pwc

enmacc
CONNECTING TRADERS

EU-ETS 2 Readiness – Orientierung im neuen europäischen Emissionsmarkt

Regulatorische Einordnung, Marktmechanik und zentrale Handlungsfelder für verpflichtete Unternehmen



www.pwc.de

Inhaltsverzeichnis

01 Einordnung und Zielsetzung 04

02 Regulatorischer und politischer Rahmen 05

03 Marktstruktur und Handelsmechanik 14

04 Auswirkungen auf Marktteilnehmer und zentrale Handlungsfelder 20

05 Ausblick & Fazit: Vorbereiten statt Abwarten 28

Abbildungsübersicht

Tabelle 1 – Gegenüberstellung von EU-ETS 2, EU-ETS 1, nEHS und CBAM nach Systemlogik und Marktmechanik 09

Tabelle 2 – Energieträger und steuerrechtliche Auslöser der EU-ETS-2-Pflicht 11

Abbildung 1 – Übergang vom nEHS zum EU-ETS 2 – Zeitlicher Ablauf, Preislogiken und Handlungsfenster 13

Abbildung 2 – Anteil des Handelsvolumens nach Marktteilnehmern im EU-ETS 1 (gerundet) 17

Abbildung 3 – Anteil des börslichen Handelsvolumens nach Finanzinstrument im EU-ETS 1 (gerundet) 19

01

Einordnung und Zielsetzung

Die Vorbereitung auf das zweite europäische Emissionshandelssystem (EU-ETS 2) ist für viele verpflichtete Unternehmen ein komplexes und zum Teil unterschätztes Unterfangen. Die anhaltende regulatorische Unsicherheit, verstärkt durch die Verschiebung des Startzeitpunkts auf 2028 und die noch ausstehenden Entscheidungen zum Marktdesign, führt dazu, dass zahlreiche verpflichtete Unternehmen eine abwartende Haltung einnehmen. Gleichzeitig ist davon auszugehen, dass das EU-ETS 2 mit hoher Wahrscheinlichkeit eingeführt wird und dass die verbleibende Vorbereitungszeit begrenzt ist.

Gerade diese Unsicherheit macht eines deutlich: Unternehmen müssen sich frühzeitig mit den operativen, finanziellen und Governance-bezogenen Anforderungen auseinandersetzen, um nicht unvorbereitet in ein neues, potenziell volatiles Handelssystem einzutreten. Anders als im nationalen Emissionshandel (nEHS) werden im Rahmen des EU-ETS 2 keine Festpreise vorgegeben, sondern ein marktbasiertes Zertifikatesystem mit echten Preisrisiken, Liquiditätsanforderungen und neuen Prozessen entlang der gesamten Wertschöpfungskette.

Dieses Whitepaper fokussiert sich auf zwei zentrale Fragen:

- Welche Herausforderungen ergeben sich für Unternehmen, die künftig dem EU-ETS 2 unterliegen?
- Welche konkreten Schritte sollten bereits heute eingeleitet werden, um regulatorische, finanzielle und operationelle Risiken zu begrenzen?

Eine wesentliche Veränderung besteht im Perspektivwechsel: Weg von einem staatlich dominierten Preissystem im nEHS hin zu einem zunehmend knappen, handelbaren Gut, das schrittweise marktbasiert ausgestaltet wird und im EU-ETS 2 vollständig der Logik von Energie- und Commodity-Märkten folgt. Die Integration von EU-ETS 2-Zertifikaten in bestehende Handels-, Risikomanagement- und Treasury-Prozesse ist hierfür entscheidend. Die notwendigen Anpassungen sind in den meisten Fällen gut beherrschbar – sie sollten jedoch rechtzeitig geplant, getestet und organisatorisch verankert werden.

02

Regulatorischer und politischer Rahmen

1. EU-ETS 2 im Kontext des Pakets „Fit für 55“ und der EU-Klimapolitik

Mit dem Paket „Fit für 55“ hat die Europäische Union die regulatorischen Voraussetzungen für einen unionsweiten Upstream-Emissionshandel geschaffen. In diesem Kontext wurde ein neues Emissionshandelssystem für Gebäude, Straßenverkehr und weitere Sektoren eingeführt, das im Rahmen der Reform der EU-Emissionshandelsrichtlinie verankert ist.

Der regulatorische Rahmen des EU-ETS 2 ist vollständig auf EU-Ebene definiert. Änderungen am System– etwa am Anwendungsbereich, am Startzeitpunkt oder an zentralen Marktmechanismen – können ausschließlich durch Anpassungen der EU-ETS Richtlinie erfolgen. EU-ETS 2 ist, analog zum bestehenden EU-ETS 1, als „Cap-and-Trade“-System ausgestaltet, also als Handelssystem mit festen Emissionsobergrenzen. Die Obergrenze der zulässigen Emissionen (das sogenannte „Cap“) ist dabei direkt an die Ziele des Europäischen Klimagesetzes gekoppelt: Bis 2030 sollen die Emissionen gegenüber 1990 um mindestens 55 %, bis 2040 um 90 % und bis 2050 vollständig reduziert werden (Klimaneutralität).

Parallel zur Einführung des EU-ETS 2 wurde im Rahmen des Pakets „Fit für 55“ der Klima-Sozialfonds (Social Climate Fund, SCF) geschaffen, um die sozialen Auswirkungen des neuen Emissionshandelssystems abzufedern. Ziel des Fonds ist es, einkommensschwache Haushalte, kleine Unternehmen sowie Haushalte mit eingeschränktem Zugang zu Mobilität zu unterstützen.

Um Mittel aus dem SCF zu erhalten, mussten die Mitgliedstaaten bis zum 30. Juni 2025 nationale Klima-Sozialpläne (national Social Climate Plans, nSCPs) einreichen. Diese Pläne werden von der Europäischen Kommission geprüft und bilden die Grundlage für spätere Mittelverteilung. Die Auszahlung der Fördermittel ist grundsätzlich ab 2026 vorgesehen, wobei sich viele Mitgliedstaaten aktuell noch im Rückstand bei der Einreichung ihrer Pläne befinden.[1] Ein genehmigter Klima-Sozialplan ist zwingende Voraussetzung für eine Auszahlung aus dem Klima-Sozialfonds.

[1] Local Alliance: „June 2025 Policy Brief“, 2025

Für den Zeitraum 2026 bis 2032 sollen über den SCF insgesamt mindestens 86,7 Mrd. EUR bereitgestellt werden.[2] Die Finanzierung erfolgt dabei aus Erlösen des EU-ETS 2 sowie durch nationale Kofinanzierungsbeiträge der Mitgliedstaaten in Höhe von mindestens 25 % der Kosten ihrer jeweiligen Pläne. In den ersten Jahren greift der Fonds jedoch noch auf Mittel aus dem bestehenden EU-ETS 1 zurück, da dort ausreichende Überschüsse vorhanden sind.

Im Zuge der jüngsten politischen Entwicklungen wurden Ende 2025 Anpassungen des Europäischen Klimagesetzes diskutiert. Dabei wurde das 90 Prozent-Minderungsziel von 90 Prozent für 2040 verbindlich festgeschrieben und zugleich der Start des EU-ETS 2 auf das Jahr 2028 verschoben.[3] Durch die Verschiebung ergeben sich potenzielle Finanzierungslücken, da die ursprünglich erwarteten Einnahmen aus dem neuen Emissionshandel später zufließen. Kurzfristig könnten diese Lücken durch EU-ETS 1-Erlöse bereitgestellt werden. Mittel- bis langfristig hängt die Funktionsfähigkeit des SCF jedoch maßgeblich von der erfolgreichen Implementierung des EU-ETS 2 ab. Weitere Verzögerungen würden das verfügbare Fondsvolumen potenziell reduzieren und auch den Spielraum für soziale Ausgleichsmaßnahmen einschränken.

2. Abgrenzung zu EU EU-ETS 1, nEHS, und CBAM

Das für 2028 geplante EU-ETS 2 stellt einen wesentlichen nächsten Schritt in der europäischen Klimapolitik dar. Um das Zusammenspiel mit bestehenden Instrumenten zu verstehen, ist eine klare Abgrenzung zum bestehenden EU-ETS 1, zum nEHS in Deutschland sowie zum CO_2-Grenzausgleichssystem (Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM) erforderlich.

Abgrenzung zum EU-ETS 1

Das EU-ETS 2 ist als Ergänzung zum seit 2005 bestehenden EU-ETS 1 konzipiert, das Emissionen aus stationären Energie- und Industrieanlagen sowie aus dem innereuropäischen Luft- und Seeverkehr erfasst. Während das EU-ETS 1 als anlagenbezogenes Downstream-System ausgestaltet ist und die Verpflichtung unmittelbar beim Anlagenbetreiber ansetzt, verfolgt das EU-ETS 2 einen Upstream-Ansatz. Es betrifft verbrennungsbedingte CO_2-Emissionen aus

[2] EU-Kommission: „Social Climate Fund“, 2025
[3] EU-Kommission: „Klimaziel für 2040: Rat legt Standpunkt zur Verringerung der Treibhausgasemissionen um 90 % fest“, 2025

den Bereichen Gebäude und Straßenverkehr sowie aus ausgewählten weiteren Sektoren außerhalb des EU-ETS 1 (Anhang III der Emissionshandelsrichtlinie der EU).

