die bestehenden Antidumping- und Antisubventionsinstrumente sollen dazu in zwei wesentlichen Punkten reformiert werden: Erstens sollen sie weniger produktspezifisch und stärker sektorübergreifend angewendet werden. Zweitens soll die systematische Unterbewertung der chinesischen Währung als Subventionselement in die Berechnung von Ausgleichszöllen einbezogen werden.

Der Vorteil solcher gezielter Zollmaßnahmen liegt darin, dass sie im Einklang mit den Regularien der WTO spezifische Wettbewerbsverzerrungen bekämpfen und im Gegensatz zu Local-Content-Anforderungen nicht den europäischen Binnenmarkt grundsätzlich gegenüber außereuropäischen Wettbewerbern und Handelspartnern abschottet. Gleichzeitig sollen handels- und zollpolitische Instrumente nicht als Ersatz für dringend notwendige heimische Strukturreformen instrumentalisiert werden. Bürokratieabbau, Senkung von Strom- und Arbeitskosten sowie eine wettbewerbsfördernde Standortpolitik müssen als eigenständige Reformagenda verfolgt werden.

Zollpolitik und CBAM sind im Kontext des EU-ETS-1 keine Alternativen, sondern komplementäre Instrumente auf verschiedenen Regelungsebenen. Ihre gemeinsame Logik ist die Herstellung fairer Wettbewerbsbedingungen und nicht die Schaffung protektionistischer Schutzräume. Diese Unterscheidung bleibt die entscheidende ordnungspolitische Leitplanke für eine kohärente europäische Handels- und Klimapolitik.

9. Kostenlose Zuteilung

9.1. Vorbemerkungen und Überblick

Die kostenlose Zuteilung von Emissionsberechtigungen im EU-ETS-1 gehört zu den komplexesten Regelungsfeldern des Instruments.

Die ersten beiden Handelsphasen des EU-ETS waren in Deutschland vor allem durch die kostenlose Zuteilung auf Basis von historischen Emissionen in Kombination mit periodenweise aktualisierten Zuteilungsentscheidungen für Bestands- und Neuanlagen charakterisiert. Mit diesem Zuteilungssystem wurden massive Verzerrungen der Anreizwirkungen des EU ETS geschaffen, die eine effiziente Emissionsvermeidung sehr weitgehend verhinderte (vgl. die sog. Pyramid of Distortions in Tabelle 9-1) und vor allem in der Stromwirtschaft zu erheblichen Mitnahmeeffekten führte (vgl. Matthes und Neuhoff 2007).

Mit der dritten Handelsperiode wurde daher nicht nur der Übergang zu einem EU-weiten Cap, sondern auch zur Versteigerung der Emissionsberechtigungen als grundlegendes Zuteilungsverfahren vollzogen. Die kostenlose Zuteilung blieb dabei nur für diejenigen Anlagen erhalten, für die die Carbon-Leakage-Problematik als relevant eingestuft wurde, konkret für die Mehrzahl der Anlagen jenseits der Energiewirtschaft. Die kostenlose Zuteilung wird dabei explizit als Übergangsoption definiert (Art. 10a EU-ETS-RL). Insbesondere für die Stromwirtschaft werden die Emissionsberechtigungen des EU-ETS seitdem nahezu vollständig durch Auktionen zugeteilt.

Das konkrete Verfahren der kostenlosen Zuteilung wurde auf einen Benchmarking-Ansatz umgestellt wobei in vielen Fällen mit dem Übergang zu produktorientierten Benchmarks ein großer Teil der Preisverzerrungen abgebaut wurde und eine vergleichsweise umfassende Emissionsminderung auf Anlagenebene angereizt wird.

Die kostenlose Zuteilung im Rahmen dieser Benchmark-Systems ergibt sich aus einer Reihe unterschiedlicher Faktoren (Abschnitt 9.2).

Die Grundlage für die kostenlose Zuteilung bildet ein System von produktbezogenen Emissionsbenchmarks, die derzeit im Abstand von 5 Jahren fortgeschrieben werden. Für diese Fortschreibungen können zukünftig auch neue Ansätze verfolgt werden (Abschnitt 9.4). Wichtig ist in diesem Kontext auch, dass für einige Bereiche auch weiterhin nicht nur zwischen Produkten, sondern auch zwischen Herstellungsverfahren differenziert wird. Dies betrifft beispielsweise die unterschiedlichen Herstellungsrouten für Rohstahl oder aber eher komplexe Industrieprozesse, für die sog. Fallback-Benchmarks (mit Bezug auf Wärmeerzeugung oder den Brennstoffeinsatz) zum Tragen kommen.

Die Benchmarks bilden jedoch nur ein Element für die Ermittlung der kostenlosen Zuteilung. Relevant ist zunächst der sektorübergreifende Korrekturfaktor (CSCF), mit dem das Gesamtniveau der kostenlosen Zuteilung mit der Entwicklung des Caps harmonisiert wird (Abschnitt 9.5). Mit dem CBAM-Faktor wird die Einführung des CBAM gespiegelt (Abschnitt 9.6).

Für die Benchmarks und deren Fortschreibung sowie die anderen Determinanten der kostenlosen Zuteilung bestehen weiterhin signifikante Wechselwirkungen (Abschnitt 9.7), die bei der Bewertung einzelner Reformoptionen im Bereich der kostenlosen Zuteilung berücksichtigt werden müssen.

Tabelle 9-1: Optionen der Zuteilung von Emissionsberechtigungen und Verzerrungen des Preissignals (Pyramid of Distortions)

		Optimales Niveau		Optimale Intensität	
CO ₂ -Preissignal schafft Anreize für ...		Verbrauch/ Produkt- innovation	Produktion	CO ₂ - Emissionen	Energie- verbrauch
Angereizte Optimierung wirkt		systemweit		anlagenspezifisch	
Verzerrung des CO ₂ -Preissignals = geringere ökonomische Effizienz = höhere Zertifikatspreise in der Zukunft aber ggf. auch Vermeidung von Carbon Leakage und damit einhergehenden Effizienzverlusten		Preissignal für optimale Produktion bei optimalen Verbrauchs- niveaus	Preissignal für optimale Produktion ohne Verbrauchs- änderung	Preissignal für optimale CO ₂ - Emissions- intensität auf Anlagenebene	Preissignal für optimale Energie- effizienz auf Anlagenebene
Auktionierung		X*	X	X	X
bezogen auf historische Emissionen		(X)	X	X	X
Kostenlose Zuteilung	bezogen auf die Kapazität	(X)	(X)	X	X
	produktspezifisch	O	(X)	X	X
	produkt- und technologie- spezifisch	O	O	(X)	X
	produkt-, technologie- und Input-/energieträgerspezifisch	O	O	O	X
	bezogen auf historische Emissionen	O	O	O	O
		Updating der Zuteilung & Zuteilung an Neuanlagen			

X - gesichert. (X) - im Allgemeinen gesichert, aber auch abhängig von anderen Faktoren. X* - im Allgemeinen gesichert, wenn keine Carbon-Leakage-Anreize wirksam werden. O - nicht gesichert.

Quelle: Öko-Institut auf Basis von Matthes und Neuhoff (2007)

Die kostenlose Zuteilung wird schließlich in Abhängigkeit von den Produktionsniveaus in bestimmten Zeitabständen (derzeit überwiegend für Fünfjahresperioden) regelmäßig aktualisiert (Updating der Zuteilung). Motiviert ist dies vor allem durch die Vermeidung von „Stilllegungsprämien“ (also der Vermeidung von Carbon-Leakage). Entsprechend sollen keine Zertifikate für nicht genutzte oder bereits stillgelegte Anlagen ausgegeben werden. Außerdem gibt es eine kostenlose Zuteilung für Neuanlagen, um Wettbewerbsverzerrungen zwischen Bestands- und Neuanlagen zu vermeiden. In der Folge kommt es jedoch zu Verzerrungen des CO₂-Preissignals (vgl. Tabelle 9-1). Dies bedeutet, dass das aktuelle System mit produktspezifischer Zuteilung bezogen auf die CO₂-Intensität unverzerrte Anreize setzt. Im Bereich des optimalen Verbrauchs, bzw. der Produktinnovation können jedoch nicht die richtigen Ansätze entstehen, weil das Updating über die jeweils erneuerte Zuteilung für die verschiedenen Zuteilungsperioden¹⁴ und die ggf. darüber

¹⁴ Bei einer Erneuerung der Zuteilung im Rhythmus von 5 Jahren stellt sich aus ökonomischer Sicht die Frage, ob es vorteilhaft sein kann, die Produktion zu reduzieren (und die dabei nicht benötigten Zertifikate zu monetarisieren), wenn dieser Produktionsenkung in der nächste Zuteilungsperiode eine entsprechend verringerte kostenlose Zuteilung gegenübersteht. Bei einem Diskontsatz von 5% wird über einen Zeitraum von 5 Jahren der effektiv wirkende CO₂-Preis bezüglich der Produktionsentscheidungen um 23% und bei einem Diskontsatz von 10% um 61% verzerrt.

hinaus vorgenommenen Ex-post-Anpassungen¹⁵ verhindern, dass der CO₂-Preis vollständig in die Produktpreise eingepreist werden kann.

Schließlich ist darauf hinzuweisen, dass in den hier angestellten Analysen zunächst die kostenlose Zuteilung von Emissionsberechtigungen für den Zeitraum ab 2031 betrachtet werden. In der aktuell veröffentlichten Entscheidung der Europäischen Kommission zu den Benchmarks für die Zuteilungsphase 2026-2030 wird jedoch auch darauf hingewiesen, dass Veränderungen der Benchmark-Fortschreibungen im Kontext der aktuellen Reformprozesse auch noch rückwirkend für die Zuteilungsphase 2026 bis 2030 möglich werden könnten. Die hier zunächst für den Zeitraum ab 2031 angestellten Analysen, Reformoptionen und Schlussfolgerungen können jedoch strukturell und weitgehend unverändert auch bereits für die derzeit laufende Zuteilungsphase übernommen werden.

9.2. Grundansatz der kostenlosen Zuteilung im EU-ETS-1

Aktuell wird die kostenlose Zuteilung nach der im folgenden gezeigten Formel über eine Reihe unterschiedlicher Faktoren ermittelt:

$$A = HAL \times BM \times CLF \times CSCF \times CBAMF$$

Die kostenlose Zuteilung (A) für den Allokationszeitraum (derzeit jeweils 5 Jahre, d.h. 2026-2030, 2031-2025 etc.) ergibt sich dabei aus dem Produktionsniveau (Historical Activity Level – HAL, Art. 10a Abs. 2 EU-ETS-RL) in der jeweils gültigen Basisperiode (2014-2018 für die Zuteilungsperiode 2021-2025, 2019 bis 2023 für 2026-2030 und voraussichtlich 2024-2028 für 2031-2035 etc., Art. 15 Absatz 7 EU-ZuVO¹⁶, EC 2024b), dem jeweils einschlägigen Benchmark (BM, vgl. Kapitel 9.3), dem Carbon-Leakage Faktor (CLF, Art. 10a Abs. 6 EU-ETS-RL), dem Cross-Sectoral Correction Factor (CSCF, Art. 10a Abs. 5 EU-ETS-RL, vgl. Kapitel 9.5) und dem CBAM-Faktor (CBAMF, Art. 10a Abs. 1a EU-ETS-RL, vgl. 9.6).

Die Benchmarks, der CSCF sowie der CBAMF und die entsprechenden Veränderungsoptionen werden in den folgenden Abschnitten näher diskutiert. Nicht weiter behandelt wird hier der CLF. Für Produkte aus Sektoren, in denen ein erhebliches Verlagerungsrisiko besteht, wird ein CLF von 100% angewendet (Art 16 Abs. 4 EU-ZuVO). Ein Großteil der Industriesektoren wird von der entsprechenden Carbon-Leakage-Liste der EU erfasst.

¹⁵ Grundsätzlich werden Aktivitätsraten auf Basis zurückliegender Bezugsperioden fixiert. Wenn sich jedoch die Aktivitätsrate in einem Jahr im Vergleich zum im rollierenden 2-Jahres-Mittel um mehr als 15% ändert, wird die kostenlose Zuteilung nach oben oder nach unten angepasst (Art. 10a (20) EU-ETS-RL). Entsprechend freiwerdende Zertifikate werden in die Neuanlagenreserve überführt, zusätzlich benötigte Zertifikate werden aus der Neuanlagenreserve entnommen.

¹⁶ Bei Abweichungen der jährlichen Aktivitätsraten um mehr als 15% ggf. korrigiert (s.o.).

9.3. Anpassung der Benchmarks

9.3.1. Einleitung und generelle Methode

Seit dem Jahr 2013 erfolgt die kostenlose Zuteilung im EU-ETS auf der Basis von 54 Benchmarks, von denen sich 52 auf den Produkt-Output und 2 sog. Fallback-Benchmarks auf die eingesetzte Wärme bzw. den eingesetzten Brennstoff beziehen. Mit den Fallback-Benchmarks sollen Produkte und Prozesse erfasst werden, die für die Anwendung von Produkt-Benchmarks zu komplex ist bzw. sich mit Blick auf den Fallback-Benchmark für Wärme auf reine Wärmeerzeugungsprozesse beziehen.¹⁷

Die Basis für das im EU-ETS umgesetzte Benchmark-Konzept bildet eine Analyse der jeweils 10% besten Anlagen für die verschiedenen Anlagengruppen (so werden im Folgenden die jeweiligen Anlagenparks zur Herstellung eines bestimmten Benchmark-Produkts bezeichnet) im Zeitraum 2007/2008. Auf der durchschnittlichen Emissionsintensität der jeweils 10% besten Anlagen für eine Produktgruppe in diesem Zeitraum wurden Benchmarks abgeleitet, die im Jahr 2011 für die kostenlose Zuteilung der Handelsperiode 2013-2020 herangezogen wurden (EC 2021c).

Die Abbildung 9-1 zeigt die Verteilung der Emissionsintensitäten der verschiedenen Anlagen für die 52 Anlagengruppen im Vergleich zum jeweiligen Mittelwert für alle Anlagen der jeweiligen Produktgruppe im Zeitraum 2016/2017. Typischerweise lagen die Emissionsintensitäten von 70% bis 80% der jeweiligen Anlagen unter dem Mittelwert für alle Anlagen der einzelnen Produktgruppe. Für die verbleibenden 20 bis 30% der Anlagen liegen die spezifischen Emissionen je Produkteinheit teilweise um ein Mehrfaches über den jeweiligen Mittelwerten.

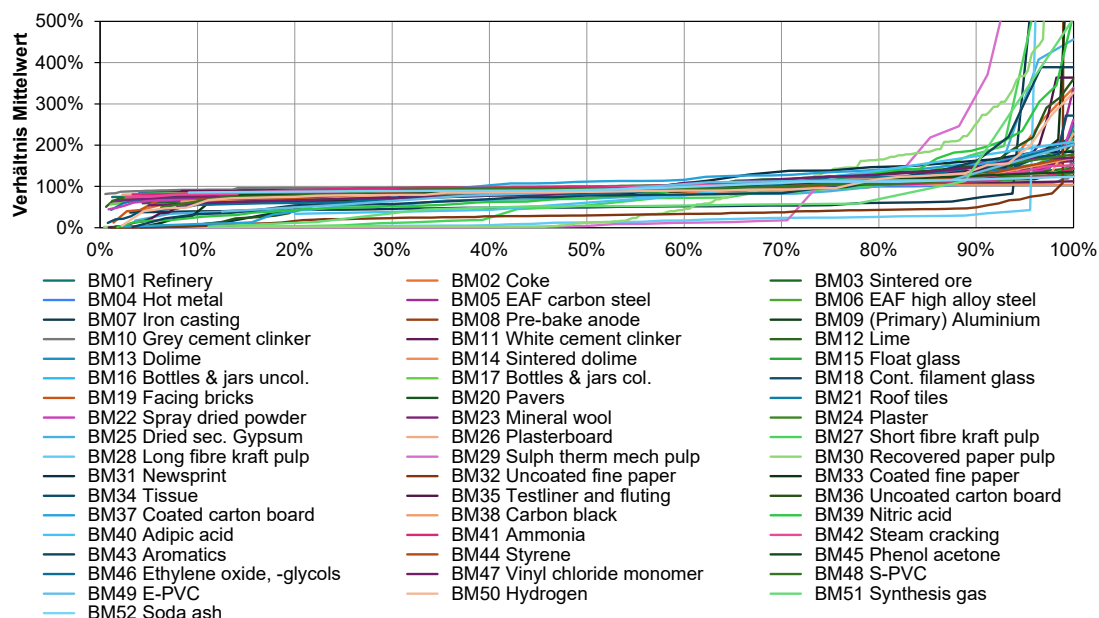
Im gewichteten Mittelwert für alle Anlagen lag 2016/2017 die Emissionsintensität der 10% besten Anlagen bei etwa 68% des Mittelwertes, wobei die Bandbreite insgesamt von 0 bis 94% reicht. Werden die jeweils 5 höchsten und niedrigsten Werte nicht berücksichtigt, liegt die Bandbreite bei 5 bis 84%. Diese große Bandbreite ergibt sich jedoch auch aus den Anlagengruppen, die nur vergleichsweise geringe Emissionsniveaus repräsentieren. Für die Anlagengruppen mit den 10 größten Emissionsbeiträgen (diese repräsentieren ca. 85% der von den verschiedenen Produkt-Benchmarks erfassten Emissionen) liegt die Bandbreite mit Werten von 51 bis 89% in einem deutlich engeren Bereich. Für die Anlagen mit dem größten Emissionsbeitrag (Rohstahl – BM04) liegt die Emissionsintensität der 10% besten Anlagen bei etwa 89% des gesamten Anlagenparks. Die besonders niedrigen Werte für die Emissionsintensität der 10% besten Anlagen finden sich typischerweise im Bereich der Papierindustrie (mit einem teilweise hohen Anteil der Biomasseverwertung).

Für die Abfolge der einzelnen Handelsperioden wird die kostenlose Zuteilung für jeweils Teilperioden von 5 Jahren (Zuteilungsperioden) aktualisiert, wobei die Benchmarks jeweils abgesenkt werden.

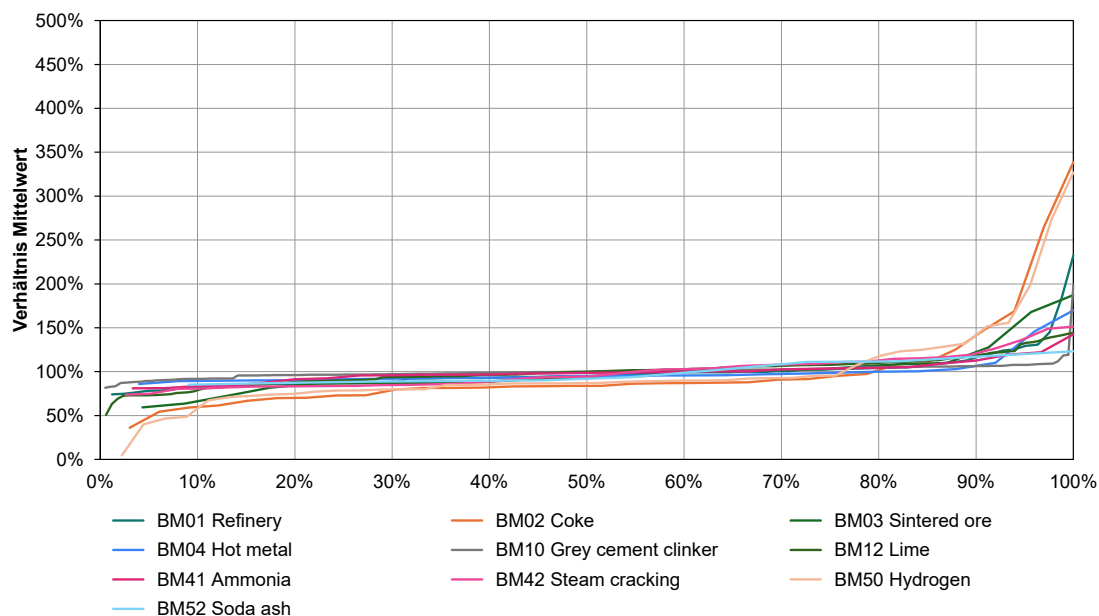
¹⁷ Außerdem erfolgt die kostenlose Zuteilung in einem kleinen Teilbereich noch basierend auf historischen Emissionen, und zwar für nicht unter Benchmarks fallende Prozessemissionen. Für diese Emissionen erhalten Anlagen bis Ende 2027 kostenlose Zuteilungen in Höhe von 97% und ab 2028 91% der entsprechenden historischen Emissionen (Art. 16 (2e) EU-ZuVO).

Abbildung 9-1: Verteilung der spezifischen Emissionswerte für die verschiedenen Anlagengruppen (ohne die von Fallback-Benchmarks erfassten Anlagen)

a) alle Anlagengruppen



b) Anlagengruppen mit den 10 größten Emissionsbeiträgen



Quellen: Europäische Kommission, Öko-Institut

Diese regelmäßige Anpassung der Benchmarks erfolgt derzeit in Abständen von 5 Jahren auf der Basis eines komplexen Verfahrens:

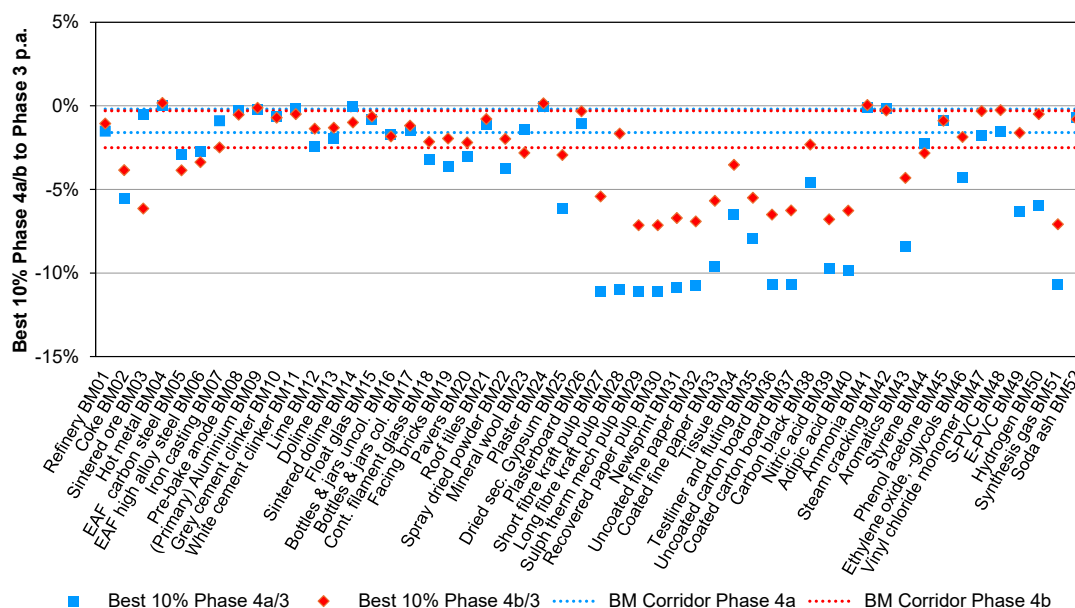
- Grundsätzlich werden wiederum die Emissionsintensitäten der 10% besten Anlagen in den einzelnen Anlagengruppen ermittelt. Für die Zuteilungsperiode 2026-2030 erfolgen die entsprechenden Analysen für den Zeitraum 2021 bis 2022.
- Aus dem Verhältnis zwischen dem so ermittelten Wert und den Basiswerten für die Handelsperiode 2013-2020 (mit Daten aus dem Bezugszeitraum 2007-2008) wird ein linearer Senkungsfaktor ermittelt.
- Sofern allerdings dieser lineare Senkungsfaktor kleiner oder gleich 0,2% jährlich oder größer oder gleich 1,6% jährlich ist, wurden für die Zuteilungsperiode 2021-2025 die beiden genannten Korridorwerte der Benchmark-Aktualisierung zugrunde gelegt (Art. 10a EU ETS-RL). Für die Zuteilungsperiode 2026-2030 werden die Mindest- und Höchstwerte auf 0,3 bzw. 2,5% jährlich erhöht.
- Aus der Multiplikation der Basiswerte mit dem linearen Senkungsfaktor über 15 bzw. 20 Jahre (Zuteilungsperioden 2021-2025 bzw. 2026-2030) ergibt sich dann der jeweilige Benchmark für die relevante Zuteilungsperiode.

Die Abbildung 9-2 verdeutlicht die aus diesem Verfahren resultierende Situation.¹⁸ Typischerweise liegen die Verbesserungen der spezifischen Emissionen für den Zeitraum von 2007-2008 bis 2021-2022 unter den jahresdurchschnittlichen Werten für den Zeitraum bis 2016-2017. Dies bedeutet, dass die Verringerung der spezifischen Emissionen von 2016-2017 bis 2021-2022 deutlich unter den Werten für den Zeitraum von 2007-2008 bis 2016-2017 liegt und sich so über den Gesamtzeitraum geringere Verbesserungen der spezifischen Emissionswerte ergeben.

Für eine ganze Reihe von Produktbenchmarks (typischerweise für produktspezifische Anlagengruppen mit geringeren Emissionsbeiträgen) liegen die jährlichen Senkungsfaktoren deutlich unterhalb des Korridors von 0,2 bis 1,6 bzw. 0,3 bis 2,5%, so dass die oberen Korridorwerte zum Tragen kommen. Insgesamt basiert damit das Verfahren zur Benchmark-Bestimmung grundsätzlich auf dem Konzept der jeweils 10% besten Anlagen, in der Realität kommen aber für sehr viele Benchmarks die Korridorwerte zum Tragen, wenn auch in der Zuteilungsperiode 2021-2025 für mehr Benchmarks als für 2026-2030.

¹⁸ Für die Zuteilungsperiode 2026-2030 wurden dabei die Werte für die spezifischen Emissionen der 10% besten Anlagen sowie der Benchmark-Vorschläge zugrunde gelegt, die im Entwurf der Europäischen Kommission für die Konsultation EC (2026b) dokumentiert sind.

Abbildung 9-2: Vergleich der jährlichen Änderungen Emissionsintensitäten für die jeweils 10% der besten Anlagen der Anlagengruppen mit Produkt-Benchmarks



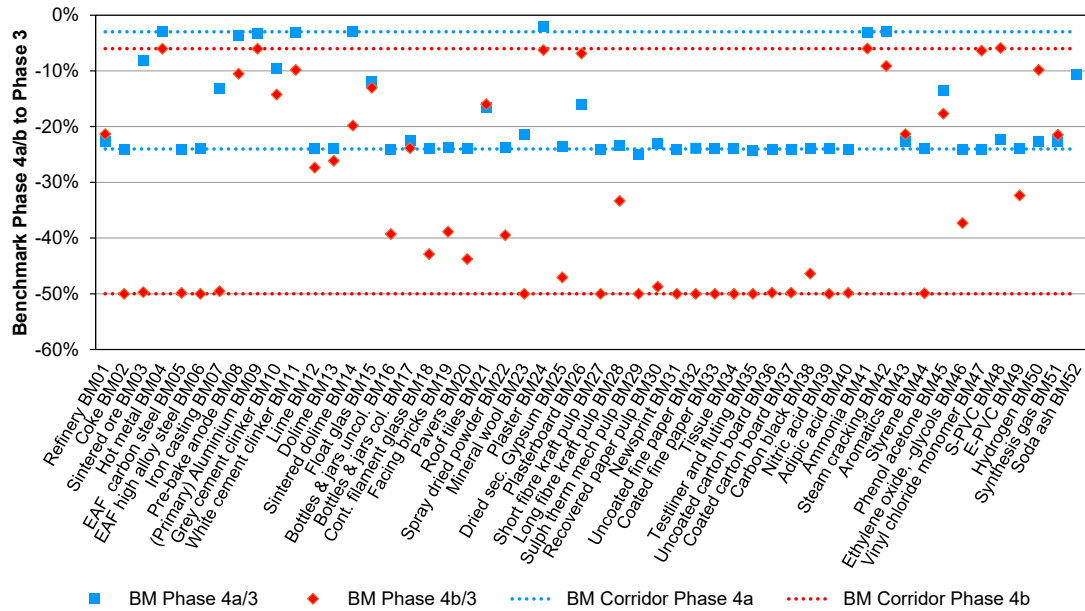
Quellen: Europäische Kommission, Öko-Institut

Die Anwendung der linearen Senkungsfaktoren für die Benchmarks führt über die Zeiträume von 15 bzw. 20 Jahren (Zuteilungsperiode 2021-2025 bzw. 2026-2030) zu teilweise erheblichen Reduzierungen der einzelnen Benchmarks (Abbildung 9-3).

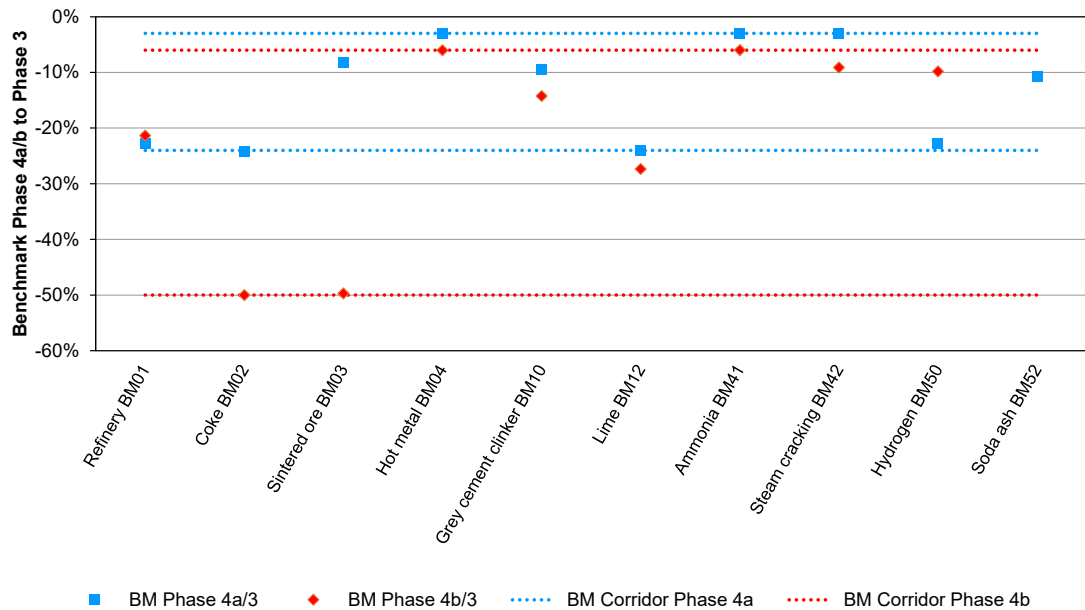
Für einige Anlagengruppen resultiert eine Absenkung der Benchmarks (und damit auch einer entscheidenden Bestimmungsgröße für das Niveau der kostenlosen Zuteilung) von 3 bis 6% (2021-2025 bzw. 2026-2030) und für andere von bis zu 24 bzw. 50%. Das Konzept der Benchmark-Fortschreibung über lineare Anpassungsfaktoren führt damit einerseits zu einer erheblichen Reduktion der kostenlosen Zuteilung und andererseits zu erheblichen Verteilungseffekten zwischen den Anlagengruppen zur Herstellung der verschiedenen Benchmark-Produkte. Insbesondere gilt dies für die Herstellung von Produkten, für die bei den 10% besten Anlagen transformative Technologien zum Einsatz kommen, für den restlichen Anlagenpark aber die entsprechenden Modernisierungszyklen noch nicht begonnen haben. Im Extremfall kann dies dazu führen, dass durch einen solchen Modernisierungsschub bei den 10% besten Anlagen zwischen zwei Zuteilungsperioden statt des unteren Korridorwerts für die Benchmark-Anpassung sofort der obere Korridorwert zum Tragen kommt.

Abbildung 9-3: Reduktion der Benchmark-Werte für die Zuteilungsperioden 2021/2025 und 2026/2030 im Vergleich zu den Basiswerten 2013/2020

a) alle Produkt-Benchmarks



b) Produkt-Benchmarks für die Anlagengruppen mit den 10 größten Emissionsbeiträgen



Quellen: Europäische Kommission, Öko-Institut

Im Gesamtsystem der kostenlosen Zuteilung leisten die Benchmark-Aktualisierungen damit einen Beitrag zur Verringerung der Senkung der kostenlosen Zuteilung insgesamt, der jedoch ebenfalls durch die Anwendung des CSCF umgesetzt wird. Im Gegensatz

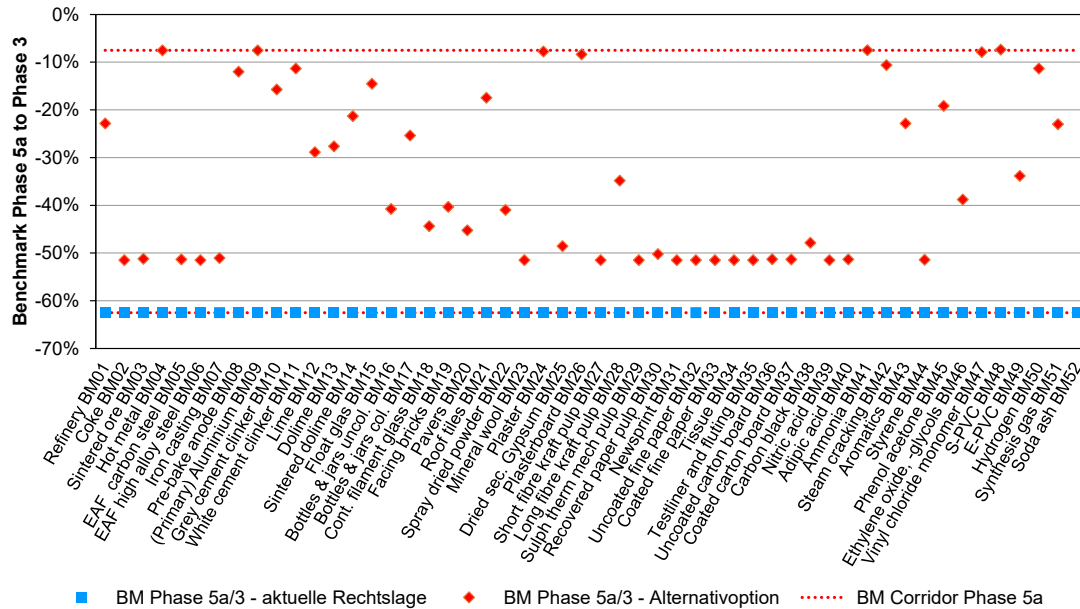
zum über alle Anlagengruppen (und darüber hinaus) gleichmäßig wirkenden CSCF führt die Benchmark-Fortschreibung nach dem aktuell gültigen Verfahren jedoch zu erheblichen (und durch den CSCF nochmals verstärkten) Verteilungseffekten zwischen den unterschiedlichen Industriebranchen und kann in einigen Fällen, vor allem mit Blick auf die Zuteilungsperioden ab 2031, zu erheblichen Sprungeffekten führen. Eine solche Situation könnte beispielsweise entstehen, wenn im Bereich der Stahlindustrie im größeren Umfang die Ablösung eines Teils der Hochöfen durch zunächst mit Erdgas betriebene Direktreduktionsanlagen erfolgen würde, die ebenfalls zur Produktgruppe 4 (Hot-Metal-Benchmark) gezählt werden. Bei diesen Anlagen entstehen im Vergleich zur Hochofen-Route spezifische Emissionsminderungen von bis zu zwei Dritteln. Sofern diese Anlagen also die 10% besten Anlagen dominieren würden, würde der Hot-Metal-Benchmark auf Basis der aktuell geltenden Regelungen in den folgenden Zuteilungsperioden vom unteren auf den oberen Korridorwert springen. Für die Zuteilungsperiode 2031-2035 würde damit der Benchmark nicht um 7,5% sondern um 62,5% abgesenkt. Unter Berücksichtigung der CSCF (vgl. Kapitel 9.5) und ggf. des CBAM (vgl. Kapitel 9.6) würde die Absenkung der kostenlosen Zuteilung noch weitaus stärker ausfallen.

