

# Kohlenstoffarmer Wasserstoff aus Erdgas

## Auswirkung der Delegierten Verordnung (EU) 2025/2359 auf die Anrechenbarkeit von blauem und türkischem Wasserstoff als „kohlenstoffarm“

Florentin Glockner, Maximilian Heneka und Frank Graf

Wasserstoff, kohlenstoffarmer Wasserstoff, Pyrolyse, Dampfreformierung, THG-Emissionen, Delegierte Verordnung (EU) 2025/2359, H<sub>2</sub>-Zertifizierung

*Die Delegierte Verordnung (EU) 2025/2359 etabliert erstmals einen unionsweit harmonisierten und rechtsverbindlichen Rahmen zur Bewertung der Treibhausgaseinsparungen kohlenstoffarmer Brennstoffe. Dieser Beitrag erläutert die zugrunde liegende Berechnungsmethodik und untersucht deren Auswirkungen anhand von blauem und türkischem Wasserstoff. Die Analyse zeigt, dass die Einhaltung des Low-Carbon-Grenzwerts von 28,2 g CO<sub>2</sub>-eq/MJ maßgeblich von den Erdgasvorkettenemissionen, der CO<sub>2</sub>-Abscheiderate sowie von der THG-Intensität der eingesetzten elektrischen Energie abhängt. Bereitstellungspfade mit hohen Vorkettenemissionen, insbesondere LNG, erweisen sich als nicht geeignet für die Erzeugung von Low-Carbon-Wasserstoff im Sinne der EU-Regulierung.*

### 1. Motivation

Mit der Veröffentlichung der Delegierten Verordnung (EU) 2025/2359 [1] am 21. November 2025 im Amtsblatt der Europäischen Union wurde ein rechtsverbindlicher und harmonisierter Rahmen für die Bewertung der Treibhausgaseinsparungen kohlenstoffarmer Wasserstoff- und Brennstoffbereitstellungspfade geschaffen. Nach der bereits erfolgten Verabschiedung der Delegierten Verordnungen (EU) 2023/1184 [2] und (EU) 2023/1185 [3], welche die regulatorischen Anforderungen für die Erzeugung von flüssigen oder gasförmigen erneuerbaren Brennstoffen nicht biogenen Ursprungs (Renewable Fuels of Non Biological Origin, RFNBO) beschreiben, schließt dieser Delegierte Rechtsakt nun die letzte bestehende Lücke im europäischen Wasserstoffzertifizierungsrahmenwerk und vervollständigt den regulatorischen Gesamtbaukasten für die rechtsverbindliche Einstufung und Zertifizierung von Wasserstoff und wasserstoffbasierten Energieträgern in der Europäischen Union. Damit liegen erstmals klare, unionsweit harmonisierte Vorgaben für sowohl biogene, erneuerbare nicht biogene sowie kohlenstoffarme Brennstoffe vor. Dadurch wird Anwendern, Projektentwicklern und Investoren ein verlässliches Fundament für die Planung, Auslegung und Bewertung von wasserstoffbasierten Prozessketten bereitgestellt, sodass

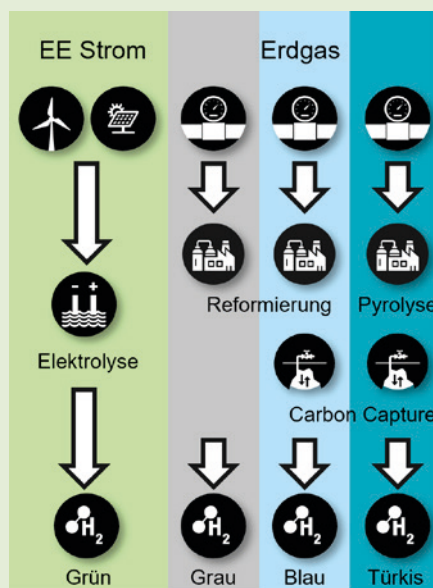
der Hochlauf von Wasserstoff – zumindest aus regulatorischer Sicht – schnell verwirklicht werden kann.

Dieser Beitrag zielt darauf ab, das Verständnis für die Anforderungen an den Aufbau von Bereitstellungspfaden für kohlenstoffarmen Wasserstoff im Sinne des EU-Rechts zu schärfen und anhand konkreter verfahrenstechnischer Beispiele die Möglichkeiten und Restriktionen, die sich aus der Delegierten Verordnung (EU) 2025/2359 [1] ergeben, zu beleuchten. Der inhaltliche Schwerpunkt liegt auf der Bereitstellung von blauem und türkischem Wasserstoff. Die vorliegenden Betrachtungen greifen dabei maßgeblich auf die im Rahmen des DVGW-Innovationsprogramms 2.0 gewonnenen Erkenntnisse zurück. Weiterführende Informationen sind unter folgendem Link abrufbar: <https://www.dvgw-ebi.de/themen/thg-emissionen-energietraeger>. Die Seite wird fortlaufend um zusätzliche Analysen rund um das Thema H<sub>2</sub>-Zertifizierung ergänzt.