Die Verpflichtungen im Rahmen des EU-ETS 2 betreffen damit nicht direkt die Endverbraucher, sondern die Inverkehrbringer von Brennstoffen. Analog zum EU-ETS 1 ist auch das EU-ETS 2 als „Cap-and-Trade"-System ausgestaltet, bei dem eine Emissionsobergrenze festgelegt wird, die jährlich reduziert wird. Ein wesentlicher Unterschied besteht jedoch darin, dass im EU-ETS 2 alle Zertifikate ausschließlich über Auktionen vergeben werden; eine kostenlose Zuteilung ist nicht vorgesehen.

Obwohl das EU-ETS 1 und EU-ETS 2 gemeinsam in der EU-Emissionshandelsrichtlinie normiert sind, handelt es sich um zwei getrennte Emissionshandelssysteme mit unterschiedlichen Zertifikaten („Commodities") und Marktmechaniken. Die Zertifikate sind nicht austauschbar: EU-ETS 2-Zertifikate können nicht zur Erfüllung von Verpflichtungen im EU-ETS 1 verwendet werden und umgekehrt. Eine mögliche Verknüpfung beider Systeme soll bis spätestens 31. Oktober 2031 geprüft werden. Unter den derzeitigen Rahmenbedingungen ist jedoch nicht davon auszugehen, dass eine solche Bewertung kurzfristig zu einer Zusammenführung der Systeme führen wird.

Abgrenzung zum nEHS

Wie das EU-ETS 2 ist auch das nEHS als Upstream-System ausgestaltet. Der nationale Emissionshandel erfasst seit 2021 die CO_2-Emissionen aus Brennstoffen, die außerhalb des EU-ETS 1 eingesetzt werden. Im Unterschied zum EU-ETS 2 basiert das nEHS bislang jedoch auf administrativ festgelegten Preisen bzw. zeitlich begrenzten Preiskorridoren und weist keinen vollständig marktbasierten Preisbildungsmechanismus auf. Ungleichgewichte zwischen Angebot und Nachfrage sollen stattdessen, analog zum EU-ETS 1, über eine Marktstabilitätsreserve (MSR) abgeschwächt werden.

Darüber hinaus gibt es Unterschiede im Anwendungsbereich. Im EU-ETS 2 werden lediglich Brennstoffverbräuche in den Sektoren Gebäude, Straßenverkehr und ausgewählten weiteren Bereichen erfasst. Anders als im nEHS umfasst das EU-ETS 2 also nicht alle Brennstoffverbräuche außerhalb des EU-ETS 1. So werden beispielsweise nur Verbräuche im Straßenverkehr berücksichtigt, während Brennstoffe im Schienenverkehr, in der Landwirtschaft oder Forstwirtschaft sowie in Abfallverbrennungsanlagen nicht erfasst werden.

Ein großer Teil der Emissionen, die derzeit vom nEHS erfasst werden, sollen künftig schrittweise in das EU- ETS 2 überführt werden. Das nEHS ist dabei als Übergangsinstrument konzipiert, dessen Anwendungsbereich mit dem Wirksamwerden des EU-ETS 2 schrittweise zurückgeführt werden soll. Bereiche, die nicht unmittelbar vom EU-ETS 2 erfasst sind, können über ein Opt-in in das System integriert werden. Bis zu einer solchen Überführung verbleiben diese Bereiche jedoch übergangsweise im nEHS. Auch zwischen nEHS und EU-ETS 2 besteht keine Austauschbarkeit der Zertifikate; beide Systeme bleiben rechtlich und operativ eigenständig.

Abgrenzung zu CBAM

CBAM unterscheidet sich grundlegend von den Emissionshandelssystemen. Er stellt kein eigenständiges Emissionshandelssystem dar, sondern ist als ergänzende klimapolitische Maßnahme konzipiert. Wie das EU- ETS 2 ist auch CBAM Teil des Pakets „Fit-für-55“.

Ziel von CBAM ist es, die sogenannte Carbon Leakage – also die Verlagerung von treibhausgasemittierenden Industrien in Jurisdiktionen mit geringeren CO_2-Kosten – zu verhindern und die Wettbewerbsfähigkeit von EU-Unternehmen zu schützen, indem für bestimmte importierte Waren ein CO_2-Kostenäquivalent erhoben wird. CBAM wird seit 2023 schrittweise eingeführt und befand sich bis Ende 2025 in einer Übergangsphase mit reinen Berichtspflichten. Seit dem 1. Januar 2026 befindet sich CBAM in der Umsetzungsphase, in der für bestimmte importierte Waren neben den Berichtspflichten auch die Verpflichtung besteht, CBAM-Zertifikate für die in den importierten Gütern enthaltenen Treibhausgasemissionen zu erwerben und abzugeben.

Vergleich zentraler europäischer Emissions- und Klimaschutzinstrumente

Zur Einordnung des EU-ETS 2 im regulatorischen Umfeld werden in der folgenden Tabelle die zentralen Merkmale des EU-ETS 2 den relevanten bestehenden Systemen gegenübergestellt. Der Vergleich zeigt Gemeinsamkeiten und Unterschiede in Bezug auf Systemlogik, Verpflichtungsebene, Zertifikats-mechanik und zeitliche Einordnung auf und verdeutlicht das Zusammenspiel sowie die Abgrenzung der einzelnen Instrumente.

Tabelle 1 – Gegenüberstellung von EU-ETS 2, EU-ETS 1, nEHS und CBAM nach Systemlogik und Marktmechanik

Merkmal	EU-ETS 2	EU-ETS 1	nEHS	CBAM
Start/Planung	2028 (geplant, vorbehaltlich weiterer Revisionen)	2005	2021	Übergangsphase seit 2023, volle Anwendung ab 2026
Abgedeckte Sektoren	Gebäude, Straßenverkehr, sowie ausgewählte Energie- und Industrieanlagen außerhalb des EU-ETS 1 (Option zur Ausweitung vorgesehen) außerhalb des EU-ETS 1 (Option zur Ausweitung vorgesehen)	Energie- und Industrieanlagen, innereuropäischer Luft- und Seeverkehr	Brennstoffverbrauch außerhalb des EU-ETS 1	Import bestimmter CO_2-intensiver Waren
Systemtyp	Upstream (verpflichtet Brennstoff-Inverkehrbringer)	Downstream (verpflichtet Anlagenbetreiber)	Upstream (verpflichtet Brennstoff-Inverkehrbringer)	Kein Emissionshandelssystem, regulatorische Maßnahme
Zuteilung der Zertifikate	Ausschließlich Auktionen	Teilweise kostenlose Zuteilung, teilweise Auktion	Festpreise/ Preiskorridore	Erwerb von CBAM-Zertifikaten zu einem EU-ETS-Preisäquivalent
Mechanismus	„Cap-and-Trade“-System	„Cap-and-Trade“-System	„Cap-and-Trade“-System mit administrativer Preissteuerung	Preisangleichungsmechanismus an EU-ETS-CO_2-Kosten (kein Handelssystem)
Besonderheiten	Teil des Pakets „Fit-für-55“, erfasst Emissionen außerhalb des EU-ETS 1, zentrale Rolle für Preisbildung im Wärme- und Verkehrssektor	Etabliertes Kerninstrument der EU-Klimapolitik	Nationale Ergänzung zum EU-ETS 1, Übergangssystem, Integration in EU-ETS 2 vorgesehen	Teil des Pakets „Fit-für-55“, Vermeidung von Carbon Leakage; schützt Wettbewerbsfähigkeit europäischer Unternehmen

3. Verpflichtete Sektoren und Unternehmen

Im Gegensatz zum EU-ETS 1, das als Downstream-System direkt an Anlagenbetreiber anknüpft, ist das EU-ETS 2 als Upstream-System ausgestaltet. Verpflichtete sind daher nicht die Endverbraucher, sondern die Inverkehrbringer fossiler Brennstoffe, bei denen der steuerrechtliche Entstehungstatbestand der Energiesteuer ausgelöst wird.

Verpflichtet sind alle natürlichen oder juristischen Personen, die Energieerzeugnisse im Sinne des Energiesteuergesetzes (EnergieStG) erstmals in Verkehr bringen bzw. zum Steuerschuldner der Energiesteuer werden. Hierzu zählen insbesondere Betreiber von Steuerlagern (häufig Raffinerien, Großhändler von Mineralöl und Flüssiggas), klassische Erdgaslieferanten sowie Unternehmen, die Brennstoffe importieren.

Auch Dritte können Verpflichtete sein, etwa wenn sie als sogenannte Einlagerer in Steuerlagern auftreten. In diesen Fällen geht die Verantwortung für die Brennstoffemissionen auf den Einlagerer über. Darüber hinaus können auch Inhaber von Erlaubnissen zur energiesteuerfreien Verwendung von Kohle in den Anwendungsbereich des EU-ETS 2 fallen. Hier liegt eine Besonderheit vor, da ausnahmsweise ein Inverkehrbringen auch ohne Entstehung der Energiesteuer angenommen wird, um die entsprechenden CO_2-Emissionen regulatorisch zu erfassen.