Vor diesem Hintergrund ergeben sich die folgenden Handlungsoptionen mit ihren jeweiligen Vor- und Nachteilen:

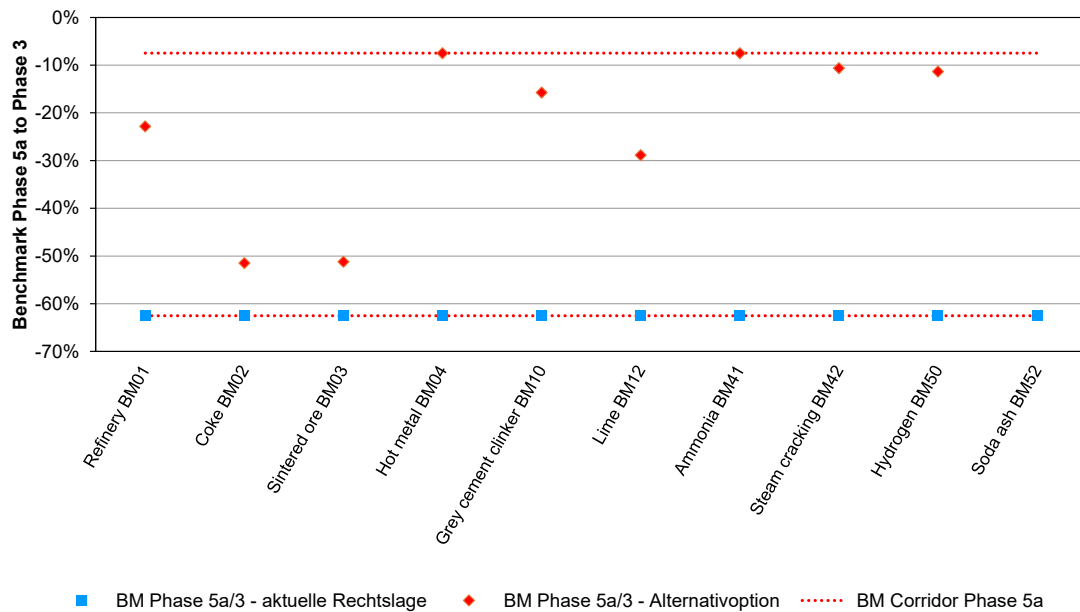
- Ohne Veränderung blieben diese sich im Zeitverlauf weiter verstärkenden Fortschreibungseffekte und damit klare Nachteile im Gesamtsystem der kostenlosen Zuteilung erhalten. Allerdings wären damit keine Veränderungen im Regelwerk verbunden und könnte der CSCF kleiner ausfallen als bei den anderen Optionen.
- Reformoption 1: Die Benchmarks könnten, ausgehend von den Basiswerten der Handelsperiode 2013-2020 (bzw. dem Bezugshorizont 2007/2008) mit einem einheitlichen und niedrigen Anpassungswert (von z.B. 0,3% jährlich) fortgeschrieben werden. Intersektorale Verzerrungen würden damit weitgehend begrenzt und das Verfahren wäre einfach umzusetzen. Allerdings würden dann die Benchmarks für die Zuteilungsperioden ab 2031 teilweise deutlich über den Werten für die Zuteilungsperiode 2026-2030 liegen und müsste der CSCF entsprechend höher ausfallen.
- Reformoption 2: Die Benchmarks könnten, ausgehend von den Benchmark-Werten der Zuteilungsperiode 2026-2030 mit einem einheitlichen und niedrigen Anpassungswert (von z.B. 0,3% jährlich) fortgeschrieben werden. Intersektorale Verzerrungen würden damit auf das bis zur Zuteilungsperiode 2021-2025 entstandene Maß begrenzt und auch dieses Verfahren wäre einfach umzusetzen. Die Benchmarks für die Zuteilungsperioden ab 2031 würden durchgängig unter den Benchmarks für die vorhergehenden Zuteilungsperioden liegen, der CSCF müsste nicht ganz so stark wie in der vorstehenden Option angepasst werden.
- Reformoption 3: Alle anderen Anpassungsmöglichkeiten (Nutzung anders ermittelter Anpassungsfaktoren als die in den vorstehenden beiden Optionen verwendeten unteren Korridorwerte des derzeit gültigen Regelwerks) könnten zu einem erheblichen Verfahrensaufwand und nicht intendierten Implikationen führen.

Abbildung 9-4: Exemplarische Reduktion der Benchmark-Werte für die Zuteilungsperiode 2031/2035 im Vergleich zu den Basiswerten 2013/2020 nach derzeitiger Rechtslage und der vorgeschlagenen Alternativoption

a) alle Produkt-Benchmarks



b) Produkt-Benchmarks für die Anlagengruppen mit den 10 größten Emissionsbeiträgen



Quellen: Europäische Kommission, Öko-Institut

Vor diesem Hintergrund erscheint mit Blick auf die Begrenzung der intersektoralen Verzerrungseffekte durch das Benchmark-Design, den Verfahrensaufwand, die Konsistenz der Entwicklung über die Zeit sowie die Effekte für den CSCF (und dessen Verteilungswirkungen) die Option einer Fortschreibung der für die Zuteilungsperiode 2026-2030 nach aktueller Rechtslage verwendeten Benchmark-Werte mit dem derzeitigen unteren Korridorwert spätestens ab 2031 bzw. auch für die aktuelle Zuteilungsphase 2026-2030 als empfehlenswert.

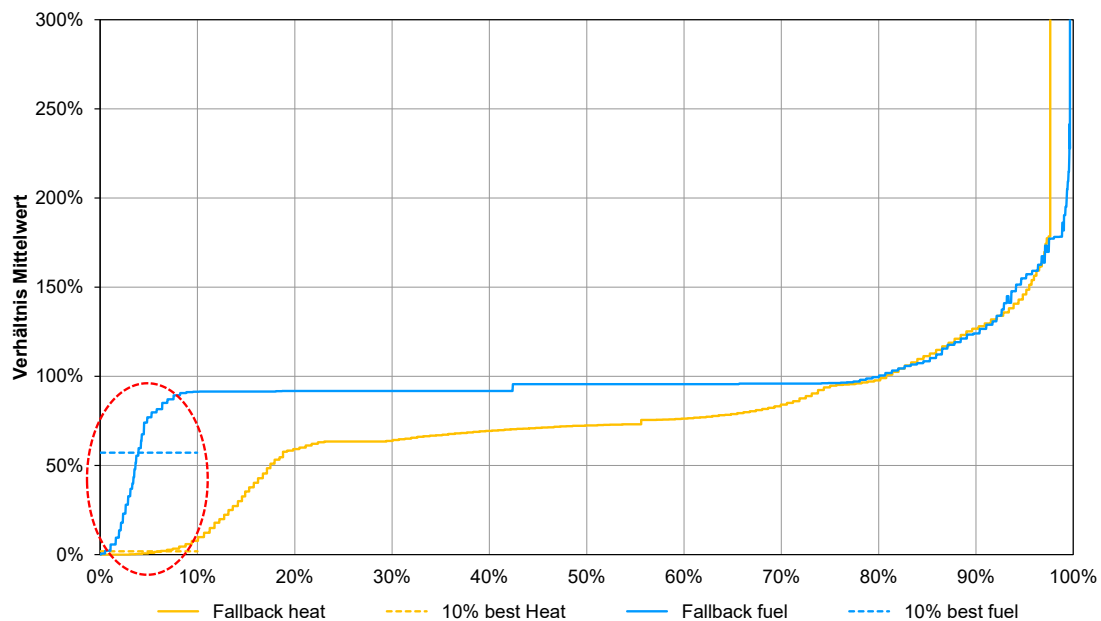
In der Abbildung 9-4 sind schließlich die Ergebnisse einer Modellrechnung gezeigt, in der die beschriebenen Effekte (die Emissionsminderungen der 10% besten Anlagen führen zur Anwendung der oberen Korridorwerte für die Benchmark-Anpassung) und die hier vorgeschlagene Alternativoption für die Benchmark-Fortschreibung abgebildet werden. Auch wenn die genannte Fortschreibung für die aktuelle Rechtslage spekulativer Natur ist und sicher ein Extremszenario darstellt, zeigen sich sehr deutliche Effekte. Insbesondere für die Anlagengruppen mit besonders hohen Emissionsbeiträgen würden sich aus der angepassten Fortschreibung der Benchmarks erhebliche Entlastungen und eine deutlich besser abschätzbare Zuteilungssituation (hinsichtlich der Unwägbarkeiten bei den Entwicklungen bzgl. der 10% besten Anlagen der jeweiligen Anlagengruppe) ergeben. Ganz überwiegend ergeben sich für die emissionsseitig größten Anlagengruppen Unterschiede bei den Benchmark-Werten im Bereich von 40 bis 55%.

9.3.2. Das Spezialproblem der Fallback-Benchmarks

Für alle Anlagen, die nicht spezifischen Produktbenchmarks zugeordnet werden können, kommen für die kostenlose Zuteilung sog. Fallback-Benchmarks zur Anwendung. Wenn für den jeweiligen Prozess die eingesetzten Wärmemengen gemessen werden können, erfolgt die kostenlose Zuteilung auf Basis eines Wärme-Benchmarks. Ist eine solche Messung nicht möglich, wird die kostenlose Zuteilung auf der Grundlage eines Brennstoff-Benchmarks ermittelt. Den Ausgangspunkt für die in der Handelsperiode 2013-2020 angewandten Wärme- bzw. Brennstoff-Benchmarks bildete dabei keine Analyse der jeweiligen Anlagenparks mit Blick auf die 10% besten Anlagen, sondern ein einfaches Schätzverfahren. Als Standard für den Brennstoff-Benchmark wurde der Einsatz von Erdgas definiert (Emissionsfaktor 56 t CO₂/TJ) und als Annahme für den Wärme-Benchmark diente eine Heizanlage mit einem Nutzungsgrad von 90% und entsprechend einer spezifischen Emission von 62 t CO₂/TJ.

Vor allem bezüglich des Wärme-Benchmarks ist darauf hinzuweisen, dass das Spektrum der von der Zuteilung auf Basis des Wärme-Benchmarks erfassten Anlagen sehr groß ist. Es reicht von Fernwärmeerzeugungsanlagen (36% der 2016/2017 vom Wärme-Benchmark erfassten Emissionen), über Industrieanlagen ohne Carbon-Leakage-Gefährdung (29%) bis hin zum Prozesswärmeeinsatz in Sektoren, die als Carbon-Leakage-gefährdet eingestuft werden (35%). Für die Anlagen mit Zuteilung auf Basis des Brennstoff-Benchmarks spielt die Fernwärmeerzeugung keine Rolle, hier entfällt der weitaus größte Teil (knapp 80%) auf Anlagen mit Carbon-Leakage-Einstufung und nur etwa ein Fünftel auf Anlagen ohne eine solche Einordnung.

Abbildung 9-5: Benchmarking Kurve für die Fall-back Benchmarks



Quellen: Europäische Kommission, Öko-Institut

Der Vergleich dieser Werte mit dem Ist-Bestand des realen Anlagenparks zeigt die problematischen (Verteilungs-) Effekte, die sich aus diesen Basisannahmen und der verwendeten Fortschreibungsmethodik ergeben. Da ein Großteil der Fernwärme mit hocheffizienten KWK-Anlagen und (in einigen Teilen Europas) auch auf Basis von Biomasse erfolgt, liegen die realen Emissionswerte gerade im Bereich der besten Anlagen sehr deutlich unter den o.g. Basiswerten von 2013-2020, auf deren Grundlage die Fortschreibung erfolgt. Die Abbildung 9-5 verdeutlicht dies anhand des 2016/2017 vorfindlichen Anlagenparks. Der Mittelwert der spezifischen Emissionen für die 10% besten Anlagen, für die die Zuteilung auf Grundlage des Wärmebenchmarks erfolgte lag nur bei 1,6 t CO₂/TJ, d.h. auf einem Niveau von 97% unter dem Benchmark-Wert für die dritte Handels- bzw. Zuteilungsperiode. Damit wurde der Wärme-Benchmark für die erste Zuteilungsperiode der 4. Handelsperiode (2021-2025) auf den oberen Korridorwert bezogen und wird sich dies auch für die zweite Zuteilungsperiode fortsetzen. Diese massive und vor allem über den Fernwärmebereich determinierte Absenkung der kostenlosen Benchmark-Zuteilung trifft damit auch die Zuteilungen im Bereich der Industrie mit komplexeren Produktionsprozessen bzw. Produkten (u.a. in der chemischen Industrie). Etwas weniger drastisch fällt die Verteilung für den Brennstoff-Benchmark aus, aber auch hier zeigt die in Abbildung 9-5 gezeigte Strukturkurve, dass CO₂-arme Brennstoffe sich fast ausschließlich im Bereich der 10% besten Anlagen finden und die Strukturkurve im Bereich von 10% bis 80% nahezu flach verläuft.

Die für die Fallback-Benchmarks verwendeten Bestimmungsmethoden beruhen damit teilweise auf Artefakten (idealtypische Basisgrößen), teilweise auf der Subsummierung sehr unterschiedlicher Sektoren und teilweise auf spezifischen Bedingungen im Bereich der 10% besten Anlagen. Insgesamt führen sie zu erheblichen Verzerrungen zu Lasten vor allem im Bereich komplexer Anlagen mit Carbon-Leakage-Einstufung. Dies wurde auch von der EU-Kommission erkannt (Randnummer 16 der EU-BenchmarkVO,

EC 2026a). In der im Juni 2026 getroffenen Entscheidung über die Benchmarks für den Zeitraum 2026 bis 2030 wird daher auch ein Vorschlag der Europäischen Kommission zur Erhöhung der Fallback-Benchmarks angekündigt. Diese Erhöhung soll sehr kurzfristig umgesetzt werden und bereits für den Zeitraum 2026 bis 2030 gelten.

Dessen ungeachtet ist zu berücksichtigen, dass für die unterschiedlichen Anwendungsbereiche der Fall-Benchmarks zwar bisher identische Benchmark-Niveaus zum Tragen kommen, Gleichwohl ist zu berücksichtigen, dass hier mit Blick auf die Carbon-Leakage-Faktoren in der Zuteilungsformel (vgl. Kapitel 9.1) unterschiedliche Werte in Ansatzgebracht werden (Artikel 16 Absatz 3 der EU-ZuVO):

- Für Anlagen mit Carbon-Leakage-Einstufung beträgt der Carbon-Leakage-Faktor durchgängig 100%.
- Für Fernwärmanlagen beträgt der Carbon-Leakage-Faktor von 2021 bis 2030 konstant 30%
- Für die übrigen Anwendungsbereiche der Fallback-Benchmarks, also in den Industriesektoren ohne Carbon-Leakage-Einstufung beträgt der Carbon-Leakage-Faktor bis 2026 30% und sinkt dann linear bis 2030 auf null.
- Für Fernwärmanlagen in Bulgarien, Tschechien, Lettland und Polen bestehen spezifische Länderregelungen, die eine höhere kostenlose Zuteilung für Fernwärme ermöglichen (Anhang VIII der EU-ZuVO).

Das Ergebnis der der bisherigen Entwicklung der Fallback-Benchmarks ist in der folgenden Tabelle 9-2 zusammengefasst. Außerdem ist dargestellt, welche Mengen mit Blick auf die Carbon-Leakage-Faktoren am Ende kostenlos zugeteilt werden.

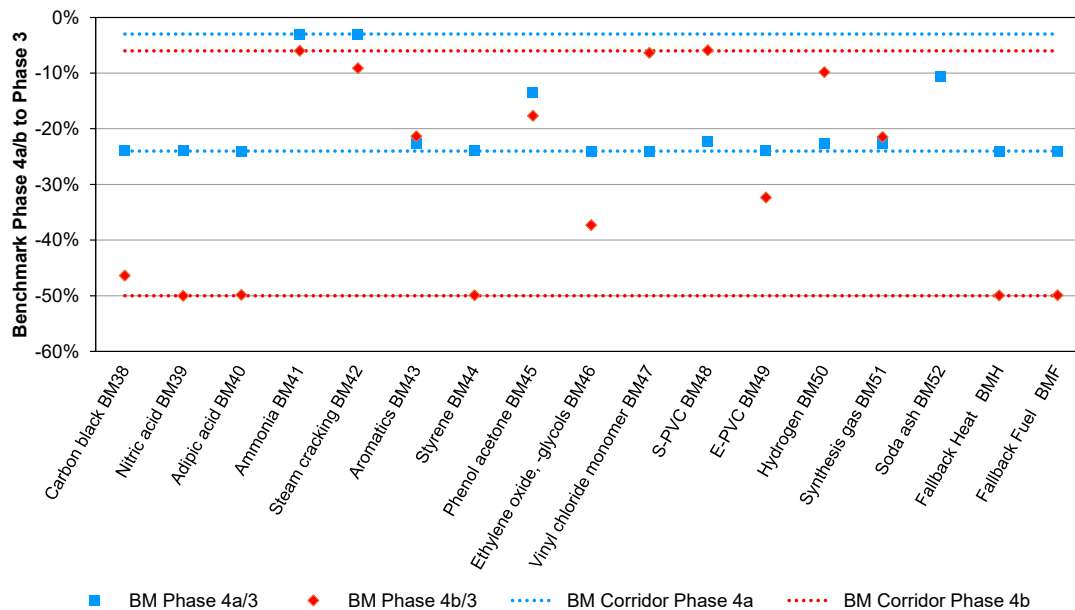
Tabelle 9-2: Bisherige Entwicklung der Fallback-Benchmarks

	Benchmark			Zuteilung
	2013-2020	2021-2025	2026-2030	2021
	t CO ₂ /TJ	t CO ₂ /TJ	t CO ₂ /TJ	Mio. EUA
Wärme carbon leakage	62,3	47,3	31,2	59,3
Wärme non-carbon leakage	62,3	47,3	31,2	4,3
Fernwärme	62,3	47,3	31,2	16,2
Brennstoff carbon leakage	56,1	42,6	28,1	33,5
Brennstoff non-carbon leakage	56,1	42,6	28,1	2,7

Quellen: Europäische Kommission, Öko-Institut

Da die kostenlose Zuteilung auf Basis der Fallback-Benchmarks vor allem für die komplexen Produkte bzw. Produktionsprozesse in der chemischen Industrie von erheblicher Bedeutung, zeigt die Abbildung 9-6 die Entwicklung der Anpassungsfaktoren für die erste und die zweite Zuteilungsperiode der 4. Handelsperiode für einerseits die Produkt-Benchmarks im Bereich der chemischen Industrie sowie andererseits die beiden Fallback-Benchmarks.

Abbildung 9-6: Anpassungsfaktoren für die produktspezifischen Benchmarks in der Chemieindustrie sowie die Fallback-Benchmarks



Quellen: Europäische Kommission, Öko-Institut

Mit wenigen Ausnahmen (v.a. Salpeter- und Adipinsäureproduktion mit sehr effektiven und kostengünstigen bzw. großflächig eingesetzten Vermeidungsoptionen für N_2O) und vor allem für die Anlagengruppen mit sehr großen Emissionsbeiträgen (Steam Cracking, Ammoniak- und Wasserstoff-Produktion) liegt die Benchmark-Anpassung für die zweite Zuteilungsphase der 4. Handelsperiode bei 10% und darunter. Für die Zuteilung über die beiden Fallback-Benchmarks ergibt sich eine Reduktion der Benchmarks um 50%. Diese Asymmetrie bzw. die damit einhergehenden Verteilungseffekte erscheinen gerade in der längeren Perspektive (in der die Differenzen kontinuierlich zuwachsen) kaum noch vertretbar.

Analog zu den Produkt-Benchmarks können die verschiedenen Optionen zur Fortschreibung der Fallback-Benchmarks wie folgt beschrieben und bewertet werden.

- Ohne Veränderung blieben diese verzerrenden Effekte erhalten und würden sich im Zeitverlauf weiter vergrößern. Für Anlagen mit Carbon-Leakage-Einstufung würden sich weiterwachsende Nachteile im Gesamtsystem der kostenlosen Zuteilung ergeben. Allerdings wären damit keine Veränderungen im Regelwerk verbunden und könnte der CSCF kleiner ausfallen als bei den anderen Optionen.
- Reformoption 1: Die Fallback-Benchmarks könnten, ausgehend von den Basiswerten der Handelsperiode 2013-2020 (bzw. dem Bezug auf Erdgas bzw. in typischen Heizwerken eingesetztes Erdgas) für die Anwendungen im Bereich der Carbon-Leakage-Einstufung mit einem einheitlichen und niedrigen Anpassungswert (von z.B. 0,3% jährlich) fortgeschrieben werden. Die Verzerrungen zwischen Produkt-Benchmark- und Fallback-Benchmark würden damit weitgehend begrenzt und das Verfahren wäre einfach umzusetzen.

Allerdings würden dann die Benchmarks für die Zuteilungsperioden ab 2031 teilweise deutlich über den Werten für die Zuteilungsperiode 2026-2030 liegen und müsste der CSCF entsprechend höher ausfallen.

- Reformoption 2: Die Fallback-Benchmarks könnten, ausgehend von den Benchmark-Werten der Zuteilungsperiode 2021-2025 mit einem einheitlichen und niedrigen Anpassungswert (von z.B. 0,3% jährlich) fortgeschrieben werden. Verzerrungen würden damit auf das bis zur jeweiligen Zuteilungsperiode entstandene Maß begrenzt und auch dieses Verfahren wäre einfach umzusetzen. Der CSCF müsste nicht ganz so stark wie in der vorstehenden Option angepasst werden.
- Reformoption 3: Alle anderen Anpassungsvarianten (Nutzung anders ermittelter Anpassungsfaktoren als die in den vorstehenden beiden Optionen verwendeten unteren Korridorwerte des derzeit gültigen Regelwerks) könnten zu einem erheblichen Verfahrensaufwand und nicht intendierten Implikationen führen.

Mit Blick auf die Begrenzung der Verzerrungseffekte durch das Benchmark-Design, den Verfahrensaufwand, die Konsistenz der Entwicklung über die Zeit, die Effekte für den CSCF (und dessen Verteilungswirkungen) sowie die Konsistenz mit den für die Produkt-Benchmarks vorgeschlagenen Anpassungen wird die Reformoption 2 empfohlen. Es wird also ausgehend vom Benchmark für die Zuteilungsperiode 2021-2026 eine Fortschreibung mit dem derzeitigen unteren Korridorwert ab 2026 empfohlen, womit die von der Europäischen Kommission angekündigte Erhöhung der Fall-Back-Benchmarks bereits antizipiert bzw. umgesetzt wurde. Das Ergebnis dieser Fortschreibung ist in Tabelle 9-3 dargestellt. Diese Regelung wirkt dann insbesondere für Carbon-Leakage-Sektoren. Für Fernwärme- bzw. nicht als Carbon-Leakage-gefährdet eingestufte Anlagen soll die kostenlose Zuteilung wie bisher auslaufen (über den Carbon-Leakage-Faktor wie oben dargestellt).

Tabelle 9-3: Vorschlag für die Weiterentwicklung des Fallback-Benchmarks für Wärme ab 2026

	t CO ₂ /TJ	g CO ₂ /kWh	in % des Ausgangsniveaus
Bisherige Benchmarks			
2013-2020	62,3	224,3	100%
2021-2025	47,3	170,5	76%
2026-2030	31,2	112,1	50%
Weiterentwicklung			
2026-2030	46,4	167,1	75%
2031-2035	45,5	163,7	73,0%
2036-2040	44,5	160,4	71,5%
2041-2045	43,6	157,0	70,0%
2046-2050	42,7	153,6	68,5%

Anmerkung: Zusätzlich wird der Carbon-Leakage-Faktor angewendet. Für Fernwärme und Wärmeherzeugung in den nicht auf der Carbon-Leakage-Liste geführten Sektoren läuft die kostenlose Zuteilung linear aus.

Quelle: Öko-Institut

9.4. Zwischenfazit: Entwicklung der vorläufigen Zuteilungsmenge

Basierend auf den bisherigen Regelungen zur Fortschreibung der Benchmarks in Kapitel 9.3 und der Berücksichtigung des CBAM (Kapitel 9.6) ergibt sich die Abbildung 9-7 dargestellte Entwicklung der vorläufigen kostenlosen Zuteilung, auch im Vergleich zur Projektion auf Grundlage des derzeit gültigen Fortschreibungsansatzes für die Benchmarks.

Nachdem mit dem Beginn der 3. Handelsperiode im Jahr 2013 die kostenlose Zuteilung für die Stromerzeugung beendet wurde, lag die kostenlose Zuteilung für die Industrie und die sonstige Wärmeerzeugung im Erfassungsbereich des EU ETS im Jahr 2013 auf einem Niveau von gut 870 Mio. EUA. Bis zum Jahr 2025 hat sie sich mit einem Niveau von knapp 500 Mio. EUA um über 40% reduziert. Zurückzuführen ist dies vor allem auf die rückläufige Industrieproduktion, da die Benchmark-Werte für die erste Zuteilungsphase der 4. Handelsperiode im Vergleich zur dritten Handelsperiode im gewichteten Mittel nur um etwa 15% (bei einer Bandbreite von 3 bis 24%) reduziert wurde.

Auch in den Jahren ab 2026 ist ein weiterer und relativ kontinuierlicher Rückgang der kostenlosen Zuteilung zu erwarten. Dieser Trend ist einerseits zurückzuführen auf die kontinuierliche Absenkung der Produktbenchmarks um bis zu 2,5% pro Jahr, andererseits aber auch mit Blick auf die mit hoher Wahrscheinlichkeit rückläufige Produktion v.a. in den energie- und emissionsintensiven Branchen.¹⁹

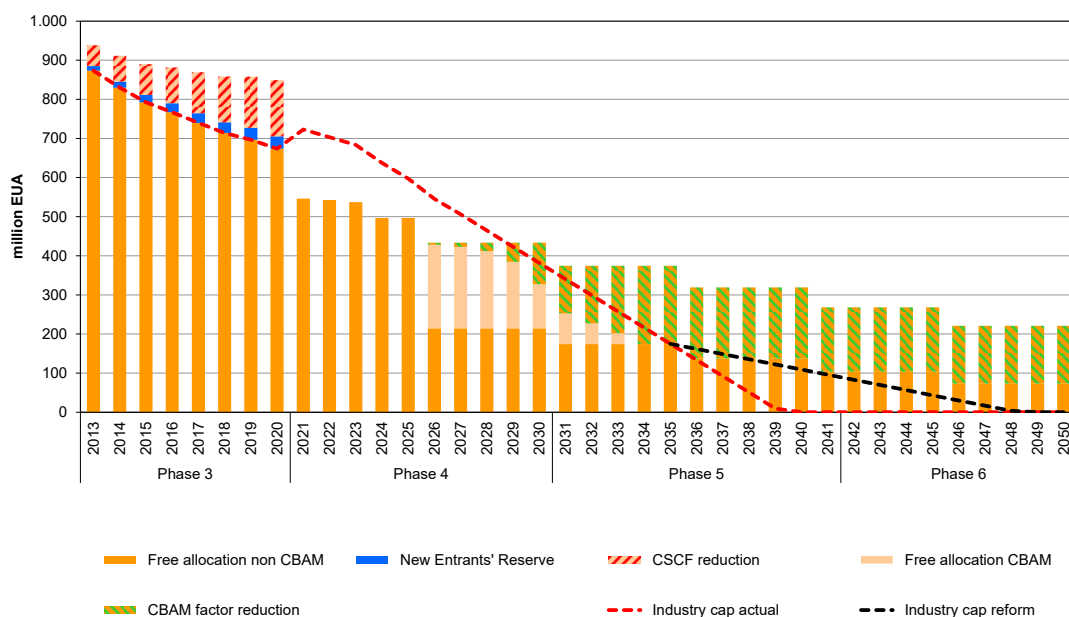
Außerdem ist dargestellt, welcher Anteil der vorläufigen Zuteilungsmengen auf diejenigen Anlagen entfällt, in denen (heute) vom CBAM erfasste Güter hergestellt werden. Während bis zur 4. Handelsperiode die kostenlose Zuteilung noch etwa hälftig auf Anlagen zur Herstellung von CBAM-Gütern entfällt, steigt dieser Anteil bei Fortsetzung der bisherigen Regelungen zur Benchmark-Fortschreibung ab Mitte der 2030er Jahre auf Werte von etwa 60% und danach auf bis zu 67% an. Unter der Maßgabe einer Anpassung für die Benchmark-Fortschreibung (wie in den vorstehenden Kapiteln beschrieben) würde sich die vorläufige kostenlose Allokation auch weiterhin hälftig auf die Anlagen zur Herstellung von CBAM-Gütern und die verbleibenden Anlagen verteilen. Aus der Perspektive der vorläufigen Zuteilung würden aus einer geänderten Benchmark-Anpassung zunächst vor allem Vorteile für Anlagen resultieren, in denen keine CBAM-Güter produziert werden. Für alle Anlagen würde sich jedoch eine bessere Berechenbarkeit der zukünftigen Zuteilungsmengen ergeben, da die Benchmark-Anpassungen nicht länger von der aus Sicht einer einzelnen Anlage nur schwer abschätzbaren Entwicklung der 10% besten Anlagen abhängen würden.

Die Übersicht verdeutlicht aber auch, dass eine alleinige Fokussierung auf die vorläufige Zuteilung, d.h. die Benchmarks, zu kurz greift. Nachdem der Cross-sectoral Correction Factor (CSCF) in der 4. Handelsperiode keine Rolle spielt, werden ab 2031 über den CSCF sehr deutliche Anpassungen vorgenommen werden müssen (vgl. hierzu Kapitel 9.5). Jenseits dieser Anpassung der kostenlosen Zuteilung kommt darüber hinaus der Anwendung des CBAM-Faktors eine zentrale Rolle zu (vgl. Kapitel 9.5 und 9.6).

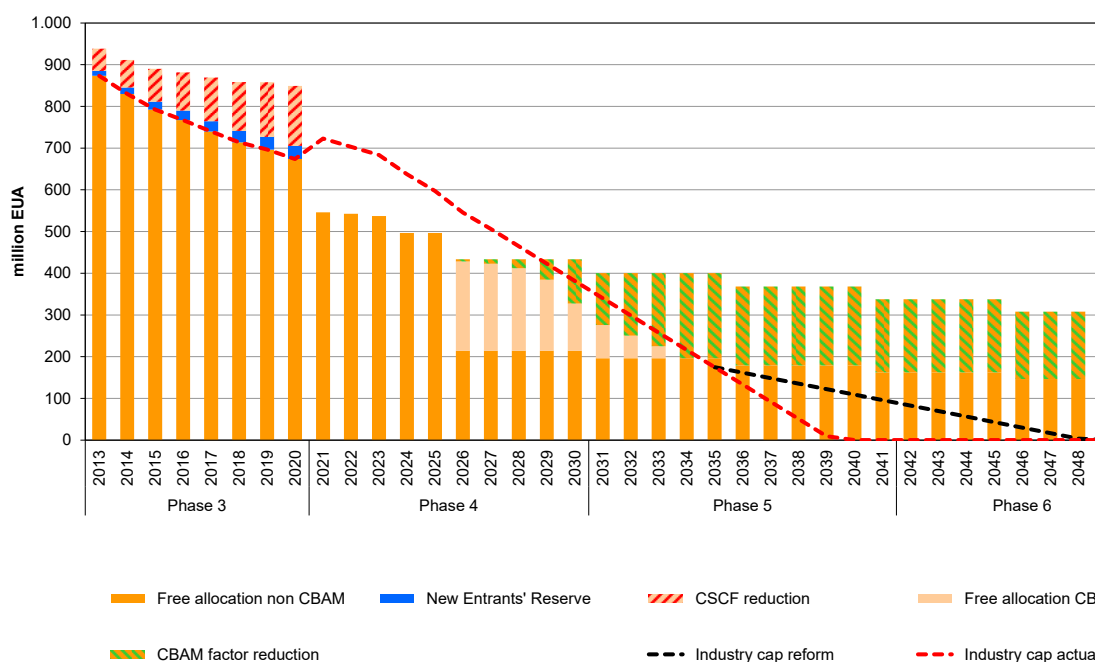
¹⁹ In den letzten Jahren war in der EU insbesondere die Produktion von energieintensiven Grundstoffen rückläufig. Auch die Raffinerieproduktion wird im Zuge der Energiewende deutlich zurückgehen. Um beide Trends (vereinfacht) abzubilden, wurde für die Projektion ab 2026 ein exemplarischer Rückgang der Aktivitätsniveaus von 5% pro Zuteilungsperiode unterstellt.

Abbildung 9-7: Entwicklung der vorläufigen Zuteilungsmengen

a) nach den bisherigen Zuteilungs-Benchmarks



b) mit der Reformoption für die Benchmark-Zuteilung



Anmerkungen: Absenkung der Aktivitätsniveaus um 5% alle 5 Jahre (Basis 2025), neuer Berechnungsansatz für Industrie-Cap ab 2021 (bis 2020 Anteil der Nicht-Stromerzeuger), Schätzung der über den CSCF reduzierten Mengen bis 2020 über Rückrechnung aus der realen kostenlosen Zuteilung, keine Berücksichtigung von nicht zugeteilten Zertifikaten (Stilllegungen etc.)

Quelle: Öko-Institut

9.5. Zuteilungskürzungen über den Cross Sectoral Correction Factor (CSCF)

Der Anteil der kostenlosen Zuteilung an den insgesamt der im Rahmen der Cap verfügbaren Emissionsberechtigungen ist in der EU ETS-Richtlinie auf 46% begrenzt (57% Auktionsanteil abzüglich eines Puffers von 3%). Wenn die Summe der (vorläufigen) Zuteilung diesen Anteil überschreitet, kommt es zu einer anteiligen Kürzung der kostenlosen Zuteilung. Dafür wird ein sektorübergreifenden Korrekturfaktor (Cross Sectoral Correction Factor, CSCF) festgelegt (Art. 10a Abs. 5 EU- ETS-RL).

Zu berücksichtigen ist dabei, dass der CSCF ohne Berücksichtigung der im Zuge der Anwendung des CBAM-Faktors entstehenden Kürzungen der kostenlosen Zuteilung ermittelt wird (vgl. dazu Kapitel 9.6).

Der CSCF erlangt durch Entscheidung der Europäischen Kommission Rechtskraft und wird für alle Anlagen angewandt, die eine kostenlose Zuteilung erhalten. In der dritten Handelsperiode wurde der CSCF jahresscharf ermittelt²⁰, seit dem Beginn der 4. Handelsperiode wird der CSCF für die jeweils fünfjährigen Zuteilungsphasen ermittelt.

In der dritten Handelsperiode gingen die (finalen) CSCF von 89% für 2013 auf 78% für 2020 zurück (Tabelle 9-4). Vor allem wegen der deutlichen Verschärfung der Benchmark-Werte konnte der CSCF für die erste Zuteilungsphase der 4. Handelsperiode (2021-2025) auf 100% festgelegt werden (EC 2021a). Für die zweite Zuteilungsphase (2026-2030) ist ebenfalls zu erwarten, dass über den CSCF keine Kürzung der kostenlosen Zuteilung erfolgt.

Tabelle 9-4: Auswirkungen unterschiedlicher Varianten für die Entwicklung des Caps und der Benchmarks auf den Cross-sectoral Correction Factor

	Historische Werte	Projektionen			
		Aktuelles Cap (LRF 4,4%)		Angepasstes Cap (LRF 4,4% bis 2035, 1,4% ab 2036)	
		Aktueller Stand	Benchmark-Reform	Aktueller Stand	Benchmark-Reform
2013-2020	89.2% → 78.0% (94.3% → 82.4%)*				
2021-2025	100%				
2026-2030	100%				
2031-2035	-	69%	64%	69%	64%
2036-2040	-	18%	15%	42%	37%
2041-2045	-	-	-	26%	21%
2046-2050	-	-	-	5%	3%

Anmerkungen: * Die ursprüngliche Entscheidung der Kommission lautete 94,3% → 82,4%. Nach einem Urteil des Europäischen Gerichtshofs vom April 2016 wurde sie auf 89,2% → 78,0% geändert. Die Neuberechnung betraf nur Zuteilungsentscheidungen, die nach dem 1. März 2017 getroffen wurden; da die Zuteilungsentscheidungen für die große Mehrzahl der Anlagen bereits umgesetzt worden waren, blieben die meisten Zuteilungen jedoch unverändert.

Quellen: Europäische Kommission, Öko-Institut

²⁰ Der im Jahr 2013 ermittelte CSCF für die dritte Handelsperiode wurde am 28.04.2016 auf Grundlage eines Urteils des EuGH korrigiert (UBA 27.01.2017). Die anzuwendenden CSCF verringerten sich dabei von 82% bis 94% auf 78% bis 89%. Der höhere CSCF wurde aber für Bestandsanlagen nicht angewendet, sondern nur für Zuteilungsänderungen.

Die Tabelle 9-4 zeigt eine Projektion des CSCF für die im Kapitel 9.4 gezeigten Entwicklungsvarianten der Cap und der Benchmark-Fortschreibung (die Kürzungen der kostenlosen Zuteilung durch den CBAM-Faktor wird dabei noch nicht berücksichtigt):

- In jedem Fall ist für den Zeitraum ab 2031 erstmals wieder ein CSCF von sehr deutlich unter 100% zu erwarten.
- Für die ersten Zuteilungsphase der 5. Handelsperiode ist bei Beibehaltung des derzeitigen Ansatzes der Benchmark-Fortschreibung und bei Beibehaltung des Linearen Reduktionsfaktors bis 2035 mit einem CSCF von leicht unter 70% zu rechnen.
- Wenn die Methode zur Benchmark-Fortschreibung und die Linearen Reduktionsfaktoren (letztere ab 2036) nicht verändert werden, sinkt der CSCF für die zweite Zuteilungsphase der 5. Handelsperiode auf einen Wert von knapp 20%. Bei einer Anpassung der Benchmark-Fortschreibung muss die Kürzung über den CSCF höher ausfallen. Daher sinkt der CSCF wegen der in diesem Fall höheren Benchmark-Werte auf etwa 15%.²¹ Für den Zeitraum ab 2041 ergibt sich keine kostenlose Zuteilung mehr.
- Durch eine Anpassung der Lineare Reduktionsfaktoren (hier auf 1,4% ab 2036) erhöhen sich die CSCF ab der zweiten Zuteilungsphase der 5. Handelsperiode deutlich und liegen bei 42% (ohne Anpassung der Methode zur Benchmark-Fortschreibung) bzw. 37% (mit der beschriebenen Anpassung der Benchmark-Fortschreibung).
- Bei einer angepassten Cap würde es ab 2036 zu einem deutlich höheren CSCF kommen (je nach Fortschreibungsansatz für die Benchmarks von etwas über 40% bis etwas unter 40%). Auch nach 2041 käme es noch zu einer kostenlosen Zuteilung, die Kürzungen lägen in der ersten Zuteilungsphase der 6. Handelsperiode bei fast drei Vierteln (ohne Benchmark-Reform) bzw. fast vier Fünfteln (mit Benchmark-Reform).
- In der zweiten Zuteilungsphase der 6. Handelsperiode würden über den CSCF Kürzungen der vorläufigen Mengen für die kostenlose Zuteilung von 95% oder mehr vorgenommen.