### 2. Hintergrund

Die Europäische Union hat sich mit der Verordnung (EU) 2021/1119 [4] dazu verpflichtet, bis spätestens 2050 klimaneutral zu werden. Bis 2030 sollen die Netto-Treibhausgasemissi-

**Bild 1:** Herstellung von grünem, grauem, blauem und türkisfarbenem Wasserstoff im Sinne der Wasserstoff-Farbenlehre



**Tabelle 1:** Wasserstoff und seine Derivate: Einteilung nach EU-Gesetzgebung

Klassifizierung		Alias	Gesetzgebung
1. Kohlenstoffarme Brennstoffe		LCF	Delegierte Verordnung (EU) 2025/2359
Untergruppe:	Wiederverwertete kohlenstoffhaltige Brennstoffe	RCF	Delegierte Verordnung (EU) 2023/1185
2. Erneuerbare Brennstoffe nicht biogenen Ursprungs		RFNBO	Delegierte Verordnungen (EU) 2023/1184 und (EU) 2023/1185
3. Biobrennstoffe und Biokraftstoffe		Biofuels	Richtlinie (EU) 2018/2001 (RED II)

onen (THG-Emissionen) gegenüber dem Jahr 1990 um mindestens 55 % und bis 2040 um 90 % reduziert werden [5]. Um diese Ziele zu erreichen, muss eine auf erneuerbaren Energien (EE) fokussierte Energieversorgung etabliert werden. Zusätzlich müssen alle Wirtschaftszweige ihre Energie- und Rohstoffversorgung schnell und umfassend auf erneuerbare oder klimaneutrale Alternativen umstellen. Im Rahmen des REPowerEU-Plans hat die Europäische Kommission das Ziel formuliert, bis 2030 jährlich 10 Mio. t erneuerbaren Wasserstoff innerhalb der EU zu produzieren und weitere 10 Mio. t zu importieren [6]. Als flexibel einsetzbarer und saisonal speicherbarer Energieträger ermöglicht er die sektorübergreifende Integration erneuerbaren Stroms und eröffnet Dekarbonisierungspotenziale, wo eine direkte Elektrifizierung technisch nicht oder nur eingeschränkt möglich ist. Dies betrifft vor allem energieintensive Industrieprozesse mit hohen Prozesstemperaturen oder mit stofflicher Nutzung von fossilen Energieträgern, etwa in der Stahl- und Chemieindustrie. Aber auch im Verkehrssektor (Flugverkehr, Hochseeschifffahrt, schwerer Straßengüterverkehr) kann Wasserstoff einen wesentlichen Beitrag zur Treibhausgasminde- rung leisten.

Neben dem Erzeugungspfad über die Wasserelektrolyse, also mit regenerativem Strom, existieren weitere Produkti-

onsverfahren, die sich sowohl in ihren Erzeugungskosten, als auch in den ihnen zugrundeliegenden Treibhausgasemissionen stark voneinander unterscheiden (vgl. [7]). Zur Unterscheidung der unterschiedlichen Produktionsrouten wird in Expertenkreisen ein informelles Klassifikationssystem verwendet, die sog. Wasserstoff-Farbenlehre (s. Bild 1). Hierbei wird anhand von Farbcodes gekennzeichnet, über welche Prozessroute der Wasserstoff bereitgestellt wird und ob die Erzeugung im Wesentlichen auf fossilen oder erneuerbaren Energie- bzw. Stoffströmen basiert.

Damit Wasserstoff die selbst gesteckten Klimaziele der Europäischen Union nicht konterkariert, liegt dem EU-Rechtsrahmen eine eigene, rechtsverbindliche Wasserstoff-Klassifikation zugrunde, die Wasserstoff und dessen Derivate entweder als erneuerbar (Renewable Fuel of Non-Biological Origin, RFNBO), kohlenstoffarm (Low-Carbon Fuel, LCF), oder biogen<sup>1</sup> bezeichnet (s. Tabelle 1). Durch dieses einheitliche und klar definierte regulatorische Rahmenwerk wird die Konformität

<sup>1</sup> Wasserstoff, welcher aus biogenen Quellen produziert wird, wird in der EU-Regulatorik als „Biogas“ bezeichnet und in (EU) 2018/2011 bzw. (EU) 2023/2413 (RED III) beschrieben. In diesem Artikel liegt der Fokus auf der Erzeugung von Wasserstoff aus nicht-biogenen Quellen.

mit den übergeordneten Klimaschutzzielen der Union gewährleistet und eine Interpretation der Farben bzw. ein Missverständnis der rechtsverbindlichen Zuordnung für eine Zertifizierung<sup>2</sup> vermieden.