Grundsätzlich sind im EU-ETS 2, wie auch im nEHS, energiesteuerpflichtig in Verkehr gebrachte Brennstoffe von der Berichts- und Abgabepflicht erfasst. Im Entwurf des Gesetzes über den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen (Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz, TEHG) zur Anpassung an die Richtlinie 2003/87/EG (TEHG-E) werden darüber hinaus zusätzliche Entstehungstatbestände nach dem EnergieStG, beispielsweise § 23 EnergieStG, berücksichtigt, die bislang nicht vom Anwendungsbereich des nEHS erfasst waren. Ob ein Brennstoff tatsächlich der Berichts- und Abgabepflicht unterliegt, ist jedoch stets einzelfallbezogen zu prüfen, da die Verpflichtung von einer Vielzahl spezifischer Tatbestände und Ausnahmen im Energiesteuerrecht abhängt.[4]

Dies zeigt sich beispielhaft bei Erdgas, bei dem die Verantwortlichkeit davon abhängt, ob es leitungsgebunden oder nicht leitungsgebunden bereitgestellt wird, sowie bei steuerbefreit eingesetzten Energieerzeugnissen, bei denen dennoch eine emissionsrechtliche Verpflichtung entstehen kann.

[4] EDEHSt: „EU-ETS 2: Hinweispapier zum Anwendungsbereich sowie zur Überwachung und Berichterstattung von CO_2-Emissionen“, 2024

Die EU-ETS 2-Pflicht knüpft systematisch an das Energiesteuerrecht an. Erfasst werden zum einen klassische Energieerzeugnisse im Sinne des § 4 EnergieStG, sobald diese in den steuerlich freien Verkehr überführt werden. Zum anderen unterliegen auch solche Stoffe der EU-ETS 2-Pflicht, die zwar keine Energieerzeugnisse im engeren Sinne sind, jedoch tatsächlich als Kraft- oder Heizstoffe verwendet werden (§§ 22, 23 EnergieStG). Eine systematische Übersicht der relevanten Energieträger, der jeweiligen gesetzlichen Grundlagen sowie der auslösenden Tatbestände befindet sich in der nachfolgenden Tabelle.

Tabelle 2 – Energieträger und steuerrechtliche Auslöser der EU-ETS 2-Pflicht[5]

Energieträger	Gesetzliche Grundlagen	Auslöser der EU-ETS 2-Pflicht
Kraft- und Heizstoffe („§ 4 – typische Energieerzeugnisse“)	§ 3 Nr. 19 TEHG, §§ 8, 9 ff. EnergieStG	Entnahme aus dem Verfahren der Steueraussetzung (Überführung in den steuerlich freien Verkehr) unabhängig von der konkreten Verwendung
Kraft- und Heizstoffe (§§ 22/23 EnergieStG – Auffangtatbestand)	§ 3 Nr. 19 TEHG, §§ 22, 23 EnergieStG	Abgabe oder Verwendung als Kraft- oder Heizstoff oder als Zusatz- bzw. Verlängerungsmittel
Erdgas (leitungsgebunden)	§ 3 Nr. 19 TEHG, § 38 Abs. 1, Abs. 2 EnergieStG	Lieferung an Letztverbraucher oder Eigenverbrauch durch den Lieferanten, ungeachtet des Vorlieferanten
Erdgas (nicht leitungsgebunden, LNG/CNG)	§ 3 Nr. 19 TEHG, §§ 40, 41 EnergieStG	Verbringen/Einfuhr von LNG oder CNG aus einem anderen EU-Mitgliedstaat oder Drittland
Kohle	§ 3 Nr. 19 TEHG, §§ 32, 34, 35, 36 Abs. 1 EnergieStG	Lieferung an Letztverbraucher oder Eigenverbrauch von Kohle

[5] Maßgeblich für die EU-ETS 2-Pflicht ist stets der jeweilige energiesteuerrechtliche Entstehungstatbestand. Die Darstellung dient der systematischen Einordnung und ersetzt keine einzelfallbezogene Prüfung.

4. Politische Unsicherheiten und Verschiebung des EU-ETS 2

Im Zuge der politischen Verständigung der EU-Mitgliedstaaten zu den EU-Klimazielen für 2035 und 2040 wurde auf Ministerebene vereinbart, den Start des EU-ETS 2 um ein Jahr – also auf 2028 – zu verschieben. Ziel dieser Verschiebung ist es, kurzfristig finanzielle Entlastungen für Haushalte und Unternehmen zu schaffen. Gleichzeitig führt sie jedoch zu regulatorischen Unsicherheiten für verpflichtete Marktteilnehmer.

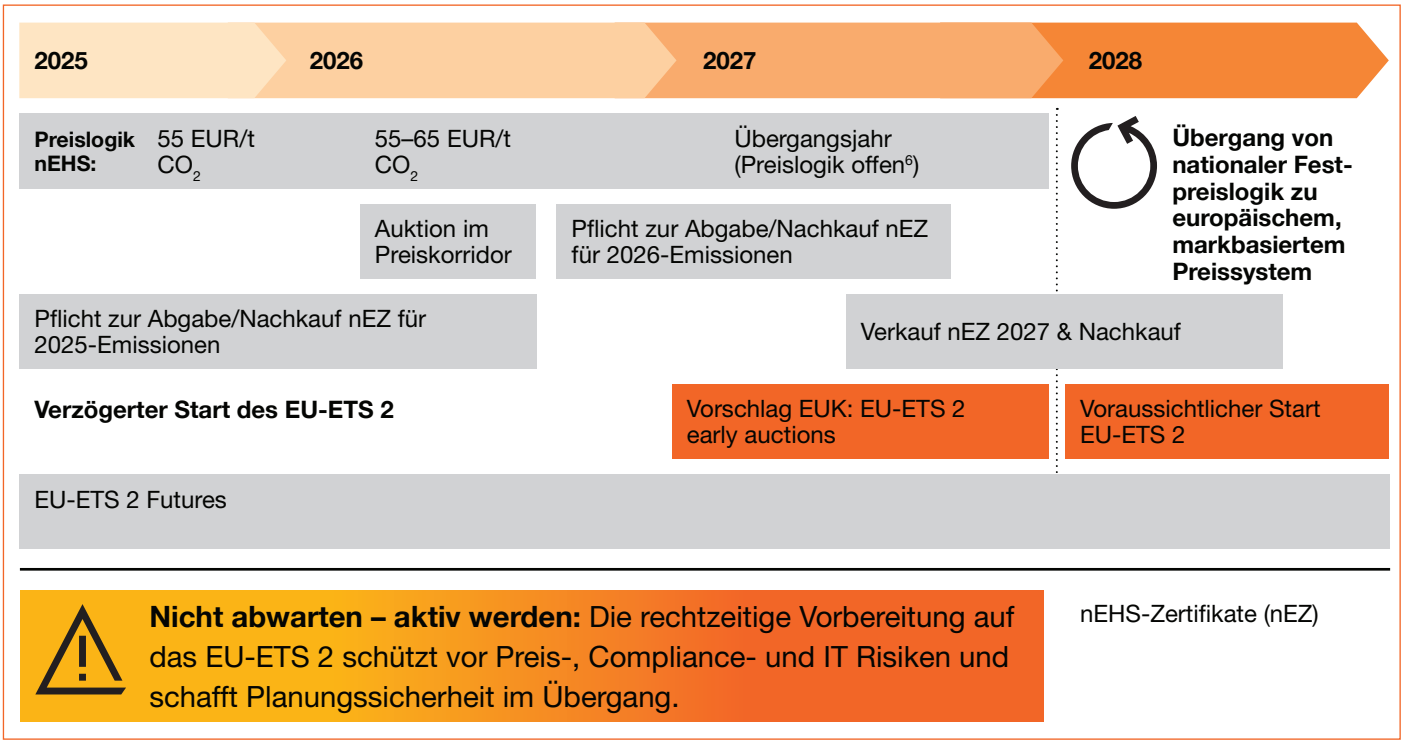
Zum einen wurde auf politischen Druck hin eine Überprüfungsklausel aufgenommen, die es ermöglicht, sowohl die Klimaziele selbst als auch deren Umsetzungsmechanismen künftig erneut zu überprüfen und anzupassen. Da das CO_2-Cap des EU-ETS 2 direkt aus den europäischen Klimazielen abgeleitet wird, hätte eine erneute Verschiebung oder Abschwächung der Zielpfade unmittelbare Auswirkungen auf die verfügbare Zertifikatsmenge und damit auf Preis- und Planungssicherheit. Zum anderen besteht der politische Druck auf das EU-ETS 2 weiterhin fort. Verschiedene Akteure setzen sich dafür ein, die Einführung des EU-ETS 2 weiter zu verzögern oder zusätzlich flankierende Instrumente einzuführen, um Kosten- und Wettbewerbsfähigkeitssorgen abzufedern. Im Fokus der Diskussion steht dabei insbesondere eine Ausweitung der MSR. Zwar könnte eine solche Maßnahme bei hohen Preisentwicklungen stabilisierend wirken, allerdings sind die angedachten Anpassungen in ihrer konkreten Ausgestaltung und der Zeitpunkt ihres Wirkeintritts noch völlig offen.