Die hier dargestellte Projektion verdeutlicht, dass zunächst die Ausgestaltung der Cap und dort speziell des Linearen Reduktionsfaktors den entscheidenden Einflussfaktor für den CSCF bildet. Eine Veränderung der Benchmark-Fortschreibungsmethodik ändert an der Gesamtsumme der kostenlosen Zuteilung naturgemäß nichts, sondern bewirkt Umverteilungseffekte innerhalb der Industrie. Die Netto-Effekte ergeben sich wie folgt:

- Für Anlagen der Herstellung von Produkten, für die die Anpassung der Benchmarks in der bisherigen Methode auf Grundlage der restriktiveren Korridorwerte erfolgt (z.B. 25% über 10 Jahre) erhalten im Kontext des neuen Fortschreibungsansatz (z.B. 3% über 10 Jahre) eine höhere kostenlose

²¹ Die Veränderung des Ansatzes zur Benchmark-Fortschreibung würde in der ersten Zuteilungsphase der 5. Handelsperiode den CSCF um etwa 5 Prozentpunkte senken.

Zuteilung, obwohl der CSCF im Kontext der neuen Benchmark-Methode nominell deutlich sinkt.

- Für Anlagen der Herstellung von Produkten, deren Benchmarks in der bisherigen Methode auf Grundlage der oberen Korridorwerte erfolgt (z.B. 3% über 10 Jahre) erhalten im Kontext des neuen Fortschreibungsansatz (z.B. 3% über 10 Jahre) eine niedrigere kostenlose Zuteilung, da sich der CSCF mit dem Übergang zur neuen Benchmark-Fortschreibung nochmals deutlich reduziert. Wenn sich allerdings im Kontext der zunehmenden Transformation des Anlagenparks die Benchmark-Werte für die jeweiligen Anlagen in Richtung der restriktiveren Korridorwerte entwickeln fällt der netto negative Effekt für die kostenlose Zuteilung entsprechend geringer aus.

Die exemplarische Projektion verdeutlicht damit, dass die Debatte um die kostenlose Zuteilung nicht auf die Höhe der zukünftigen Benchmark-Werte verengt werden sollte sondern die Interaktionen mit dem CSCF sorgfältig berücksichtigt werden müssen. Und so stellt sich Entlastungswirkung für die verschiedenen Anlagencluster sehr unterschiedlich dar. Während sich für Anlagen mit bisher restriktiver Fortschreibung der Benchmarks höhere Werte für die effektive kostenlose Zuteilung ergeben, besteht der Vorteil einer Veränderung der Fortschreibungsmethoden für die Benchmarks für die Anlagen, bei denen die Benchmark-Werte nach dem bisherigen Ansatz im Zeitverlauf weniger stark abgesenkt wurden vor allem in der deutlich besseren Berechenbarkeit der kostenlosen Zuteilung in den zukünftigen Zuteilungsphasen, da diese nunmehr nicht mehr von der von Einzelakteuren kaum beeinflussbaren oder auch nur einschätzbaren Veränderungen im Bestbereich der jeweiligen Gesamtflotte abhängig sind.

Explizit hingewiesen soll an dieser Stelle, dass die vorstehenden Analysen die Anwendung des CBAM-Faktors noch nicht berücksichtigen.

9.6. Zuteilungskürzungen über den CBAM-Faktor

Der Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM) im Kontext des EU ETS bzw. der EU-Klimapolitik hat im Kern zwei zentrale Ziele (vgl. Kapitel 8.2). Er soll primär Carbon-Leakage-Prozesse vermeiden, die durch unterschiedliche bzw. nicht existente oder anders strukturierte CO₂-Bepreisungsinstrumente in Ländern entstehen können, die Güter mit hohem CO₂-Fußabdruck aus bestehenden oder auch aus neu errichteten Anlagen in größerem Umfang in die EU exportieren können. Als weiteres wichtiges Ziel dient der CBAM dazu, Anreize für klimafreundlichere Produktionsmethoden oder auch die Einführung von Treibhausgas-Bepreisungssystemen in nicht vom EU ETS erfassten Regionen oder Staaten zu setzen. Der CBAM startete im Oktober 2023 mit einer zweijährigen Erprobungsphase für die Zulassungs- und Berichtsprozesse, ab Januar 2026 entfaltet er für Importeure der durch den CBAM erfassten Güter auch ökonomische Wirkungen, beginnen also die Verpflichtungsphasen im engeren Sinne.

Zeitgleich mit dem Beginn dieser Verpflichtungsphase des CBAM wird die kostenlose Zuteilung nach aktueller Rechtslage für die vom CBAM betroffenen Anlagen ab 2026 über einen Zeitraum von 9 Jahren schrittweise reduziert und soll bis zum Jahr 2034 komplett entfallen. Dafür wird die kostenlose Zuteilung, für die vom CBAM erfassten Produkte, mit dem CBAM-Faktor multipliziert. Grundlage ist dabei die vorläufige Zuteilung

auf Basis der jeweiligen historischen Aktivitätsniveaus, die über den CSCF angepasst wird, so dass die Einhaltung der für die kostenlose Zuteilung verfügbaren Höchstmenge von Emissionsberechtigungen (ohne Berücksichtigung des CBAM) gesichert bleibt.

Der CBAM-Faktor wird im Jahr 2026 erstmals angewendet und beträgt 97,5%. Nach relativ geringen Anpassungen auf 95% (2027) und 90% (2028) sinkt er nach derzeitiger Rechtslage (Art. 10a EU-ETS-RL) danach relativ stark auf 77,5% (2029) und auf 51,5% (2030), wird dann bis 2033 in Schritten von jeweils 12,5% gesenkt und sinkt bis 2034 auf null (Art. 10a EU-ETS-RL).

Die im Zuge der Kürzung durch den CBAM-Faktor nicht mehr kostenlos zugeteilten Emissionsberechtigungen werden versteigert, fließen aber nicht in das allgemeine Auktionierungsaufkommen sondern werden dem Innovationsfonds zugewiesen und für dessen Zwecke verwendet. Auf der anderen Seite wird beim Import von CBAM-Gütern der Erwerb von CBAM-Zertifikaten notwendig, deren Wert dem der Emissionsberechtigungen des EU ETS entspricht (zu den Details des CBAM vgl. Kapitel 8.2).

In der Kumulation von Benchmark-Anpassungen (die für CBAM-Anlagen typischerweise weniger restriktiv sind), der Anwendung des ab 2031 wieder in relevanter Größe wirksamen CSCF (der alle Anlagen in gleicher Weise betrifft) und des CBAM-Faktors ergibt sich für die dem internationalen Wettbewerb bzw. der Carbon-Leakage-Problematik in besonderer Weise ausgesetzten Anlagen eine sehr starke Kürzung der kostenlosen Zuteilung ab 2030.

Auf einer abstrakten Ebene ist dies auch sachlogisch zwingend. Wenn der CBAM dazu führt, dass das Carbon Leakage Risiko robust und umfassend verhindert werden kann, dann entfällt die Legitimation für die kostenlose Zuteilung von Emissionsberechtigungen, die im EU ETS ja als Übergangslösung und explizit mit Verweis auf die Carbon-Leakage-Problematik begründet wird.

Auf der praktischen Ebene ergeben sich für das noch relativ neue Instrument des CBAM, für das nur sehr begrenzte Erfahrungen vorliegen, jedoch aktuell noch grundlegende Herausforderungen die, wenn sie nicht behoben werden, die Wirksamkeit des CBAM als Carbon Leakage Schutzinstrument gefährden können (vgl. Kapitel 8.2):

- Die Behandlung von Exporten CBAM-relevanter Güter und des damit verbundenen Carbon-Leakage Risikos sind im aktuellen Rechtsrahmen noch nicht ausreichend adressiert. Der Export-Anteil für die verschiedenen vom CBAM erfassten Güter unterscheidet sich jedoch sehr stark (vergleichsweise niedrig für Zement, höher für andere Güter im Bereich der Metallerzeugung). Auf europäischer Ebene wird weiterhin diskutiert, wie das Carbon-Leakage-Risiko für EU-Exporte wirksam minimiert werden kann.
- Die Risiken von Umgehungstatbeständen für das CBAM-Regime (Resource Shuffling, Downstreaming, aber auch das Design von etwaigen CO₂-Bepreisungsinstrumenten in den exportierenden Ländern sind unbestreitbar existent, es sollte versucht werden dies durch geeignete Gegenmaßnahmen zu adressieren (vgl. Kapitel 8.2). Ob dies gelingt, ist aber unklar. Die Bandbreite der entsprechenden Maßnahmen ist groß, gleichzeitig besteht eine Reihe von Zielkonflikten. Die Europäische Kommission arbeitet aktuell an einem Maßnahmenpaket und in unterschiedlichen Mitgliedstaaten sind vertiefte

Analysen zur Wirksamkeit des CBAM aufgesetzt worden, allerdings wird sich eine robuste empirische Evidenz bezüglich der Effektivität der verschiedenen Maßnahmenbündel zur Vermeidung von Umgehungsstrategien erst im Zeitverlauf einstellen können.

Damit entsteht ein Spannungsfeld zwischen der bisher noch nicht robust einschätzbaren Effektivität des CBAM mit Blick auf den Carbon-Leakage-Schutz und der kurzfristigen und konkreten Abschmelzung der kostenlosen Zuteilung für die CBAM-Güter produzierenden Anlagen (die ökonomisch einer Minderung von Deckungsbeiträgen entspricht). Diese Situation ist grundsätzlich keineswegs neu, für viele neu aufgesetzte Mengensteuerungsinstrumente (EU-ETS, THG-Quotenmodell in Deutschland) bedurfte es längerer Lernprozesse, bevor Umgehungs- oder Missbrauchsstrategien robust bzw. in ausreichendem Umfang ausgeschlossen werden konnten. Hinsichtlich dieser Lernprozesse ist darauf hinzuweisen, dass sich in der Praxis ex ante diskutierte Umgehungs- oder Missbrauchsstrategien oft als weniger relevant erwiesen haben und ex ante nicht im Blickfeld befindliche Strategien der regulierten Wirtschaftssubjekte in einigen Fällen eine problematische Bedeutung erlangt haben.

Dieses Spannungsfeld wird, wie auch bei den anderen vergleichbaren Instrumenten, im Zeitverlauf schrittweise aufgelöst werden können. Dazu bedarf es einer ex ante Stärkung von CBAM sowie fundierter Evaluierungsmaßnahmen und der dafür notwendigen Zeiträume. Die Kernfrage für die Angemessenheit der Kürzung der kostenlosen Zuteilung im Kontext des CBAM-Faktors besteht also darin, ob die CBAM-VO durch robuste Maßnahmen gegen Umgehungsstrategien und gegen Carbon-Leakage-Risiken bei Exporten ergänzt wird und ob sich die vorgesehene Trajektorie des zeitlichen Verlaufs des CBAM-Faktors als konsistent mit den erzielbaren Evaluierungsergebnissen erweist.

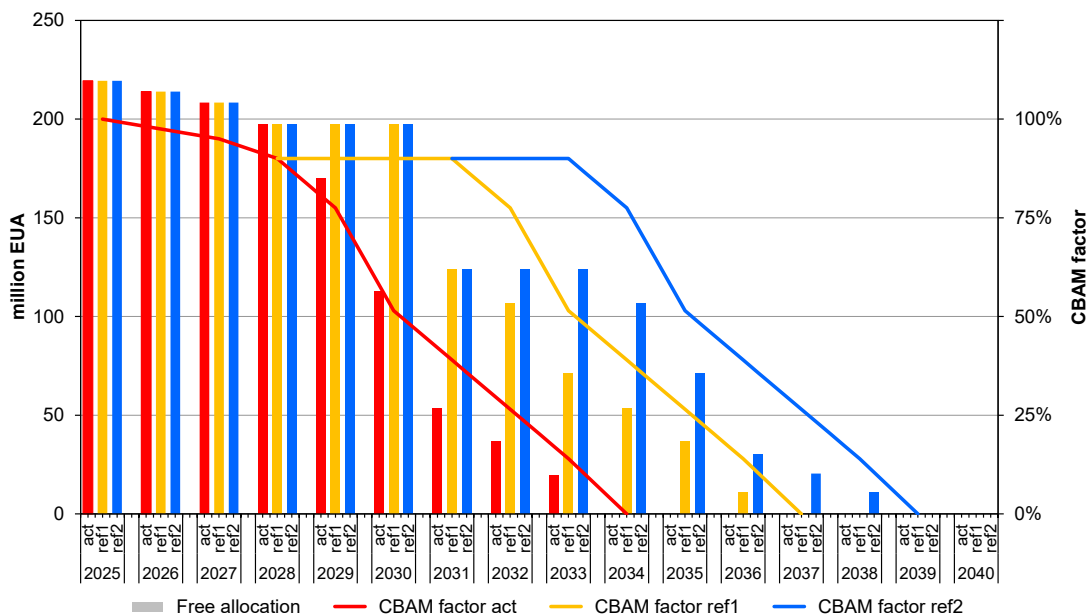
Falls die CBAM-VO nicht rechtzeitig zum starken Absenken des CBAM-Faktors ausreichend robust gegenüber Umgehungsstrategien und Exportrisiken ausgestaltet werden kann, wäre es sinnvoll, die Phase der starken Absenkung des CBAM-Faktors zeitlich zu strecken, um das Spannungsfeld zwischen dem Abbau der kostenlosen Zuteilung und dem Carbon-Leakage-Schutz aufzulösen. Dabei ist auch zu berücksichtigen, dass die Zahl, der vom CBAM erfassten Güter ab 2028 nochmals deutlich ausgeweitet werden soll (~30%), belastbare Beobachtungszeiträume für die Evaluierung der Wirksamkeit des Systems 3 bis 5 Jahre erfordert und auch Rechtssetzungsprozesse zur Weiterentwicklung des CBAM gewisse Zeiträume benötigen.

Allerdings reduziert das Einfrieren das Auktionierungsaufkommen für den Innovationsfonds und birgt die Gefahr sich als längerfristige Maßnahme zu etablieren. Beide Risiken müssten adressiert werden. Erstens durch eine klare zeitliche Befristung mit Überprüfungsmechanismen, die an die nachgewiesene CBAM-Wirksamkeit gekoppelt sind. Zweitens durch die Verbindung mit transformativen Investitionen, wie in Abschnitt 9.8 beschrieben.

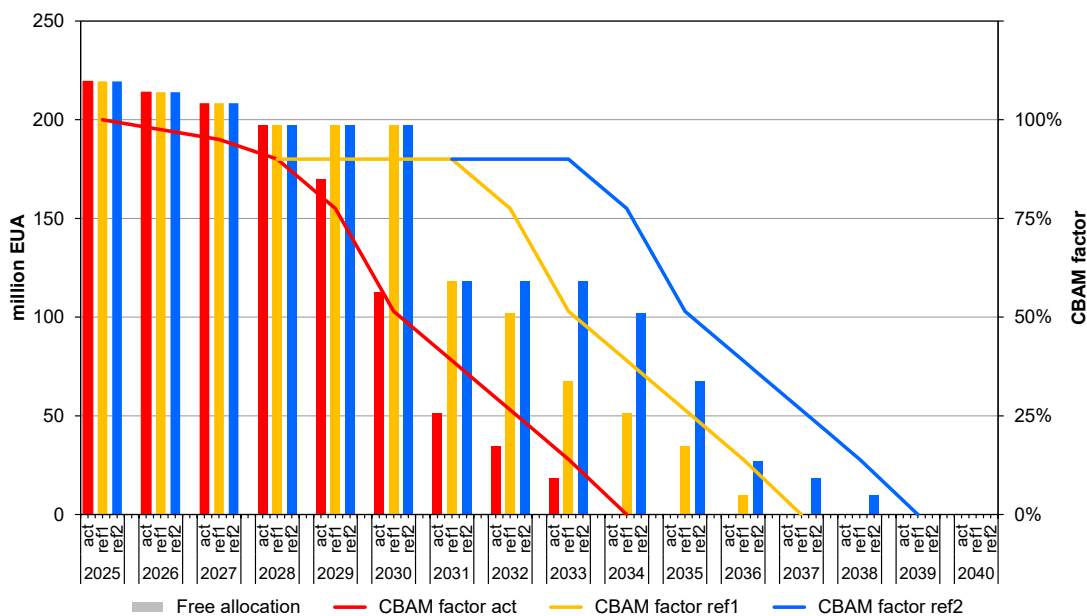
Angeichts der unmittelbar bevorstehenden Zuteilungen in der zweiten Zuteilungsphase der 4. Handelsperiode des EU ETS kann die Kürzung der kostenlosen Zuteilung über den CBAM-Faktor für einige Sektoren mit erhöhtem Carbon-Leakage-Risiko (z.B. Eisen und Stahl, Aluminium und Düngemittel) um bis zu 5 Jahre auf dem Wert von 2028 (CBAM-Faktor 90%) eingefroren werden. Das Abschmelzen des Faktors würde dann erst mit einer Verzögerung von maximal 5 Jahren fortgesetzt.

Abbildung 9-8: Entwicklung des CBAM-Faktors in Varianten und die damit entstehenden Effekte für das Aufkommen zugunsten des Innovationsfonds

a) nach den bisherigen Zuteilungs-Benchmarks



b) mit der Reformoption für die Benchmark-Zuteilung



Anmerkung: act – aktuelle Rechtslage, ref1 - Einfrieren des CBAM-Faktors auf dem Wert von 2028 für drei weitere Jahre, ref2 – Einfrieren des CBAM-Faktors für 5 weitere Jahre.

Quelle: Öko-Institut

Die Abbildung 9-8 zeigt eine Projektion für die Anpassung des CBAM-Faktors für die aktuelle Rechtslage sowie zwei Varianten. In der ersten Variante wird der CBAM-Faktor ab 2028 für drei weitere Jahre auf dem Niveau von 2028 konstant gehalten, in der zweiten Variante verlängert sich diese Zwischenphase auf 5 Jahre.

Mit Blick auf die Effekte für 2029 und 2030 ergeben sich in den beiden Reformvarianten deutliche höhere Niveaus für die kostenlose Zuteilung. Für die Jahre ab 2031 zeigt sich jedoch der signifikante Effekt des CSCF. Die kostenlose Zuteilung sinkt hier trotz des in den Reformvarianten konstant gehaltenen CBAM-Faktors um fast 40%, liegt aber gleichwohl um etwa 130% über dem nach aktueller Rechtslage zu erwartenden Zuteilungsniveau für die Anlagen mit CBAM-Produktion. In der Variante mit einer dreijährigen Verzögerung der weiteren Absenkung des CBAM-Faktors ergeben sich ab 2032 weitere deutliche Senkungen der kostenlosen Zuteilungen, für die Variante mit der Verzögerung um 5 Jahre erfolgen die deutlichen Senkungen der kostenlosen Zuteilungen erst ab 2034, wobei insbesondere in dieser Variante die Cap-bedingte Anpassung (über den CSCF) ab 2036 nochmals eine deutliche Wirkung zeigt. Während nach aktueller Rechtslage die kostenlose Zuteilung für CBAM-Anlagen im Jahr 2034 endet, verschiebt sich dieser Zeitpunkt für die beiden gezeigten Varianten auf die Jahre 2037 bzw. 2039.

Die Tabelle 9-5 vermittelt auch einen Überblick zu einer Projektion, in der das Konzept der Benchmark-Fortschreibung (Kapitel 9.3) angepasst wird. Strukturell ergeben sich naturgemäß keine Unterschiede zur derzeitigen Rechtslage bezüglich der Benchmark-Festlegung, es ergeben sich jedoch für den Zeitraum ab 2031 leichte Niveauunterschiede im Bereich der effektiven kostenlosen Zuteilung. Vermittelt über die Effekte der veränderten Benchmark-Fortschreibung auf den CSCF ergeben sich in der ersten Zuteilungsphase der 5. Handelsperiode um 5% geringere Zuteilungsniveaus für die CBAM-Anlagen als für den Fall der aktuellen Rechtslage, für die zweite Zuteilungsphase erhöht sich dieser Wert auf 10%. Diese Veränderungen liegen in dem Sachverhalt begründet, dass die Veränderung (Erhöhung) der Benchmarks für die Anlagen ohne CBAM-Produktion stärker ausfällt als für die CBAM-Anlagen und damit der CSCF etwas restriktiver ausfällt. Auch damit bestätigt sich das Ergebnis, dass der wesentliche Effekt der Benchmark-Reform nicht in Zusatzzuteilungen für CBAM-Anlagen, sondern in der Absicherung gegen die Unwägbarkeiten der Flottenentwicklung liegt.

Die beschriebenen Effekte sind maßgeblich auf die Wirkungen des CSCF und damit auch die Ermittlungsmethodik zur Ermittlung des CSCF zurückzuführen.

Bezüglich der Anwendung des CBAM-Faktors wurde eine weitere Analyse angestellt. Hier wird unterstellt, dass der CSCF auf der Basis einer vorläufigen Allokation ermittelt wird, für die bereits der CBAM-Faktor berücksichtigt wird. Der Abgleich mit dem Industrie-Cap folgt damit aus den jeweiligen historischen Aktivitätsniveaus, den einschlägigen Benchmarks sowie dem CBAM-Faktor für diejenigen Anlagen, in denen CBAM-Güter hergestellt werden.

Aus dieser veränderten Abfolge resultieren deutliche Unterschiede für die CSCF in den unterschiedlichen Varianten, die in der Tabelle 9-5 verdeutlicht werden.

Tabelle 9-5: Auswirkungen unterschiedlicher Varianten für die Entwicklung des Caps und der Benchmarks auf den Cross-sectoral Correction Factor bei einer Berücksichtigung CBAM-Faktors vor der Ermittlung des Cross-sectoral Correction Factors

Cap	Actual trading period	Projections							
		Actual (LRF 4.4%)				Adjusted (LRF 4.4% by 2035, 1.4% from 2036)			
		Actual		Reform		Actual		Reform	
Benchmarks		Actual	Reform	Actual	Reform	Actual	Reform	Actual	Reform
CBAM									
CSCF factor before CBAM factor									
2026-2030	100%								
2031-2035	-	69%	69%	64%	64%	69%	69%	64%	64%
2036-2040	-	18%	18%	15%	15%	42%	42%	37%	37%
2041-2045	-	-	-	-	-	26%	26%	21%	21%
2046-2050	-	-	-	-	-	5%	5%	3%	3%
CBAM factor before CSCF									
2026-2030	100%	-	-	-	-	-	-	-	-
2031-2035	-	100%	77%	100%	72%	100%	77%	100%	72%
2036-2040	-	42%	34%	32%	27%	99%	81%	76%	65%
2041-2045	-	-	-	-	-	67%	67%	43%	43%
2046-2050	-	-	-	-	-	14%	14%	7%	7%

Anmerkung: Als Reformoption für die Anpassung des CBAM-Faktors wird hier zur exemplarischen Verdeutlichung der verschiedenen Effekte die Variante einer Streckung um 5 Jahre dargestellt.

Quellen: Europäische Kommission, Öko-Institut

Im Vergleich zur aktuellen Rechtslage erhöhen sich damit die CSCF für die verschiedenen Zuteilungsphasen erheblich. Die konkreten Effekte für den CSCF sind jedoch sehr stark von den anderen Zuteilungsoptionen und deren Wechselspiel abhängig.

- Eine Veränderung der Fortschreibungsmethodik für die Benchmarks lässt die CSCF weiterhin sinken, wobei die relative Veränderung der CSCF hier, unabhängig von der Cap-Reform, gleichbleibt.
- Die weitere Entwicklung bzw. die Reform der CBAM-Faktoren lässt ebenfalls die Relationen zwischen den unterschiedlichen Reformansätzen für Cap und Benchmarks unverändert, insgesamt ergeben sich jedoch deutlich höhere CSCF.

Die Übersicht verdeutlicht auch, dass sich insbesondere aus dem Ermittlungsansatz für den CSCF erhebliche Veränderungen des CSCF auch längerfristig ergeben. Dieser Veränderungen resultieren jedoch im Zeitverlauf vor allem aus Umverteilungseffekten zu Lasten des Auktionierungsaufkommens für den Innovationsfonds, die jedoch sehr stark von den Wechselwirkungen zwischen den verschiedenen Regelungsoptionen abhängen (vgl. Kapitel 9.5).

9.7. Zwischenfazit: Die Wechselwirkungen der verschiedenen Reformoptionen

Mit den verschiedenen Regelungsoptionen im Bereich der kostenlosen Zuteilung spannt sich ein relativ breites Feld von Wechselwirkungen und Verteilungseffekten auf.

Da das Industrie-Cap in der jeweiligen Option für die Anpassung des Caps in den gezeigten Varianten jeweils unverändert bleibt, ergeben sich aus den unterschiedlichen Ansätzen für die Ermittlung des CSCF im Wesentlichen zwei Verteilungseffekte. Erstens wird bei einer Streckung des CBAM-Faktors sowie bei Ermittlung des CSCF unter Berücksichtigung der Abzüge durch den CBAM-Faktor wegen der effektiv höheren kostenlosen Zuteilung das Auktionierungsaufkommen zur Finanzierung des Innovationsfonds verringert. Zweitens ergeben sich teilweise Verschiebungen bei der kostenlosen Zuteilung für die Anlagen mit CBAM-Güterproduktion einerseits und Anlagen, die der Herstellung anderer Güter dienen, andererseits.

Die Frage des wegfallenden Auktionsaufkommens für den Innovationsfonds muss im Kontext des gesamten Aufkommens aus dem EU ETS, aber auch mit Blick auf die Gegenleistungen von Unternehmen bei veränderten Niveaus der kostenlosen Zuteilung (vgl. Kapitel 9.8) diskutiert werden.

Die Wechselwirkungen und Verteilungseffekte zwischen den verschiedenen dem EU ETS unterliegenden Anlagen mit kostenloser Zuteilung sind jedoch erheblich komplexer.

Die Tabelle 9-6 zeigt die verschiedenen Effekte für Anlagen ohne Produktion von CBAM-Gütern einerseits und CBAM-Anlagen andererseits:

- Eine Streckung des Caps führt unter Maßgabe der aktuellen geltenden Regelungen naturgemäß auch zu einem längeren Zeitraum mit kostenloser Zuteilung. Die kostenlose Zuteilung wird jedoch für alle Anlagen ab 2031 deutlich zurückgehen. Bei einer Veränderung des Cap ab 2036 werden sich die Gratiszuteilung deutlich erhöhen, aber letztlich nur im Vergleich zum bereits sehr niedrigen Basisniveau, das sich aus der aktuellen Rechtslage ergibt. Auch würden kostenlose Zuteilungen, wenn auch auf dann vergleichsweise niedrigen Niveaus, bei einer Veränderung des Linearen Reduktionsfaktors auf 1,4% ab 2036 bis zum Ende der 2040er Jahre möglich sein.
- Die isolierte Reform der Benchmark-Fortschreibung wirkt zunächst vor allem zu Gunsten der Anlagen ohne CBAM-Produktion. Hier entstehen in Abhängigkeit von den anderen Veränderungen des Regelwerks jenseits der Anwendungsreihenfolge von CBAM-Faktor und CSCF zusätzliche Gratiszuteilungen, die im Zeitverlauf bis 2045 in der Bandbreite von 5 bis 25% liegen können.
- Im Vergleich zur aktuellen Rechtslage sinkt die kostenlose Zuteilung für die Gesamtheit der Anlageflotte zur Herstellung von CBAM-Produkten in der Wechselwirkung von Benchmark-Fortschreibung und CSCF um 5 bis 10%, wenn die Ermittlung des CSCF methodisch nicht umgestellt wird.

Tabelle 9-6: Exemplarische Auswirkungen unterschiedlicher Varianten für die Entwicklung des Caps, der Benchmarks und des CBAM-Faktors auf die kostenlose Zuteilung

a) für die Anlagenflotte ohne Produktion von CBAM-Gütern

Cap	Projections							
	Actual (LRF 4.4%)				Adjusted (LRF 4.4% by 2035, 1.4% from 2036)			
	Actual		Reform		Actual		Reform	
	Actual	Reform	Actual	Reform	Actual	Reform	Actual	Reform
Benchmarks	million EUA							
CBAM								
CSCF before CBAM factor								
2026-2030	1.343	1.343	1.343	1.343	1.343	1.343	1.343	1.343
2031-2035	599	599	631	631	599	599	631	631
2036-2040	123	123	139	139	291	291	328	328
2041-2045	-	-	-	-	137	137	172	172
2046-2050	-	-	-	-	13	13	19	19
CBAM factor before CSCF								
2026-2030	1.343	1.343	1.343	1.343	1.343	1.343	1.343	1.343
2031-2035	871	671	981	703	871	671	981	703
2036-2040	285	236	285	244	677	559	677	579
2041-2045	-	-	-	-	357	357	357	357
2046-2050	-	-	-	-	40	40	40	40

b) für die Anlagenflotte zur Produktion CBAM-Gütern

CSCF before CBAM factor								
2026-2030	1.128	1.240	1.128	1.240	1.128	1.240	1.128	1.240
2031-2035	110	550	104	524	110	550	104	524
2036-2040	-	26	-	23	-	61	-	55
2041-2045	-	-	-	-	-	-	-	-
2046-2050	-	-	-	-	-	-	-	-
CBAM factor before CSCF								
2026-2030	1.128	1.240	1.128	1.240	1.128	1.240	1.128	1.240
2031-2035	159	616	162	584	159	616	162	584
2036-2040	-	50	-	41	-	118	-	98
2041-2045	-	-	-	-	-	-	-	-
2046-2050	-	-	-	-	-	-	-	-

Anmerkung: Als Reformoption für die Anpassung des CBAM-Faktors wird hier zur exemplarischen Verdeutlichung der verschiedenen Effekte die Variante einer Streckung um 5 Jahre dargestellt.

Quellen: Europäische Kommission, Öko-Institut

Die Reform des CBAM-Faktors erhöht die kostenlose Zuteilung an CBAM-Anlagen in der ersten Zuteilungsphase der 5. Handelsperiode um etwa den Faktor 5, allerdings nicht zu Lasten der Anlagen ohne CBAM-Produktion, sondern zu Lasten des Auktionsaufkommens für den Innovationsfonds. Die Zuteilung an die Anlagenflotte zur Herstellung von Nicht-CBAM-Gütern verändert sich allein durch die Veränderung der CBAM-Faktoren zunächst nicht.

- Wird das Verfahren zur Berechnung des CSCF so umgestellt, dass die CBAM-Faktoren entsprechend berücksichtigt werden, erhöhen sich die Gratiszuteilungen sowohl für CBAM-Anlagen als auch für Anlagen ohne Herstellung von CBAM-Gütern sehr deutlich, allerdings wiederum zu Lasten des Auktionsaufkommens für den Innovationsfonds.
- Durch die veränderte Berechnung des CSCF werden die Verteilungswirkungen zu Gunsten der Nicht-CBAM-Anlagen durch die Veränderungen des

Fortschreibungsverfahren für die Benchmarks teilweise ausgeglichen, trotzdem verbleiben auch für die Nicht-CBAM-Anlagen effektiv höhere Zuteilungsniveaus. Entsprechend stellt sich dann die Situation für CBAM-Anlagen dar.

Die veränderten Gratiszuteilungen für die Anlagen mit und ohne Herstellung von CBAM-Gütern ergeben sich damit teilweise aus Umverteilungen zwischen diesen beiden Anlagenflotten, ganz überwiegend jedoch aus der Abnahme der Zertifikatsmengen, die vor allem für die Versteigerungen zugunsten des Innovationsfonds verfügbar sind.

Tabelle 9-7: Veränderung der für die Auktionierung verfügbaren Zertifikatsmengen durch die verschiedenen Reformoptionen

Cap	Projections							
	Actual (LRF 4.4%)				Adjusted (LRF 4.4% by 2035, 1.4% from 2036)			
	Actual		Reform		Actual		Reform	
	Actual	Reform	Actual	Reform	Actual	Reform	Actual	Reform
Benchmarks	million EUA							
CBAM								
CSCF before CBAM factor								
2026-2030	-	-112	-	-112	-	-112	-	-112
2031-2035	-	-440	-27	-447	-	-440	-27	-447
2036-2040	-	-26	-16	-39	-	-61	-38	-93
2041-2045	-	-	-	-	-	-	-35	-35
2046-2050	-	-	-	-	-	-	-6	-6
CBAM factor before CSCF								
2026-2030	-	-112	-	-112	-	-112	-	-112
2031-2035	-321	-579	-435	-579	-321	-579	-435	-579
2036-2040	-163	-163	-163	-163	-386	-386	-386	-386
2041-2045	-	-	-	-	-220	-220	-220	-220
2046-2050	-	-	-	-	-27	-27	-27	-27

Anmerkung: Als Reformoption für die Anpassung des CBAM-Faktors wird hier zur exemplarischen Verdeutlichung der verschiedenen Effekte die Variante einer Streckung um 5 Jahre dargestellt. Die Differenzen beziehen sich jeweils auf die beiden Cap-Varianten bei darüber hinaus nicht veränderten Regelungen gemäß der aktuellen Rechtslage.

Quellen: Europäische Kommission, Öko-Institut

Die Übersicht in der Tabelle 9-7 verdeutlicht die Größenordnungen sowie den zeitlichen Bezug der nicht mehr für die Auktionierung verfügbaren Zertifikatsmengen für die unterschiedlichen Reformoptionen:

- In der zweiten Zuteilungsphase der 4. Handelsperiode (in der in den vorgestellten Modellanalysen nur die Veränderung des CBAM-Faktors zu Tragen kommt) ergibt sich ein Rückgang der für die Versteigerung zu zugunsten des Innovationsfonds verfügbaren Emissionsberechtigungen um gut 110 Mio. EUA.
- In der ersten Zuteilungsphase der 5. Handelsperiode (2031-2035) ergeben sich die größten Effekte. Durch die Streckung der Reduktion des CBAM-Faktors ergibt sich eine Verringerung der Versteigerungsmengen zulasten des Innovationsfonds von etwa 440 bis 450 Mio. Emissionsberechtigungen.
- In der zweiten Zuteilungsphase (2036-2040) geht die Zahl der nicht mehr versteigerten Zertifikatsmengen in Abhängigkeit von den Wechselwirkungen der anderen Zuteilungsregelungen auf etwa 15 bis 40 Mio. EUA (bei Cap nach derzeitiger Rechtslage) bzw. 50 bis 90 Mio. EUA (bei einer Anpassung des Caps ab 2036) zurück. In den folgenden Zuteilungsphasen ergeben sich für die

Varianten mit Reform der Benchmark-Fortschreibung Mindermengen von 35 bzw. gut 5 Mio. EUA.

- Größere Effekte bei der Verfügbarkeit von Emissionsberechtigungen für die Auktionierung zugunsten des Innovationsfonds resultieren für die Zuteilungsphase 2031-2035 jedoch aus der Umstellung der CSCF-Berechnung, ggf. in Kombination mit einer veränderten zeitlichen Trajektorie des CBAM-Faktors. Je nach Ansatz für die Benchmark-Fortschreibung ergeben sich Bandbreiten von etwa 320 (Umstellung der CSCF-Berechnung, unveränderte Trajektorie des CBAM-Faktors, ohne Benchmark-Umstellung) bis 580 Mio. EUA (Umstellung der CSCF-Berechnung, veränderte Trajektorie des CBAM-Faktors, mit Benchmark-Umstellung).
- In der zweiten Zuteilungsphase der 5. Handelsperiode (2036-2040) ergeben sich deutliche Unterschiede für die beiden Cap-Varianten. Der Rückgang der Versteigerungsmengen für die Variante des derzeitigen Caps liegt bis zu etwas über 160 Mio. EUA. Für die angepasste Cap (LRF 1,4% ab 2036) ergeben sich hier Minderverfügbarkeiten für die Auktionierung von gut 385 Mio. EUA. Die Veränderungen der anderen Zuteilungsregelungen führen hier nicht zu Veränderungen.
- Für die erste Zuteilungsphase der 6. Handelsperiode (2041-2045) sinkt die Zahl der für Versteigerungen nicht mehr verfügbaren Zertifikate auf etwa 220 Mio. EUA (Reform-Variante der Cap), im folgenden Jahrfünft liegen die entsprechenden Werte bei knapp 30 Mio. EUA.