In der Europäischen Union hat die Erzeugung und Verwendung von RFNBO, die mithilfe der elektrolytischen Spaltung von Wasser über Wind- und/oder Sonnenenergie produziert werden, Priorität im Kontext der Defossilisierung des Energiesystems. Die Kategorie der RFNBO wurde erstmalig im Rahmen der Richtlinie (EU) 2018/2001 (Renewable Energy Directive, RED II) [8] in den EU-Rechtsrahmen eingeführt. Lange Zeit war jedoch unklar, welche konkreten Anforderungen für die Produktion und Bereitstellung von RFNBO in der Europäischen Union gelten. Erst vier Jahre nach der Verabschiedung der RED II und damit etwa 14 Monate später als ursprünglich vorgesehen, wurden durch die beiden delegierten Verordnungen<sup>3</sup> (EU) 2023/1184 [2] und (EU) 2023/1185 [3] die Kriterien für die Erzeugung von RFNBO rechtsverbindlich festgelegt und ein einheitlicher unionsweit geltender Rechtsrahmen für RFNBO verabschiedet. Damit wird gewährleistet, dass der Energiegehalt von RFNBO rein auf erneuerbarer (elektrischer) Energie basiert und die Bereitstellung, Weiterverarbeitung und Endnutzung der Produkte eine THG-Einsparung von mindestens 70 % gegenüber einem fossilen Vergleichswert nicht unterschreitet. Die Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184 beantwortet dabei die Frage, unter welchen Bedingungen Strom, der zur Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff eingesetzt wird, als vollständig erneuerbar betrachtet werden kann. In der Delegierten Verordnung (EU) 2024/1185 wird die Methodik zur Berechnung der Treibhausgasminde- rung unter Berücksichtigung des gesamten Lebenszyklus der Brennstoffe umfassend beschrieben.

Da die hohen Erzeugungskosten von RFNBO aktuell und mittelfristig ein Hemmnis für den schnellen Hochlauf einer Wasserstoffwirtschaft darstellen [9], [10], wurde von der EU neben den RFNBO eine weitere Kategorie, die sog. kohlenstoffarmen Brennstoffe (Low-Carbon Fuels, LCF) eingeführt. Diese Brennstoffe sollen es ermöglichen, bereits frühzeitig relevante THG-Einsparungen in schwer elektrifizierbaren Sek-

toren, wie z. B. in der Schifffahrt, im Flugverkehr oder in der Industrie zu erreichen [11], [12]. Dadurch soll der Wasserstoffhochlauf beschleunigt werden, ohne den RFNBO-Hochlauf und das übergeordnete Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2050 durch fossile Lock-In Effekte<sup>4</sup> zu konterkarieren. Die Kategorie der LCF wurde erstmals mit der sog. Gas- und Wasserstoffbinnenmarkt-Richtlinie (EU 2024/1788) [13] eingeführt. Die Richtlinie legt einen grundsätzlichen Rahmen für die rechtsverbindliche Zertifizierung von LCF fest und orientiert sich dabei an dem Mindestschwellenwert von 70 % Treibhausgas einsparung gegenüber einem fossilen Vergleichswert, wie er bereits für RFNBO gemäß Richtlinie (EU) 2018/2001 gilt.

Analog zu der Verfahrensweise im Falle der RFNBO wurde die Kommission auch im Falle der LCF dazu ermächtigt, einen Delegierten Rechtsakt zu erlassen, der die Richtlinie (EU) 2024/1788 um eine harmonisierte, detaillierte und transparente Methode zur Bewertung der Einsparungen an Treibhausgasemissionen durch LCF ergänzt. Ein erster Entwurf der Delegierten Verordnung wurde am 27. September 2024 von der Kommission zur öffentlichen Konsultation vorgelegt. Am 8. Juli 2025 wurde die finale Version des Delegierten Rechtsakts (EU) 2025/2359 von der Kommission angenommen. Im Anschluss begann die gesetzlich vorgesehene Prüffrist für Parlament und Rat, in der beide Institutionen von ihrem Einspruchsrecht gegenüber dem Delegierten Rechtsakt Gebrauch machen konnten. Bis zum Ablauf der Prüffrist am 10. November 2025 kamen jedoch weder im Parlament noch im Rat die erforderlichen Mehrheiten für eine Ablehnung zustande. Am 21. November 2025 wurde daher die Delegierte Verordnung (EU) 2025/2359 der Kommission vom 8. Juli 2025 zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates durch Festlegung einer Methode zur Bewertung der Einsparungen an Treibhausgasemissionen durch kohlenstoffarme Brennstoffe im Amtsblatt der Europäischen Union veröffentlicht [1].