Vor diesem EU-Hintergrund ergeben sich zusätzliche Unsicherheiten im Zusammenspiel zwischen dem EU-ETS 2 und dem nEHS in Deutschland. Zwar ist grundsätzlich vorgesehen, das nEHS bei einer Verschiebung des EU-ETS 2 fortzuführen, jedoch greift diese Regelung formal nur dann, wenn die Verschiebung durch den im EU-ETS 2 vorgesehenen Preis-Notfallmechanismus ausgelöst wird, der an außergewöhnlich hohe Öl- und Gaspreise im ersten Halbjahr 2026 anknüpft. Da die aktuelle politische Verschiebung auf EU-Ebene diese Voraussetzungen voraussichtlich nicht erfüllt, dürfte eine erneute Anpassung der gesetzlichen Grundlage des nEHS erforderlich werden. Zusätzlich bestehen im nEHS selbst Unsicherheiten, insbesondere für das Jahr 2026. Die maßgebliche Zertifikatsmenge in den Auktionen soll erst im April 2026 von der Deutschen Emissionshandelsstelle (DEHSt) festgelegt werden, während die Auktionen an der Energiebörse European Energy Exchange (EEX) bereits im Juli beginnen sollen. Diese zeitliche Diskrepanz schafft Unsicherheiten hinsichtlich Verfügbarkeit und Preisentwicklung der Zertifikate. Derzeit wird eher mit einer knappen Zertifikatslage in den Auktionen gerechnet. Weitere Preissignale

ergeben sich aus dem anstehenden Übergang von festen Preisen zu einem marktbasierten Mechanismus. Während im nEHS bis Ende 2026 ein fester Preiskorridor von 55 bis 65 Euro pro Tonne CO_2 gilt, ist das Design für 2027 noch nicht abschließend festgelegt. Aktuell diskutiert werden sowohl eine Verlängerung des Marktdesigns von 2026 als auch die Einführung eines marktorientierten Preises, der sich an den Preisen des EU-ETS 1 orientieren würde. Diese liegen derzeit mit rund 80 EUR/Tonne CO_2 deutlich über dem bestehenden Preiskorridor. Auch hier sind politische Diskussionen und mögliche Anpassungen zu erwarten.

Insgesamt ergibt sich daraus ein komplexes Bild regulatorischer Unsicherheiten auf europäischer und nationaler Ebene, das für Investoren, Energieversorger und Industrieunternehmen einen erhöhten Bedarf an strategischer Flexibilität, vorausschauender Risikosteuerung und kontinuierlicher Marktbeobachtung mit sich bringt. Die nachfolgende Abbildung fasst den zeitlichen Übergang vom nEHS zum EU-ETS 2 zusammen und zeigt die relevanten Preislogiken, Abgabe- und Nachkaufpflichten sowie zentrale politische Weichenstellungen bis zum Start des EU-ETS 2 im Jahr 2028.

Abbildung 1 – Übergang vom nEHS zum EU-ETS 2 – Zeitlicher Ablauf, Preislogiken und Handlungsfenster



[6] Preismechanismus für 2027 noch nicht final festgelegt (Preiskorridor oder marktbasiert)

03

Marktstruktur und Handelsmechanik

1. Funktionsweise von EU-ETS 2-Zertifikaten

Alle Inverkehrbringer von Brennstoffen, die dem EU-ETS 2 unterliegen, sind verpflichtet, für die in Verkehr gebrachten Energieträger enthaltenen Emissionen entsprechende Emissionszertifikate zu erwerben und fristgerecht abzugeben. Die Abgabe erfolgt kalenderjährlich bis zum 31. Mai des Folgejahres über das europäische Unionsregister gemäß Art. 19 der EU-ETS-Richtlinie. Ursprünglich war vorgesehen, diese Pflicht erstmals für das Berichtsjahr 2027 mit einer Abgabefrist bis zum 31. Mai 2028 (§ 7 Abs. 2 TEHG) anzuwenden. Durch die Verschiebung des Startzeitpunkts des EU-ETS 2 auf das Jahr 2028 verschiebt sich auch der Beginn dieser Abgabepflicht entsprechend.

Für jede emittierte Tonne CO_2 des jeweiligen Berichtsjahres ist ein EU-ETS- 2-Zertifikat abzugeben. Kommt ein Verpflichteter dieser Abgabepflicht nicht oder nicht vollständig nach, wird für jede fehlende Berechtigung eine Sanktion von 100 Euro/Tonne CO_2 erhoben, die inflationsindexiert angepasst wird.[7] Unabhängig davon bleibt die Pflicht zur nachträglichen Abgabe der fehlenden Zertifikate bestehen.

Die Gesamtmenge der verfügbaren EU-ETS 2-Zertifikate ist politisch festgelegt und durch eine jährliche Obergrenze („Cap“) begrenzt. Diese Obergrenze wird im Zeitverlauf abgesenkt und ist unmittelbar an die europäischen Klimaziele gekoppelt. Die kontinuierlich sinkende Zertifikatsmenge führt zu struktureller Knappheit im Markt und erzeugt ein mittelbares Preissignal für CO_2-Emissionen. Dieses Preissignal wirkt entlang der Wertschöpfungskette, da die Kosten für Emissionszertifikate die Preise fossiler Brennstoffe erhöhen. Dadurch entstehen wirtschaftliche Anreize zur Reduktion fossiler Brennstoffverbräuche sowie zur Umstellung auf emissionsärmere Technologien, was langfristig zu sinkenden Treibhausgasemissionen führen soll.

[7] EU-Kommission: „Monitoring, reporting, and verification“, 2025

EU-ETS 2-Zertifikate sind, ebenso wie die Zertifikate des EU-ETS 1 seit 2014, als Finanzinstrumente im Sinne der Richtlinie 2014/65/EU über Märkte für Finanzinstrumente (MiFID II) klassifiziert (Anhang I, Abschnitt C (11)).[8] Damit unterliegen sie grundsätzlich den Anforderungen der Finanzmarktregulierung, insbesondere den Vorgaben aus MiFID II, der Verordnung über Märkte für Finanzinstrumente (MiFIR), der Verordnung über europäische Marktinfrastrukturen (EMIR) und der Marktmissbrauchsverordnung (MAR). Für Unternehmen, die EU-ETS 2-Zertifikate ausschließlich zur Erfüllung eigener Compliance-Pflichten erwerben und halten, gelten jedoch Ausnahmeregelungen, insbesondere nach Art. 2 MiFID II. Die konkrete regulatorische Einordnung ist im Einzelfall zu prüfen und hängt von der Rolle, den Handelsaktivitäten und der organisatorischen Ausgestaltung ab.

2. Handelsplattformen und Marktzugang

Der künftige Handel mit EU-ETS 2-Zertifikaten ist, analog zum bestehenden EU-ETS 1, in einen Primär- und einen Sekundärmarkt unterteilt. Der Primärmarkt besteht aus Auktionen, über die Emissionszertifikate erstmals in den Markt gebracht werden. Diese Auktionen werden von einer von der Europäischen Kommission ausgewählten Plattform durchgeführt. Die EEX wurde im Jahr 2021 für einen Zeitraum von fünf Jahren als Auktionsplattform für den EU-ETS 1-Emissionshandel bestimmt.[9] Zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Whitepapers läuft eine erneute EU-weite Ausschreibung zur Auswahl der Auktionsplattform ab dem Jahr 2026 für die folgenden fünf Jahre.[10]

Die funktionalen Anforderungen an die Durchführung der Auktionen ergeben sich aus der EU-ETS-Richtlinie sowie der Auktionsverordnung (Auctioning Regulation), die für EU-ETS 1 und EU-ETS 2 gleichermaßen gelten.[11] Ergänzende technische und administrative Anforderungen werden im Rahmen der EU-Ausschreibung definiert[12] und bestimmen maßgeblich die Ausgestaltung

[8] EU-Kommission: „RICHTLINIE 2014/65/EU DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 15. Mai 2014 über Märkte für Finanzinstrumente sowie zur Änderung der Richtlinien 2002/92/EG und 2011/61/EU“, 2014
[9] EU-Kommission: European Energy Exchange appointed as EU-ETS common auction platform from 2021“, 2020
[10] EU-Kommission: “Commission launches procurement for fourth EU-ETS common auction platform“, 2025
[11] EU-Kommission: “Commission Delegated Regulation (EU) 2023/2830 of 17 October 2023 supplementing Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council by laying down rules on the timing, administration and other aspects of auctioning of greenhouse gas emission allowances“, 2023
[12] EU-Kommission: “Services of the 4th Common Auctioning Platform“, 2025

des Marktzugangs.[13] Aufgrund der weitgehend identischen regulatorischen Vorgaben ist davon auszugehen, dass auch im Rahmen des EU-ETS 2 eine hohe Kontinuität der bestehenden Auktionsprozesse, organisatorischen Strukturen und Zulassungsvoraussetzungen bestehen wird.

Der Zugang zu den Auktionen erfolgt im bestehenden EU-ETS 1 grundsätzlich entweder direkt oder indirekt. Beim direkten Zugang sind umfangreiche regulatorische, organisatorische und technische Voraussetzungen zu erfüllen, darunter insbesondere die Anforderungen gemäß Art. 18 der Auktionsverordnung, eine Mitgliedschaft bei der EEX, sowie eine Mitgliedschaft bei der European Commodity Clearing (ECC). Alternativ können Marktteilnehmer über Intermediäre an den Auktionen teilnehmen, die im eigenen Namen bieten und die ersteigerten Zertifikate an ihre Kunden weiterveräußern. Für das EU-ETS 2 ist davon auszugehen, dass vergleichbare Zugangs- und Zulassungsvoraussetzungen gelten werden. Die konkrete Ausgestaltung hängt jedoch von der noch ausstehenden Festlegung der Auktionsplattform und der Detailregelungen für EU-ETS 2 ab.

Daten der Europäischen Wertpapier- und Marktaufsichtsbehörde (ESMA) zeigen, dass der Auktionsmarkt im EU-ETS 1 stark konzentriert ist.[14] Im Jahr 2024 entfielen rund 90 Prozent der ersteigerten Zertifikatsmengen auf die zehn größten Auktionsteilnehmer, während regulierte Unternehmen nur einen vergleichsweise kleinen Anteil der aktiven Bieter ausmachten. Vor diesem Hintergrund ist zu erwarten, dass insbesondere kleinere und mittlere Unternehmen den direkten Zugang zum Primärmarkt nur eingeschränkt nutzen werden.