Aus dieser Kombinatorik lassen sich zunächst zwei übergeordnete Schlussfolgerungen für das (notwendige) Paket einer etwaigen Reform der kostenlosen Zuteilung ziehen. Erstens müssen die verschiedenen Gestaltungselemente der Veränderungen im Paket betrachtet werden, wenn es nicht zu massiven und letztlich nicht intendierten Verteilungseffekten zwischen den ETS-regulierten Anlagen kommen soll. Zeitens muss die Frage, der nicht mehr für die Speisung des Innovationsfonds verfügbaren Zertifikatsmengen durch geeignete Maßnahmen adressiert werden.

9.8. Investitionen im Kontext höherer Gratiszuteilungen

Hintergrund

Der im Kontext der übergeordneten Klimaschutzziele der EU und auch über den EU-ETS-1 angestrebte Übergang zu klimaneutralen Produktionsverfahren erfordert Investitionen sowie zumindest temporär die Schließung der Betriebskostendifferenzen zwischen konventionellen und transformativen Herstellungsprozessen. Die entsprechenden Investitionen und höhere Betriebskosten sind notwendig, müssen jedoch auch im internationalen Wettbewerb wie mit Blick auf die neuen geopolitischen Rahmenbedingungen darstellbar sein.

Mit der kostenlosen Zuteilung wird den Anlagenbetreibern Liquidität zugeführt, die der Vermeidung von Carbon Leakage dienen soll. Mit Veränderungen der Auktionierungsmengen verändert sich auch das für die Unterstützung der Transformation verfügbare

Finanzvolumen, mit dem auch und gerade Transformationsinvestitionen gefördert werden sollen. Beide Aspekte sind relevant, beide Aspekte müssen bei der Ausgestaltung des Gesamtpaketes berücksichtigt werden.

Zur Verdeutlichung der Größenordnungen für die verschiedenen Finanzierungsmechanismen zeigt die Tabelle 9-8 eine Abschätzung des monetären Werts der für die Auktionierung nicht mehr verfügbaren Emissionsberechtigungen in Abhängigkeit der zuvor diskutierten Reformoptionen (vgl. Abschnitte 9.3 bis 9.7).²²

Die Minderverfügbarkeiten für die Auktionierung ergeben sich damit vor allem für die Veränderung der Regelungen mit Blick auf den CBAM-Faktor bzw. die Berücksichtigung des CBAM-Faktors für die Ermittlung des CSCF (vgl. Tabelle 9-8):

- Ohne Veränderung der Berechnungsmethodik für den CSCF ergeben sich aus einer Anpassung der Trajektorie für den CBAM-Faktor Mindereinnahmen von bis zu 11 Mrd. € für die zweite Zuteilungsphase der 4. Handelsperiode (2026-2030), wobei diese Werte unabhängig von den LRF-Varianten sind.
- In der ersten Zuteilungsphase der 5. Handelsperiode (2031-2035) steigen die Mindereinnahmen auf etwa 51 Mrd. €, wiederum unabhängig von der LRF-Variante.
- In der folgenden Zuteilungsphase (2036-2040) gehen die Mindereinnahmen auf etwa 3 bis 5 Mrd. € (derzeitig geltender LRF) bzw. 8 bis 13 Mrd. € (LRF-Anpassung ab 2036) zurück.
- Die Benchmark-Reform bewirkt wegen der Wechselwirkungen zwischen vorläufiger Zuteilung und CSCF sowie den entsprechenden Folgen für die Basiswerte, auf die der CBAM-Faktor angewendet wird, nur kleinere Effekte (2 bis 5 Mrd. €).
- Ab der 6. Handelsperiode entstehen nur noch Aufkommenseffekte für die Variante eines ab 2036 angepassten LRF.
- Die durch die Anrechnung der CBAM-Abzüge bei der Ermittlung des CSCF entstehenden Mindermengen für die Versteigerung sind jedoch weitaus größer. In der Zuteilungsphase 2031-2035 liegt die Bandbreite hier im Bereich von 27 bis 67 Mrd. €, abhängig von den Reformoptionen für die Fortschreibung der Benchmarks bzw. der CBAM-Faktoren.
- Für die zweite Zuteilungsphase der 5. Handelsperiode (2036-2040) gehen diese Mindermengen bei einem unveränderten LRF auf etwa 22 Mrd. € zurück. In der Variante eines ab 2036 abgesenkten LRF ergibt sich hier ein Wert von 52 Mrd. €, der in der folgenden Zuteilungsphase auf etwa 30 Mrd. € und danach auf 4 Mrd. € zurückgeht.

²² Zugrunde gelegt wurden für diese exemplarische Abschätzung die im Kapitel 6.1 beschriebene aktuellste Analystenschätzung für den Zeitraum 2026-2030, die für die folgenden Dekade mit jeweils 20 €/EUA pro Jahrfünft fortgeschrieben und danach konstant gehalten wurden.

Tabelle 9-8: Veränderung des Auktionsaufkommens durch die verschiedenen Reformoptionen

Cap	Projections							
	Actual (LRF 4.4%)				Adjusted (LRF 4.4% by 2035, 1.4% from 2036)			
	Actual		Reform		Actual		Reform	
Benchmarks	Actual	Reform	Actual	Reform	Actual	Reform	Actual	Reform
CBAM	billion €							
CSCF before CBAM factor								
2026-2030	-	-11	-	-11	-	-11	-	-11
2031-2035	-	-51	-3	-51	-	-51	-3	-51
2036-2040	-	-3	-2	-5	-	-8	-5	-13
2041-2045	-	-	-	-	-	-	-5	-5
2046-2050	-	-	-	-	-	-	-1	-1
CBAM factor before CSCF								
2026-2030	-	-11	-	-11	-	-11	-	-11
2031-2035	-37	-67	-50	-67	-37	-67	-50	-67
2036-2040	-22	-22	-22	-22	-52	-52	-52	-52
2041-2045	-	-	-	-	-30	-30	-30	-30
2046-2050	-	-	-	-	-4	-4	-4	-4

Anmerkung: Als Reformoption für die Anpassung des CBAM-Faktors wird hier zur exemplarischen Verdeutlichung der verschiedenen Effekte die Variante einer Streckung um 5 Jahre dargestellt. Die Differenzen beziehen sich jeweils auf die beiden Cap-Varianten bei darüber hinaus nicht veränderten Regelungen gemäß der aktuellen Rechtslage. Zugrundegelegt wurden exemplarische Mittelwert für die EUA-Preise von 95 €/EUA für 2026-2030, 115 €/EUA für 2031-2035 sowie 135 €/EUA ab 2036.

Quelle: Öko-Institut

Drei Perspektiven auf die Verknüpfung von Gratiszuteilungen und Investitionen

Vor dem Hintergrund dieser massiven Minderverfügbarkeiten von Finanzierungsmitteln für die Transformation (v.a. über den Innovationsfonds) stellt sich die Frage, wie bei einer solchen Ausweitung der freien Zuteilung ausreichende Investitionsmittel für die Transformation der Industriestandorte sichergestellt werden können (die o.g. Mindereinnahmen für die Versteigerungen entsprechen theoretisch einer gleichwertigen Liquiditätszufuhr für die Anlagenbetreiber).

Mit Blick auf mögliche Regelungen für die Verknüpfung von Gratiszuteilung und Investitionen oder anderweitigen Klimaschutzmaßnahmen können drei mögliche Perspektiven unterschieden werden:

1. Aus einer ersten Perspektive wird die erweiterte Zuteilung von Gratiszertifikaten mit der Bekämpfung von Carbon Leakage-Effekten begründet. Die kostenlosen Zertifikate dienen damit dem Kostenausgleich zu konventionellen emissionsintensiven Produkten, wenn die über den EU-ETS-1 erzeugten Kosten nicht auf die Produktpreise überwältzt werden können und dadurch Produktionsverlagerungen erfolgen, die insgesamt zu höheren Emissionen führen. Mit Blick auf diese Kosten-Ausgleichsfunktion verbieten sich letztlich Regelungen für den Einsatz der mit den kostenlosen Zuteilungen erfolgenden Mittelzuweisungen. Die Zusatzkosten für transformative Investitionen müssen in dieser Logik aus anderen Quellen finanziert, flankiert oder gefördert werden.
2. Aus einer zweiten Perspektive wird bezüglich der Leakage-Gefährdungen zwischen Operational Leakage und Investment Leakage unterschieden (Matthes 2008). Operational Leakage entsteht demnach dann, wenn die ETS-Kosten die

Grenzkosten der Produktion so verändern, dass die (Voll-)kosten der zusätzlichen Produktion auf Basis nicht mit Emissionskosten belasteter Verfahren überschritten werden. Investment Leakage entsteht dann, wenn zwar die Verlagerungen kurzfristig zwar nicht erfolgen, für den Investitionsfall jedoch die Kostensituation so verändert werden, dass die Investitionen verlagert werden. Hier hängt die effektive Leakage-Vermeidung davon ab, ob aus den Gratiszuteilungen mit hinreichender Sicherheit Mittel für Investitionen im Geltungsbereich des EU-ETS-1 generiert werden. Aus dieser Perspektive wären Regelungen zur Absicherung von Investitionen zur Vermeidung von Investment Leakage über den entsprechenden Anteil der Gratiszuteilungen legitimierbar.

3. Eine dritte Perspektive betrifft die zumindest für Übergangszeiträume verbleibenden Unsicherheiten der effektiven CBAM-Wirkungen (vgl. Kapitel 8.2). Werden die Risiken überschätzt, drohen Mitnahmeeffekte, da eine zusätzliche Entlastung – über den Ausgleich des Wettbewerbsnachteils der europäischen CO₂-Bepreisung hinaus – besteht. Bleibt dagegen die Carbon-Leakage-Gefahr trotz CBAM hoch oder steigt sogar, wäre eine Investitionsverpflichtung nicht angemessen. Mit den so begründeten Gratiszuteilungen wird letztlich ein Sicherheitspuffer geschaffen, über den Carbon-Leakage-Effekte bei signifikanten Unsicherheiten zur Wirkung anderer Instrumente hinreichend robust vermieden werden können.

Diese unterschiedlichen Perspektiven zeigen, dass Regelungen zur Investitionsbindung des Gegenwerts kostenloser Zuteilungen einerseits sehr stark von der Sicht auf das Leakage-Problem (Perspektive 1 versus Perspektive 2) und andererseits auch von anderen Regelungen abhängig sind (z.B. Perspektive 3 in Abhängigkeit vom Umgang mit Zuteilungskürzungen im CBAM-Kontext). Sie verdeutlichen aber auch, dass für neue Investitionen nur ein begrenzter Teil des Gegenwerts der kostenlosen Zuteilung hinreichend belastbar herangezogen werden könnte.

In jedem Fall wäre es im Kontext der zweiten und dritten Perspektive notwendig, für Investitionstätigkeiten und deren Verbindungen zur kostenlosen Zuteilung auf längere, d.h. zumindest für die Prozesse des Investment Leakage relevante Zeiträume abzustellen. Auch bei einer Verlängerung der freien Zuteilung um 5 Jahre durch ein vorübergehendes Einfrieren des CBAM-Faktors (vgl. Kapitel 9.6) wäre die Berücksichtigung von Investitionsmaßnahmen über Zeiträume von 10 bis 15 Jahren anzustreben, auch wenn sich damit Herausforderungen im Bereich der administrativen Umsetzung ergeben. Der relevante Investitionszeitraum würde also deutlich über den Zeitraum der Zuteilung hinausgehen.

Handlungsoptionen

Die Optionen für die Aktivierung zusätzlicher Investitionsmittel im Zuge der erweiterten kostenlosen Zuteilung von Emissionsberechtigungen kommenden Unternehmen und deren Bewertung ergeben sich wie folgt.

Nach derzeitiger Rechtslage (Art. 22a und 22b EU-ZuVO) ist die kostenlose Zuteilung im EU ETS an die Erbringung spezifischer Vorgaben geknüpft. Die kostenlose Zuteilung wird um 20% gekürzt, wenn kostengünstige Emissionsminderungsmaßnahmen mit einer Amortisationsdauer von unter 3 Jahren nicht umgesetzt werden. Artikel 22b sieht zusätzlich vor, dass bei sehr ineffizienten Anlagen (bezogen auf die 20% ineffizientesten Teilanlagen jeder Benchmark-Gruppe) die kostenlose Zuteilung um 20% gekürzt wird. Diese Kürzung entfällt, wenn ein fristgerechter und behördlich geprüfter Klimaneutralitätsplan

eingereicht wird oder die betreffende Teilanlage maximal 20% der Zuteilung der Gesamtanlage erhält. Die Umsetzung dieser rechtlich geltenden Anforderung befindet sich im Prozess.

Eine erste und anspruchsvollere Alternativoption dazu existiert mit der im nationalen Brennstoffemissionshandelssystem Deutschlands umgesetzten Regelung (§11 BECV). Danach besteht die Verpflichtung, ab 2025 mindestens 80% des Wertes der kostenlosen Zuteilung in wirtschaftliche Emissionsminderungsmaßnahmen zu investieren. Als solche werden diejenigen Maßnahmen definiert, die nach 90% der vorgesehenen Nutzungsdauer einen positiven Kapitalwert aufweisen. Auch diese bereits rechtsverbindliche Maßnahmen befindet sich in Deutschland im Umsetzungsprozess, so dass als zusätzlicher Handlungsbedarf vor allem eine Hochskalierung und Anpassung für die EU-weite Anwendung möglich wäre.

Eine darüberhinausgehende zweite Alternativoption könnte darin bestehenden, dass die Unternehmen eine Verpflichtung eingehen müssen, einen Teil der Ersparnisse aus den über einen bestimmten Zeitraum kostenlos zugeteilten Emissionsberechtigungen in transformative Maßnahmen zu investieren. Transformative Maßnahmen könnten in Anlehnung an den ersten Förderaufruf für die Klimaschutzverträge in Deutschland laut BMWK (2024) wie folgt definiert werden:

„ein Produktionsverfahren, das sich durch grundlegende technologische Änderungen konventioneller Produktionsverfahren auszeichnet, einen erheblichen Bedarf für Investitionen in neue, bislang nicht im Markt etablierte oder den Marktpreis setzende Technologien mit sich bringt und fossile Energieträger oder Rohstoffe durch klimafreundlich bereitgestellte Energieträger oder Rohstoffe (etwa durch Strom, Wasserstoff, Biomasse) substituiert. Ein Produktionsverfahren ist auch transformativ, wenn Technologien zur Abtrennung und langfristigen Speicherung beziehungsweise zur langfristigen Produktbindung oder Kreislaufführung von Kohlendioxid (CO₂) eingesetzt werden. Ein Produktionsverfahren, das nicht energie- und ressourceneffizient betrieben wird und keinen Beitrag zur Klimaneutralität der Industrie ermöglicht, ist nicht transformativ.“

Mit dieser Regelung wären als Maßnahmen nicht nur die aus einer wirtschaftlichen Perspektive relativ kurzfristig attraktiven Handlungsoptionen – wie beispielsweise graduelle Effizienzsteigerungen – adressiert, die vor allem in Unternehmen mit einer hohen Energiekostenbelastung vielfach bereits angegangen werden. Es würden auch jene Optionen adressiert, die mit umfangreichen Prozess- oder Energieträgerwechseln einhergehen. Letztere stellen kurz- bis mittelfristig keinen wirtschaftlichen Business Case dar und sind bisher mit großen Risiken verbunden, was auch die Finanzierung deutlich erschwert. Trotzdem sind sie für eine klimafreundliche Produktion unumgänglich. Daher werden vielfach zusätzliche Finanzmittel benötigt, um diese gezielt investieren zu können.

Als sinnvoller Bezugszeitraum für die Verwendungsbewertung des monetären Gegenwertes der kumulierten Gratiszuteilungen könnte eine Periode von 10 bis 15 Jahren dienen, die ab 2026 beginnen könnte. Die möglichst schlanke und bürokratiearme Ausgestaltung der Nachweiserbringungen, die Sinnfälligkeit von Sicherheitsleistungen und weitere Details wären für diese Option noch konkret auszuarbeiten. Mit Blick auf den Sachverhalt, dass die geringere Verfügbarkeit von Emissionsberechtigungen vor allem zu Lasten des Innovationsfonds geht, würde die zweite Alternativoption den konsistentesten Ansatz für die gezielte Investition zumindest eines Teils des Gegenwerts der Entlastungen durch die (erhöhte) kostenlose Zuteilung bilden.

Schließlich bleibt auch zu prüfen, inwieweit die zusätzliche freie Zuteilung auf andere Förderinstrumente angerechnet werden kann oder sollte. In vielen Fällen dürfte die freie Zuteilung für die Finanzierung der Investitions- und zusätzlichen Betriebskosten allein nicht ausreichen. Um die Wettbewerbsfähigkeit während der Transformation zu erhalten und zugleich neue klimafreundliche Erzeugungskapazitäten aufzubauen, werden voraussichtlich ergänzende Fördermittel erforderlich sein. Denn die Transformation verläuft überwiegend nicht als „Greenfield“-Prozess, bei dem neue klimafreundliche Anlagen auf der grünen Wiese entstehen. Es handelt sich vielmehr um eine „Brownfield“-Transformation, bei der bestehende fossile Anlagen zunächst weiterbetrieben werden, während an denselben Standorten neue klimafreundliche Kapazitäten aufgebaut werden (vgl. Kapitel 2.4).

9.9. Fazit, Handlungsoptionen und Empfehlungen

Anforderungen und Rahmenbedingungen

Die künftige Ausgestaltung der kostenlosen Zuteilung ist der komplexeste Teil der anstehenden EU-ETS-1-Reform: Zahlreiche Regelungselemente wie Benchmarks, Cross Sectoral Correction Factor (CSCF) und CBAM-Faktor wirken zusammen. Sie sollten daher als Gesamtpaket bewertet und umgesetzt werden, nicht als Abfolge von Einzelmaßnahmen.

Die kostenlose Zuteilung im EU-ETS dient primär der Vermeidung von Carbon-Leakage, ist zugleich aber eine wirkmächtige Finanzierungsquelle für die transformative Umgestaltung der industriellen Produktionsverfahren, sowohl für die Unternehmen (kostenlose Zuteilung auf Basis von Emissionsbenchmarks, die die spezifischen Emissionen der transformativen Anlagen deutlich übersteigen) als auch für öffentliche Fördermaßnahmen (z.B. über den Innovationsfonds, der aus Versteigerungserlösen gespeist wird) oder anderweitige Flankierungsinstrumente (z.B. die Strompreiskompensation für die indirekten CO₂-Kostenanteile der Strompreise).

Vor dem Hintergrund dieser Erkenntnisse und Erwägungen wird für den Bereich der kostenlosen Zuteilung von Emissionsberechtigungen das folgende Reformpaket empfohlen:

Langsamere und einheitlichere Absenkung der Benchmark-Werte

Erstens sollte spätestens ab der 5. Handelsperiode (2031-2035) die Fortschreibung der Produkt-Benchmarks grundsätzlich auf den unteren Bandbreitenwert des bisher gültigen Fortschreibungskorridors (0,3% p.a. statt bis zu 2,5% p.a.) umgestellt werden, ausgehend von den Werten der Zuteilungsphase 2026-2030 (bzw. bei einer früheren Reform auf die der Zuteilungsphase 2021-2025). Das vermeidet abrupte Brüche und schwer kalkulierbare Sprungeffekte, wie sie durch die Emissionsminderungen der jeweils besten 10 Prozent der Anlagen entstehen können. Bei der Anpassung der kostenlosen Zuteilung an die Gesamtmenge der für die kostenlosen Zuteilung verfügbaren Emissionsberechtigungen würde damit zukünftig vor allem und auf deutlich transparentere Weise auf die Anwendung des CSCF abgestellt.

Dieser Ansatz der Fortschreibung um 0,3% pro Jahr sollte neben den Produktbenchmarks auch für die Fallback-Benchmarks verfolgt werden. Hier hat die EU-Kommission eine Anpassung bereits ab 2026 vorgeschlagen. Diese frühere Anpassung ist sinnvoll.

Cap für die kostenlose Zuteilung und CBAM

In der Kombinationswirkung mit dem Cap-Abgleich ergibt sich aus höheren Benchmark-Werten ein restriktiverer CSCF. Dies führt tendenziell zu einer (relativen) Besserstellung derjenigen Anlagen, in denen keine CBAM-Produkte hergestellt werden und für die die Benchmarks bereits derzeit ganz überwiegend auf Basis der unteren Bandbreitenwerte für die Fortschreibung angepasst werden.

Die größten Veränderungen für die kostenlose Zuteilung von Emissionsberechtigungen betrifft aber diejenigen Anlagen, in denen dem CBAM unterliegende Güter hergestellt werden. Der CBAM als neues und für die europäische wie auch die internationale Klimapolitik unverzichtbares Instrument steht jedoch noch vor einer Vielzahl von Unsicherheiten, Umgehungsmöglichkeiten (Ressource-Shuffling, Downstreaming, CO₂-Preisbewertung), noch ausstehenden Regelungsnotwendigkeiten (Behandlung von Exporten) oder noch nicht aufgelösten Zielkonflikten bzw. Spannungsfeldern mit transformationspolitischen Zielen jenseits des EU ETS bzw. Carbon Leakage Risikos (Import von grünen Vorprodukten) und den entsprechenden Erfahrungsnotwendigkeiten.

Sollte der CBAM-Rechtsrahmen nicht, rechtzeitig zur starken Absenkung des CBAM-Faktors, robuste Gegenmaßnahmen ausweisen, erscheint als eine zweite Reformmaßnahme als sinnvoll und angemessen: Die zeitweise Fixierung des CBAM-Faktors auf dem Niveau des Jahres 2028, befristet auf maximal 5 Jahre, um belastbare Erkenntnisse zu CBAM-Umgehungsstrategien zu gewinnen. Für Sektoren bzw. CBAM-Produktgruppen, für die hinreichend erkennbar die Umgehungsstrategien im Bereich des CBAM als wenig wahrscheinlich gelten können könnte von einer solchen Streckung der Anwendung des CBAM-Faktors abgesehen werden. Dies würde die Einnahmeausfälle für den Innovationsfonds reduzieren, der für den Übergang zu transformativen Produktionstechnologien sehr wichtig ist.

„Industriecap“ besser nutzen

Die Wechselwirkungen zwischen CSCF und CBAM sind entscheidend davon abhängig, ob die Anpassung an das für die kostenlose Zuteilung verfügbare Menge von Emissionsberechtigungen („Industriecap“) über den CSCF mit oder ohne Berücksichtigung der CBAM-Korrekturen erfolgt. Eine Berücksichtigung der Effekte des CBAM-Faktors vor der Ermittlung des CSCF könnte die Zuteilungskorrekturen für die gesamte Anlagenflotte in sehr erheblichem Maße vermindern und auch einen Teil der Verteilungseffekte durch andere Anpassungen (über)kompensieren.

Als dritte Reformoption wird deswegen vorgeschlagen, die Reduktion der kostenlosen Zuteilung durch den CBAM-Faktor bei der Ermittlung des CSCF zu berücksichtigen. Dies würde erhebliche Mehrzuteilungen für alle Anlagen bewirken.

Kostenlose Zuteilung und Investitionen in die Dekarbonisierung

Eine solche Ausweitung der kostenlosen Zuteilung würde die Mittel für die Finanzierung des Innovationsfonds deutlich beschneiden.

Als vierte Reformoption sollte deswegen zumindest ein Teil der finanziellen Mittel – im Wert der kostenlosen Zuteilung über einen Zeitraum von 10 bis 15 Jahren – gezielt und verpflichtend für den Übergang zu transformativen Produktionsverfahren eingesetzt werden. Da hierdurch allerdings vor allem bestehende Wettbewerbsnachteile ausgeglichen werden sollen, können diese finanziellen Mittel nur begrenzt an Investitionsverpflichtungen geknüpft werden.

Die vier Bausteine – langsamere Benchmark-Absenkung, zeitweise CBAM-Faktor-Fixierung, CBAM-Berücksichtigung vor CSCF und Investitionsbindung – greifen ineinander und sollten gemeinsam beschlossen werden. Nur so lässt sich die kostenlose Zuteilung gleichzeitig als verlässlicher Carbon-Leakage-Schutz und als wirksamer Hebel für die Industrietransformation ausgestalten.

10. Exkurs: Revenue Frontloading zur Vorfinanzierung des Investment Boosters

Ausgangspunkt für ein mögliches Revenue Frontloading ist das Ziel, dass der von der Kommission angekündigte Investment Booster auf eine zeitnahe Wirkung zielt und Investitionen in die industrielle Dekarbonisierung deutlich vor 2030 anstoßen soll. Zugleich deutet sich an, dass die hierfür versteigerten Zertifikatsmengen – insbesondere mögliche NER-Restmengen – nicht notwendigerweise in kurzer Frist, sondern eher verteilt über einen längeren Zeitraum, potenziell auch über die fünfte Handelsperiode hinweg, versteigert werden könnten (Abschnitt 5.3.5). Daraus ergibt sich ein zeitliches Auseinanderfallen von unmittelbarem Förderbedarf und erst später zufließenden Auktionserlösen. Die zentrale Herausforderung bestünde dann darin, Mittel frühzeitig verfügbar zu machen, ohne hierfür große zusätzliche Zertifikatsmengen kurzfristig in den Markt zu bringen und damit Preisbildung, Marktstabilität und Investitionssignale im EU-ETS-1 zu beeinträchtigen.

Eine Möglichkeit, dieses Problem zu adressieren, besteht im sogenannten Revenue Frontloading. Der Ansatz wird derzeit insbesondere im Kontext des EU-ETS-2 verfolgt. Dort wurde gemeinsam von Europäischer Kommission und Europäischer Investitionsbank (EIB) die „ETS2 Frontloading Facility“ entwickelt, die Mitgliedstaaten bereits vor dem Anfall der eigentlichen Auktionserlöse im EU-ETS-2 finanzielle Mittel zur Verfügung stellt (EIB 2025b; EC 04.02.2026). Das Grundprinzip besteht darin, erwartete künftige Einnahmen aus der Versteigerung von Zertifikaten vorzufinanzieren und die bereitgestellten Mittel später aus den tatsächlich zufließenden Auktionserlösen zurückzuführen, ohne das Preissignal des Emissionshandels unmittelbar durch zusätzliche kurzfristige Auktionen zu beeinflussen (EPICO und Frontier 2026). Die gewählte Größenordnung von 3 Mrd. € deutet dabei eher auf eine bewusst begrenzte erste Tranche als auf eine vollständige Vorziehung der erwarteten ETS2-Einnahmen hin. Dafür spricht auch, dass die Kommission ausdrücklich die Möglichkeit einer späteren Aufstockung der Fazilität offenhält.

Ein vergleichbarer Ansatz könnte grundsätzlich auch im EU-ETS-1 relevant werden, wenn für den Investment Booster kurzfristig Finanzierungsspielräume benötigt werden, die zugrunde liegenden Zertifikatsmengen aber über einen längeren Zeitraum in der fünften Handelsperiode auktioniert werden sollen. Damit ließe sich der Zielkonflikt zwischen frühem Finanzierungsbedarf und der Wahrung von Marktstabilität zumindest teilweise entschärfen. Die Ausgestaltung der ETS2 Frontloading Facility legt nahe, Revenue Frontloading nicht als vollständige Vorziehung künftiger Erlöse zu verstehen, sondern als gezielte Überbrückungsfinanzierung für die erste Phase eines Instruments. Dies spricht auch im EU-ETS-1 dafür, den potenziellen Frontloading-Bedarf zunächst vom tatsächlichen zeitlichen Auszahlungsprofil des Investment Boosters her zu bestimmen.

Hinzu kommt, dass der Finanzierungsbedarf eines Investment Boosters nicht notwendigerweise in voller Höhe unmittelbar zu Beginn der Förderperiode anfällt. Industrie- und Infrastrukturprojekte werden in der Regel über mehrere Jahre entwickelt, bewilligt und umgesetzt. Entsprechend erfolgen auch Förderauszahlungen typischerweise schrittweise entlang des Projektfortschritts. Eine vollständige Vorziehung künftiger Einnahmen wäre daher möglicherweise weder erforderlich noch effizient. Vielmehr könnte ein begrenztes oder phasenweises Revenue Frontloading ausreichen, um die Anlaufphase des Instruments zu überbrücken, bis laufende Auktionserlöse zur Verfügung stehen. Dafür spricht auch die Erfahrung mit bestehenden ETS-finanzierten Förderinstrumenten.

So wird der Innovationsfonds aus der Monetisierung von ETS-Zertifikaten gespeist, während die Mittelvergabe an Projekte zeitlich gestreckt und an Auswahl- und Umsetzungsprozesse gekoppelt ist. Für die Ausgestaltung eines möglichen Revenue Frontloadings für den Investment Booster wäre daher zu prüfen, welcher Anteil der erwarteten Einnahmen tatsächlich frühzeitig mobilisiert werden muss und welcher Anteil ohne Effizienzverluste erst sukzessive mit dem Fortschritt der Förderprojekte bereitgestellt werden kann.

11. Begleitende Politiken für die Industrietransformation

11.1. Vorbemerkungen

Die Emissionsbepreisung über das EU-ETS-1 schafft umfassende Anreize für die verschiedenen Möglichkeiten der Emissionsminderung. Dies umfasst inkrementelle Verbesserungen der Anlagen, zumindest teilweise die optimale Auslastung der verschiedenen Anlagen im Gesamtsystem, die Stilllegung von emissionsintensiven Anlagen sowie die Errichtung von Anlagen mit transformativen Produktionsverfahren, mit denen die Klimaneutralität der Industrie erreicht werden kann.

Insbesondere mit Blick auf Investitionen in Neuanlagen, werden die Anreize und Finanzierungsbeiträge des EU-ETS-1 jedoch unter den konkreten Bedingungen der Industrietransformation (sehr lange Anlagenlebensdauern und zeitliche Vorlaufhorizonte, internationaler Wettbewerb und sonstige Markt-Unsicherheiten etc.) zumindest in einigen Bereichen nicht ausreichen, um die Investitionen in transformative Produktionsverfahren im notwendigen Umfang und mit hinreichender Robustheit zu ermöglichen. Die Errichtung solcher Anlagen ist jedoch sowohl für die Erreichung der deutschen und EU- Klimaziele, aber auch im Sinne einer resilienzorientierten Standortpolitik ohne Alternative.

Gleichzeitig stellt sich die Frage, ob die teilweise hohen Vermeidungskosten neuer industrieller Verfahren überhaupt allein über das Instrument des EU-ETS-1 erschlossen werden sollten, wenn dazu im Gesamtsystem entsprechend hohe CO₂-Preise entstehen müssen. Diese Preise würden zu erheblichen Verteilungseffekten mit Blick auf die anderen, dem Anwendungsbereich des Systems unterliegenden Anlagen führen, welche noch Emissionsberechtigungen erwerben müssen. Ggf. würden diese Kosten auch in den entsprechenden Märkten (z.B. im Strommarkt) auf die Verbraucher überwältigt, wodurch möglicherweise an einigen Stellen zusätzliche Carbon-Leakage-Effekte oder andere Verzerrungen entstehen würden. Diese Verteilungseffekte könnten zwar grundsätzlich über Rückverteilungs- oder Kompensationsmechanismen ausgeglichen werden, hier wären aber der hohe Aufwand bzw. die unvermeidlichen Unschärfen dieser Mechanismen in Betracht zu ziehen.

Zu den diesbezüglich relevanten Industrieprozessen gehören zumindest Teile der industriellen Elektrifizierung, in jedem Fall aber die Anwendung von Wasserstoff oder Wasserstoffderivaten und der CO₂-Abtrennung und -Speicherung (Carbon Capture and Storage – CCS).

Die Umstellung von Produktionsverfahren, die diese Technologien oder einen Energieträgerwechsel integrieren können, gehen in aller Regel über übliche Investitionszyklen hinaus. Dies betrifft nicht nur den Umfang der zu tätigenden Investitionen, sondern auch die damit verbundenen Risiken, was eine Finanzierung erschweren kann. Hinzuweisen ist zudem auf die Tatsache, dass die Umstellung von Industrieprozessen, gerade mit Blick auf Elektrifizierung von Industrieprozessen, Wasserstoff und CCS die Kostenstruktur der industriellen Produktion zumindest für längere (Übergangs-) Zeiträume in Richtung der Betriebskosten verschiebt. Dies ist ein qualitativer Unterschied zu anderen Bereichen der Transformation zur Klimaneutralität wie beispielsweise der Energieerzeugung, für die ganz überwiegend eine Verschiebung von betriebskostenintensiven Optionen zu kapitalkostenintensiven Optionen zu konstatieren ist.

Schließlich müssen vor allem in den Bereichen Wasserstoff und CCS grundlegend neue Technologien entwickelt werden sowie Infrastrukturen und Märkte mit einem hinreichend langen Vorlauf komplett neu entwickelt werden.

In der Gesamtsicht auf diese sehr unterschiedlichen Aspekte bzw. Herausforderungen sind in einigen Bereichen Ergänzungsinstrumente (Companion Policies) zum EU-ETS-1 geboten. Hier wird einerseits die Rolle von umfassenden Instrumenten zur Nachfragestimulierung (Kapitel 11.3) Investitionsunterstützungen (Kapitel 11.4) aber auch den unterschiedlichen Optionen der Betriebskostenunterstützungen für die Industrie (Kapitel 11.5) beschrieben, aber auch die Frage des Mittelaufkommens (Kapitel 11.2) adressiert.

11.2. Mittelaufkommen

Der EU-ETS-1 schafft durch die Bepreisung von Treibhausgasemissionen nicht nur Anreize für die klimafreundlichere industrielle Produktion, er generiert über die Versteigerung von Emissionsberechtigungen und auch im Rahmen des CBAM ein erhebliches Finanzaufkommen für die Mitgliedstaaten bzw. den EU-Haushalt.

Nach Art. 10 Abs. 3 werden die Mitgliedstaaten verpflichtet, die ihnen im Rahmen der Zertifikatsauktionen zufließenden Mittel für spezifische Zwecke einzusetzen. Dazu gehören die Kompensation der indirekten CO₂-Kosten (Strompreiskompensation), Emissionsminderungen im nationalen und internationalen Bereich, den Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien und der Energieeffizienz, Maßnahmen im Bereich der natürlichen Senken sowie von Wäldern und anderen Land- oder Meeres-Ökosystemen, von CCS sowie für die finanzielle Unterstützung für Haushalten mit niedrigem und mittlerem Einkommen.

Das fiskalische Aufkommen aus den Versteigerungen des EU-ETS-1 für Deutschland wird nach den bisherigen Regelungen in den nächsten Jahren bei 4 bis 6 Mrd. € jährlich liegen und damit wahrscheinlich deutlich kleiner ausfallen als aus dem nationalen Brennstoff-Emissionshandelssystem oder dem ab 2028 startenden EU-ETS-2. Insgesamt kann in den nächsten Jahren aus den verschiedenen Emissionshandelssystemen ein fiskalisches Aufkommen in der Größenordnung von 18 bis 20 Mrd. € jährlich entstehen (vgl. Kapitel 3.5). Der größte Rückfluss aus dem Versteigerungsaufkommen des EU-ETS-1 erfolgt derzeit für die Kompensation der indirekten CO₂-Kosten, für das Jahr 2025 wird hier von einem Volumen in der Größenordnung von 4 Mrd. € ausgegangen (vgl. Kapitel 11.5.2).

Ab dem Jahr 2030 wird sich das Versteigerungsaufkommen aus dem EU-ETS-1 nach den derzeitigen Regelungen zur dann sehr starken und zunehmenden Kürzung der kostenlosen Zuteilung im Kontext der CBAM-Einführung erhöhen, wobei diese Mittel dem Innovation Fund der EU zufließen sollen. Sofern diese CBAM-Kürzungen zeitlich verschoben werden sollen (vgl. Kapitel 9.6 und 9.8), reduziert sich auch die Speisung des Innovation Funds in erheblichem Maße und es müssten andere Finanzierungsquellen für die notwendigen Investitionen gefunden werden. Die Finanzierung von Investitionsmaßnahmen seitens der Unternehmen wird in diesem Kontext zu berücksichtigen sein (vgl. Kapitel 9.8).

In jedem Fall sollte das Aufkommen aus den Versteigerungen der verschiedenen Emissionshandelssysteme für alle EU-Mitgliedstaaten komplett und konsequent für Zwecke des Klimaschutzes und der entsprechenden Begleitmaßnahmen eingesetzt werden.

In der ganzen Bandbreite der notwendigen, und teilweise nicht allein dem Klimaschutz oder der Vermeidung von Carbon-Leakage-Effekten zuzurechnenden Mittelbedarfe werden für die Industrietransformation auch jenseits der Erträge aus Treibhausgas-Bepreisungsinstrumenten (zusätzliche) Mittel verfügbar gemacht werden müssen. Dies gilt insbesondere, aber keineswegs ausschließlich für die Maßnahmen zur Betriebskosten- und Investitionsförderung im Bereich der transformativem Produktionsverfahren, für die lange zeitliche Innovationsvorläufe sowie Infrastruktur notwendig sind.

Schließlich wird der (Teil-) Finanzierung der Industrietransformation durch die Schaffung entsprechender Nachfragesegmente eine wichtige Rolle zukommen (vgl. Kapitel 11.3).