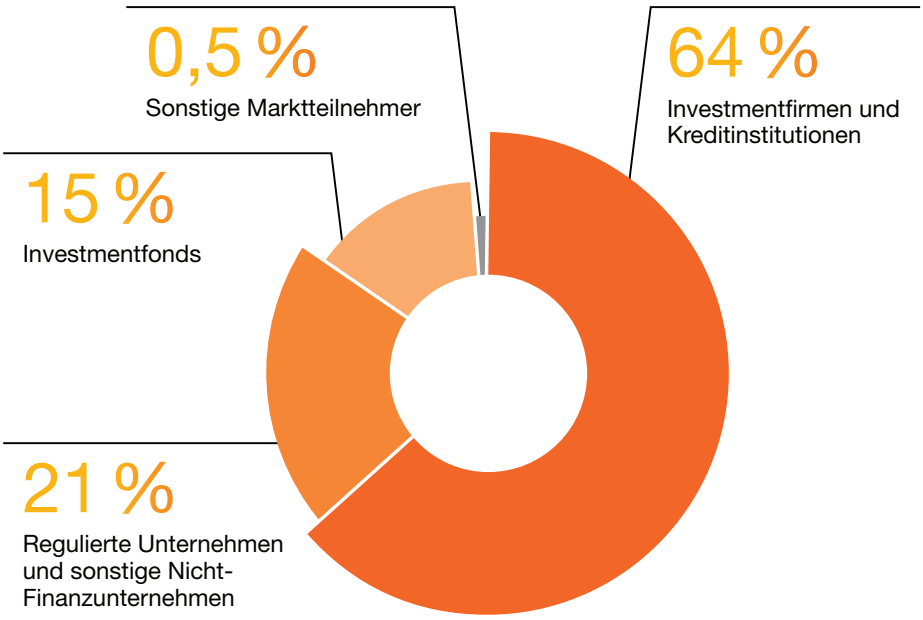
Der überwiegende Teil der verpflichteten Unternehmen wird EU-ETS 2-Zertifikate daher über den Sekundärmarkt beschaffen. Dieser umfasst sowohl den börslichen Handel über etablierte Energiebörsen als auch den außerbörslichen Handel über Intermediäre oder digitale Handelsplattformen. Abhängig von Emissionsvolumen, organisatorischer Aufstellung und Risikoprofil kommen unterschiedliche Beschaffungsmodelle in Betracht. Während Unternehmen mit sehr geringen Emissionsmengen typischerweise über Aggregatoren oder klassische Intermediäre beschaffen, können Unternehmen mit größeren Emissionsvolumina von einer breiteren Marktansprache und dem Wettbewerb mehrerer Anbieter profitieren.

[13] EU-Kommission: “Services of the 4th Common Auctioning Platform“, 2025
[14] ESMA: “EU carbon markets 2025“, 2025

3. Finanzakteure: Rolle bei Preisbildung, Marktliquidität und Absicherung

Finanzakteure werden, wie im bestehenden EU-ETS 1, auch im EU-ETS 2 eine zentrale Rolle auf dem Primär- und insbesondere auf dem Sekundärmarkt spielen. Empirische Daten aus dem EU-ETS 1 unterstreichen diese Bedeutung. Im Jahr 2024 entfielen rund 64 Prozent des gesamten Handelsvolumens auf Investment- und Kreditinstitute, weitere 15 Prozent auf Investmentfonds. Vergleichbare Marktstrukturen sind auch für das EU-ETS 2 zu erwarten, insbesondere in der Aufbau- und Reifephase des Marktes.[15]

Abbildung 2 – Anteil des Handelsvolumens nach Marktteilnehmern im EU-ETS 1 (gerundet)



Vor diesem Hintergrund wurden in einzelnen Mitgliedsstaaten, unter anderem in Spanien und Polen, wiederholt Forderungen nach einer Einschränkung des Finanzhandels im Emissionsmarkt laut. Dabei wurden insbesondere spekulative Aktivitäten internationaler Finanzakteure, etwa aus den USA und dem Vereinigten Königreich, für hohe Zertifikatspreise verantwortlich gemacht.[16] Studien

[15] ESMA: „EU carbon markets 2025“, 2025
[16] Carbon Market Watch: „Higher carbon prices: Is speculation truly to blame?“, 2022

und Marktanalysen der ESMA kommen jedoch wiederholt zu dem Ergebnis, dass der EU-Markt keine strukturellen Defizite in Bezug auf Marktintegrität, Funktionsfähigkeit oder Transparenz aufweist. Vielmehr ist der Markt gezielt so ausgestaltet, dass ein effizienter Handel von Emissionszertifikaten zwischen Finanzintermediären und verpflichteten, nichtfinanziellen Unternehmen ermöglicht wird.[17]

Demnach sind derzeit keine grundlegenden Änderungen des Marktdesigns im Hinblick auf die Rolle von Finanzakteuren im EU-ETS 2 zu erwarten. Finanzakteure agieren primär an den Börsen und übernehmen eine Schlüsselrolle bei Preisfindung, Marktliquidität und Absicherung. Gerade in der Einführungsphase des EU-ETS 2 sind Finanzakteure von zentraler Bedeutung, um Marktliquidität aufzubauen, Preissignale zu stabilisieren und regulierten Unternehmen die Absicherung neu entstehender CO_2-Preisrisiken zu ermöglichen. Sie tragen damit maßgeblich dazu bei, dass sich das EU-ETS 2 von einem regulatorischen Instrument zu einem funktionsfähigen, liquiden Markt entwickelt.

4. Bedeutung für Hedging und Risikoabsicherung

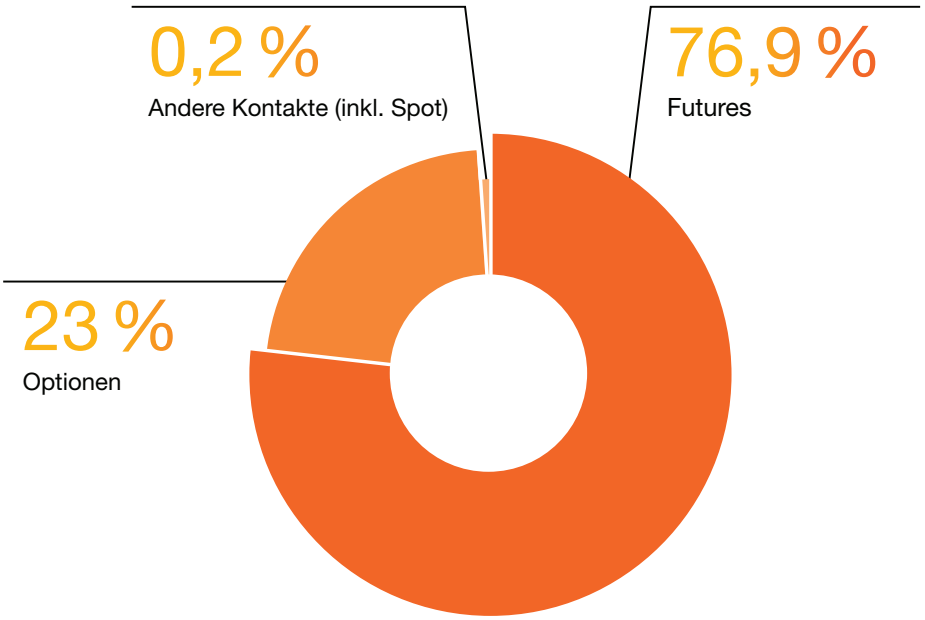
Für die meisten Stadtwerke und Energieversorger, die typischerweise keine Mineralölprodukte in Verkehr bringen, ergeben sich die im EU-ETS 2 zu beschaffenden Zertifikatsmengen primär aus ihrem Gasportfolio. Naheliegend ist daher zunächst, die Beschaffung von EU-ETS 2-Zertifikaten gemeinsam mit Gaspositionen zu strukturieren, etwa über kombinierte oder strukturierte Produkte.

Eine solche gekoppelte Beschaffungsstrategie birgt jedoch erhebliche Risiken. Die Preisentwicklung von EU-ETS 2-Zertifikaten dürfte nur begrenzt mit den Gasmärkten korrelieren, da der Mineralölsektor voraussichtlich den größten Teil der EU-ETS 2-Nachfrage stellt. Eine parallele Beschaffung kann daher zu einer suboptimalen Absicherung führen. Es ist davon auszugehen, dass sich für EU-ETS 2 überwiegend separate Beschaffungs- und Hedgingstrategien etablieren werden.

[17] ESMA: „EU carbon markets 2025“, 2025

Ein Blick auf den bestehenden EU-ETS 1-Markt liefert hierfür wichtige Anhaltspunkte. Im Jahr 2024 wurden an den Börsen insgesamt rund 12,6 Mrd. Tonnen CO_2 gehandelt und 1,1 Mrd. Tonnen CO_2 Over-the-Counter (OTC). Der überwiegende Teil dieser Transaktionen entfiel auf Forward- und Termingeschäfte, während Spot- und Optionsmärkte eine untergeordnete Rolle spielten. Optionskontrakte spielen insbesondere bei Investmentfonds eine wichtige Rolle und machten zuletzt rund 45 Prozent des von diesen Akteuren gehandelten Volumens aus.[18]

Abbildung 3 – Anteil des börslichen Handelsvolumens nach Finanzinstrument im EU-ETS 1 (gerundet)



Verpflichtete Unternehmen nutzen größtenteils Dezember-Futures, um CO_2-Preise frühzeitig zu fixieren, Cashflows zu steuern und bilanzielle Risiken zu reduzieren. Für das EU-ETS 2 sind ähnliche Handels- und Absicherungsmuster zu erwarten, mit einem Schwerpunkt auf Forwards und Futures als zentrale Instrumente des Risikomanagements.

Insgesamt zeigt sich, dass das EU-ETS 2 nicht nur neue regulatorische Pflichten schafft, sondern den Aufbau von Beschaffungs- und Risikomanagement-strategien erfordert, bei denen Emissionszertifikate vergleichbar mit anderen Commodities gehandhabt werden müssen.

[18] ESMA: „EU carbon markets 2025“, 2025

04

Auswirkungen auf Marktteilnehmer und zentrale Handlungsfelder

1. Übergang von nEHS zu EU-ETS 2

Mit dem schrittweisen Übergang von Festpreisen im nEHS zu Auktionen mit Preiskorridor (55 bis 65 Euro pro Tonne CO_2) und perspektivisch zu einem vollständig marktbasierten EU-ETS 2 wandelt sich der CO_2-Kostenblock für Stadtwerke und Energievertriebe von einer kalkulierbaren Abgabe zu einem volatileren, marktabhängigen Kostenfaktor, der aktiv gesteuert werden muss. Bereits die Einführung von Auktionen im nEHS stellt einen wichtigen Zwischenschritt dar, der regulierte Unternehmen an marktorientierte Preisbildung, Beschaffungsprozesse und den Umgang mit CO_2-Kostenrisiken heranführt und damit auf die Funktionsweise des EU-ETS 2 vorbereitet.

Gemäß Brennstoffemissionshandelsverordnung (BEHV) ist vorgesehen, dass die nEHS-Auktionen im Jahr 2026 am geregelten Markt der EEX durchgeführt werden. Damit entfällt für viele Unternehmen das vereinfachte Zugangsmodell der bisherigen Festpreisphase. Der direkte Zugang zum börslichen Handel an der EEX ist an umfassende Zulassungsvoraussetzungen geknüpft, die typischerweise von großen Handelsunternehmen und Finanzinstituten erfüllt werden.[19] Vor diesem Hintergrund ist davon auszugehen, dass ein erheblicher Teil der regulierten Unternehmen, ähnlich wie künftig im EU-ETS 2, Emissionszertifikate überwiegend über den Sekundärmarkt beschaffen wird.

Diese Einschränkung betrifft jedoch primär die Auktionsphase, die voraussichtlich zwischen Juli und Oktober 2026 stattfinden wird, bis die festgelegte Zertifikatsmenge vollständig versteigert ist. Darüber hinaus bestehen weiterhin unlimitierte Nachkaufmöglichkeiten zu einem festen Preis von 68 Euro pro Tonne CO_2 bis zum 31. Dezember 2026 sowie eine zusätzliche Flexibilitätsoption von bis zu 10 Prozent der im Register gehaltenen Zertifikatsmenge zu einem Preis von 70 Euro pro Tonne CO_2 ab dem 1. Januar 2027. Voraussetzung für die Nutzung dieser Flexibilität ist, dass die entsprechenden Zertifikate bereits zum Stichtag, dem 31. Dezember 2026, auf dem Registerkonto verbucht sind.

[19] EEX: „Nationales Emissionshandelssystem (Deutschland) – nEHS“, 2025

Die Marktmechanik im nEHS-Sekundärmarkt hängt maßgeblich von der bis April 2026 durch die DEHSt veröffentlichten Zertifikatsmenge ab. Entsprechende Unsicherheiten bestehen auch für das Jahr 2027, für das das finale Marktdesign derzeit noch nicht festgelegt ist.[20] Marktteilnehmer erwarten tendenziell eine knappe Zertifikatsmenge in den Auktionen, wodurch sich ein begrenzter Sekundärmarkt im Preisband zwischen 65 und 68 Euro pro Tonne CO_2 entwickeln könnte. Daher liegt der Fokus für Stadtwerke und Energievertriebe weniger auf kurzfristigen Preisoptimierungen beim Erwerb von nEHS-Zertifikaten, sondern zunehmend auf der frühzeitigen Sicherung geeigneter Marktzugänge und Beschaffungswege, um ihre Verpflichtungen zuverlässig erfüllen zu können.

2. Verpflichtete Unternehmen: neue Compliance-, Risikomanagement-, und Treasury-Anforderungen

Die Einführung neuer Emissionsverpflichtungen durch das EU-ETS 2 führt dazu, dass Unternehmen ihre internen Strukturen rund um Compliance, Risikomanagement und Treasury weiterentwickeln müssen. Durch die handelbaren CO_2-Einheiten wird das Thema nicht mehr nur als administrativer Meldeprozess verstanden, sondern als finanzielle Verpflichtung mit Preis- und Mengendynamiken. Diese müssen gesteuert werden, da Emissionsdaten unmittelbare finanzielle Auswirkungen haben und somit stärker in den Verantwortungsbereich von Management- und Kontrollfunktionen rücken.

Im Bereich Compliance rückt die Konsistenz und Verlässlichkeit der Mengenermittlung stärker in den Fokus. Die internen Prozesse müssen so gestaltet sein, dass Brennstoff- und Verbrauchsdaten zusammengeführt, plausibilisiert und fristgerecht verarbeitet werden. Dazu gehören definierte Rollen, Prüfmechanismen und Registerprozesse. Die Anforderungen an Dokumentation und Auditfähigkeit steigen deutlich, da Emissionsdaten künftig stärker in interne und externe Prüfprozesse eingebettet werden.

Auf Risikoseite entsteht die Notwendigkeit, die Exposition gegenüber hohen CO_2-Konzentrationen („CO_2-Exposures“) als Teil des finanziellen Risikoportfolios zu betrachten. Preisvolatilität, Mengenschwankungen, Beschaffungszeitpunkte

[20] BDEW: „Ein gewonnenes und verlorenes Jahr: Die Verschiebung des EU-ETS 2“, 2025

und Marktliquidität werden zu neuen Risikodimensionen, die in bestehende Frameworks (z. B. Energiehandelsrichtlinien und Risikohandbücher) integriert werden müssen. Unternehmen benötigen klare Limit-Strukturen, Szenarioanalysen und einheitliche Bewertungsmethoden für offene Positionen. Als erster Schritt ist die genaue Analyse der Risikoexponierung („Risk Exposures“) in bestehenden Lieferverträgen erforderlich. Bestehende Vertragsklauseln, die sich auf das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) beziehen, sind in der Regel nicht ohne Weiteres auf das EU-ETS 2 übertragbar und ermöglichen häufig keine automatische Preisanpassung. Es gilt, genau zu prüfen, welche Klauseln für Lieferverträge ab 2028 zu inkludieren sind, und wie mit bestehenden Klauseln umzugehen ist. Die konkrete Umsetzung und Interpretation sind hierbei je Einzelfall zu prüfen.

Für das Treasury bedeutet die Teilnahme am Emissionshandel eine stärkere Einbindung in die operative Steuerung von Liquidität, Zahlungszeitpunkten und Sicherungsentscheidungen. Zertifikatskäufe beeinflussen künftig die Liquiditätsplanung, Cash-Flow-Prognosen und das Working Capital. Finanz- und Treasury-Funktionen müssen eng mit Einkauf, Risikomanagement und Compliance abgestimmt werden, um Beschaffungszeitpunkte, Sicherungsstrategien und Zahlungsströme zu koordinieren.

Zudem ergeben sich Fragen nach der bilanziellen Behandlung, wie etwa Rückstellungen für CO_2-Verpflichtungen oder die Bewertung von vorab erworbenen Einheiten. Die Bilanzierung von CO_2-Zertifikaten gewinnt mit der zunehmenden Bedeutung von Emissionsmärkten, insbesondere vor dem Hintergrund der Einführung von EU-ETS 2, an Relevanz für die Finanzberichterstattung europäischer Unternehmen. Die ESMA veröffentlichte im Jahr 2024 die Verlautbarung „Clearing the smog: Accounting for Carbon Allowances in Financial Statements“,[21] die von PwC kommentiert wurde.[22]

Zentral für die Wahl der Bilanzierungsmethode nach IAS 8 ist die Frage, ob und in welcher Form Emissionszertifikate die Definition eines Vermögenswerts erfüllen. CO_2-Zertifikate, die zur eigenen Nutzung gehalten werden, können dabei je nach Zweck unterschiedlich bilanziert werden:

- als Vorratsvermögen nach IAS 2, sofern sie zum Verkauf im gewöhnlichen Geschäftsbetrieb bestimmt sind oder im Rahmen der Produktion eingesetzt werden, oder
- als immaterielle Vermögenswerte nach IAS 38, sofern sie ein übertragbares Recht darstellen oder zur Erfüllung bzw. zum Ausgleich einer bestehenden Emissionsverpflichtung gehalten werden.