11.3. Grüne Leitmärkte

Ausgangslage: Klimaneutrale Produkte sind heute noch deutlich teurer

Die klimaneutrale Transformation der Industrie verlangt in vielen Bereichen einen tiefgreifenden Umbau bestehender Produktionsverfahren. Besonders die Grundstoffindustrie steht dabei vor einer doppelten Herausforderung: Der Wandel erfordert hohe Anfangsinvestitionen mit langen Amortisationszeiträumen, während die künftigen Betriebskosten – etwa für Wasserstoff oder Strom – bislang nur eingeschränkt absehbar sind. Für die Unternehmen entstehen daraus zugleich Finanzierungs- und Absatzrisiken.

Hinzu kommt, dass klimafreundlich hergestellte Grundstoffe in der Regel weiterhin teurer sind als ihre konventionellen Pendanten. Bei wasserstoffbasiertem Primärstahl, emissionsarmem Zement oder grünem Kunststoff fallen die Mehrkosten je Tonne deutlich ins Gewicht. Werden diese Aufschläge jedoch über die Wertschöpfungskette weitergereicht, relativieren sie sich auf Ebene vieler Endprodukte erheblich – häufig bewegen sie sich dann nur noch im niedrigen einstelligen Prozentbereich der Gesamtkosten.

Dennoch geraten Unternehmen in ein Dilemma: Investitionsentscheidungen müssen heute getroffen werden, ohne dass sicher ist, ob die künftig hergestellten klimafreundlichen Produkte auch verlässlich Abnehmer finden. Gerade bei standardisierten und international gehandelten Grundstoffen genügen bereits geringe Preisunterschiede, um Kaufentscheidungen zugunsten konventioneller Alternativen zu lenken. Da die anstehenden Investitionen Kapital langfristig binden und Unternehmen auf bestimmte technologische Pfade festlegen, hängt ihre Finanzierbarkeit unmittelbar davon ab, ob für die neuen Produkte ausreichend Nachfrage besteht. Genau hier setzen Leitmärkte an. Eine gesicherte Nachfrage schafft Planungssicherheit und verbessert damit die Bedingungen, unter denen Investitionen in klimafreundliche Produktionsverfahren überhaupt tragfähig werden.

Eine vergleichbare Logik gilt für zirkuläre Produkte. Auch sie sind heute oft teurer als konventionelle Alternativen, ohne dass ihr Mehrwert für Beschaffer, Unternehmen oder Endkundinnen und Endkunden unmittelbar sichtbar wird. Solange einheitliche Definitionen, belastbare Indikatoren und nachvollziehbare Kennzeichnungen fehlen, bleibt Kreislauffähigkeit ein schwer fassbares Qualitätsmerkmal. Zirkuläre Leitmärkte greifen daher

denselben Hebel auf: Sie zielen darauf, Nachfrage gezielt auf zirkuläre Lösungen auszurichten – sobald die Voraussetzungen geschaffen sind, diese Produkte sichtbar und vergleichbar zu machen.

Ausgestaltungsoptionen

Die Politik kann unterstützen, damit grüne Produkte wettbewerbsfähig werden, indem sie Standards etabliert, die grüne Produkte eindeutig erkennbar machen für den Hochlauf privater Leitmärkte, in dem sie den anteiligen Einsatz grüner Produkte insgesamt oder für ausgewählte Branchen/Produkte vorgibt und indem sie über die öffentliche Beschaffung selbst mit gutem Beispiel vorangeht. Und die Kaufkraft von Bund, Ländern und Kommunen nutzt.

Kennzeichnungen und Labels

Ein zentrales Problem besteht darin, dass klimafreundliche oder zirkuläre Produkte häufig nicht eindeutig von konventionellen Produkten unterschieden werden können. Dies kann dazu führen, dass Mehrkosten nachhaltiger Produktion nicht am Markt durchgesetzt werden können und entsprechende Produkte verdrängt werden. Eine einheitliche Zertifizierung und der Einsatz von Labels ermöglichen eine klare Zuordnung nachhaltiger Eigenschaften, auch für private Kunden (Fischer und Küper 2021). Standards wie der Low Emission Steel Standard (LESS) und die Cement Carbon Class (CCC) erleichtern die Nachweisführung für klimafreundliche Materialien und können in Vergabeverfahren direkt verwendet werden. Daneben existieren in anderen EU-Mitgliedsstaaten und international weitere Labels für verschiedene Produkte. Innerhalb der EU sollte eine möglichst große Harmonisierung dieser Ansätze angestrebt werden, um Transparenz für die Abnehmer zu schaffen, bürokratische Hürden zu vermeiden und der Industrie Skalierung beim Aufbau grüner Produktionskapazitäten zu ermöglichen.

Mindestanforderungen

Regulatorische Mindeststandards werden als Maßnahmen diskutiert, um die Transformation hin zu klimafreundlicher Produktion zu unterstützen. Werden solche Anforderungen mit einem klaren und langfristig steigenden Ambitionsniveau kommuniziert, können sie zusätzliche Investitionsanreize setzen. Allerdings gehen sie mit steigenden administrativen Kosten einher und setzen keine Anreize für Emissionsminderungen über das geforderte Mindestniveau hinaus. Zudem können sie bei zu ambitionierter Ausgestaltung weniger transformationsfördernd für die produzierenden Grundstoffindustrie und vielmehr eine Belastung sein. Da der ETS zudem bereits technologieoffen steigende Anreize zur Reduzierung von Treibhausemissionen setzt, wäre eine zusätzliche Einführung von Mindestanforderungen gut zu begründen.

Öffentliche Beschaffung

Die öffentliche Hand tritt in vielen Märkten selbst als bedeutender Nachfrager auf und kann durch entsprechende Vorgaben gezielt Nachfrage nach klimafreundlichen Produkten schaffen (Fischer und Küper 2021). Beispielsweise können Nachhaltigkeitskriterien wie eine Begrenzung der CO₂-Emissionen einzelner Produkte, Anforderungen an den Energieverbrauch oder Recyclingquoten in die Beschaffungsrichtlinien integriert werden. Der Hebel der öffentlichen Beschaffung variiert dabei stark zwischen Sektoren und Produkten. Eine verlässliche Nachfrage senkt mit Transformationsvorhaben verbundene Risiken und kann so auch technologische Innovationen fördern.

Neben der direkten Nachfragewirkung kann staatliche Beschaffung auch eine wichtige Signalwirkung entfalten und zur Markteinführung bislang nicht wettbewerbsfähiger Produkte beitragen. Dies kann gesamtwirtschaftlich sinnvoll sein, wenn anfänglich hohe Kosten durch Skaleneffekte und Lernkurveneffekte perspektivisch sinken. Hierfür muss die öffentliche Beschaffung allerdings ein ausreichendes Volumen grüner Produkte nachfragen. Zudem kann öffentliche Nachfrage helfen, Koordinationsprobleme zu überwinden, indem sie sowohl Anbietern als auch Nachfragern Planungssicherheit bietet.

Grenzen

Zielsetzung – kurzfristige CO₂-Einsparung vs. langfristige Transformationsanreize

Kurz- und mittelfristig adressieren Leitmärkte vor allem bereits verfügbare kohlenstoffarme Grundstoffe, da Near-Zero-Technologien wie DRI-Stahl oder Zement mit anschließender CO₂-Abscheidung und -Speicherung erst langfristig in nennenswerten Mengen zur Verfügung stehen werden. Ein Szenarienvergleich von Samadi (2025) zeigt, dass der Anteil der erwarteten Near-Zero-Produktionskapazität in Deutschland im Jahr 2030 bei gut 20 Prozent (Zement) und 30 Prozent (Stahl) liegen könnte – sofern es zu keinen weiteren Verzögerungen beim Aufbau der erforderlichen Infrastrukturen kommt.

Daraus ergibt sich die zentrale Frage, welches Ziel mit Leitmärkten vorrangig verfolgt werden soll. Im politischen Diskurs werden sie häufig als marktliches Instrument zur Begrenzung der Förderkosten für die Defossilisierung der energieintensiven Grundstoffindustrie verstanden. Diese Erwartung trifft jedoch nur eingeschränkt zu: Eine grüne öffentliche Beschaffung wird in den kommenden Jahren vor allem bereits verfügbare kohlenstoffarme Alternativen anreizen – etwa Zement mit reduziertem Klinkerfaktor oder Sekundärstahl auf Basis von Grünstrom. Diese Optionen sind teils bereits am Markt etabliert und verursachen geringe oder keine Mehrkosten; ihre Hebelwirkung auf die kapitalintensiven Investitionen, die für die Transformation der Grundstoffindustrie tatsächlich erforderlich sind, bleibt jedoch begrenzt. Die für den Strukturwandel entscheidenden Near-Zero-Technologien werden demgegenüber erst sukzessive und zu deutlich höheren Kosten verfügbar – und gerade nicht über Beschaffungsvorgaben adressiert, die primär auf Kosteneffizienz ausgerichtet sind.

Sollen Leitmärkte die langfristige Transformation gezielt unterstützen, müssen Near-Zero-Technologien daher eigenständig adressiert werden. Denkbar wäre etwa eine Kombination aus Mindestquoten für kohlenstoffarme Grundstoffe mit gesonderten Unterquoten für Near-Zero-Produkte.

Sektorale Eignung – branchen- und produktspezifische Unterschiede

Es gibt nicht den einen Leitmarkt. Abhängig von Branchenstruktur und Produktkomplexität müssen für die einzelnen Sektoren unterschiedliche Ausgestaltungen entwickelt werden. Zwei Dimensionen sind dabei entscheidend: die Nachfragestruktur – insbesondere das Verhältnis von öffentlicher zu privater Nachfrage – sowie die Position in der Wertschöpfungskette, an der angesetzt wird. Aus beiden Dimensionen ergibt sich zugleich, wie groß der Hebel des Instruments im jeweiligen Sektor ausfällt – und damit, ob Leitmärkte als wesentlicher Baustein des sektoralen Instrumentenmixes wirken können oder zunächst nur als begleitendes Instrument mit begrenzter Reichweite.

Bei Zement kann die öffentliche Beschaffung mit verbindlichen Quoten eine zentrale Rolle spielen: Die Nachfrage ist vergleichsweise konzentriert, die Produkte stark

standardisiert, und der öffentliche Anteil an der Gesamtnachfrage liegt bei rund 23 Prozent – ein erheblicher direkter Hebel (Küper et al. 2026). Bei Stahl – insbesondere bei Flach- und Langprodukten – sind hingegen marktbasierte Ramp-up-Mechanismen entlang der Wertschöpfungskette erforderlich (Lotz et al. 2025). Die Nachfrage ist breiter gestreut, der überwiegende Teil läuft über private Abnehmer: Der öffentliche Anteil liegt bei lediglich rund 8 Prozent, beim transformationsrelevanten Primärstahl sogar nur bei etwa 3 Prozent (Küper et al. 2026). Hier können Leitmärkte über die öffentliche Beschaffung allein kaum die nötige Nachfragetiefe entfalten – sie bleiben damit zunächst ein begleitendes Element, das andere Instrumente nicht ersetzt. In der Chemie – etwa bei Ethylen – sind die Wertschöpfungsketten so komplex, dass Leitmärkte sinnvoll erst an nachgelagerten Produkten wie Verpackungen ansetzen können (Lotz et al. 2025).

Leitmärkte sind also kein One-size-fits-all-Instrument; sie müssen sowohl auf den Sektor als auch auf die jeweilige Position in der Wertschöpfungskette zugeschnitten werden und entfalten je nach Konstellation eine sehr unterschiedliche Reichweite im sektoralen Instrumentenmix.

Private Leitmärkte anreizen – unter Berücksichtigung der jeweiligen Auswirkungen

Die öffentliche Beschaffung adressiert nur einen Teil der sektoralen Nachfrage. Insbesondere bei Primärstahl liegt der entscheidende Hebel im privaten Markt: Über die Hälfte des in Europa nachgefragten Primärstahls geht an die Automobilindustrie – also gerade in jenes Segment, dessen Dekarbonisierung über die wasserstoffbasierte Direktreduktion erfolgen soll. Sollen die laufenden DRI-Investitionsprojekte in Deutschland und Europa abgesichert werden, sind entsprechend verlässliche Nachfragesignale aus dieser Branche zentral.

Modellrechnungen zum Vorschlag der EU-Kommission von Leipprand et al. (2026) für das Automotive Package zeigen, dass die dort vorgesehene Anrechnung von Grünstahlgutschriften auf die Flottengrenzwerte – bei voller Ausschöpfung durch die Hersteller – eine jährliche Nachfrage von knapp sechs Millionen Tonnen emissionsarmem Stahl für die europäische PKW-Produktion erzeugen könnte. Das entspräche rund der Hälfte der von der WV Stahl (2026) für die frühen 2030er Jahre erwarteten europäischen DRI-Kapazitäten und damit einem substanziellen Beitrag zur Auslastung der laufenden Investitionsprojekte.

Die in den vorherigen Abschnitten diskutierten Herausforderungen treten in vergleichbarer Form auch im privaten Markt auf: die Frage, wie sich Mehrkosten zwischen den einzelnen Stufen der Wertschöpfungskette aufteilen lassen, ebenso wie die begrenzten Mengen, die kurzfristig in den geforderten Near-Zero-Qualitäten überhaupt am Markt verfügbar sein werden. Spezifisch für die Abnehmerseite kommt ein weiterer Aspekt hinzu, der bei der Ausgestaltung Berücksichtigung finden sollte: Verbindliche Quoten für grünen Stahl in Neuwagen würden die Erreichung der eigenen CO₂-Vorgaben in erheblichem Maße von Lieferentscheidungen und Skalierungsfortschritten der vorgelagerten Stahlindustrie abhängig machen. Verzögerungen beim Hochlauf der DRI-Produktion schlugen dann unmittelbar auf die Bilanz der Automobilhersteller durch, ohne dass diese darauf Einfluss nehmen könnten. Die Präferenz der Branche für den im Automotive Package vorgesehenen flexiblen Anrechnungsmechanismus gegenüber starren Mindestanteilen lässt sich vor diesem Hintergrund nachvollziehen. Für die Ausgestaltung von privaten Leitmärkten bedeutet das: Verlässliche Nachfragesignale aus dem privaten

Markt und eine enge Abstimmung zwischen Grundstoff- und Abnehmerindustrien müssen gemeinsam adressiert werden.

Ziel des Instruments im Auge behalten

Leitmärkte waren ursprünglich als Instrument der industriellen Transformation konzipiert, nicht primär als Instrument industrieller Wettbewerbsfähigkeit – auch wenn sich Letzteres als indirekter Nutzen ableiten lässt. Klarheit über die Zielsetzung ist Voraussetzung für eine wirksame Ausgestaltung. Das Ziel eines internationalen Level-Playing-Fields und das Handelsverhältnis gegenüber China erfordert, wie dargelegt, eigene, zielgenaue Instrumente. Mit dem Industrial Accelerator Act (IAA) verfolgt die EU-Kommission etwa gleich drei Ziele über Leitmärkte: Dekarbonisierung, geopolitische Resilienz und Wettbewerbsfähigkeit (EC 2026f). Damit droht eine Überfrachtung, die die Wirksamkeit beeinträchtigen und die Grenzen des Instruments verdecken kann.

Wenn das Ziel die Transformation der heimischen Industrie ist, müssen Leitmärkte primär eine Nachfrage für europäische Produkte erzeugen. Reine CO₂-Kriterien reichen dafür nicht aus, da Investitionen in klimafreundliche Produktion – etwa bei Stahl – auch außerhalb Europas getätigt werden, insbesondere in China. Eine Kombination mit „Made in Europe“-Anforderungen wäre daher naheliegend – ist aber zugleich politisch und handelsrechtlich nicht unproblematisch.

Für eine solche Verknüpfung spricht: Globale Überkapazitäten – etwa in der Stahl- und Automobilindustrie – treffen auf eine strategisch ausgerichtete chinesische Industriepolitik mit erheblichen Subventionen und protektionistischen Maßnahmen, flankiert von einer zunehmend unberechenbaren und protektionistischen US-Handelspolitik. In diesem Umfeld gewinnen neben rein ökonomischer Effizienz Ziele wie Versorgungssicherheit, Resilienz und technologische Souveränität an Gewicht. Aus dieser Perspektive ist es ein legitimes Politikziel, Importabhängigkeiten in strategischen Sektoren zu reduzieren und den EU-Binnenmarkt aktiver als Nachfragebasis für europäische Produktion zu nutzen.

Dagegen spricht: Kurzfristig führen „Made in Europe“-Anforderungen zu höheren Kosten, weil Effizienzgewinne aus internationaler Arbeitsteilung entfallen – mit dem Risiko, die industrielle Transformation und die Energiewende zu verlangsamen und zu verteuern. Langfristig kann die Wettbewerbsfähigkeit geschwächt werden, da Schutz vor internationalem Wettbewerb Innovations- und Effizienzanreize verringert. Hinzu kommt das Risiko von Vergeltungsmaßnahmen, das die Kooperation mit Gleichgesinnten und die Stabilität des globalen Handelssystems untergraben kann. Schließlich ist „Made in Europe“ in stark globalisierten Wertschöpfungsketten oft nur über komplexe Herkunftsregeln operationalisierbar, mit entsprechendem administrativem Aufwand.

In der Abwägung erscheint die Berücksichtigung von Resilienzkriterien in ausgewählten Sektoren vertretbar. Das zunehmend angespannte handelspolitische Verhältnis gegenüber China sollte jedoch primär mit den dafür vorgesehenen Instrumenten – etwa Zöllen – adressiert werden und nicht über eine Überfrachtung der Leitmärkte.

Mehrkostenverteilung und administrative Belastung

Die Grundannahme von Leitmärkten lautet, dass zumindest eine begrenzte Nachfrage nach grünen Produkten garantiert wird und der Endkunde die Mehrkosten übernimmt, sodass der Bedarf an angebotsseitigen Fördermitteln reduziert werden kann. Die tatsächlichen Effekte auf die jeweiligen Mid- und Downstream-Akteure sind allerdings noch

unterbeleuchtet. Insbesondere bei der öffentlichen Beschaffung durch Kommunen ist genauer zu klären, welche Folgen die Weitergabe von Mehrkosten – etwa an kommunal getragene Unternehmen und Energieversorger – nach sich zieht, besonders in Kommunen mit ohnehin angespannter finanzieller Lage. Auch die finanzielle Belastung privatwirtschaftlicher Unternehmen und Branchen muss bei der jeweiligen Ausgestaltung berücksichtigt werden.

Diese Kosteneffekte können dadurch verstärkt werden, dass zu ambitionierte zusätzliche Nachhaltigkeitskriterien den Kreis potenzieller Anbieter einschränken. Eine geringere Anzahl an Geboten in der öffentlichen Vergabe reduziert den Wettbewerbsdruck und führt tendenziell zu höheren Preisen für die öffentliche Hand. Dieser Effekt fällt umso stärker aus, je weniger grüne Produkte bislang skaliert sind und je weniger Anbieter die geforderten Standards erfüllen.

Hinzu kommen steigende Transaktionskosten. Die Implementierung und Überprüfung komplexer Nachhaltigkeitskriterien erhöhen den administrativen Aufwand sowohl bei den öffentlichen Auftraggebern als auch bei den Unternehmen. Dies gilt insbesondere dann, wenn Vorgaben zwischen EU-Mitgliedstaaten unterschiedlich umgesetzt werden und dadurch zusätzliche Komplexität entsteht. Die bürokratische Belastung – etwa im Bereich der öffentlichen Beschaffung – sollte daher handhabbar und verhältnismäßig gestaltet werden.

Denkbar wäre, zunächst mit öffentlichen Bauprojekten des Bundes und sehr großen überregionalen Vorhaben zu starten und das Instrument auf Basis der dort gesammelten Erfahrungen schrittweise auszuweiten.

Ableitung

Leitmärkte können den Instrumentenmix zur Transformation der energieintensiven Grundstoffindustrie ergänzen – ihre Wirksamkeit hängt jedoch erheblich davon ab, wie sie zugeschnitten sind und welches Ziel sie vorrangig verfolgen. Zudem gibt es nicht den einen Leitmarkt: Potenzial und Eignung variieren stark zwischen den Sektoren.

- Bei **Zement** kann die öffentliche Beschaffung über verbindliche Quoten einen substanziellen Beitrag zur Transformation leisten. Die verhältnismäßig konzentrierte und standardisierte Nachfrage erlaubt bei kluger Ausgestaltung einen nennenswerten Transformationsbeitrag.
- Bei **Stahl** liegt der entscheidende Hebel demgegenüber im privaten Markt; öffentliche Beschaffung allein kann die nötige Nachfragetiefe, zumindest für den Hochlauf der DRI-Kapazitäten, nicht entfalten. Eine Anrechnung von Grünstahl auf die Flottengrenzwerte der Automobilindustrie, wie im Automotive Package vorgesehen, ist daher ein relevanter Ansatzpunkt.
- In der **Chemie**, mit ihren komplexen, weit verzweigten Wertschöpfungsketten, sind Leitmärkte kein wesentlicher Transformationstreiber; zur aktuellen Diskussion um die Wettbewerbsfähigkeit der Branche tragen sie nicht substanziell bei.

Übergreifend gilt: Leitmärkte können den sektoralen Instrumentenmix ergänzen, andere (Förder-) Instrumente aber nicht ersetzen. Sie bedürfen eines klaren und realistischen Zielbildes, das insbesondere zwischen kurzfristiger Defossilisierung über kohlenstoffarme Alternativen und langfristigem Aufbau von Near-Zero-Kapazitäten unterscheidet.

Eine Überfrachtung mit zusätzlichen Zielsetzungen – etwa industriellen Wettbewerbsfähigkeits- oder geopolitischen Resilienzaspekten – sollte vermieden werden und diese stattdessen über dafür vorgesehene Instrumente adressiert werden.

Vor allem aber stehen Leitmärkte nicht für sich. Die transformationsrelevanten Produktionsverfahren – DRI-basierter Stahl, strom- und wasserstoffbasierte Prozesse in der Chemie, CO₂-Abscheidung in der Zementindustrie – sind nicht nur enorm kapital-, sondern auch stark OPEX-intensiv. Unter den derzeit bestehenden Unsicherheiten, etwa hinsichtlich der zukünftigen Wasserstoff- und Strompreise, ist eine tragfähige Finanzierung für viele Unternehmen kaum darstellbar. Es bedarf daher komplementärer Maßnahmen, die die Betriebskosten gezielt absichert. Der folgende Abschnitt setzt dort an.

Tabelle 11-1: Wirkung und Eignung grüner Leitmärkte nach Sektor beziehungsweise Produkt

	Stahl	Zement	Ethylen
Klimaneutrale Produkte sind heute noch deutlich teurer			
Durchschnittliche Mehrkosten auf Ebene der Grundstoffe ^{1,2}	+55%	+50%	+400%
Kurzfristig stützen Leitmärkte vor allem Übergangstechnologien - Near-Zero-Technologien sind 2030 erst im Aufbau			
Anteil erwarteter Near-zero-Produktionskapazität im Jahr 2030 ³	30%	20%	-
Leitmärkte müssen an verschiedenen Stufen der Wertschöpfungskette ansetzen			
Komplexität der Wertschöpfungskette ¹	mittel	gering	hoch
Öffentliche Beschaffung schafft erste Märkte und Vorbildwirkung - ihr Anteil variiert allerdings stark			
Anteil öffentlicher Beschaffung an der Gesamtnachfrage ⁴	8% (~3% primär)	22%	-
Private Nachfrage teils wichtiger - aber mit ähnlichen Herausforderungen			
Größter nicht-öffentlicher Nachfragesektor ¹	Automobil	Bausektor	Verpackungen

Quellen: ¹Lotz et al. (2025), ²Fischer und Küper (2021), ³Samadi (2025) und ⁴Küper et al. (2026)

11.4. Investitions-Unterstützung

Viele Dekarbonisierungstechnologien erfordern Investitionen in einem Umfang, der über übliche Erhaltungs- und Erweiterungsmaßnahmen hinausgeht. Damit erfordern sie einen höheren Einsatz von Investitionsmitteln und weisen häufig ein anderes Risikoprofil auf. Obwohl es sich in aller Regel um Zukunftstechnologien handelt, die Attraktivität einer Finanzierung durch Investoren und Banken prinzipiell erhöht, überwiegen in vielen Fällen die Unsicherheiten im Hinblick auf die Renditeperspektive. Dies muss nicht in erster Linie daran liegen, dass die fraglichen Technologien noch nicht in der gleichen Weise am Markt erprobt sind wie ihre konventionellen Pendanten, sondern die Kostenrisiken beim Einsatz regenerativer Energie höher sind als beim Einsatz fossiler Energieträger. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn die Dekarbonisierungsinvestition mit einem Energieträgerwechsel einhergeht.

Transformationsinvestitionen in industriellen Sektoren sind häufig kapitalintensiv, mit langen Amortisationshorizonten verbunden, technologisch unsicher und damit für private Kapitalgeber mit hohen Risikoaufschlägen belegt. Für kleine und mittlere Unternehmen

(KMU) sowie Unternehmen in kapitalmarktfernen Regionen wird dadurch der Zugang zu Fremdkapital erschwert. Gerade denjenigen Unternehmen, für die Energie ein wesentlicher Kostenfaktor darstellt, fehlt nach Jahren mit hohen Energiepreisen zudem schlicht der Spielraum, um derart umfangreiche Investitionen zu tätigen, zumal mit einem vergleichsweise unsicheren Rendite-Risiko-Profil. Zur Unsicherheit trägt auch die Dynamik des Zertifikatspreises im EU-ETS bei. Aufgrund politischer Eingriffe in die EU-ETS-Systematik lässt sich die Preisentwicklung schlecht antizipieren und in das Investitionskalkül einbeziehen. Zudem ist der ETS-Preis auf die Vermeidungskosten an der Margin ausgerichtet, nicht auf die Finanzierungskosten tiefgreifender struktureller Transformationen (sog. „Deep Decarbonization“), die häufig hohe Anfangsinvestitionen bei zunächst nicht wettbewerbsfähigen Betriebskosten erfordern.

Gleichzeitig sind solche Sprunginvestitionen notwendig, um innovative Technologien am Markt zu etablieren. Die positiven Spillovers wie Lernkurveneffekte und technologisches Wissen erzielen einen volkswirtschaftlichen Nutzen, der über das betriebswirtschaftliche Kalkül des einzelnen Unternehmens hinausgeht. Die privatwirtschaftliche Investitionsneigung liegt damit systematisch unter dem gesellschaftlich optimalen Niveau. Dies rechtfertigt eine staatliche Unterstützung derartiger Investitionen, sei es in Form direkter Zuschüsse wie durch den europäischen Innovation Fund oder nationale Programme wie das deutsche Bundesförderprogramm Industrie und Klimaschutz (BIK) oder als konditionierte Darlehen oder staatliche Garantien. Staatliche Zuschüsse reduzieren unmittelbar die Kapitalkosten für klimafreundliche Investitionen. Sie sind besonders geeignet für Technologien im Pre-Commercial-Stadium, bei denen das Marktrisiko zu hoch für renditeorientiertes Kapital ist. Die Mittel des Innovationsfonds werden aus der Versteigerung von ETS-Zertifikaten gespeist (Art. 10a Abs. 8 ETS-RL), was eine institutionelle Verknüpfung zwischen Zertifikatserlösen und Innovationsförderung herstellt — eine Form des Revenue Recycling, die ökonomisch kohärent ist. Günstige Darlehen der EIB oder nationaler Förderbanken wie der KfW sowie staatliche Garantien für private Kredite senken die Fremdkapitalkosten, ohne direkten Mittelabfluss aus dem Staatshaushalt zu erfordern.

11.5. Betriebskosten-Unterstützung

11.5.1. Einleitung

Für zahlreiche klimafreundliche Produktionsprozesse bildet die Bereitstellung von Strom eine zentrale Rolle. Dabei geht es von der direkten Elektrifizierung industrieller Anwendungen bis hin zur Bereitstellung von erneuerbarem Strom für die Herstellung von Wasserstoff. Entsprechend wird der Strombedarf in vielen Industriezweigen deutlich steigen. Gleichzeitig sind die Strompreise an vielen europäischen Standorten bereits heute hoch und weisen im internationalen Vergleich teils erhebliche Wettbewerbsnachteile auf. Insbesondere im Vergleich zu Regionen, die nicht oder weniger auf teure Energie-Importe angewiesen sind, etwa in Nordamerika oder in Teilen Asiens oder die Energiepreise stärker subventionieren, geraten energieintensive Industrien dadurch zunehmend unter Druck. Auch mittel- bis langfristig ist nicht davon auszugehen, dass sich dieses Gefälle vollständig auflöst, da strukturelle Faktoren wie Netzentgelte, Abgaben sowie Investitionsbedarfe in die Energieinfrastruktur die Stromkosten weiterhin beeinflussen werden. Hinzu kommt, dass viele Standorte weltweit

langfristig deutlich günstigere Bedingungen für erneuerbare Energien bieten – und damit auch perspektivisch niedrigere Stromkosten als die meisten europäischen Standorte (Samadi et al. 2023). Vor diesem Hintergrund besteht die Herausforderung darin, die wachsende Bedeutung von Strom für eine klimaneutrale Industrie mit wettbewerbsfähigen Rahmenbedingungen in Einklang zu bringen, um Produktionsverlagerungen zu vermeiden und industrielle Wertschöpfung in Europa zu sichern.

Im Grundsatz und in teilweise deutlich größerem Maße gilt dies auch für andere Betriebskosten, die im Kontext der Transformation zu klimaneutralen Produktionsverfahren notwendig werden, vor allem mit Blick auf (importierten oder inländisch erzeugtem) Wasserstoff bzw. dessen Derivate sowie die Technologie der CO₂-Abtrennung und -Speicherung (Carbon Capture and Storage – CCS). In beiden Bereichen sind die derzeitigen Kosten hoch und vergrößern das Verhältnis von Betriebs- zu Kapitalkosten gerade bei den für Klimaneutralität notwendigen transformativen Produktionsverfahren erheblich.

Im Unterschied zu den Stromkosten bestehen zumindest bei Wasserstoff und teilweise im Bereich der CO₂-Abscheidung noch erhebliche Potenziale massiver Kostensenkungen durch technologische Entwicklung und Skalierung des Marktes. Der größte Unterschied zu den Handlungsnotwendigkeiten im Bereich der Bereitstellung kostengünstigen Stroms besteht aber für Wasserstoff und CCS darin, dass Marktsegmente des Energiesystems komplett neu etabliert und entwickelt werden müssen, wobei dies sowohl technische als auch die ganze Bandbreite der Marktinfrastrukturen betrifft. Im Gegensatz zu den etablierten Energieträgern Kohle, Mineralöl, Gas und Strom muss der Markthochlauf für Wasserstoff und CCS sich im Kontext der EU in einem wettbewerblichen Rahmen vollziehen. Für die anderen Energieträgern erfolgte dieser Prozess sehr weitgehend unter Monopolbedingungen bei denen sowohl die Koordinations- als auch die Finanzierungsfunktion durch die Monopole abgesichert. Diese Funktionen müssen nun durch andere Prozesse ermöglicht werden.

Vor dem Hintergrund des Sachverhalts, dass die in anderen Sektoren dominierende Flankierung der Transformation im Bereich der Kapitalkosten für viele Bereiche der industriellen Transformation zur Klimaneutralität nicht ausreichen wird, werden in den folgenden Abschnitten zentrale Flankierungsmaßnahmen im Bereich der Strom- und Wasserstoffversorgung für die Industrie bzw. den Einsatz von CCS diskutiert.

11.5.2. Strompreiskompensation

Im Rahmen des EU-ETS-1 können für die besonders stromintensiven Industrieunternehmen (neben anderen Vergünstigungen z. B. im Bereich der Netznutzungsentgelte) im Rahmen der entsprechenden EU-Beihilferegelungen (EC 2020; 2021b; 2026c) sowie der entsprechenden Förderrichtlinie in Deutschland (BMWE 2026) grundsätzlich einen sehr großen Teil der über die Strommärkte vermittelten (indirekten) CO₂-Kosten kompensiert werden (Strompreiskompensation – SPK).

In Deutschland war im Jahr 2021 ein industrieller Stromverbrauch von knapp 90 TWh in diesem Rahmen beihilfefähig. Insbesondere konjunkturbedingt war dieser Verbrauch im Jahr 2024 auf rund 59 TWh gesunken (DEHSt 2025a), Dies entsprach einem Anteil von

etwa einem Drittel des gesamten industriellen Stromverbrauchs bzw. etwa 12% des gesamten Endverbrauchs von Elektrizität in Deutschland. Die weitaus größten Anteile der im Rahmen der Strompreiskompensation ausgezahlten Mittel entfielen auf die Stahl- und Aluminiumindustrie, die Chemieindustrie sowie die Herstellung von Papier (DEHSt 2025a).

Mit der Veränderung der EU-Beihilfeleitlinien (EC 2026c) und der beihilferechtlichen Genehmigung der entsprechenden Richtlinie für Deutschland im Juli 2026 ist die Zahl der für die SPK qualifizierten Sektoren von 16 auf 31 ausgeweitet worden. Die entsprechenden Kompensationszahlungen können für den Zeitraum ab Anfang 2025 erfolgen.

Aktuell können für die im Rahmen der CO₂-Bepreisung über den EU ETS überwälzten Kosten auf die Großhandelsstrompreise in Deutschland folgende Kompensationen erfolgen (wobei für einzelne Sektoren noch diverse Sonderregelungen bestehen):

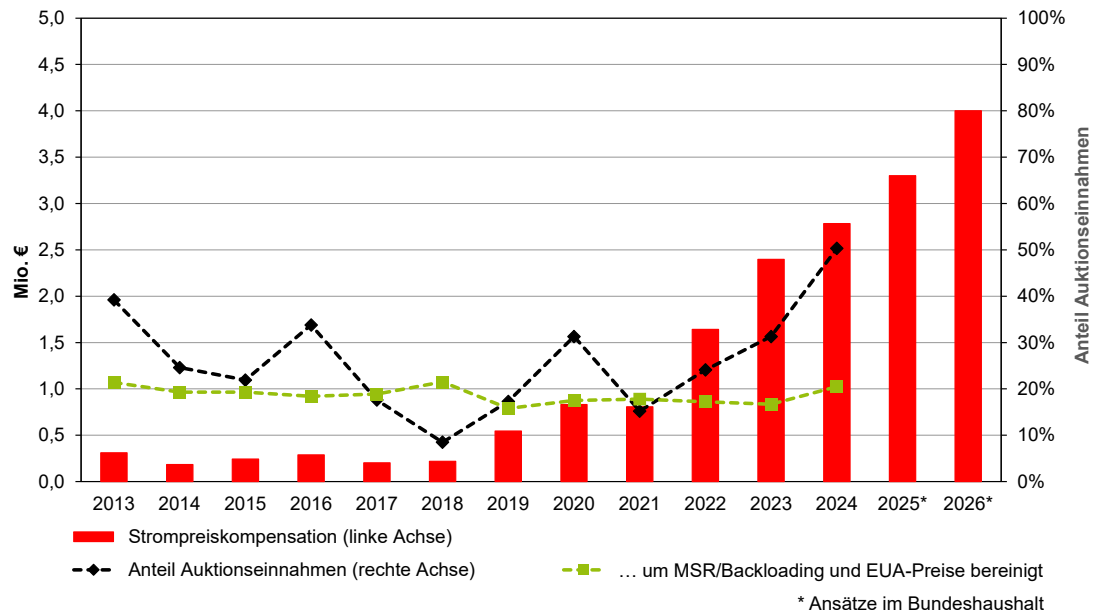
- für die im Anhang I (Tabellen 1 und 2) der Beihilferichtlinie abschließend definierten stromintensiven Sektoren;
- auf der Grundlage einer für Deutschland einschlägigen CO₂-Last von 0,73 t CO₂/MWh (Anhang III);
- ein Kompensationsvolumen von höchstens 75% (für die bis 2024 qualifizierten Sektoren gemäß Tabelle 1 des Anhang I) bis 80% (für die ab 2025 qualifizierten Sektoren gemäß Tabelle 2 des Anhang 1) der aus der CO₂-Last in Kombination mit dem Zertifikatspreis des EU-ETS-1 entstehenden Zusatzkosten
- bezogen auf einen Höchstverbrauch auf der Basis spezifischer Strom-Effizienzbenchmarks (Anhang II).

Um die Wirkungen der Strompreiskompensation zu quantifizieren, wird im Folgenden das Produkt aus Emissionsfaktor und Beihilfeintensität betrachtet. Dies wird, im Folgenden als Beihilfemultiplikator bezeichnet.

Für die Jahre 2025 bis 2030 beträgt der Beihilfemultiplikator für die Anlagen in den 15 bisher einbezogenen Sektoren 0,584 und für die neu einbezogenen Sektoren 0,5475. Für jeden Euro des mittleren Preises im EU-ETS-1 können die berechtigten Unternehmen damit eine Beihilfe von 0,584 bzw. 0,5475 € für jede Megawattstunde des über die Stromeffizienz-Benchmarks qualifizierten Stromverbrauchs erhalten.

Im Gegenzug zu den Zahlungen im Rahmen der SPK müssen die entsprechenden Unternehmen sog. Ökologische Gegenleistungen erbringen. Dazu zählen der Betrieb eines Energiemanagementsystems, die Durchführung von Energieeffizienzmaßnahmen, der Bezug regenerativen Stroms und andere Klimaschutzmaßnahmen (DEHSt 2026).