[21] BESMA: “Clearing the smog: Accounting for Carbon Allowances in Financial Statements”, 2024
[22] PwC: „IFRS aktuell“, 2024

Nach dem Deutschen Handelsgesetzbuch (HGB) orientieren sich Abschlussersteller maßgeblich an der IDW-Stellungnahme RS FAB 15 „Handelsrechtliche Bilanzierung von Emissionsberechtigungen und THG-Quoten“, die die zentralen Leitlinien zur Bilanzierung vorgibt und die frühere IDW-Stellungnahme RS HFA 15 „Bilanzierung von Emissionsberechtigungen nach HGB“ ergänzt.

Insgesamt wird deutlich: Die Anforderungen verschieben sich weg von einem reinen Meldeprozess hin zu einem ganzheitlichen Compliance-, Risikomanagement- und Finanzthema, das mehrere Unternehmensbereiche betrifft und deren Zusammenarbeit intensiviert.

3. Herausforderungen bei IT-, Reporting- und Governance-Strukturen

Die erhöhte Datentiefe, neue Schnittstellen und strengere Anforderungen im EU-ETS 2 machen es notwendig, bestehende Systemlandschaften und Prozesse zu überprüfen. Zwar bieten viele nEHS-Strukturen eine wertvolle Grundlage, sie sind jedoch nicht ohne Weiteres auf EU-ETS 2 übertragbar. Der EU-Regulierungsrahmen fordert höhere Standards bei Datenqualität, Berichtslogik und Governance- sowie Risiko- und Treasury-Prozessen. Unternehmen sollten ihre bestehenden nEHS-Prozesse weiter nutzen, diese jedoch gezielt um EU-ETS 2-spezifische Komponenten erweitern.

Auf IT-Ebene ist eine durchgängige und integrierte Datenarchitektur entscheidend. Relevante Informationen wie Mengen, Energieverbräuche, Brennstoffströme, Emissionsfaktoren und Zertifikattransaktionen, stammen häufig aus unterschiedlichen Systemen (z. B. Enterprise Resource Planning (ERP), Messdatenbanken, Handelssystemen, Registrierungsplattformen) und müssen konsistent zusammengeführt werden. Ziel ist eine automatisierte, prüfbare Abbildung der Emissions- und Zertifikatsdaten, die durch Validierungsmechanismen, Prüfpfade (Audit Trails) und klar definierte Schnittstellen unterstützt wird.

Mit dem Übergang zum EU-ETS 2 müssen Handels- und Risikosysteme zudem in der Lage sein, EU-ETS 2-spezifische Produkte, Verträge und Transaktionen abzubilden und in Reporting- und Steuerungsprozesse zu integrieren. Nicht alle Energy-Trading- and Risk-Management(ETRM)-Systeme sind auf diese

Anforderungen ausgelegt, weshalb Unternehmen frühzeitig prüfen sollten, ob ihre Systemlandschaft entsprechend geeignet ist oder angepasst werden muss.

Unternehmen benötigen standardisierte Auswertungen über Emissionsmengen, Verpflichtungen, Zukäufe und künftige Positionen. Darüber hinaus gewinnen Prognosen (Forecasting), Sensitivitätsberechnungen und Abweichungsanalysen an Bedeutung, um Entscheidungen zur Beschaffung oder Risikoabsicherung datenbasiert zu treffen. Das Reporting muss sowohl internen Anforderungen (Management, Risikogremien) als auch externen Prüfungen gerecht werden, was höhere Anforderungen an Datenqualität und Prozessstabilität mit sich bringt. Auch die Governance muss den veränderten Anforderungen Rechnung tragen. Dazu gehören ein klar definiertes Rollenmodell, Freigabeprozesse, Vier-Augen-Prinzipien und die Einbindung des Themas in interne Kontrollsysteme. Handelsbefugnisse, Limit-Strukturen und Richtlinien müssen präzisiert und dokumentiert werden, damit CO_2-Transaktionen nachvollziehbar gesteuert und kontrolliert werden können. Darüber hinaus werden Emissionsdaten künftig stärker in Planungs-, Steuerungs- und Abschlusssysteme des Unternehmens eingebunden sein. Damit wird die EU-ETS 2-bezogene Governance zu einer Querschnittsaufgabe, die operative Einheiten, Risikomanagement, Finanzen, Einkauf und IT gleichermaßen betrifft.



4. Handel von Finanzprodukten: Regulatorische Einordnung

Ein weiteres Handlungsfeld in der Vorbereitung auf das EU-ETS 2 ist die aufsichtsrechtliche Einordnung von Emissionszertifikaten und den darauf basierenden Handelsaktivitäten. Während viele regulierte Unternehmen bislang überwiegend physische Energieträger beschaffen, sind EU-ETS 2-Zertifikate sowie Derivate nach MiFID II als Finanzinstrumente einzuordnen.

Daraus können sich, abhängig vom Umfang und der Art der Aktivitäten, Lizenz-, Melde-, Transparenz- und Verhaltenspflichten ergeben. Zur Einordnung der relevanten finanzmarktrechtlichen Rahmenbedingungen zeigt die folgende Übersicht, welche Regelwerke im Kontext von EU-ETS 2 typischerweise relevant werden und wovon deren Anwendbarkeit abhängt.

Abbildung 4 – Finanzmarktregulatorischer Rahmen für den Handel mit EU-ETS 2-Zertifikaten

	MiFID II	MiFIR	EMIR	MAR
Zweck	• Harmonisierung und Regulierung der Finanzmärkte in der EU • Anlegerschutz • Förderung von Transparenz und Wettbewerb	• Transparenz und Marktüberwachung • Verbesserung des Anlegerschutzes	• Reduzierung systemischer Risiken im (OTC-) Derivatehandel • Zentrale Abwicklung (Clearing) und Transparenz	• Verhinderung von Marktmissbrauch (z. B. Insiderhandel, Marktmanipulation) • Sicherstellung der Integrität und Transparenz der Finanzmärkte
EU-ETS 2-Relevanz	• EU-ETS 2-Zertifikate sind als Finanzinstrumente klassifiziert • Pflichten greifen abhängig von Art, Umfang und Zweck der Handelsaktivitäten (insb. Nebentätigkeitsausnahme)	• EU-ETS 2-Zertifikate und Derivate unterliegen MiFIR-Transparenz- und Meldepflichten insbesondere bei börslichem Handel und meldepflichtigen OTC-Geschäften	• OTC-Derivate auf EU-ETS 2-Zertifikate können EMIR-pflichtig sein (abhängig von Kontraktform und Gegenpartei)	• EU-ETS 2-Zertifikate gelten als Finanzinstrumente und unterliegen der MAR
Pflichten	• Transparenz-, Dokumentations- und Aufzeichnungspflichten • Produktüberwachung und Governance • Organisations- und Verhaltenspflichten	• Vor- und Nachhandelstransparenz • Transaktionsmeldungen an Aufsichtsbehörden • Veröffentlichung von Marktdaten	• Meldepflichten an Transaktionsregister • Risikominderungsmaßnahmen wie Besicherungen • Ggf. Clearingpflichten	• Überwachung und Meldung verdächtiger Transaktionen • Veröffentlichung von Insiderinformationen • Einrichtung interner Kontrollmechanismen

Für Unternehmen, die EU-ETS 2-Zertifikate ausschließlich zur Erfüllung eigener Emissionsverpflichtungen erwerben, greifen in der Regel Ausnahmen der MiFID-II-Anwendung. Insbesondere Artikel 2(1)(e)MiFID II schließt den reinen Spot-Erwerb von Emissionszertifikaten zu Compliance-Zwecken von den Zulassungspflichten aus. Diese Ausnahme erfasst jedoch keinen Derivatehandel.

Sobald Unternehmen zur Risikoabsicherung auf Forwards, Futures oder andere Derivate zurückgreifen, ist regelmäßig zu prüfen, ob die sogenannte Nebentätigkeitsausnahme nach Artikel 2(1)(j) MiFID II anwendbar ist. Die Voraussetzungen hierfür werden in der Delegierten Verordnung (EU) 2017/592 definiert und basieren im Wesentlichen auf zwei quantitativen Kriterien:

- dem Umfang der Handelsaktivitäten im Verhältnis zum Gesamtmarkt sowie
- der wirtschaftlichen Bedeutung der Handelsaktivitäten im Verhältnis zur Haupttätigkeit des Unternehmens.[23]

Die Anwendung dieser Ausnahme ist der zuständigen Aufsichtsbehörde jährlich anzuzeigen und nachvollziehbar zu dokumentieren. Die praktische Herausforderung liegt dabei weniger in der rechtlichen Bewertung als in der korrekten Berechnung und Abgrenzung der relevanten Kennzahlen. Eine vertiefte aufsichtsrechtliche Prüfung ist insbesondere dann erforderlich, wenn Unternehmen über den Eigenhandel hinaus tätig werden, etwa durch:

- Erbringung von Beratungsleistungen,
- Market-Making-Aktivitäten,
- Einsatz algorithmischer oder hochfrequenter Handelstechniken,
- Vertrieb von Emissionszertifikaten oder
- Ausführung von Kundenaufträgen.

Auch konzerninterne Beschaffungsmodelle, bei denen die Holdinggesellschaft Emissionszertifikate zentral für operative Einheiten erwirbt, sind im Regelfall nicht MiFID-II-pflichtig, sofern keine externen Dienstleistungen erbracht werden (Artikel 2 (1)(b) MiFID II).