Abbildung 11-1: Entwicklung der Beihilfezahlungen im Rahmen der Strompreiskompensation in Deutschland



Quelle: Öko-Institut auf Basis von DEHSt (2025a)

Die Zahlungen aus dem Bundeshaushalt (und hier aus dem Klimaschutz- und Transformationsfonds – KTF) im Rahmen der SPK lagen, auch als Folge der niedrigen Zertifikatspreise, bis zum Jahr 2021 deutlich unter dem Wert von 1 Mrd. € jährlich. Seitdem sind sie erheblich gestiegen und werden mit der Ausweitung des Anwendungsbereichs ab 2025 Werte von (deutlich) über 3 Mrd. € erreichen. Der Anteil der Ausgaben für die SPK am gesamten fiskalischen Aufkommen aus den Versteigerungen des EU-ETS-1 erreichten im Jahr 2024 einen Wert von über 50%. Für die Einordnung des Verhältnisses zwischen den SPK-Zahlungen und dem Auktionsaufkommen sind jedoch einerseits auch die Effekte aus der Überführung von für die Auktion vorgesehenen Zertifikate in die MSR zu beachten. Andererseits ergeben sich teilweise erhebliche Effekte aus den unterschiedlichen Bezugszeiträumen für das Auktionsaufkommen sowie die SPK-Mittelwertbildung für die berücksichtigungsfähigen Zertifikatspreise bei unterjährig stark schwankenden Marktpreisen. Eine entsprechende Bereinigung führt zu Anteilen der SPK-Zahlungen am Auktionsaufkommen für Deutschland von derzeit knapp 20%.

Dier SPK ist damit eine sehr wirkungsvolle Maßnahme zur Entlastung für stromintensive industrielle Verbraucher, deren frühzeitig und belastbar angekündigte Fortsetzung für den Zeitraum nach 2030 (wenn auch dann mit veränderten Parametern) eine herausragende Bedeutung zukommt.

11.5.3. Industriestrompreis

Ausgestaltung: Planungssicherheit durch Schutz vor Preisspitzen

Der Industriestrompreis soll die Stromkosten in der Industrie in den Jahren 2026 bis 2028 reduzieren und den Unternehmen einen Teil dieser Kosten jeweils im Folgejahr erstatten.

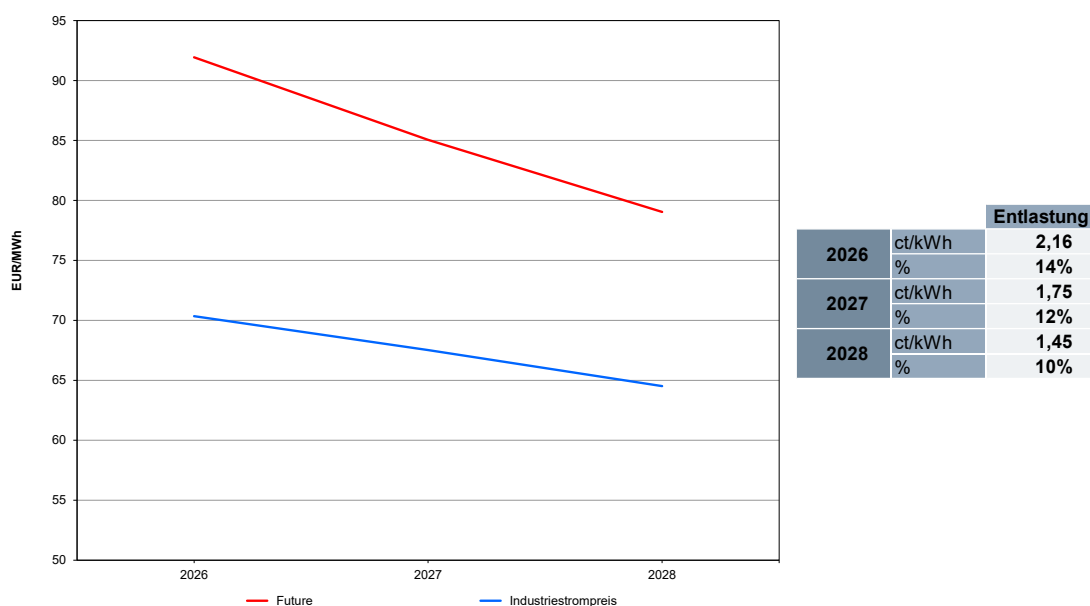
Der Mechanismus des Industriestrompreises richtet sich insbesondere an Unternehmen mit einem sehr hohen Stromverbrauch. Entgegen der anfänglichen öffentlichen Wahrnehmung handelt es sich jedoch nicht um eine umfassende Deckelung des Strompreises auf beispielsweise 5 ct/kWh. Vielmehr wird lediglich der Börsenstrompreis begrenzt, während Netzentgelte und staatliche Abgaben unberührt bleiben. Zudem gilt die Preisbegrenzung nur die Hälfte des Stromverbrauchs der berechtigten Unternehmen. Diese Ausgestaltung ähnelt bewusst der Logik der Strompreisbremse aus der Energiekrise 2022/23: Sie soll einerseits eine direkte Entlastung ermöglichen, andererseits aber weiterhin Preissignale für den nicht gedeckelten Verbrauch erhalten und damit Anreize zum Stromsparen aufrechterhalten. Auf diese Weise versucht das Instrument, einen Ausgleich zwischen den grundsätzlich widersprüchlichen Zielen von Preisbegrenzung und Effizienz zu schaffen.

Flankiert wird der Industriestrompreis durch investitionsbezogene Auflagen. Unternehmen, die die Förderung in Anspruch nehmen, sind verpflichtet, die Hälfte der eingesparten Mittel gezielt in Transformationsmaßnahmen zu reinvestieren. Dazu zählen insbesondere Investitionen in Energieeffizienz und die Elektrifizierung von Produktionsprozessen. Damit soll sichergestellt werden, dass die kurzfristige Entlastung nicht lediglich bestehende Strukturen stabilisiert, sondern zugleich Impulse für die langfristige Dekarbonisierung der Industrie setzt.

Tatsächliche Entlastung: Entlastung von bis ca. 2 ct/kWh

Durch die zuvor skizzierten beschriebenen Einschränkungen fällt die tatsächliche Entlastungswirkung des Industriestrompreises pro Kilowattstunde vergleichsweise gering aus. Ausgehend von aktuellen Future-Preisen als Näherung für heutige und zukünftige Strombezugskosten würde der Preis für die begünstigte Strommenge zwar nominell von rund 9,2 ct/kWh auf 5 ct/kWh sinken (EEX 2026). Da die Preisbegrenzung jedoch nur für etwa die Hälfte des Stromverbrauchs greift, reduziert sich die durchschnittliche Entlastung über den gesamten Verbrauch hinweg auf lediglich knapp 2,2 ct/kWh (siehe Abbildung 11-2). Ausgehend von aktuellen Werten für Netzkosten und weiteren Steuern, Umlagen und Abgaben läge der durchschnittliche Strompreis für ein Unternehmen mit einem jährlichen Stromverbrauch oberhalb von 150 GWh durch diese Maßnahme zurzeit bei 15,4 statt 17,5 ct/kWh.

Abbildung 11-2: Vergleich des erwartbaren Preisniveaus des Strombezugs ohne (Future) und mit Entlastung (Industriestrompreis) und Entlastung für berechnete Unternehmen



Quelle: IW Köln, EEX (2026)

Hinzu kommt, dass für die kommenden Jahre tendenziell von sinkenden Strompreisen ausgegangen wird. In einem solchen Szenario verringert sich auch die absolute Entlastungswirkung des Instruments weiter und dürfte im Durchschnitt nur noch bei etwa 1 bis 2 ct/kWh liegen. Zusätzlich wird die effektive Entlastung im laufenden Geschäftsbetrieb dadurch relativiert, dass Unternehmen verpflichtet sind, die Hälfte der Entlastung in Maßnahmen wie Energieeffizienz oder die Elektrifizierung von Prozessen zu reinvestieren. Insgesamt ergibt sich somit zwar eine spürbare, aber begrenzte finanzielle Entlastung, deren unmittelbarer Effekt auf die Wettbewerbsfähigkeit entsprechend moderat ausfällt.

Grenzen: Ungenügende Absicherung von Elektrifizierungs-Investitionen

Der Industriestrompreis bewegt sich grundsätzlich in einem Spannungsfeld zwischen kurzfristiger Entlastung und langfristiger Markteffizienz. Einerseits soll durch die Begrenzung der Strompreise die Wettbewerbsfähigkeit der heimischen Industrie gestärkt werden. Andererseits werden durch diesen Eingriff Preissignale am Strommarkt verzerrt, wodurch wichtige Anreize für eine effiziente, insbesondere langfristig tragfähige Stromversorgung abgeschwächt werden können. In der Konsequenz besteht die Gefahr, dass ein solcher Eingriff die Systemkosten der Stromversorgung langfristig sogar erhöht. Da die Preissignale volatiler Strompreise und damit verbundene Flexibilitätsanreize gedämpft werden. Entsprechend sinkt der Anreiz für Unternehmen, durch eine flexible Fahrweise, Investitionen in Batteriespeicher oder ähnliches einen Beitrag zu einer dauerhaft kosteneffizienteren Stromversorgung zu leisten.

Die tatsächliche Entlastung für energieintensive Unternehmen fällt zudem moderat aus, dürfte aber insbesondere in Phasen stark steigender Strompreise spürbar sein. Der

zentrale Effekt liegt dabei weniger in einer dauerhaften Senkung des Strompreisniveaus, sondern vielmehr in der Abfederung unerwarteter Preisspitzen. In dieser Hinsicht weist der Industriestrompreis deutliche Parallelen zu den Strompreisbremsen während der Energiekrise 2022/23 auf. Angesichts anhaltender geopolitischer Risiken – etwa möglicher Störungen zentraler Energielieferketten – ist auch künftig mit volatilen Gaspreisen und entsprechenden Auswirkungen auf die Strompreise zu rechnen. In solchen Situationen kann der Industriestrompreis dazu beitragen, extreme Preisausschläge zu glätten und die Belastung für Unternehmen temporär zu begrenzen.

Zumindest in seiner derzeitigen Ausgestaltung bietet der Industriestrompreis aufgrund der kurzen Laufzeit keine verlässliche Grundlage für Investitionsentscheidungen in die Elektrifizierung industrieller Prozesse. Entsprechend ist nicht zu erwarten, dass von ihr ein signifikanter, den EU ETS flankierender Anreiz für Transformationsinvestitionen ausgeht. Gleichzeitig entstehen über diesen Zeitraum hinweg erhebliche Förderkosten in Höhe von mehreren Milliarden Euro. Damit steht der begrenzten und zeitlich eingeschränkten Entlastungswirkung ein beträchtlicher Einsatz öffentlicher Mittel gegenüber. Entscheidend ist vielmehr, die Stromkosten langfristig auf einem wettbewerbsfähigen Niveau zu stabilisieren. Dies erfordert vor allem einen kosteneffizienten Umbau sowie einen wirtschaftlichen Betrieb der Stromversorgung. Einzelne Transformationsprojekte können zudem mit zielgenauen Förderinstrumenten adressiert werden.

11.5.4. Wasserstoff-Unterstützung

Kontext

Der Einsatz von Wasserstoff und seinen Derivaten ist für die Umsetzung der Klimaneutralitätsziele in den Sektoren Industrie, Energiewirtschaft, Luft- und Seeverkehr und wahrscheinlich auch für Teile des Langstrecken-Schwerlastverkehrs unverzichtbar. Wasserstoff kann jedoch auch für die Resilienz der Energieversorgung und der Industrie bzw. für die industrielle Kompetenz in der Europäischen Union einen wichtigen Beitrag leisten.

Die Herstellung von Wasserstoff ist in allen Bereitstellungsrouten derzeit noch eine sehr kostenintensive Emissionsminderungsoption. Dies gilt erstens für die unterschiedlichen Herstellungsverfahren (erneuerbarer Wasserstoff, CO₂-armer Wasserstoff auf Basis von Erdgas in Kombination mit CCS sowie CO₂-armer Wasserstoff aus der Wasserelektrolyse), zweitens die unterschiedlichen Produktionsstandorte (in Deutschland, in der EU oder im internationalen Raum), drittens die unterschiedlichen Transportoptionen (nationale und internationale Pipelines, Schiffstransport einschließlich der dafür ggf. notwendigen Konversionsprozesse) sowie viertens für die verschiedenen Anwendungsbereiche mit ihren teilweise sehr unterschiedlichen Zahlungsbereitschaften (LKW-Verkehr, Raffinerien im Anwendungsbereich der THG-Quote, Energiewirtschaft ohne kostenlose Zuteilung im EU-ETS-1, Industrie mit kostenloser Zuteilung im EU-ETS-1, etc.).

Die Kostenniveaus für Wasserstoff liegen für erneuerbaren Wasserstoff im nördlichen Kontinentaleuropa derzeit im Bereich von 7 bis 10 €/kg H₂, auf der Iberischen Halbinsel, im Nahen Osten und Nordafrika bei Werten von (deutlich) unter 5 €/kg H₂ sowie für blauen Wasserstoff (bei starker Abhängigkeit vom Erdgaspreis) bei Werten von etwa 5 €/kg H₂ (EEM 2025; Matthes und Brauer 2025).

Zum grundsätzlichen Ausgleich der Kosten zwischen konventionellen Energieträgern und Wasserstoff wären ohne Berücksichtigung anderweitiger Zahlungsströme CO₂-Preise auf erheblichen Niveaus notwendig. Die Abbildung 11-3 zeigt die Größenordnung der entsprechenden Vermeidungskosten im Vergleich zum Einsatz von Erdgas (bezogen auf die Großhandelsebene). Bei Erdgaspreisen von 25 bis 40 €/MWh wären Zertifikatspreise von um 1.000 €/t CO₂ erforderlich, um die Kostendifferenz zu einem Wasserstoffpreise von 7 €/kg H₂ auszugleichen. Für Wasserstoffpreise von 5 €/kg liegt der entsprechende Wert bei 600 bis 700 €/t CO₂ und für Preisniveaus um 3 €/kg H₂ bei 280 bis 350 €/t CO₂. Diese Übersicht zeigt, dass selbst bei erheblichen Kostensenkungen durch technische Innovationen, verbesserte Regulatorik, Marktskalierung etc. erhebliche CO₂-Preise notwendig wären, um die Kostenlücken zu fossilen Energieträgern zu schließen. Dies gilt auch unter Berücksichtigung der Tatsache, dass in einigen Anwendungsbereichen von Wasserstoff durch Effizienzvorteile der Anwendungstechnologien für Wasserstoff (z.B. in der Industrie) oder wegen anderer Referenzenergieträger (z.B. im Verkehrssektor) die Größenordnung der notwendigen Kostenlückenschließung um bis zu 30% geringer ausfallen kann und die o.g. CO₂-Preisniveaus entsprechend niedriger sind.

Abbildung 11-3: Gesamtkosten der CO₂-Vermeidung beim Einsatz von Wasserstoff als Ersatz für Erdgas

		Erdgaskosten bzw. -preise [EUR/MWh(H _s)]														
		10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80
Wasserstoffkosten bzw. -preise [EUR/kg H ₂]	1,0	112	84	56	28	0	-28	-56	-84	-112	-140	-168	-196	-224	-252	-280
	1,5	196	168	140	112	84	56	28	0	-28	-56	-84	-112	-140	-168	-196
	2,0	280	252	224	196	168	140	112	84	56	28	0	-28	-56	-84	-112
	2,5	364	336	308	280	252	224	196	168	140	112	84	56	28	0	-28
	3,0	448	420	392	364	336	308	280	252	224	196	168	140	112	84	56
	3,5	532	504	476	448	420	392	364	336	308	280	252	224	196	168	140
	4,0	616	588	560	532	504	476	448	420	392	364	336	308	280	252	224
	4,5	700	672	644	616	588	560	532	504	476	448	420	392	364	336	308
	5,0	783	755	727	700	672	644	616	588	560	532	504	476	448	420	392
	5,5	867	839	811	783	755	727	700	672	644	616	588	560	532	504	476
	6,0	951	923	895	867	839	811	783	755	727	700	672	644	616	588	560
6,5	1.035	1.007	979	951	923	895	867	839	811	783	755	727	700	672	644	
7,0	1.119	1.091	1.063	1.035	1.007	979	951	923	895	867	839	811	783	755	727	
7,5	1.203	1.175	1.147	1.119	1.091	1.063	1.035	1.007	979	951	923	895	867	839	811	
8,0	1.287	1.259	1.231	1.203	1.175	1.147	1.119	1.091	1.063	1.035	1.007	979	951	923	895	
		Zellwerte: Brennstoffwechselkosten Erdgas → H ₂ [EUR/t CO ₂]														

Anmerkungen: Die Angaben beziehen sich auf den energieseitig identischen Einsatz von Wasserstoff und Erdgas (wie z.B. in Kraftwerken). Bei anderen Einsatzfällen (Verkehr, Stahlerzeugung, chemische Industrie) können die CO₂-Vermeidungskosten um etwa ein Drittel niedriger liegen.

Quelle: Öko-Institut

Zielführender Policy-Mix

Der Hochlauf eines Wasserstoffsegments bzw. eines Wasserstoffmarktes in Deutschland und der EU erfordert den kompletten Aufbau der technischen und Markt-Infrastrukturen, in der Geschichte der Energiewirtschaft erstmals nicht unter den Bedingungen

eines Monopolsystem, sondern im strikt wettbewerblichen System des EU-Binnenmarkts.

Abbildung 11-4: Handlungsbereiche des notwendigen Policy-Mixes für den Wasserstoff-Hochlauf



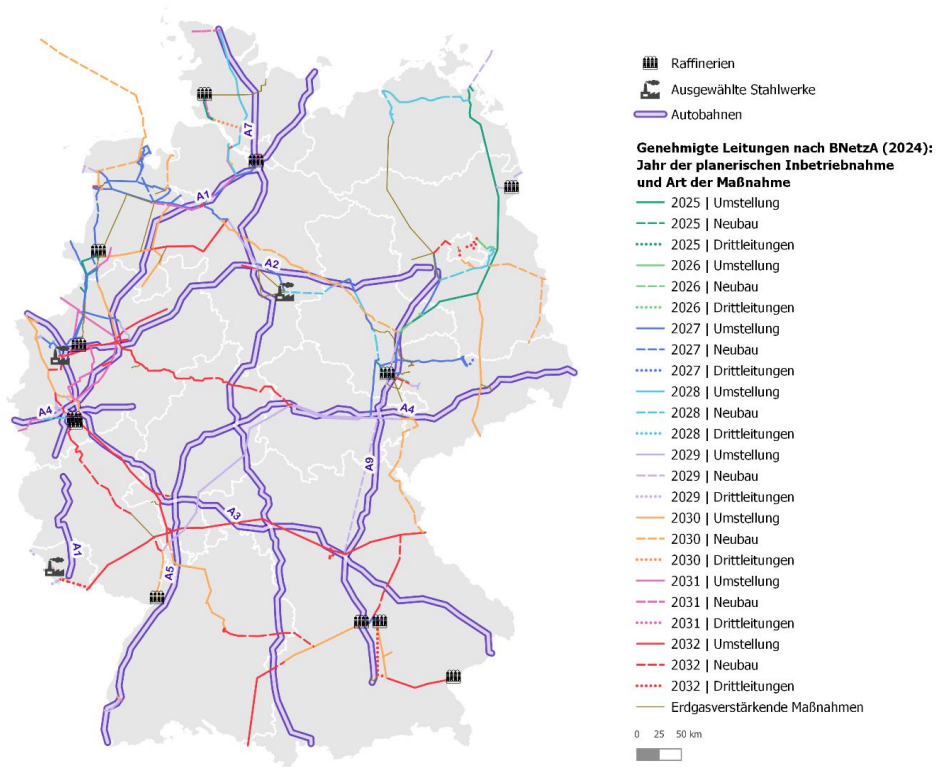
Quelle: Öko-Institut

Die verschiedenen Handlungsdimensionen und hauptsächlichen Handlungsfelder des Wasserstoff-Hochlaufs sowie eine Einschätzung zum Umsetzungs- bzw. Erfolgsstand sind in Abbildung 11-4 übersichtsartig zusammengestellt.

Mit Blick auf die Grundlagenvoraussetzungen für die Entwicklung eines Wasserstoffmarktes stellt sich die Situation wie folgt dar:

- Die notwendigen Zertifizierungsgrundlagen für Wasserstoff sind nach langwierigen Prozessen geschaffen werden (EU 2023a; EC 2024c; 2025b). Aus sehr verschiedenen Gründen sind dafür aber in Teilbereichen Ansätze gewählt worden, die zumindest für die Frühphase der Marktentwicklung wenig tauglich sind (z.B. hinsichtlich der zeitlichen Korrelation sowie der Zusätzlichkeit der regenerativen Stromerzeugung) und kostentreibende Effekte in erheblichem Umfang verursachen. Entsprechende Revisionsprozesse sind jedoch zeitnah zu erwarten. Mit Blick auf andere Normungsprozesse ist eine Vielzahl von Entwicklungen im Gange (DIN; DKE; DVGW; NWB; VDA; VDI; VDMA 2025).

Abbildung 11-5: Bisherige Inbetriebnahmeplanungen für das Wasserstoff-Kernnetz und räumliche Struktur der Ankerkunden



Quelle: Öko-Institut

- Ein erfolgreiches Handlungsfeld ist für die den Aufbau eines Wasserstoff-Kernnetzes zu konstatieren (Abbildung 11-5). Hierfür wurden Entscheidung für ein reguliertes Infrastrukturmodell, ambitionierte Planungsprozesse KO·NEP (2026) und ein zielführendes Modell der intertemporalen Kostenallokation (sog. Amortisationskonto) entwickelt (BNetzA 2024; 2025b; Fraunhofer IEG; Fraunhofer ISI 2025). Auch wenn im Bereich der Wasserstoffspeicherung, der Regelungen, zur Anbindung an das Kernnetz sowie zu Importinfrastrukturen und Betankungsinfrastrukturen für LKW noch einzelne Handlungsnotwendigkeiten verbleiben, sind grundlegende Frage der Transportinfrastrukturen umfassend adressiert worden. Vor dem Hintergrund des hinter den ursprünglichen Erwartungen zurückbleibenden Wasserstoffhochlauf ist jedoch für die Errichtung des Wasserstoff-Kernnetzes eine zeitliche Streckung zu erwarten (EEM 2025).
- Die Absicherung der kaufkräftigen Nachfrage bildet bisher die größte Schwachstelle des Wasserstoffhochlaufs. Für die nächsten 10 bis 15 Jahre wird dabei für jeweils 10 TWh Wasserstoff voraussichtlich eine Kostenlücke von ca. 0,8 Mrd. € (CO₂-armer Wasserstoff) bis 1,4 Mrd. € (erneuerbarer Wasserstoff) jährlich geschlossen werden müssen (EEM 2025). Hinreichend mächtige Finanzierungsinstrumente stehen dafür nur für den LKW-Bereich (Energiesteuer sowie Mautsysteme) sowie den Raffineriesektor (THG-Quote) zur Verfügung. Andere, potenziell geeignete Förderinstrumente (Klimaschutz- bzw. CO₂-Differenzverträge) oder die Versteigerungen der European Hydrogen Bank (EHB)

haben im Bereich des Wasserstoffhochlaufs bisher nur kleine Wirkungsbeiträge entfalten können und sind teilweise (CO₂-Differenzverträge) zu komplex. In diesem Bereich verbleibt erhebliche Handlungsbedarf.

Selbst wenn die Marktgrundlagen umfassend und hinreichend geschaffen werden, bleibt der Markthochlauf für eine neue Ressource wie Wasserstoff eine Gestaltungsaufgabe. Zentrale und im Folgenden nicht weiter diskutierte Bereiche sind hier:

- die Schaffung einer hinreichenden Preistransparenz in einem unübersichtlichen Markt- und Förderumfeld;
- die Schaffung von Absicherungslösungen für die Etablierung eines Midstream-Segments im Wasserstoffmarkt, über das die Mengen- und Fristentransformation umgesetzt und Portfolienbildungen ermöglicht werden;
- die Schaffung von pragmatischen Lösungen für diejenigen Bereiche, in denen sich (z.B. über die erst spät verfügbaren Anbindungen an das Wasserstoff-Kernnetz) Nachteile für frühzeitige Hochlauf-Investitionen vor allem auf der Angebotsseite ergeben können.

In allen drei Bereichen bleibt die notwendige Ergänzung des Policy-Mixes deutlich hinter den Notwendigkeiten zurück.

Schließlich muss auch für den Hochlauf des Wasserstoffmarktes ein breiteres Umfeld geschaffen werden. Neben der Vereinfachung und Beschleunigung von Genehmigungsverfahren (z.B. über das Wasserstoff-Beschleunigungsgesetz – WasserstoffBG) sind hier folgende Handlungsfelder zu benennen (ohne dass sie im Folgenden detaillierter diskutiert werden):

- Maßnahmen zur weiteren Stärkung der Innovationsprozesse in allen Bereichen der Wasserstoff-Wertschöpfungskette;
- Maßnahmen zur Stärkung des Ausbaus der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien;
- Stärkung der internationalen Kooperationsstrukturen zur Unterstützung von grenzüberschreitenden Lieferungen von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten.

In diesen Bereichen wurden und werden in Deutschland starke Maßnahmen ergriffen bzw. sollten mit erheblichem Nachdruck fortgesetzt werden.

Vorschlag: Ein Brennstoff-Differenzvertrag für den Wasserstoff-Hochlauf

Für den Wasserstoffhochlauf bedarf es für längere Zeiträume eines Instrumentenmixes, mit dessen Hilfe einerseits die Kostenlücke zwischen Wasserstoff und den konkurrierenden fossilen Energieträgern (inkl. etwaiger CO₂-Kosten) geschlossen werden kann und die andererseits ausreichend Planungssicherheit bieten, dass Investitionen auf der Nachfrage und Angebotsseite auch realweltlich erfolgen.

Das Spektrum der dafür geeigneten Instrumente ist vielfältig und reicht vom (für den Raffinerien- und den Lkw-Bereich sehr mächtigen) Instrument der THG-Quote bis hin zu diversen IPCEI- und oder KUEBILL-Einzelförderungen und den Klimaschutzverträgen. Abgesehen von der THG-Quote gibt es jedoch bisher kein Instrument, das jenseits von Einzelprojekten (die oft auch eine Komponente der Investitionsunterstützung beinhalten) den Wasserstoffhochlauf im notwendigen Umfang und mit der notwendigen Robustheit

adressieren. Als solches Instrument wird, auch im Rahmen der Novellierung des Gebäudemodernisierungsgesetzes die sog. Grüngasquote diskutiert, die jedoch aus verschiedenen Gründen erkennbar nicht den notwendigen Hochlauseffekt bewirken kann (Fristigkeit der abschließbaren Verträge im Umfeld des wettbewerblichen Gasmarktes, Preiseffekte im Fall der Quotenerreichung, hinreichende Robustheit der Quotennachfrage in der Wechselwirkung zwischen tendenziell mit hohen Unsicherheiten sinkender Verpflichtungsbasis und für die Endkunden kostenrelevanter Quotenhöhe etc.).

Gerade mit Blick auf das für die derzeitige Phase des Wasserstoffhochlaufs wenig sinnvolle Instrument der Grüngasquote (Küper und Merten 2025) und der absehbar ausbleibenden Unterstützung des Wasserstoff-Hochkaufs durch die Klimaschutz- bzw. CO₂-Differenzverträge erscheint es als sinnvoll, ein alternatives Instrument für die Anreizung des Wasserstoffhochlaufs zu spezifizieren. Die Kernanforderungen sind hier:

- Einfachheit und Transparenz;
- Sicherung eines signifikanten Hochlaufvolumens;
- hohe FiD-Tauglichkeit (längerfristig berechenbare Einkommensströme);
- (Förder-) Mittelallokation in wettbewerblichen Verfahren;
- Passfähigkeit zur Brownfield-Situation der Wasserstoff-Förderlandschaft;
- Kompatibilität zum deutschen und europäischen Recht.

Vor dem Hintergrund dieser Anforderungen erscheint die Ausarbeitung und Einführung eines Brennstoff-CfD für Wasserstoff als ein geeignetes Instrument.

Der Grundansatz eines Brennstoff-CfD besteht darin, dass mit dem Instrument die Kostendifferenz zwischen dem Marktpreis für Wasserstoff (ggf. differenziert nach erneuerbarem und CO₂-armem Wasserstoff) und dem relevanten fossilen Alternativbrennstoff (inkl. etwaiger CO₂-Kosten) ausgeglichen wird. Als Alternativbrennstoff ist dabei sinnvollerweise Erdgas anzusetzen.

Für die Differenzkostenermittlung im Kontext eines Brennstoff CfD sind dabei neben den reinen Brennstoffkosten auch die CO₂-Kosten zu berücksichtigen. Im Gegensatz zum Stromsektor, in dem die CO₂-Zertifikate grundsätzlich im Weg der Versteigerung vergeben werden und damit in der Höhe des Zertifikatspreises voll wirksam werden ist für Wasserstoffanwendungen in der Industrie zu berücksichtigen, dass hier bis auf Weiteres zur Vermeidung von Carbon Leakage auch kostenlose Zuteilungen von Emissionszertifikaten zum Tragen kommen.

Für die Differenzkostenermittlung stehen die Erdgas- und CO₂-Daten in hoher zeitlicher Auflösung als Marktdaten zur Verfügung. Bevor sich ein liquider Wasserstoffmarkt herausbildet, wird auf Proxy-Indikatoren zurückgegriffen werden müssen. Für die KSV wird hier derzeit und nach umfassenden Vergleichen auf den transaktionsbasierten HYDRIX-Indikator der EEX für erneuerbaren Wasserstoff und den kostenorientierten Indikator HYDEX Plus Blue von E-Bridge zurückgegriffen. Die KSV beinhalten jedoch auch eine Regelung, nach der die Differenzkostenermittlung auf andere Indikatoren bzw. Marktdaten umgestellt werden kann, wenn damit eine besser belastbare bzw. marktnähere Datengrundlage für die Differenzkostenermittlung geschaffen werden kann.

Die Laufzeit der Brennstoff-CfD ist ein zentraler Vorteil gegenüber anderen Instrumenten v.a. mit nur kurzfristig robusten Ertragssituationen. Im Licht der Erfahrungen in der Energiewirtschaft bilden hier Laufzeiten von 10 bis 15 Jahren sinnvolle Zeithorizonte. Vorstellbar sind aber auch verschiedene Produkte mit unterschiedlichen Laufzeiten (in den typischen Kapazitätsmärkten im Stromsektor existieren hier typischerweise Produkte mit 1, 4 und 15 Jahren Laufzeit, was auch für Brennstoff-CfD eine sinnvolle Produktdifferenzierung darstellen würde).

Als Counterparty für die (langlaufenden) CfD-Verträge kommt letztlich nur eine staatliche oder eine staatlich beauftragte Stelle infrage. Wenn die Counterparty für die Brennstoff-CfD direkt oder indirekt über den Staat erfolgen soll und die Sonderabgabenproblematik (wegen der im Bereich der Wasserstoffpolitik besonders problematischen Anforderung der gruppennützigen Verwendung) vermieden werden soll, kommt nur eine Finanzierung aus dem Staatshaushalt (und hier wahrscheinlich aus dem KTF) in Frage.

11.5.5. CCS-Unterstützung

Kontext

Neben Wasserstoff ist auch ein Einsatz der CO₂-Abscheidung und Speicherung (Carbon Capture and Storage – CCS) gerade im Bereich der Industrie eine entscheidende Voraussetzung für die Erzielung von Klimaneutralität. Darüber hinaus spielt CCS für die Schaffung technischer Senken eine wichtige Rolle, mit denen nicht oder nur sehr schwer vermeidbare Emissionen u.a. im Bereich der Industrie im Kontext der EU-weiten Klimaneutralität zumindest langfristig kompensiert werden müssen.

Auch CCS gehört zu den kostenintensiven Klimaschutzoptionen. Die Kostensituation ist dabei abhängig von einer Reihe sehr unterschiedlicher Faktoren:

- Ein meist großer Kostenanteil entsteht durch die Investitionskosten, vor allem aber den Energieaufwand für die Abscheidung von CO₂. Zwar gibt es einige (wenige) Prozesse, in denen das CO₂ bereits in hohen Konzentrationen anfällt (Bioethanol-Produktion), für viele zweifellos notwendige Anwendungen von CCS (Zement- und Kalkindustrie, Abfallverbrennung) liegen die Abscheidungskosten im Bereich von 50 bis 100 €/t CO₂, vor allem abhängig von der Verfügbarkeit einer kostengünstigen Wärme- und Stromversorgung. Derzeit absehbare Innovationsprozesse können dazu beitragen, diese Kosten nochmals (leicht) zu senken. Für schlecht ausgelastete Anlagen (wie z.B. Gaskraftwerke) können sich Abscheidungskosten von deutlich über 100 €/t CO₂ ergeben. Wenn CO₂ aus der Umgebungsluft abgeschieden werden soll (Direct Air Capture and Storage – DACCS) entstehen derzeit Abscheidungskosten im Bereich von mehreren Hundert Euro.
- Die Kosten für den Transport von CO₂ sind abhängig von den Transportmodi (Pipeline, Zug oder Binnenschiff) sowie den entsprechenden Transportentfernungen (im Inland). Hier sind schwierige Abwägungsfragen zu treffen. Der Transport per Zug ist vergleichsweise teuer (7 bis 15 €/100 km für eine Tonne CO₂), aber hinsichtlich der Mengen sehr flexibel. Die Kosten des Pipeline-Transports (1 bis 9 €/100 km) liegen nur bei einem Bruchteil der des Transports per Zug (Mendelevitch et al. 2026). Der Pipeline-Transport steht aber

hinsichtlich der Auslastung und der entsprechenden Unsicherheiten vor erheblichen Herausforderungen. Die Entfernungskomponente der Inlands-Transportkosten hängen vor allem von den Standorten der emittierenden Anlagen und deren Abstand zu geeigneten CO₂-Speicherstätten ab. Hier kann die Verfügbarkeit von Onshore-Speichern in Deutschland eine wichtige Rolle für die entstehenden Kosten spielen.

- Für die Speicherung und ggf. den Schiffs- oder Pipeline-Transfer des CO₂ entstehen ebenfalls erhebliche Kosten. Für die Offshore-Speicherung sind hier mittelfristig Kostenniveaus von 100 bis 150 €/t CO₂ zu erwarten (Mendelevitch et al. 2026). Für die Onshore-Speicherung können Kostenniveaus von knapp 50 €/t CO₂ erreichbar sein.

Abbildung 11-6: Gesamtkosten der CO₂-Vermeidung in Abhängigkeit von den Kosten der CO₂-Abtrennung sowie von CO₂-Transport, -Transfer und -Speicherung

		Kosten für CO ₂ -Transport, -Transfer und -Speicherung [EUR/t CO ₂]														
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150
Kosten der CO ₂ -Abscheidung [EUR/t CO ₂]	0	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150	160
	25	45	55	65	75	85	95	105	115	125	135	145	155	165	175	185
	50	70	80	90	100	110	120	130	140	150	160	170	180	190	200	210
	75	95	105	115	125	135	145	155	165	175	185	195	205	215	225	235
	100	120	130	140	150	160	170	180	190	200	210	220	230	240	250	260
	125	145	155	165	175	185	195	205	215	225	235	245	255	265	275	285
	150	170	180	190	200	210	220	230	240	250	260	270	280	290	300	310
	175	195	205	215	225	235	245	255	265	275	285	295	305	315	325	335
	200	220	230	240	250	260	270	280	290	300	310	320	330	340	350	360
	300	320	330	340	350	360	370	380	390	400	410	420	430	440	450	460
	400	420	430	440	450	460	470	480	490	500	510	520	530	540	550	560
	500	520	530	540	550	560	570	580	590	600	610	620	630	640	650	660
	600	620	630	640	650	660	670	680	690	700	710	720	730	740	750	760
	700	720	730	740	750	760	770	780	790	800	810	820	830	840	850	860
		Zellwerte: Gesamtkosten CCTS [EUR/t CO ₂]														

Anmerkungen: Für die nicht abgeschiedenen CO₂-Mengen wurde durchgängig eine Abscheiderate von 90% sowie ein CO₂-Preis von 100 € in Ansatz gebracht.

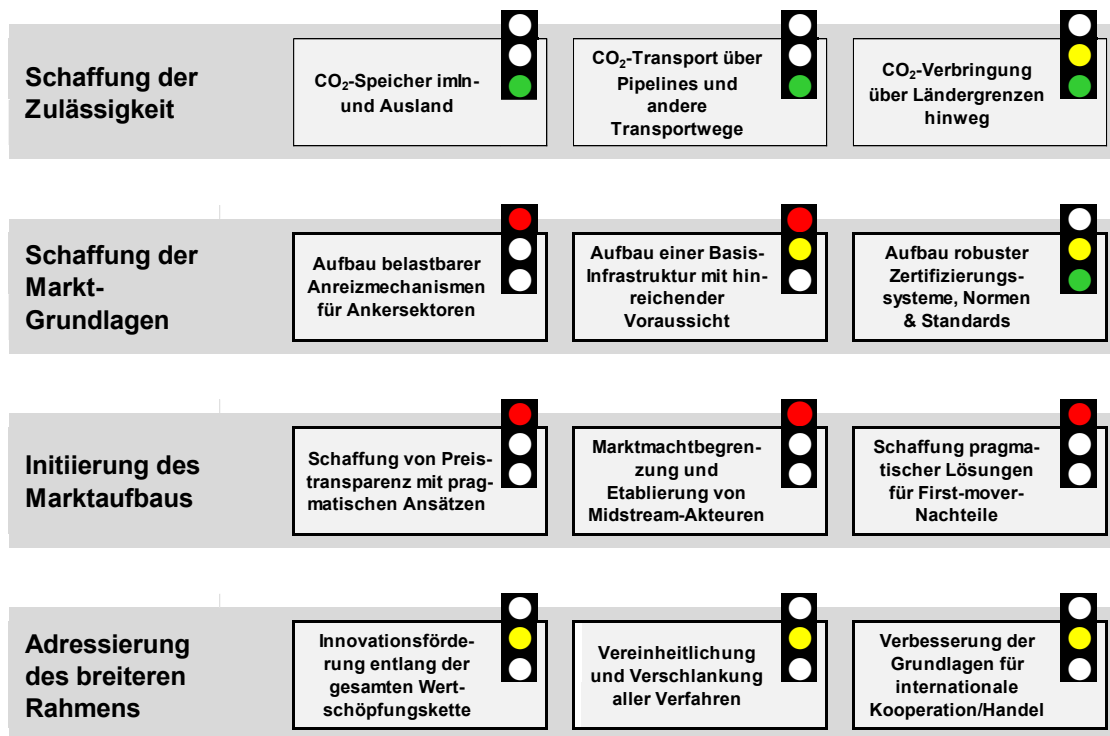
Quelle: Öko-Institut

Die Abbildung 11-6 zeigt die gesamten Vermeidungskosten bzw. die notwendigen CO₂-Kosten für verschiedene Kombinationen der Kosten für Abscheidung, Transport sowie Transfer und Speicherung von CO₂. Für die gesamte Technologieketten werden für die Umsetzung von CCS im Bereich der Industrie wahrscheinlich effektive CO₂-Preise von 200 bis 300 €/t CO₂ oder mehr notwendig. Für die Umsetzung von DACCS liegen die erwartbaren Kosten dann wiederum im Bereich mehrerer Hundert €.

Zielführender Policy Mix

Auch der CCS-Hochlauf betrifft die Schaffung eines komplett neuen Systems bzw. Marktes. Auch hier wird dieser Hochlauf nicht über einige wenige Mechanismen ermöglicht werden können, sondern bedarf eines systematischen Ansatzes, der Strategien und Instrumente in sehr unterschiedlichen Handlungsfeldern betrifft (Abbildung 11-7).

Abbildung 11-7: Handlungsbereiche des notwendigen Policy-Mixes für den CCS-Hochlauf

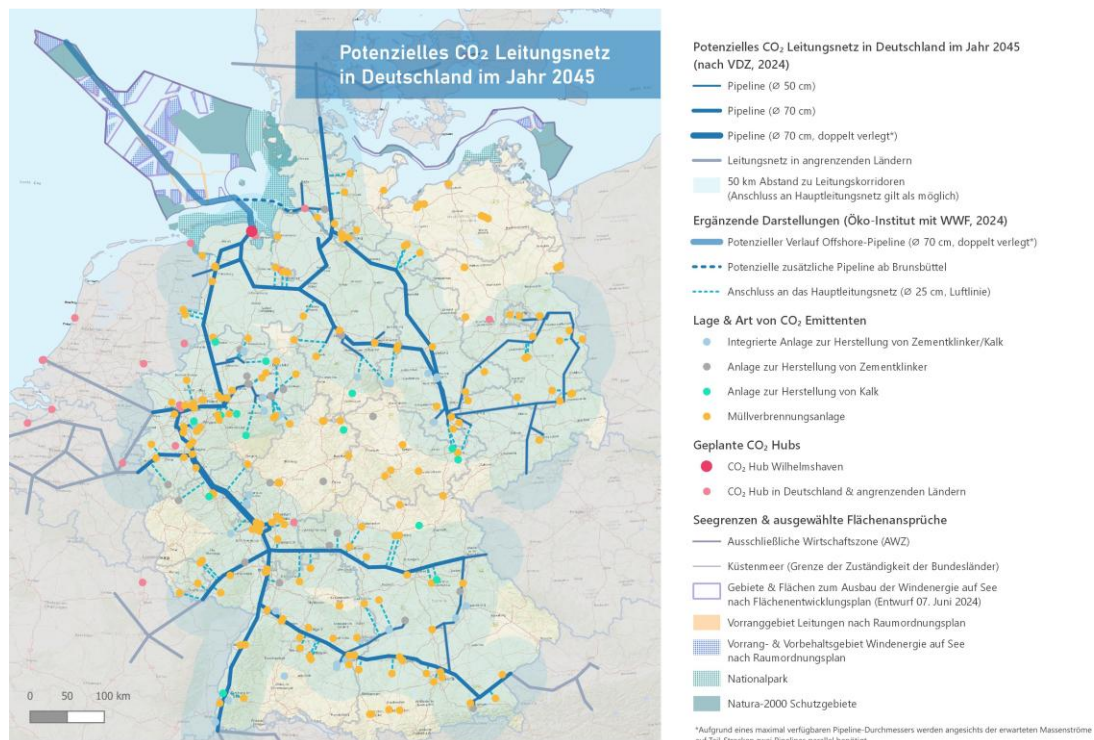


Quelle: Mendelevitch et al. (2026)

Auch bei CCS muss dieser Policy-Mix unterschiedlichen Dimensionen des Hochlaufs adressieren. Neben den Fragen der fundamentalen Faktoren des Marktes, der aktiven Gestaltung des Markthochlaufs und des breiteren Umfeldes betrifft dies für CCS auch die Fragen der Zulässigkeit der CO₂-Speicherung und des CO₂-Transports (Mendelevitch et al. 2026):

- Die Zulässigkeit der CO₂-Speicherung wurde im Inland durch die Novelle des Kohlendioxid-Speicher- und Transportgesetzes (KSptG) geschaffen. Für die Onshore-Speicherung ist dabei jedoch die Wahrnehmung von Öffnungsklauseln der jeweiligen Bundesländer notwendig.
- Der inländische Transport von CO₂ per Pipeline ist ebenfalls mit der Novelle des KSptG ermöglicht worden, der Zugtransport war bereits vorher möglich und unterliegt den entsprechenden Sicherheitsregulierungen.
- Für die grenzüberschreitende Verbringung von CO₂ war eine Vielzahl von Maßnahmen im Bereich des internationalen Rechts notwendig, die aber nahezu vollständig umgesetzt worden sind.

Abbildung 11-8: Strukturen eines perspektivischen CO₂-Netzes für Deutschland im Jahr 2024



Quelle: Öko-Institut auf Basis von VDZ (2024) und Mottschall et al. (2024)

Mit Blick auf die fundamentalen Grundlagen eines CCS-Marktes ergibt sich ein sehr differenziertes Bild (Mendelevitch et al. 2026):

- Die notwendigen Zertifizierungsgrundlagen sind durch die enge Verknüpfung von CCS mit dem EU-ETS-1 bereits sehr weitgehend geschaffen worden. Gleiches gilt für die Speicherzertifizierung.
- Grundlegende Fragen der CO₂-Infrastrukturen sind bisher nicht hinreichend adressiert worden. Zwar gibt es durchaus Vorschläge für die Strukturen eines zukünftigen CO₂-Netzes für Deutschland (Abbildung 11-8) oder erste Marktabfragen. Aber es gibt bisher weder eine klare Entscheidung, dass für ein zukünftiges CO₂-Netz der Ansatz eines regulierten Systems umgesetzt werden soll, der für vielfältige Fragen des Infrastrukturhochlaufs notwendig sein wird. Noch gibt es entsprechende Planungsprozesse oder Konzepte dafür, etwa im Sinne eines CO₂-Kernnetzes. Verkompliziert wird die Infrastruktur-Frage aber auch durch die Konkurrenz bzw. die Koexistenz von Transport per Pipeline, Zug und Binnenschiff, für die belastbare Lösungen noch gefunden werden müssen. Einen interessanten Ansatz bildet hier die Umsetzung von Hub-Konzepten für die Kombination des Pipeline- und Zugtransport. Die analytischen, konzeptionellen und umsetzungsorientierten Arbeiten stehen hier jedoch noch sehr weitgehend aus.

- Die kaufkräftige Nachfrage für die CCS-Anwendung wird bisher nur durch die CO₂-Differenzverträge (vormals Klimaschutzverträge) in Deutschland adressiert, für deren zweite Ausschreibungsrunde sich auch CCS-Projekte qualifizieren. Diese Maßnahme wird jedoch nicht ausreichen, um in den nächsten 10 bis 15 Jahren die für jeweils 10 Mio. t CO₂ entstehende Kostenlücke von 0,3 bis 2,2 Mrd. € jährlich zu schließen.

Für allen anderen Handlungsbereiche in den Dimensionen „Initiierung des Marktaufbaus“ sowie „Adressierung des breiteren Rahmens“ (Abbildung 11-7) bleiben sehr breite Handlungsbedarfe zu konstatieren.

Vorschlag: Ein fokussierter Differenzvertrag für den CCS-Hochlauf

Eine zentrale Besonderheit des CCS-Hochlaufs ist die besonders große Rolle räumlicher Strukturen. Wenn die Kosteneinsparungen in der CCS-Wertschöpfungskette auch und vor allem mit Blick auf die Transportmodi und die -Entfernungen erschlossen werden können, wird die Bildung von CCS-Hochlauf-Clustern eine besondere Rolle spielen müssen. Bundesweite und räumlich nicht differenzierende Instrumente werden deshalb nur eine begrenzte Rolle spielen können.

Im Zuge eines Kombinationskonzepts für den Zug- und Pipeline-Transport von CO₂ mit entsprechenden Hub-Strukturen könnten CCS-Entwicklungscluster definiert werden und für diese Entwicklungscluster spezifische CCS-Differenzverträge ausgeschrieben werden. Diese sollten deutlich einfacher als die derzeitigen CO₂-Differenzverträge, d.h. ohne komplexe CO₂-Referenzsysteme ausgestaltet werden und allein die durch CCS entstehende Kostendifferenz ausgleichen. Entsprechende Konzepte sind noch zu entwickeln, könnten sich aber strukturell an dem im Kapitel 11.5.4 skizzierten Modell orientieren.

12. Synthese und Ausblick

Kontext

Das EU-ETS-1 als Mechanismus zur Bepreisung von Treibhausgasemissionen ist und bleibt ein zentrales Steuerungsinstrument der europäischen Klimapolitik in den Bereichen Energiewirtschaft, Industrie sowie Luft- und Seeverkehr. Es ist gleichzeitig eine Säule der europäischen Klimaschutzarchitektur, die mit den EU-weiten und teilweise auch den internationalen Ziel- und Verpflichtungsmechanismen auf übergeordneter Ebene sowie in anderen Bereichen (Straßenverkehr, Gebäude, Land- und Abfallwirtschaft, Senken) eng verflochten ist. Veränderungen der übergeordneten Ziele, derzeit vor allem für das EU-Ziel einer Emissionsminderung von 90% bis 2040 (unter Inanspruchnahme hochwertiger internationaler Zertifikate) ziehen eine Anpassung der für das EU-ETS-1 verfügbaren Mengen von Emissionsberechtigungen nach sich. Veränderungen der mit dem EU-ETS-1 umgesetzten Emissionsminderungen haben aber auch einen Einfluss auf die in anderen Bereichen umzusetzenden Emissionsminderungen.

Neben diesen Architektur-Aspekten sind im EU-ETS-1 auf der Basis von praktischen Erfahrungen, aber auch mit Blick auf das gesellschafts- und wirtschaftspolitische sowie das internationale Umfeld immer wieder Anpassungen notwendig geworden, um das System funktionsfähig zu halten und die Passfähigkeit zu anderen wirtschafts- und sozialpolitischen Zielen der EU zu adressieren. Das EU-ETS-1 war, ist und bleibt ein review- und revisionsintensives System.

Die im Jahr 2026 anstehende Reform des EU-ETS-1 vollzieht sich vor dem Hintergrund dieser Anforderungen und wird viele verschiedene Einzelregelungen des EU-ETS-1 betreffen. Viele dieser Einzelregelungen interagieren miteinander, so dass stets eine gesamtheitliche Betrachtung sinnvoll und notwendig ist. Die Untersuchungen in dieser Analyse haben das Ziel, eine umfassende Grundlage für die Diskussionen zu den anstehenden Reformen des EU-ETS-1 zu schaffen.

Mit den massiven Emissionsminderungen in der Energiewirtschaft rückt im Anwendungsbereich des EU-ETS-1 zunehmend die emissionsintensive Industrie in das Zentrum der notwendigen Emissionsminderungen bzw. der Umstellung auf transformativen Produktionsverfahren, mit denen das Ziel der Klimaneutralität erreicht werden kann. Das EU-ETS-1 wird hierfür einen wichtigen Beitrag leisten können. Darüber hinaus bedarf es begleitender Instrumente (Companion Policies), um diese industrielle Transformation in einem umfassenden Sinne zum Erfolg führen zu können.

EU-ETS-1 Reform: Strategische Leitplanken und Reformvorschläge

Klimaziele und Wettbewerbsfähigkeit in Einklang bringen. Das EU-ETS-1 muss so weiterentwickelt werden, dass es die Klimaziele 2040 und 2050 erreichbar hält und zugleich Investitionen und industrielle Produktion in der EU wirtschaftlich ermöglicht. Beide Ziele sind gleichrangig – ein Instrument, das Emissionen vor allem durch Produktionsverlagerung statt durch Investitionen reduzieren würde, verfehlt seinen Zweck.

Unterschiedliche Transformationsgeschwindigkeiten berücksichtigen. Unternehmen, die bereits investiert haben, brauchen Planungssicherheit. Notwendige Reformen

dürfen diese Vorhaben nicht entwerfen. Wo die Alternativen bislang fehlen oder der Kostendruck Investitionen verhindert, müssen dagegen überhaupt erst die technischen, infrastrukturellen, regulatorischen und wirtschaftlichen Voraussetzungen geschaffen werden. Die industrielle Transformation wird für zumindest eine Dekade auch die Koexistenz von transformativen und konventionellen Produktionsverfahren mit Blick auf die anstehenden Modernisierungszyklen berücksichtigen müssen, um die für effiziente Klimaschutzmaßnahmen bestehenden Transformationsfenster (im Sinne der aus den Modernisierungszyklen resultierenden Handlungsmöglichkeiten im Zeitverlauf) zu erhalten und bestmöglich zu nutzen. Zudem ist zu berücksichtigen, dass die bestehenden konventionellen Anlagen die Spielräume für die transformativen Investitionen erwirtschaften müssen. Eine Reform des EU-ETS-1 muss diese vier Perspektiven berücksichtigen.

Anwendungsbereich erhalten, behutsam erweitern. Sektoren aus dem EU-ETS-1 herauszulösen, verlagert Emissionsminderungen und deren Anreizung ggf. in den Geltungsbereich nationaler Instrumente. Dies ist im europäischen Binnenmarkt nicht zielführend. Erweiterungen sind teilweise sinnvoll: Abfallwirtschaft und indirekte Emissionen des Luftverkehrs lassen sich integrieren, ohne den Markt zu destabilisieren. Eine kurzfristige Fusion mit dem EU-ETS-2 oder die direkte Einbeziehung von Senken birgt dagegen erhebliche Funktionsrisiken; für deren Abschätzung bzw. den Umgang damit fehlen bisher belastbare praktische Erfahrungen. Gerade hier sollte auch weiterhin der review- und revisionsintensive Ansatz verfolgt werden.

Wechselwirkungen im Gesamtsystem bewerten. Das EU-ETS-1 ist eine tragende Säule der EU-Klimaschutzarchitektur. Bei der Reform sind vielfältige Wechselwirkungen dringend zu berücksichtigen, mit anderen Klimainstrumenten ebenso wie zwischen den Mechanismen des Systems. Anpassungen bei Cap, Marktstabilitätsreserve und kostenloser Zuteilung müssen konsistent erfolgen, um das gemeinsame Ziel zu erreichen.

Einnahmen zweckbinden. Die EU-ETS-1-Erlöse müssen konsequent für die Transformation von Industrie und Energiesystem genutzt werden und sollten nicht in den allgemeinen Haushalt fließen.

Harmonisierung mit den neuen EU-Zielen. Das vereinbarte Klimaziel 2040 sieht eine Minderung um 90 Prozent gegenüber 1990 vor, davon mindestens 85 Prozent durch die Reduktion in der EU, einschließlich der CO₂-Einbindung über Senken. Der Emissionspfad ist entsprechend anzupassen. Zunächst ermöglichen die kurzfristig größeren Minderungspotenziale im Energiesektor die Beibehaltung eines ambitionierten Pfads (Linearer Reduktionsfaktor von beispielsweise 4,4% bis 2035). Spätestens 2036 sollte der Pfad so abflachen, dass die Transformationsmöglichkeiten der Industrie berücksichtigt werden und die Transformationsvoraussetzungen entstehen können. Gleichzeitig muss dieser Pfad das Klimaneutralitätsziel des Europäischen Klimaschutzgesetzes widerspiegeln.

Integration von Flexibilitäten. Bis zu 5 Prozentpunkte des EU-Klimaziels für 2040 lassen sich über internationale Zertifikate gemäß Art. 6 des Paris-Abkommens decken. Hinzu kommen Senken-Potenziale. Beide Optionen erfordern eine Berücksichtigung im EU-ETS-1, müssen aber, insbesondere nach den entsprechenden Erfahrungen in der Vergangenheit, eine Gefährdung der Marktintegrität hinreichend robust ausschließen. Die Integration in den EU-ETS-1 sollte ausschließlich über Rahmensetzungen (Cap)

oder zentrale Gateways (z.B. die MSR) erfolgen, nicht durch die Nutzung von internationalen oder Senken-Zertifikaten für die Zertifikatsabgabepflicht der einzelnen Unternehmen. Zertifikate aus Negativemissionen werden auch langfristig für den Ausgleich nicht oder nur schwer vermeidbarer Restemissionen, auch in der Industrie, benötigt.

Liquidität im Markt sichern. Die Marktstabilitätsreserve (MSR) sollte über die sogenannte „TNAC-Formel“ so kalibriert werden, dass sie schneller und wirksamer reagiert. Langfristig adressiert sie verbleibende industrielle Restemissionen. Die Auffüllung der MSR könnte als Kanal genutzt werden, um Zertifikate aus den internationalen Mechanismen gemäß Art. 6 des Paris-Abkommens und Senken-Projekten in das EU-ETS-1 einzubringen.

Bemessung der kostenlosen Zuteilung weiterentwickeln. Die bisherige Benchmark-Berechnung als Grundlage der kostenlosen Zuteilung ist für die Zukunft kein geeigneter Mechanismus mehr. Sie sollte durch einen einfachen, linearen Mechanismus fortgeschrieben werden. Industrielle Prozesswärme braucht einen eigenen Fallback-Benchmark. Dies ist insbesondere für die Chemieindustrie relevant. Auch mit Blick auf die kostenlose Zuteilung im Kontext der CBAM-Einführung sind Veränderungen möglich (s.u.).

Industrietransformation durch einen robusten Policy Mix voranbringen

Der EU-ETS-1 ist eine notwendige, aber keine hinreichende Bedingung für den Erfolg der Industrietransformation. Zusätzlich zu den dargelegten Reformvorschlägen ist ein Set begleitender Maßnahmen (Companion Policies) erforderlich, um die nötigen Investitionsentscheidungen und einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb zu ermöglichen. Dieser Policy Mix umfasst zwei Ebenen: sowohl technologiespezifische Maßnahmen, die insbesondere höhere Betriebskosten abfedern und den Infrastrukturausbau sicherstellen, als auch sektorspezifische Maßnahmen für energieintensive Industrien.

Leitmärkte können eine Nachfrage für klimaneutrale Grundstoffe schaffen. Für deren Ausgestaltung empfiehlt sich ein schrittweises Vorgehen: zunächst die Erprobung in Großprojekten, dann sukzessives Ausrollen auf weitere Bereiche. Dabei gilt: Es gibt nicht den einen Leitmarkt – sektorale Unterschiede sind entscheidend. Insbesondere bei Zement kann die öffentliche Beschaffung einen substanziellen Transformationsbeitrag leisten, denn auf die öffentliche Hand entfällt ein signifikanter Teil der deutschen Nachfrage.

Der Zeithorizont bildet eine entscheidende Determinante. Kurz- und mittelfristig adressieren Leitmärkte vor allem bereits verfügbare CO₂-reduzierte Alternativen – Zemente mit reduziertem Klinkerfaktor oder Sekundärstahl mit Grünstrom –, die häufig zu geringen oder keinen Mehrkosten verfügbar sind. Die eigentlichen Ziele der Leitmärkte – Near-Zero-Technologien wie DRI-Stahl oder CCS-Zement – stehen erst nach und nach in nennenswerten Mengen zur Verfügung und sollten eigenständig adressiert werden.

Handlungsnotwendigkeit bei der Betriebskosten-Unterstützung: Für die folgenden drei zentralen Dekarbonisierungspfade sind jeweils gezielte Maßnahmen im Bereich der Betriebskosten erforderlich:

- **Elektrifizierung:** Langfristig ausgerichtete Maßnahmen, die ein wettbewerbsfähigeres, verlässliches Strompreinsniveau gewährleisten. Dazu gehören Maßnahmen wie die Fortführung der Strompreiskompensation sowie übergangsweise ein Industriestrompreis. Zentral sind aber auch eine deutliche

Beschleunigung des Netzausbaus und der Anschlussverfahren (auf Ebene der Übertragungs-, vor allem aber auch der Verteilnetze) als auch weitere Maßnahmen zur Erhöhung der Kosteneffizienz bei Ausbau und Betrieb des Stromsystems, um die Systemkosten und damit den Zuschussbedarf aus Haushaltsmitteln dauerhaft zu senken.

- **Wasserstoff:** Für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft ist ein breit angelegter Policy-Mix notwendig, der bisher nicht bei allen Elementen mit der notwendigen Intensität vorangetrieben wird. Die große Rolle der (regulierten) Infrastrukturentwicklung und deren Flankierung in den Bereichen Planung und Absicherung der Hochlauftrisiken sind und bleiben Handlungsfelder, in denen staatliches Engagement unverzichtbar ist. Eine Weiterentwicklung bzw. Ergänzung der derzeitigen CO₂-Differenzverträge zu langlaufenden Differenzverträgen, die bei den Wasserstoff-Anwendern spezifisch die Kostendifferenz zwischen Wasserstoff und Wasserstoff-Derivaten und konventionellen Energieträgern ausgleichen, ist sinnvoll und notwendig.
- **CO₂-Abscheidung, -Transport und -Speicherung (CCS):** Die Notwendigkeit eines umfassenden Policy-Mixes ist auch mit Blick auf den Hochlauf von CCS gegeben. Die klärungs- und handlungsbedürftigen Bereiche sind hier noch breiter als bei Wasserstoff. Nur eine klare Richtungsentscheidung bezüglich der leitungsgebundenen CO₂-Entsorgung als reguliertes Geschäft kann die notwendigen Maßnahmen zur zeitlich verschobenen Refinanzierung dieser anfangs schlecht ausgelasteten Infrastrukturen ermöglichen. Hier kommt staatlichen Maßnahmen eine besondere Verantwortung zu. Auch für CCS bildet die Einführung von spezifischen Differenzverträgen einen sinnvollen Ansatz, um die jenseits des EU-ETS-1 verbleibenden Kostenlücken zu schließen und auch damit Lernkurven und Skaleneffekte zu erschließen.

Für viele transformative Produktionsverfahren bzw. deren Wertschöpfungsketten sind Investitionsunterstützungen notwendig: Hier stehen großskalige Anlageninvestitionen bei neuartigen Anwendungstechnologien und Infrastrukturen im Vordergrund. Diese Investitionen werden zumindest teilweise nicht in die üblichen Modernisierungszyklen passen, insbesondere mit Blick auf ihren Umfang und ihre Risikoprofile. Ob die bestehenden Finanzierungs- und Umsetzungsmodelle ausreichen, muss kurzfristig geklärt und wo nötig nachgebessert werden. Beim CO₂-Netz gilt es, jetzt zeitnah Finanzierungslösungen für die ersten Schritte beim Aufbau erster Teile eines Kernnetzes zu schaffen.

Flankierender Marktschutz: Europäische Industrie im Wettbewerb halten

Die Einführung des CBAM bildet einen neuen und unverzichtbaren Mechanismus zur Gewährleistung eines wirksamen Carbon-Leakage-Schutzes für die europäische Industrie. Er schafft aber auch Anreize zur internationalen Verbreitung von Treibhausgas-Bepreisungsinstrumenten. Das System muss jedoch in den nächsten Jahren erprobt und in unterschiedlichen Bereichen (Exporte, Erfassungsbereich, Bewertungsmethoden) weiterentwickelt werden. Bis zum Vorliegen belastbarer Erfahrungen sollte eine (zeitlich limitierte) Begrenzung der Kürzung bei den kostenlosen Zuteilungen erwogen werden.

Der EU-ETS-1 und die flankierenden Instrumente setzen eine Grundbedingung voraus: dass die Industrie, die sie transformieren sollen, in Europa bleibt. Diese Voraussetzung

ist nicht mehr ohne Weiteres gegeben. Die dominanten Treiber hinter den jüngsten Produktionsrückgängen sind geoökonomischer Natur: Industriesubventionen, Wechselkurspolitiken und zunehmender Protektionismus, der durch die Umlenkung von Exporten nicht nur direkte, sondern auch indirekte Effekte für Europa hat. Klimapolitische Instrumente können diesen Druck nicht ausgleichen – letztlich ist auch eine gezielte handels- und industriepolitische Flankierung notwendig.

13. Referenzen

13.1. Literatur

- Bardt, H.; Beznoska, M.; Demary, M.; Grömling, M.; Henger, R.; Obst, T.; Pimpertz, Jochen, Puls, Thomas; Schäfer, H.; Schaefer, T.; Seele, S. (2026): Deutsche Konjunktur in instabiler Seitenlage, IW-Konjunkturprognose Frühjahr 2026 (IW-Report, 20/2026). Online verfügbar unter https://www.iwkoeln.de/fileadmin/user_upload/Studien/Report/PDF/2026/IW-Report_2026-Konjunkturprognose-Fr%C3%BChjahr-2026.pdf, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- Bardt, H.; Grömling, M. (2025): Hemmnisse und Herausforderungen bei der Bewältigung der demografischen Produktivitätslücke in Deutschland. In: *IW-Trends Vierteljahresschrift zur empirischen Wirtschaftsforschung* 52 (2), S. 25–45. Online verfügbar unter <https://www.econstor.eu/bitstream/10419/326975/1/1936127873.pdf>, zuletzt geprüft am 12.07.2026.
- BCG - Boston Consulting Group; BDI - Bundesverband der deutschen Industrie; IW - Institut der deutschen Wirtschaft Köln (Hg.) (2024): Transformationspfade für das Industrieland Deutschland. Boston Consulting Group; Institut der deutschen Wirtschaft Köln. Berlin. Online verfügbar unter https://assets.foleon.com/eu-central-1/de-uploads-7e3kk3/50809/2025_transformationspfade_lang_de.7fb1f7b111f4.pdf, zuletzt geprüft am 12.07.2026.
- BMWE - Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2026): Billigkeitsrichtlinie über die Gewährung von Billigkeitsleistungen für Unternehmen in Sektoren beziehungsweise Teilsektoren, bei denen angenommen wird, dass angesichts der mit den EU-ETS-Zertifikaten verbundenen Kosten, die auf den Strompreis abgewälzt werden, ein erhebliches Risiko der Verlagerung von CO₂-Emissionen besteht (Beihilfen für indirekte CO₂-Kosten) für die Abrechnungsjahre 2025 bis 2030. Berlin. Online verfügbar unter https://www.dehst.de/SharedDocs/externe-links/gesetze-verordnungen/Bundes-Richtlinie-SPK-Billigkeitsrichtlinie.pdf?__blob=publicationFile&v=6, zuletzt geprüft am 12.07.2026.
- BMWK - Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2024): Richtlinie zur Förderung von klimaneutralen Produktionsverfahren in der Industrie durch Klimaschutzverträge (Förderrichtlinie Klimaschutzverträge – FRL KSV) vom 11. März 2024. Berlin. Online verfügbar unter https://www.co2-differenzvertraege.info/lw_resource/data-pool/systemfiles/agent/ewbpublications/05970813-614c-11ef-bacd-a0369fe1b6c9/live/document/240311_F%C3%B6rderrichtlinie_Klimaschutz-vertr%C3%A4ge_vf.pdf, zuletzt geprüft am 12.07.2026.
- BNetzA - Bundesnetzagentur (2024): Genehmigung Wasserstoff-Kernnetz. Bonn. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Wasserstoff/_DL/Genehmigung.pdf?__blob=publicationFile&v=6, zuletzt geprüft am 12.07.2026.
- BNetzA - Bundesnetzagentur (2025a): Gigabit Grundbuch, Bundesnetzagentur. Online verfügbar unter <https://gigabitgrundbuch.bund.de/GIGA/DE/Breitbandatlas/Downloads/start.html>, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- BNetzA - Bundesnetzagentur (2025b): Große Beschlusskammer Energie, Aktenzeichen: GBK-24-02-2#4. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2024/GBK-24-02-2x4_Wass/Downloads/Festlegung_DL_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=3, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- Borghesi, S.; Pahle, M.; Perino, G.; Quemin, S.; Willner, M. (2023): The Market Stability Reserve in the EU Emissions Trading System: A Critical Review. In: *Annual Review of Resource Economics* 15 (1), S. 131–152. DOI: 10.1146/annurev-resource-111820-030145.

- Büchel, J.; Gruben Fabian, C.; Röhl, K.-H. (2026): Behörden-Digimeter 2026, E-Government und Verwaltungsdigitalisierung: Aktueller Status quo und die Maßnahmen der Bundesregierung seit ihrem Amtsantritt. Institut der deutschen Wirtschaft Köln (Hg.). Köln. Online verfügbar unter https://www.iwkoeln.de/fileadmin/user_upload/Studien/Gutachten/PDF/2026/Beh%C3%B6rden-Digimeter_2026.pdf, zuletzt geprüft am 12.07.2026.
- Cames, M.; Harthan, R.; Füssler, J.; Lazarus, M.; Lee, C.; Erickson, P.; Spalding-Fecher, R. (2016): How additional is the Clean Development Mechanism?, Analysis of the application of current tools and proposed alternatives. Öko-Institut. Berlin. Online verfügbar unter https://climate.ec.europa.eu/system/files/2017-04/clean_dev_mechanism_en.pdf, zuletzt geprüft am 12.07.2026.
- CARB - California Air Resources Board (2017): California Cap-and-Trade Program. Facts About The Linked Cap-and-Trade Programs. Sacramento, CA. Online verfügbar unter https://ww2.arb.ca.gov/sites/default/files/cap-and-trade/linkage/linkage_fact_sheet.pdf, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- CEU - Council of the European Union (2026): CBAM - presentation by the European Commission, WK-399-2026-INIT. Online verfügbar unter <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/WK-399-2026-INIT/en/pdf>, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- Cludius, J.; Galster, H.; Healy, S.; Noka, V.; Lam, L. (2022): The role of financial operators in the ETS market and the incidence of their activities in determining the allowances' price. Policy Department for Economic, Scientific and Quality of Life Policies. European Parliament (Hg.). Online verfügbar unter [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/ATAG/2022/740053/IPOL_ATA\(2022\)740053_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/ATAG/2022/740053/IPOL_ATA(2022)740053_EN.pdf), zuletzt geprüft am 28.10.2023.
- DEHSt - Deutsche Emissionshandelsstelle (2023): Informationen für Luftfahrzeugbetreiber, Verknüpfung des Europäischen Emissionshandelssystems (EU-ETS) mit dem Schweizer Emissionshandelssystem (CH-ETS). Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/luftverkehr/schweiz.pdf?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 12.07.2026.
- DEHSt - Deutsche Emissionshandelsstelle (2025a): Beihilfen für indirekte CO₂-Kosten des Europäischen Emissionshandels 1 (Strompreiskompensation) in Deutschland für das Jahr 2024 - SPK-Bericht 2024. Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/spk/Auswertungsbericht_2024.pdf?__blob=publicationFile&v=5, zuletzt geprüft am 12.07.2026.
- DEHSt - Deutsche Emissionshandelsstelle (2025b): Einnahmen aus dem Emissionshandel erneut auf Rekordniveau, Deutsche Emissionshandelsstelle. Online verfügbar unter <https://www.dehst.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2025-001-jahresabschluss-2024-euets-nehs.html>, zuletzt aktualisiert am 07.01.2025, zuletzt geprüft am 12.07.2026.
- DEHSt - Deutsche Emissionshandelsstelle (2025c): Nationaler Emissionshandel: 2024 erstmals erhebliche Überschreitung der Emissionsobergrenze. Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/nehs/meldung-emissions-abgabesituation-2024.pdf?__blob=publicationFile&v=5, zuletzt geprüft am 12.07.2026.
- DEHSt - Deutsche Emissionshandelsstelle (2026): Ökologische Gegenleistungen: Leitfaden für prüfungsbefugte Stellen, Prüfung der Erklärungen von antragstellenden Unternehmen bezüglich der Anforderungen an ökologische Gegenleistungen im Rahmen der Antragsverfahren für Carbon-Leakage-Kompensation sowie der Leistungsvoraussetzungen der Strompreiskompensation. Berkley/ Los Angeles/ London. Online verfügbar unter https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/nehs/clk-spk-oegl-leitfaden-pruefstellen.pdf?__blob=publicationFile&v=8, zuletzt geprüft am 13.07.2026.

- Destatis - Statistisches Bundesamt (20.02.2026): Pressemitteilung: China im Jahr 2025 wieder wichtigster Handelspartner Deutschlands. Wiesbaden. Online verfügbar unter https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2026/02/PD26_056_51.html, zuletzt geprüft am 12.07.2026.
- Destatis - Statistisches Bundesamt (25.11.2024): Pressemitteilung: Jedes fünfte Unternehmen nutzt künstliche Intelligenz. Wiesbaden. Online verfügbar unter https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2024/11/PD24_444_52911.html, zuletzt geprüft am 12.07.2026.
- Deutscher Bundestag (2021): Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Dr. Ingrid Nestle, Matthias Gastel, Stefan Gelbhaar, weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN (Drucksache 19/25752): Situation der Infrastrukturplanung in Deutschland, Drucksache 19/27459. Berlin. Online verfügbar unter <https://dserver.bundestag.de/btd/19/274/1927459.pdf>, zuletzt geprüft am 12.07.2026.
- Deutscher Bundestag (2024a): Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Fraktion der CDU/CSU (Drucksache 20/10086): Kosten durch Zugverspätungen und Zugausfälle bei der Deutschen Bahn AG, Drucksache 20/10356. Berlin. Online verfügbar unter <https://dserver.bundestag.de/btd/20/103/2010356.pdf>, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- Deutscher Bundestag (2024b): Betrugsvorwürfe gegen Klimaschutzprojekte in der Ölbranche, Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz — Ausschuss — hib 415/2024, Deutscher Bundestag. Online verfügbar unter <https://www.bundestag.de/presse/hib/kurzmeldungen-1008030>, zuletzt aktualisiert am 12.06.2024, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- Deutscher Bundestag (2024c): Bundestag beschließt Änderungen am Onlinezugangsgesetz, Deutscher Bundestag. Online verfügbar unter <https://www.bundestag.de/dokumente/textarchiv/2024/kw08-de-onlinezugangsgesetz-990686>, zuletzt aktualisiert am 23.02.2024, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- Deutscher Bundestag (2024d): Drucksache 20/12735. Online verfügbar unter <https://dserver.bundestag.de/btd/20/127/2012735.pdf>, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- Deutscher Bundestag (2024e): Drucksache 20/13223. Online verfügbar unter <https://dserver.bundestag.de/btd/20/132/2013223.pdf>, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- DIN; DKE; DVGW; NWB; VDA; VDI; VDMA (Hg.) (2025): Normungsroadmap Wasserstofftechnologien 2025. Online verfügbar unter <https://www.din.de/resource/blob/1248896/fada671ac0e2e781d5d9596b47c55e29/nrm-wasserstoff-2025-deutsch-data.pdf>, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- EC - European Commission (04.02.2026): Pressemitteilung: Unlocking €3 billion for investment opportunities in the decarbonisation of buildings and road transport. Brussels. Online verfügbar unter https://climate.ec.europa.eu/news-other-reads/news/unlocking-eu3-billion-investment-opportunities-decarbonisation-buildings-and-road-transport-2026-02-04_en, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- EC - European Commission (2010): Commission Decision of 22 October 2010 adjusting the Union-wide quantity of allowances to be issued under the Union Scheme for 2013 and repealing Decision 2010/384/EU. In: *OJ L L* (279), S. 34–35. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:02010D0634-20130907>, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- EC - European Commission (2014): Commission Regulation (EU) No 176/2014 of 25 February 2014 amending Regulation (EU) No 1031/2010 in particular to determine the volumes of greenhouse gas emission allowances to be auctioned in 2013-20. In:

Official Journal of the European Union (OJ L) (56), S. 11–13. Online verfügbar unter <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32014R0176&from=EN>, zuletzt geprüft am 13.07.2026.