[23] EU-Kommission: "„Delegierte Verordnung (EU) 2017/592 der Kommission vom 1. Dezember 2016 zur Ergänzung der Richtlinie 2014/65/EU des Europäischen Parlaments und des Rates durch technische Regulierungsstandards zur Festlegung der Kriterien, nach denen eine Tätigkeit als Nebentätigkeit zur Haupttätigkeit gilt", 2016

Unabhängig von der Einordnung nach MiFID II können weitere Pflichten aus anderen unionsweit harmonisierten finanzmarktregulatorischen Regelwerken relevant werden. Hierzu zählen insbesondere:

- **MiFIR**, etwa im Hinblick auf Transaktionsmeldungen bei börslichem Handel. Der regulatorische Fokus liegt jedoch primär auf Wertpapierfirmen und Handelsplätzen und nicht auf Unternehmen, die Emissionszertifikate ausschließlich zu eigenen Compliance-Zwecken handeln.[24] Energieversorger berufen sich in der Praxis regelmäßig auf die Nebentätigkeitsausnahme nach Art. 2 Abs. 1 (j) MiFID II. Greift diese Ausnahme, gelten sie rechtlich nicht als „Wertpapierfirmen“ und sind daher keine unmittelbaren Adressaten der Transaktionsmeldepflicht nach Art. 26 MiFIR. In diesen Fällen wird die Transaktionsmeldung vielmehr vom jeweiligen Handelsplatz gemäß Art. 26 Abs. 5 MiFIR übernommen.
- **EMIR**, sofern OTC-Derivate eingesetzt werden. Im EMIR-Kontext ist sicherzustellen, dass Transaktionen korrekt gemeldet und ordnungsgemäß dokumentiert werden. In vielen Fällen übernimmt in der Praxis die größere Gegenpartei die Transaktionsmeldung im Rahmen einer delegierten Meldung. Die Verantwortung für die korrekte Meldung, die Auswahl und Steuerung des Delegaten sowie die ordnungsgemäße Datenhaltung verbleibt jedoch beim handelnden Unternehmen. Pflichten zur Besicherung und zum Clearing von OTC-Derivaten bestehen für nichtfinanzielle Gegenparteien nur dann, wenn auf Ebene der Unternehmensgruppe die maßgeblichen Clearingschwellen überschritten werden (vgl. EMIR i. V. m. VO (EU) 149/2013).[25]
- **MAR**, insbesondere im Zusammenhang mit Marktmissbrauch, Insiderinformationen und Handelsüberwachung.[26] Die konkrete Relevanz einzelner Pflichten hängt dabei von Marktrolle, Handelsaktivität und Emissionsvolumen ab (vgl. Art. 3(1)(20) MAR).

Operativ erfordert der Handel von EU-ETS 2-Zertifikaten und -Derivaten häufig interne Freigabe- und Governance-Prozesse, etwa Anpassungen von Handelsrichtlinien, Limit-Strukturen oder Compliance-Vorgaben. Diese Prozesse benötigen Vorlaufzeit und sollten frühzeitig angestoßen werden. Ist die aufsichtsrechtliche Einordnung einmal vorgenommen, lassen sich die gewonnenen Strukturen häufig auch für andere Finanzprodukte, etwa zur Absicherung von Strom-, Gas- oder PPA-Risiken, nutzen.

[24] ESMA: „Leitlinien: Meldung von Geschäften, Aufzeichnung von Auftragsdaten und Synchronisierung der Uhren nach MiFID II“, 2017
[25] BaFin: „EMIR“, 2025
[26] EU-Kommission: „Verordnung (EU) Nr. 596/2014 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 16. April 2014 über Marktmissbrauch (Marktmissbrauchsverordnung)“, 2014

05

Ausblick & Fazit: Vorbereiten statt Abwarten

Die aktuelle Haltung der EU-ETS 2 verpflichteten Unternehmen ist trotz der notwendigen Vorbereitungen größtenteils abwartend. Zwar gehen einzelne Marktteilnehmer frühzeitig Positionen ein, insbesondere über börsliche Instrumente, dies ist derzeit jedoch eher als Marktsondierung oder Positionierung von Finanzakteuren und Handelshäusern zu verstehen. Der überwiegende Teil der dem EU-ETS 2 verpflichteten Unternehmen wartet auf mehr regulatorische Klarheit, bevor konkrete Beschaffungs-entscheidungen getroffen werden.

Diese Zurückhaltung ist nachvollziehbar. Solange zentrale Fragen zum Zeitplan, finalen Marktdesign, und zu flankierenden Stabilisierungsmechanismen offen sind, besteht das Risiko, sich zu früh einzudecken und dadurch Wettbewerbs-nachteile zu erleiden, etwa bei fallenden Preisen oder weiteren politischen Anpassungen. Gleichzeitig erhöht ein reines Abwarten das Risiko, beim Markt-eintritt unter ungünstigen Bedingungen handeln zu müssen.

Viele Marktteilnehmer orientieren sich daher am Start der Primärauktionen oder zumindest an deren verbindlicher Ankündigung. Mit der Aufnahme des physischen Handels der EU-ETS 2-Zertifikate werden erstmals belastbare Preissignale erwartet, die als Referenz für strategische Entscheidungen dienen können. Zwar ist der Beginn der Auktionen keine zwingende Voraussetzung für den Derivatehandel, er stellt jedoch ein klares Signal dar, dass der EU-ETS 2-Markt operativ gestartet ist. Erfahrungen aus dem EU-ETS 1 zeigen, dass mit zunehmender Liquidität auch die Handelsaktivität rasch anzieht, und frühe Marktbewegungen erhebliche Preiswirkungen entfalten können.

Vor diesem Hintergrund ist das EU-ETS 2 weniger eine kurzfristige Handelsfrage als vielmehr eine strukturelle Herausforderung für regulierte Unternehmen. Die meisten verpflichteten Unternehmen verfügen bereits über grundlegende Erfahrung und organisatorische Strukturen aus dem nEHS oder dem EU-ETS 1. Entscheidend wird sein, das EU-ETS 2 frühzeitig und systematisch in diese bestehenden Strukturen zu integrieren, in Governance-, Risikomanagement- und Treasury-Prozesse, IT- und Reporting-Systeme sowie interne Entscheidungs-mechanismen. Nur so lassen sich operative Risiken, unerwartete Kosten-belastungen und potenzielle Sanktionen wirksam begrenzen und gleichzeitig die notwendige Handlungsfähigkeit sicherstellen, sobald der Markt an Dynamik gewinnt.

„Das EU-ETS 2 ist kein kurzfristiges Marktphänomen, sondern ein neuer, dauerhaft relevanter Bestandteil des europäischen Energiemarktes, dessen erfolgreiche Bewältigung weniger vom Timing als von Vorbereitung abhängt."

Carsten Buhl
Partner PwC Deutschland
carsten.buhl@pwc.com



„Unternehmen bewegen sich im Spannungsfeld signifikanter Preisrisiken und schwer prognostizierbarer Rahmenbedingungen. Das EU-ETS 2 verlangt keine perfekten Prognosen, sondern robuste Entscheidungen zur Begrenzung von Risiken."

Jens Hartmann
CEO enmacc
jens.hartmann@enmacc.com



Autoren



Maria Halm
Senior Manager PwC Deutschland
E-Mail: maria.halm@pwc.com



Valentin Flietner
Senior Business Development Manager enmacc
E-Mail: valentin.flietner@enmacc.com



Nikolas Johannes Völk
Senior Associate PwC Legal AG
E-Mail: nikolas.johannes.voelk@pwc.com

Über PwC

Unsere Mandanten stehen tagtäglich vor vielfältigen Aufgaben, möchten neue Ideen umsetzen und suchen unseren Rat. Sie erwarten, dass wir sie ganzheitlich betreuen und praxisorientierte Lösungen mit größtmöglichem Nutzen entwickeln. Deshalb setzen wir für jeden Mandanten, ob Global Player, Familienunternehmen oder kommunaler Träger, unser gesamtes Potenzial ein: Erfahrung, Branchenkenntnis, Fachwissen, Qualitätsanspruch, Innovationskraft und die Ressourcen unseres Expert:innennetzwerks in 136 Ländern. Besonders wichtig ist uns die vertrauensvolle Zusammenarbeit mit unseren Mandanten, denn je besser wir sie kennen und verstehen, umso gezielter können wir sie unterstützen. PwC Deutschland. Mehr als 15.000 engagierte Menschen an 20 Standorten.

Rund 3,27 Mrd. Euro Gesamtleistung. Führende Wirtschaftsprüfungs- und Beratungsgesellschaft in Deutschland.

Über enmacc

Die enmacc Gruppe ist Europas führende digitale OTC-Handelsplattform für Energie- und Umweltprodukte mit Sitz in München. Die Plattform verbindet Energieversorger, Industrieunternehmen, Händler und Stadtwerke auf innovative Weise und ermöglicht einen schnellen, sicheren und transparenten Handel mit Strom, Gas, Herkunftsnachweisen sowie Emissionsrechten. Mit einem stetig wachsenden europäischen Netzwerk aus professionellen Marktteilnehmern trägt enmacc aktiv zur Digitalisierung, Transparenz und Nachhaltigkeit der Energiewirtschaft bei.

© Januar 2026 PricewaterhouseCoopers GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft.
Alle Rechte vorbehalten. „PwC“ bezeichnet in diesem Dokument die PricewaterhouseCoopers GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, die eine Mitgliedsgesellschaft der PricewaterhouseCoopers International Limited (PwCIL) ist. Jede der Mitgliedsgesellschaften der PwCIL ist eine rechtlich selbstständige Gesellschaft.