EC - European Commission (2020): Communication from the Commission. Guidelines on certain State aid measures in the context of the system for greenhouse gas emission allowance trading post-2021. In: *Official Journal of the European Union (OJ C)* (317), C 317/5–C 317/19. Online verfügbar unter [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/en/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020XC0925\(01\)&from=en](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/en/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020XC0925(01)&from=en), zuletzt geprüft am 13.07.2026.

EC - European Commission (2021a): Commission Implementing Decision (EU) 2021/927 of 31 May 2021 determining the uniform cross-sectoral correction factor for the adjustment of free allocations of emission allowances for the period 2021 to 2025 (notified under document C(2021) 3745) (Text with EEA relevance). In: *Official Journal of the European Union (OJ L)*, S. 14–15. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32021D0927>, zuletzt geprüft am 13.07.2021.

EC - European Commission (2021b): Communication from the Commission supplementing the Guidelines on certain State aid measures in the context of the system for greenhouse gas emission allowance trading post-2021. In: *Official Journal of the European Union (OJ C)* (528), C 528/1–C528/9. Online verfügbar unter [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/en/TXT/PDF/?uri=CELEX:52021XC1230\(01\)](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/en/TXT/PDF/?uri=CELEX:52021XC1230(01)), zuletzt geprüft am 13.07.2026.

EC - European Commission (2021c): Update of benchmark values for the years 2021–2025 of phase 4 of the EU ETS, Benchmark curves and key parameters. Brussels. Online verfügbar unter https://climate.ec.europa.eu/system/files/2021-10/policy_ets_allowances_bm_curve_factsheets_en.pdf, zuletzt geprüft am 13.07.2026.

EC - European Commission (2024a): Assessment report accompanying the document Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, Securing our future, Europe's 2040 climate target and path to climate neutrality by 2050 building a sustainable, just and prosperous society, Part 1, Commission staff working Document SWD/2024/63 final, European Commission. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52024SC0063>, zuletzt geprüft am 13.07.2026.

EC - European Commission (2024b): Commission Delegated Regulation (EU) 2019/331 of 19 December 2018 determining transitional Union-wide rules for harmonised free allocation of emission allowances pursuant to Article 10a of Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council (consolidated text). Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:02019R0331-20240101>, zuletzt geprüft am 13.07.2026.

EC - European Commission (2024c): Commission delegated regulation (EU) 2023/1184 of 10 February 2023 supplementing Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council by establishing a Union methodology setting out detailed rules for the production of renewable fuels of non-biological origin (consolidated text). Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:02023R1184-20240610>, zuletzt geprüft am 10.07.2026.

EC - European Commission (2024d): Commission implementing decision (EU) 2024/1884 amending Commission implementing decision (EU) 2020/2126 as regards the total quantities of cancelled EU ETS allowances that may be taken into account for certain Member States' compliance under Regulation (EU) 2018/842 of

- the European Parliament and of the Council. In: *Official Journal of the European Union (OJ L)*. Online verfügbar unter https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202401884, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- EC - European Commission (2024e): Commission implementing regulation (EU) 2020/1001 of 9 July 2020 laying down detailed rules for the application of Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council as regards the operation of the Modernisation Fund supporting investments to modernise the energy systems and to improve energy efficiency of certain Member States (consolidated text). Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/en/TXT/PDF/?uri=CELEX:02020R1001-20240101>, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- EC - European Commission (2024f): Digital Economy and Society Indicators, European Commission. Online verfügbar unter https://digital-decade-desi.digital-strategy.ec.europa.eu/datasets/desi/charts/desi-indicators?indicator=desi_pff&break-down=egov_le_all&period=desi_2024&unit=egov_score&country=AT,BE,BG,HR,CY,CZ,DK,EE,EU,FI,FR,DE,EL,HU,IE,IT,LV,LT,LU,MT,NL,PL,PT,RO,SK,SI,ES,SE, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- EC - European Commission (2025a): Climate Action Progress Report 2025, Commission Staff Working Document. Online verfügbar unter https://climate.ec.europa.eu/document/download/35f83a2d-f77d-4895-b616-d579069b23d3_en?filename=capr2025_swd_en.pdf&prefLang=zh, zuletzt geprüft am 06.07.2026.
- EC - European Commission (2025b): Commission delegated regulation (EU) 2025/2359 of 8 July 2025 supplementing Directive (EU) 2024/1788 of the European Parliament and of the Council by specifying a methodology for assessing greenhouse gas emissions savings from low-carbon fuels. In: *Official Journal of the European Union (OJ L)*, S. 1–19. Online verfügbar unter https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202502359, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- EC - European Commission (2025c): Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council amending Regulation (EU) 2023/956 as regards the extension of its scope to downstream goods and anti-circumvention measures. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52025PC0989>, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- EC - European Commission (2025d): Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council establishing a Temporary Decarbonisation Fund. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52025PC0990>, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- EC - European Commission (2025e): Report from the Commission to the European Parliament and the Council, on the Implementation of the Recovery and Resilience Facility. COM(2025) 637 final. Online verfügbar unter https://reforms-investments.ec.europa.eu/document/download/65866a67-d91f-4a3b-a46a-9728c90a1f82_en?filename=COM_2025_637_1_EN_ACT_part1_v4, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- EC - European Commission (2026a): Commission Implementing Regulation (EU) 2026/1412 of 26 June 2026 determining revised benchmark values for free allocation of emission allowances for the period from 2026 to 2030 pursuant to Article 10a(2) of Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council. In: *Official Journal of the European Union (OJ L)*, S. 1–6. Online verfügbar unter https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202601412, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- EC - European Commission (2026b): Commission implementing regulation (EU) 2026/4372 of 26.6.2026 determining revised benchmark values for free allocation of emission allowances for the period from 2026 to 2030 pursuant to Article 10a(2) of

- Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council. Online verfügbar unter https://climate.ec.europa.eu/document/download/1f074caa-15a1-4105-8e35-36c6141fec6d_en?filename=c_2026_4372_en.pdf, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- EC - European Commission (2026c): Communication from the Commission amending the Guidelines on certain State aid measures in the context of the system for greenhouse gas emission allowance trading post-2021. In: *Official Journal of the European Union (OJ C)*, S. 1–8. Online verfügbar unter https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=OJ:C_202600196, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- EC - European Commission (2026d): Communication from the Commission. Publication of the total number of allowances in circulation in 2025 for the purposes of the Market Stability Reserve under the EU Emissions Trading System. Brussels. Online verfügbar unter https://climate.ec.europa.eu/document/download/3b33dd4a-9895-43af-86dd-07f54fa9ee8b_en?filename=c_2026_3496_en.pdf, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- EC - European Commission (2026e): Draft Commission implementation regulation (EU) .../... of XXX laying down rules for the application of Regulation (EU) 2023/956 as regards the conversion of the carbon price paid in a third country into a corresponding reduction in the number of CBAM certificates to be surrendered, the evidence of payment of that carbon price, the qualifications of the independent person and conditions to ascertain its independence and qualifications. Brussels. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/14830-Carbon-border-adjustment-mechanism-CBAM-carbon-price-paid-in-a-third-country_en, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- EC - European Commission (2026f): Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council establishing a framework of measures for the acceleration of industrial capacity and decarbonisation in strategic sectors and amending Regulations (EU) 2018/1724, (EU) 2024/1735 and (EU) 2024/3110. Brussels. Online verfügbar unter https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:494b6a74-189c-11f1-8870-01aa75ed71a1.0001.02/DOC_1&format=PDF, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- EC - European Commission (2026g): Synopsis report on Calls for Evidence on the implementing act on the carbon price paid in third countries for the definitive phase of the CBAM. Online verfügbar unter https://taxation-customs.ec.europa.eu/document/download/c4049ce0-48c2-43ff-9414-1dd11b3941f4_en?filename=Synopsis%20report%20on%20Calls%20for%20Evidence%20on%20the%20implementing%20act%20on%20the%20carbon%20price%20paid%20in%20third%20countries%20for%20the%20definitive%20phase%20of%20the%20CBAM.pdf, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- EC - European Commission (Hg.) (2021d): Review of the EU ETS Market Stability Reserve. Online verfügbar unter <https://op.europa.eu/o/opportal-service/download-handler?identifier=5fac10fc-353a-11ec-bd8e-01aa75ed71a1&format=pdf&language=en&productionSystem=cellar&part=>, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- Edenhofer, O.; Franks, M.; Kalkuhl, M.; Runge-Metzger, A. (2023): On the Governance of Carbon Dioxide Removal – A Public Economics Perspective (cesifo Working Papers, 10370). Munich. Munich Society for the Promotion of Economic Research (Hg.). Online verfügbar unter https://www.ifo.de/DocDL/cesifo1_wp10370.pdf, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- EEA - European Environment Agency (2025a): EU Emissions Trading System (ETS) data viewer. Copenhagen. Online verfügbar unter <https://www.eea.europa.eu/en/analysis/maps-and-charts/emissions-trading-viewer-1-dashboards>, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- EEA - European Environment Agency (2025b): Use of auctioning revenues generated under the EU Emissions Trading System, European Environment Agency. Online

- verfügbar unter <https://www.eea.europa.eu/en/analysis/indicators/use-of-auctioning-revenues-generated?activeAccordion=ecdb3bcf-bbe9-4978-b5cf-0b136399d9f8>, zuletzt aktualisiert am 17.12.2025, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- EEM - Expertenkommission zum Energiewende-Monitoring (2025): Monitoringbericht 2025. Berlin, Bochum, Freiburg, Nürnberg. Online verfügbar unter https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/monitoringbericht-der-expertenkommission-zum-energiewende.pdf?__blob=publicationFile&v=12, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- EEX - European Energy Exchange (2026): Market Data Hub, European Energy Exchange. Online verfügbar unter https://www.eex.com/en/market-data/market-data-hub?utm_source=chatgpt.com, zuletzt aktualisiert am 13.07.2026, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- EFI - Expertenkommission Forschung und Innovation (2024): Gutachten zu Forschung, Innovation und technologischer Leistungsfähigkeit Deutschlands 2024. Berlin. Online verfügbar unter https://www.e-fi.de/fileadmin/Assets/Gutachten/2024/EFI_Gutachten_2024_24124.pdf, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- EIB - European Investment Bank (2025a): EIB Investment Survey (EIBIS), European Investment Bank. Online verfügbar unter <https://www.eib.org/en/publications-research/economics/surveys-data/eibis/index?sortColumn=startDate&sortDir=desc&pageNumber=0&itemPerPage=10&pageable=true&la=EN&deLa=EN&tags=5bf8095afa70f13f9d3b51b3&orTags=true&orSubjects=true&orCountries=true>, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- EIB - European Investment Bank (2025b): ETS2 Frontloading Facility, Summary sheet, European Investment Bank. Online verfügbar unter <https://www.eib.org/en/projects/all/20250548#pipeline>, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- Ellerman, A. D.; Buchner, B.; Carraro, C. (2008): Allocation in the European emissions trading scheme, Rights, rents and fairness. Cambridge: Cambridge University Press. Online verfügbar unter https://assets.cambridge.org/97805218/75684/front-matter/9780521875684_frontmatter.pdf, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- Ellerman, A. D.; Convery, F. J.; de Perthuis, C. (2011): Pricing carbon, The European Union emissions trading scheme 1. publ. Cambridge, Mass.: Cambridge Univ. Pr. Online verfügbar unter <https://www.cambridge.org/core/books/pricing-carbon/FAC3985BEF62DBDFEB4501755F8F910C>.
- Engels, B.; Scheufen, M.; Schmitz, E. (2025): Künstliche Intelligenz als Wettbewerbsfaktor für die deutsche Wirtschaft, Empirische Befunde und Handlungsempfehlungen zum Einsatz von KI in deutschen Unternehmen. Institut der deutschen Wirtschaft Köln (Hg.). Köln. Online verfügbar unter https://www.iwkoeln.de/fileadmin/user_upload/Studien/Report/PDF/2025/IW-Report_2025-KI-als-Wettbewerbsfaktor.pdf, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- ENTSO-E (2025): European Resource Adequacy Assessment. 2025 Amended Edition following ACER's decision, Annex 3 – Detailed Results. Brussels. Online verfügbar unter https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/sdc-documents/ERAA/ERAA_2025/ERAA%202025%20Annex%203_Amended%20edition%20following%20ACER%27s%20decision.pdf, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- EPICO - EPICO Klimainnovation; Frontier - Frontier Economics (2026): Strengthening the EU ETS 2 through Revenue Frontloading, Policy Report. EPICO Klimainnovation. Berlin. Online verfügbar unter https://epico.org/uploads/files/EPICO-Defending-the-EU_250605.pdf, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- ESMA (2024): EU carbon markets 2024, ESMA Market Report. ESMA50-43599798-10379. Online verfügbar unter <https://www.esma.europa.eu/sites/default/files/2024->

10/ESMA50-43599798-10379_Carbon_markets_report_2024.pdf, zuletzt geprüft am 10.04.2025.

EU - Europäische Union (2023a): Delegierten Verordnung (EU) 2023/1185 der Kommission vom 10. Februar 2023 zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates durch Festlegung eines Mindestschwellenwertes für die Treibhausgaseinsparungen durch wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe und einer Methode zur Ermittlung der Treibhausgaseinsparungen durch flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr sowie durch wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023R1185&qid=1711542971781>, zuletzt geprüft am 27.03.2024.

EU - Europäische Union (2023b): Regulation (EU) 2018/1999 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the Governance of the Energy Union and Climate Action, amending Regulations (EC) No 663/2009 and (EC) No 715/2009 of the European Parliament and of the Council, Directives 94/22/EC, 98/70/EC, 2009/31/EC, 2009/73/EC, 2010/31/EU, 2012/27/EU and 2013/30/EU of the European Parliament and of the Council, Council Directives 2009/119/EC and (EU) 2015/652 and repealing Regulation (EU) No 525/2013 of the European Parliament and of the Council (consolidated text). Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/en/TXT/PDF/?uri=CELEX:02018R1999-20231120>, zuletzt geprüft am 13.07.2026.

EU - European Union (2023c): Directive (EU) 2023/959 of the European Parliament and of the Council of 10 May 2023 amending Directive 2003/87/EC establishing a system for greenhouse gas emission allowance trading within the Union and Decision (EU) 2015/1814 concerning the establishment and operation of a market stability reserve for the Union greenhouse gas emission trading system (consolidated text). Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:02023L0959-20230516>, zuletzt geprüft am 13.07.2026.

EU - European Union (2023d): Regulation (EU) 2018/841 of the European Parliament and of the Council of 30 May 2018 on the inclusion of greenhouse gas emissions and removals from land use, land use change and forestry in the 2030 climate and energy framework, and amending Regulation (EU) No 525/2013 and Decision No 529/2013/EU (consolidated text). Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/en/TXT/PDF/?uri=CELEX:02018R0841-20230511>, zuletzt geprüft am 13.07.2026.

EU - European Union (2023e): Regulation (EU) 2023/857 of the European Parliament and of the Council of 19 April 2023 amending Regulation (EU) 2018/842 on binding annual greenhouse gas emission reductions by Member States from 2021 to 2030 contributing to climate action to meet commitments under the Paris Agreement, and Regulation (EU) 2018/1999. In: *Official Journal of the European Union (OJ L)*, L111/1–L111/14. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023R0857>, zuletzt geprüft am 13.07.2026.

EU - European Union (2024a): Agreement between the European Union and the Swiss Confederation on the linking of their greenhouse gas emissions trading systems (consolidated text). Online verfügbar unter [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/en/TXT/PDF/?uri=CELEX:02017A1207\(01\)-20241204](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/en/TXT/PDF/?uri=CELEX:02017A1207(01)-20241204), zuletzt geprüft am 13.07.2026.

EU - European Union (2024b): Decision (EU) 2015/1814 of the European Parliament and of the Council of 6 October 2015 concerning the establishment and operation of a market stability reserve for the Union greenhouse gas emission trading scheme and amending Directive 2003/87/EC (consolidated text). Online verfügbar unter

- <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/en/TXT/PDF/?uri=CELEX:02015D1814-20240101>, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- EU - European Union (2024c): Regulation (EU) 2023/955 of the European Parliament and of the Council of 10 May 2023 establishing a Social Climate Fund and amending Regulation (EU) 2021/1060 (consolidated text). Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/en/TXT/PDF/?uri=CELEX:02023R0955-20240630>, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- EU - European Union (2025): Regulation (EU) 2023/956 of the European Parliament and of the Council of 10 May 2023 establishing a carbon border adjustment mechanism (consolidated text). Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:02023R0956-20251020>, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- EU - European Union (2026): Regulation (EU) 2021/1119 of the European Parliament and of the Council of 30 June 2021 establishing the framework for achieving climate neutrality and amending Regulations (EC) No 401/2009 and (EU) 2018/1999 ('European Climate Law') (consolidated text). Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:02021R1119-20260407>, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- Eurostat (2026): Artificial intelligence by size class of enterprise. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/isoc_eb_ai/default/table?lang=en, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- EWK - Expertenkommission zum Energiewende-Monitoring (Hg.) (2024): Monitoringbericht 2024. Unter Mitarbeit von Löschel, A.; Grimm, V.; Matthes, F. C.; Weidlich, A.; Ohlig, J. et al. Berlin, Bochum, Freiburg, Nürnberg. Online verfügbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/monitoringbericht-expertenkommission-zum-energiewende-monitoring.pdf?__blob=publicationFile&v=6, zuletzt geprüft am 13.09.2024.
- FA WS - Fachagentur Wind und Solar (2026): Mittlere Genehmigungsdauer von Windenergieanlagen pro Jahr. Online verfügbar unter <https://www.fachagentur-wind-solar.de/veroeffentlichungen/mediathek/detail/mittlere-genehmigungsdauer-von-wind-energieanlagen-pro-jahr>, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- Fischer, A.; Küper, M. (2021): Green Public Procurement: Potenziale einer nachhaltigen Beschaffung (IW-Policy Paper, 23). Online verfügbar unter <https://www.iwkoeln.de/studien/andreas-fischer-malte-kueper-potenziale-einer-nachhaltigen-beschaffung.html>, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- Fraunhofer IEG; Fraunhofer ISI (Hg.) (2025): Hintergrundscenarien zur Festlegung des Hochlaufentgelts im Wasserstoff-Kernnetz. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2024/GBK-24-02-2x4_Wass/Downloads/Gutachten.pdf?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- Fuchs, M.; Mramor, T.; Zachmann, G. (2026): Buyer beware: a taxonomy of the risks of international carbon credits (17/2026). Bruegel (Hg.). Online verfügbar unter https://www.bruegel.org/sites/default/files/2026-06/buyer-beware%3A-a-taxonomy-of-the-risks-of-international-carbon-credits-12303_1.pdf, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- Gerlagh, R.; Heijmans, R. J. R. K.; Rosendahl, K. E. (2022): Shifting concerns for the EU ETS: are carbon prices becoming too high? In: *Environ. Res. Lett.* 17 (5), S. 54018. DOI: 10.1088/1748-9326/ac63d6.
- Graichen, J.; Gores, S.; Cludius, J. (2026): National targets and the ETS in a post-2030 climate target architecture. Öko-Institut. Berlin. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/National-targets-post-2030.pdf>, zuletzt geprüft am 13.07.2026.

- Graichen, J.; Skribbe, R.; Gores, S.; Lauer, S.; Hennberger, K. (2025): The EU ETS and the 2040 Climate Target. Öko-Institut (Hg.). Berlin. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/EU-ETS-and-2040-climate-target.pdf>, zuletzt geprüft am 13.07.2025.
- Grebe, S.; Raphaël, S. (2023): Aviation-Non-CO2-estimator-ANCO, A tool for quantifying the non-CO2 climate impact of aviation. CE Delft. Delft. Online verfügbar unter https://ce.nl/wp-content/uploads/2024/01/CE_Delft_220402_Aviation-Non-CO2-estimator-ANCO_Final_v4.pdf, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- Hermann, H.; Matthes, F. C. (2012): Strengthening the European Union Emissions Trading Scheme and raising climate ambition. Facts Measures and Implications. Öko-Institut. Berlin. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/oeko-doc/1484/2012-056-en.pdf>, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- Hermann, H.; Matthes, F. C. (2026): The effects of removing natural gas power plants from the EU ETS 1. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/fileadmin/oeko-doc/Effects-removing-natural-gas-power-plants-from-EU-ETS.pdf>, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- Hogg, D. (2026): Including incineration in the EU ETS: Assessing potential impacts on landfilling. Zero Waste Europe. Brussels. Online verfügbar unter https://zerowaste-europe.eu/wp-content/uploads/2026/04/ZWE_Apr26_ETS-incineration_full-report.pdf, zuletzt geprüft am 11.06.2026.
- Hüther, M. (2025): Eine Agenda für die neue Legislaturperiode: Wettbewerbsfähigkeit und Transformation (IW-Policy Paper, No. 01/2025). Institut der deutschen Wirtschaft Köln. Köln. Online verfügbar unter <https://www.econstor.eu/bitstream/10419/311850/1/1917765185.pdf>, zuletzt geprüft am 10.07.2026.
- ICAP - International Carbon Action Partnership (2024): New Zealand Emissions Trading Scheme. Berlin. Online verfügbar unter <https://icapcarbonaction.com/en/ets-pdf-download/48>, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- ICAP - International Carbon Action Partnership (2025a): China National ETS. Berlin. Online verfügbar unter https://icapcarbonaction.com/system/files/ets_pdfs/icap-ets-map-factsheet-55.pdf, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- ICAP - International Carbon Action Partnership (2025b): EU Emissions Trading System (EU ETS). Berlin. Online verfügbar unter https://icapcarbonaction.com/system/files/ets_pdfs/icap-etsmap-factsheet-43.pdf, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- ICAP - International Carbon Action Partnership (2025c): Switzerland Emissions Trading System. Online verfügbar unter https://icapcarbonaction.com/system/files/ets_pdfs/icap-etsmap-factsheet-64.pdf, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- ICAP - International Carbon Action Partnership (2026a): Emission Trading Worldwide, Status Report 2026. Berlin. Online verfügbar unter https://icapcarbonaction.com/system/files/document/260610_ICAP_SR26_ES.pdf, zuletzt geprüft am 10.07.2026.
- ICAP - International Carbon Action Partnership (2026b): Emissions Trading Worldwide, Status Report 2026. Berlin. Online verfügbar unter https://icapcarbonaction.com/system/files/document/260610_ICAP_SR26_Web.pdf, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- IETA - International Emissions Trading Association (2025): China National ETS at a Glance, Business Brief. Geneva. Online verfügbar unter https://www.ieta.org/uploads/wp-content/Resources/Business-briefs/2025/IETA_Business_Brief-China-final-July2025.pdf, zuletzt geprüft am 13.04.2026.
- IMD (2026): Competitiveness Ranking, Germany. Online verfügbar unter <https://worldcompetitiveness.imd.org/countryprofile/DE/wcy>, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- Klima-Quote.de (2026): Wissenswertes zur THG-Quote – Markt, Prämie und Änderungen 2026 (Ausblick). Klima-Quote.de (Hg.). Online verfügbar unter

- <https://www.klima-quote.de/thg-quote-preisentwicklung/>, zuletzt aktualisiert am 16.01.2026, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- KO-NEP - Koordinierungsstelle für Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff (2026): Entwurf Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025. Berlin. Online verfügbar unter https://ko-nep.de/wp-content/uploads/2024/02/2026-03-03_Entwurf_NEP_Gas_und_Wasserstoff_2025.pdf, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- Küper, M.; Büchel, J.; Schmitz, E.; Urrich, F. (2025): Transformationskompass 2025. Institut der deutschen Wirtschaft Köln. Online verfügbar unter https://www.iwkoeln.de/fileadmin/user_upload/Studien/Gutachten/PDF/2025/Gutachten-Transformationskompass-_2025.pdf, zuletzt geprüft am 12.07.2026.
- Küper, M.; Fischer, A.; Eustermann, F.; Schmitz-Bieber, J. (2026): Grüne Leitmärkte: Potenziale des Sondervermögens. Institut der deutschen Wirtschaft Köln. Köln. Online verfügbar unter https://www.iwkoeln.de/fileadmin/user_upload/Studien/Gutachten/PDF/2026/Gr%C3%BCne-Leitm%C3%A4rkte-Potenziale-des-Sonderverm%C3%B6gens.pdf, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- Küper, M.; Merten, F. (2025): Vom Nutzen und Nachteil einer Grüngasquote für die Transformation, Einordnung des Konzeptes Grüngasquote im Auftrag von Bellona Deutschland. Institut der deutschen Wirtschaft Köln und Wuppertal Institut (Hg.). Online verfügbar unter https://www.iwkoeln.de/fileadmin/user_upload/Studien/Gutachten/PDF/2025/Vom_Nutzen_und_Nachteil_einer_Gr%C3%BCngasquote_f%C3%BCr_die_Transformation.pdf, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- Leipprand, A.; Ruß, M.; Shiri, A.; Posch, D. (2026): Nachfrage schafft Wandel: Wie Automobilindustrie klimafreundlichem Stahl zum Durchbruch verhelfen kann. Bertelsmann Stiftung. Online verfügbar unter https://www.bertelsmann-stiftung.de/fileadmin/files/user_upload/Nachfrage_schafft_Wandel.pdf, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- Lotz, M. T.; Speckmann, J.; Bußmann, S. L.; Sach, T.; Manych, N.; Niedergesäss, J.; Blömer, R.; Ueckerdt, F.; Wachsmuth, J. (2025): Analyse: Leitmärkte für die Industriewende - Umsetzungsvorschläge für Instrumente zur Steigerung der Nachfrage nach klimafreundlichen Grundstoffen. Potsdam. Online verfügbar unter https://ariadneprojekt.de/media/2025/11/Ariadne-Analyse_Leitmaerkte-Industriewende_Dezember2025.pdf, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- Matthes, F. C. (2008): What Makes a Sector with Significant Cost Increase Subject to Leakage? In: The Role of Auctions for Emissions Trading. Climate Strategies. Cambridge, S. 29–34. Online verfügbar unter <https://climatestrategies.org/wp-content/uploads/2014/11/role-of-auctions-09-oct-08final.pdf>, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- Matthes, F. C.; Brauer, J. (2025): Wasserstoff-Erzeugungskosten, Determinanten, Stand und Perspektiven. Öko-Institut; Deloitte. Berlin, Paris. Online verfügbar unter https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Matthes_Brauer-Wasserstoff-Erzeugungskosten.pdf, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- Matthes, F. C.; Neuhoff, C. (2007): Auctioning in the European Union Emissions Trading Scheme, Final Report. Öko-Institut; University of Cambridge. Berlin, Cambridge. Online verfügbar unter http://awsassets.panda.org/downloads/oko__2007__auctioning_in_the_eu_ets_v2_8final_10_09_2007.pdf, zuletzt geprüft am 28.05.2026.
- Matthes, J. (2026): Handels- und Industriepolitik für eine neue Zeit, Gutachten im Auftrag der Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft e.V. (vbw). Online verfügbar unter <https://www.vbw-bayern.de/vbw/Themen-und-Services/Aussenwirtschaft/Auslandsmaerkte-Export/Studie-Handels-und-Industriepolitik-fuer-eine-neue-Zeit.jsp>, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- Mendelevitch, R.; Heinemann, C.; Matthes, F. C.; Krieger, S.; Somers, J.; Koch, M. (2026): Carbon Capture and Storage (CCS) in der Energiewende zur

- Klimaneutralität, Der infrastrukturelle und regulatorische Rahmen für CO₂-Transport und -Speicherung. Agora Industrie; Öko-Institut. Online verfügbar unter https://www.agora-industrie.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-31_IND_Carbon_Management/394_A-IND_OekoInst_CCS-in-der-Energiewende_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- Mottschall, M.; Heinemann, C.; Krieger, S. (2024): CO₂-Infrastrukturanalyse von Öko-Institut und WWF. WWF Deutschland (Hg.). Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/CO2-Infrastrukturanalyse.pdf>, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- Neuhoff, K.; Ballesteros, F.; Kurz, A.; Niemöller, P. (2025): Reform des CO₂-Grenzausgleichs ist entscheidend für wettbewerbsfähige Industrie. In: *DIW Wochenbericht* 92 (47), S. 753–760. DOI: 10.18723/diw_wb:2025-47-4.
- Nissen, C.; Gores, S.; Wissner, N.; Cludius, J.; Skribbe, R. (2025): ETC CM report 2025/06: Trends and projections in the EU-ETS in 2025, The EU Emissions Trading System in numbers. European Environment Agency. Copenhagen. Online verfügbar unter https://www.eionet.europa.eu/etcs/etc-cm/products/etc-cm-report-2025-06/@@download/file/ETS-Report_2025_final.pdf, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- OECD (2026): OECD Economic Outlook, Interim Report March 2026, Testing Resilience. Online verfügbar unter https://www.oecd.org/content/dam/oecd/en/publications/reports/2026/03/oecd-economic-outlook-interim-report-march-2026_254a8d56/d4623013-en.pdf, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- Perino, G. (2024): Carbon market design and market sentiment. In: *Journal of Environmental Economics and Management* 128, S. 103057. DOI: 10.1016/j.jeem.2024.103057.
- Pietzcker, R.; Feuerhahn, J.; Haywood, L.; Knopf, B.; Leukhardt, F.; Luderer, G.; Osorio, S.; Pahle, M.; Rodrigues, R.; Edenhofer, O. (2021): Notwendige CO₂-Preise zum Erreichen des europäischen Klimaziels 2030. Ariadne-Hintergrund. Kopernikus-Projekt Ariadne (Hg.). Potsdam. Online verfügbar unter https://publications.pik-potsdam.de/rest/items/item_26186_9/component/file_26548/content, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- Puls, Thomas; Schmitz, Edgar (2025): Wie stark beeinträchtigt der Zustand der Verkehrsinfrastruktur die Unternehmen in Deutschland? In: *IW-Trends - Vierteljahresschrift zur empirischen Wirtschaftsforschung* 52 (3), S. 81–100. Online verfügbar unter <https://www.econstor.eu/bitstream/10419/334174/1/1945720905.pdf>, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- Samadi, S. (2025): Quantitativer Vergleich aktueller Klimaschutzszenarien für Deutschland – Version 2025. SCI4climate.NRW (Hg.). Wuppertal. Online verfügbar unter https://sci4climate.nrw/wp-content/uploads/2025/10/Samadi_2025_Vergleich-aktueller-Klimaschutzszenarien-fuer-Deutschland.pdf, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- Samadi, S.; Fischer, A.; Lechtenböhmer, S. (2023): The renewables pull effect: How regional differences in renewable energy costs could influence where industrial production is located in the future. In: *Energy Research & Social Science* 104, S. 103257. DOI: 10.1016/j.erss.2023.103257.
- Schneider, L.; Graichen, J.; Gores, S.; Lauer, S. (2026): Using International Carbon Credits towards the EU 2040 Climate Target (Policy Brief). Öko-Institut. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Using-international-carbon-credits-towards-EU-2040-climate-target.pdf>, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- UBA - Umweltbundesamt (2025): Commonalities and Differences Between the EU ETS 1 and the UK ETS, Considerations for Linking. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/system/files/medien/11850/publikationen/2026-04/FACTSHEET_Climate_Alliances_EU-UK_linking.pdf, zuletzt geprüft am 13.07.2026.

- UBA - Umweltbundesamt (27.01.2017): Pressemitteilung: Emissionshandel: Beschluss der Kommission - neuer sektorübergreifender - der Korrekturfaktor der dritten Handelsperiode (03/2017). Online verfügbar unter https://www.dehst.de/Shared-Docs/mailling/DE/2017/2017-01-27_CSCF.html, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- UNFCCC - United Nations Convention on Climate Change (2016): The Paris Agreement. Online verfügbar unter https://unfccc.int/sites/default/files/resource/parisagreement_publication.pdf, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- UNFCCC - United Nations Framework Convention on Climate Change (2025): Mechanism Methodology, Flaring or use of landfill gas. A6.4-SBM019-A02. Online verfügbar unter <https://unfccc.int/sites/default/files/resource/A6.4-AMM-001-v01.0.pdf>, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- UNFCCC - United Nations Framework Convention on Climate Change (2026): Mechanism methodology, N2O abatement from nitric acid production. A6.4-AMM-002. Online verfügbar unter <https://unfccc.int/sites/default/files/resource/A6.4-AMM-002-v01.0.pdf?v=1>, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- Valin, H.; Peters, D.; van den Berg, M.; Frank, S.; Havlik, P.; Forsell, N.; Hamelinck, C. (2015): The land use change impact of biofuels consumed in the EU, Quantification of area and greenhouse gas impacts. Ecofys; International Institute for Applied Systems Analysis; E4Tech. Utrecht. Online verfügbar unter https://pure.iiasa.ac.at/id/eprint/12310/1/Final%20Report_GLOBIOM_publication.pdf, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- VDZ - Verein Deutscher Zementwerke (Hg.) (2024): Anforderungen an eine CO2-Infrastruktur in Deutschland, Voraussetzungen für Klimaneutralität in den Sektoren Zement, Kalk und Abfallverbrennung. Düsseldorf. Online verfügbar unter https://www.vdz-online.de/fileadmin/wissensportal/publikationen/zementindustrie/VDZ-Studie_CO2-Infrastruktur-Deutschland.pdf, zuletzt geprüft am 16.04.2024.
- Wehnmann, K.; Koßmann, M.; Purr, K.; Pagel, M.; Steinbrenner, J. (2026): Treibhausgas-Projektionen 2026 – Ergebnisse kompakt. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/system/files/medien/376/publikationen/2026-03/Projektionsdaten2026_Ergebnisse%20Kompakt_bf_2026_03_14_v2.pdf, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- Willner, M.; Perino, G. (2022): An Upgrade for the EU ETS: Making Art. 29a and 30h fit for effective price containment. Center for Earth System Research and Sustainability (CEN), University of Hamburg. Online verfügbar unter <https://www.cen.uni-hamburg.de/research/policy-briefs/bilder-docs/2200425-pcm-policy-brief-cen.pdf>, zuletzt geprüft am 05.05.2022.
- World Bank (2026): State and Trends of Carbon Pricing, 2026. Online verfügbar unter <https://openknowledge.worldbank.org/bitstreams/ea0b9831-ab26-435e-afff-88efd6fa3abc/download>, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- World Bank (Hg.) (2020): Emissions Trading in Practice, A Handbook on Design and Implementation. Second Edition. Partnership for Market Readiness; International Carbon Action Partnership. Online verfügbar unter https://icapcarbonaction.com/system/files/document/ets-handbook-2020_finalweb.pdf, zuletzt geprüft am 13.07.2026.
- WPKS - Wissenschaftsplattform Klimaschutz (2023): Gerade jetzt! Warum Teilhabe und Beteiligung für die Energiewende unverzichtbar werden, Impulspapier des Lenkungskeises der Wissenschaftsplattform Klimaschutz. Berlin. Online verfügbar unter https://www.wissenschaftsplattform-klimaschutz.de/veroeffentlichungen/gerade-jetzt-warum-teilhabe-und-beteiligung-fuer-die-energiewende-unverzichtbar-werden/23-02-23_impulspapier-teilhabe-energiewende-6.pdf@@download/file, zuletzt geprüft am 21.05.2024.
- WV Stahl - Wirtschaftsvereinigung Stahl (2026): The Perspective of the Steel Industry in Germany on the Automotive Package, Policy recommendations on CO₂

standards for cars and vans and Clean Corporate Fleets. Online verfügbar unter https://www.wvstahl.de/wp-content/uploads/20260216_PP_Automotive-Pack-age.pdf, zuletzt geprüft am 13.07.2026.

13.2. Weitere Rechtsvorschriften

BECV – Verordnung über Maßnahmen zur Vermeidung von Carbon-Leakage durch den nationalen Brennstoffemissionshandel (BEHG-Carbon-Leakage-Verordnung – BECV) vom 21. Juli 2021 (BGBl. I S. 3129). Online verfügbar: <https://www.gesetze-im-internet.de/becv/BJNR312900021.html>, zuletzt geprüft am 11.06.2026.

BEHG – Gesetz über einen nationalen Zertifikatehandel für Brennstoffemissionen (Brennstoffhandelsgesetz - BEHG) vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2728; 2022 I S. 2098), zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 27. Februar 2025 (BGBl. 2025 I Nr. 70). Online verfügbar: <https://www.gesetze-im-internet.de/behg/BJNR272800019.html>, zuletzt geprüft am 11.06.2026.

KSG – Bundes-Klimaschutzgesetz vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2513), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 15. Juli 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 235). Online verfügbar: <https://www.gesetze-im-internet.de/ksg/BJNR251310019.html>, zuletzt geprüft am 11.06.2026.

WasserstoffBG – Gesetz zur planungs- und genehmigungsrechtlichen Beschleunigung von Erzeugung, Speicherung, Import und Transport von Wasserstoff vom 29. März 2026. Online verfügbar: <https://www.gesetze-im-internet.de/wasserstoffbg/WasserstoffBG.pdf>, zuletzt geprüft am 13.07.2026.

KSpTG – Gesetz zur dauerhaften Speicherung und zum Transport von Kohlendioxid vom 17. August 2012. Online verfügbar: <https://www.gesetze-im-internet.de/kspg/KSpTG.pdf>, zuletzt geprüft am 13.07.2026.