### 3. Berechnung der THG-Emissionen im Delegierten Rechtsakt für kohlenstoffarme Brennstoffe

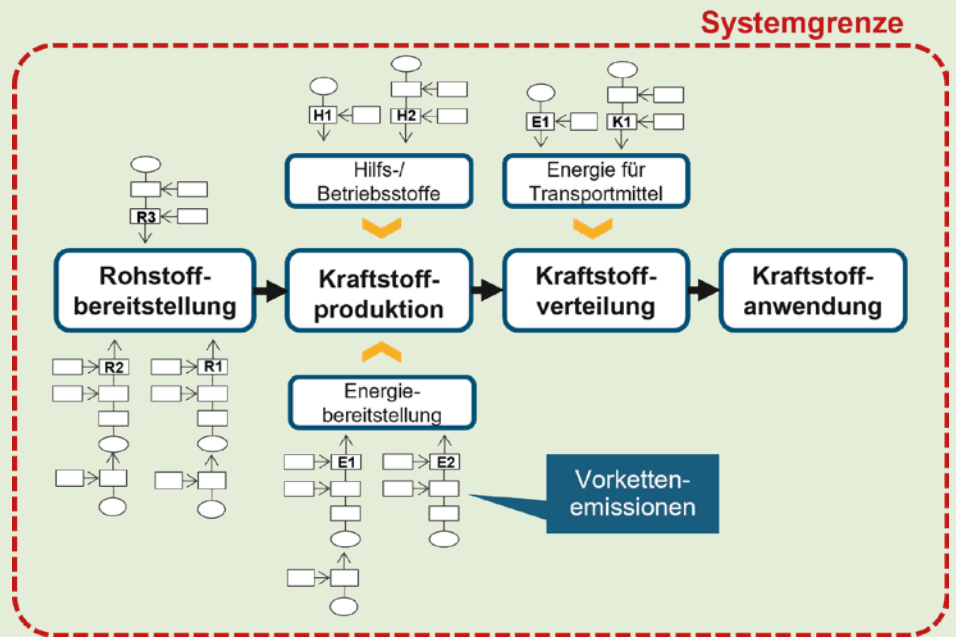
Die Treibhausgasemissionen (CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O), die entlang der Prozesskette bei der Herstellung, Bereitstellung und der Endanwendung eines kohlenstoffarmen Brennstoffes entstehen, werden vollständig bilanziert. Dies umfasst sämtliche Vorkettenemissionen der eingesetzten Rohstoffe und Betriebsmittel sowie Emissionen, die im Zusammenhang mit der Energiebereitstellung für Aufbereitung, Transport und Speicherung entstehen (vgl. Bild 2). Die Gesamtemissionen dürfen dabei den Grenzwert von 28,2 g CO<sub>2</sub>-eq/MJ (bezogen auf den Heizwert, LHV) nicht überschreiten. Dieser Schwellenwert entspricht einer Treibhausgas einsparung von 70 %

<sup>2</sup> Die Zertifizierung von Wasserstoff dient dazu, Transparenz, Vergleichbarkeit und Glaubwürdigkeit hinsichtlich seiner Herkunft und Treibhausgasintensität sicherzustellen. Da Wasserstoff je nach Herstellungsverfahren, eingesetzter Energie und Rohstoffbasis sehr unterschiedliche Klimawirkungen haben kann, ist eine einheitliche und überprüfbare Bewertung unerlässlich. Ziel der Zertifizierung ist es, verlässlich nachzuweisen, ob die regulatorischen Anforderungen (z. B. ausschließlich erneuerbarer Strombezug, THG-Minderung) entlang der gesamten Prozesskette (von der Erzeugung bis zum Abnehmer) eingehalten wurden. Die Zertifizierung bildet damit die Grundlage für politische Förderinstrumente, regulatorische Anrechenbarkeit auf z. B. Sektorziele sowie für den Handel mit Wasserstoff und dessen Derivaten (Markttransparenz).

<sup>3</sup> Delegierte Verordnungen (Delegierte Rechtsakte) werden von der Europäischen Kommission auf Grundlage einer Ermächtigung (z. B. in der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II)) erlassen. Sie dienen dazu, „nicht wesentliche“ Elemente eines Gesetzgebungsakts zu ergänzen oder zu ändern, ohne dass dafür erneut ein vollständiges Gesetzgebungsverfahren (inkl. Trilog) erforderlich ist. Allerdings können das Parlament und der Rat der Europäischen Union Einspruch erheben und Delegierte Rechtsakte auf diese Weise verhindern.

<sup>4</sup> In diesem Kontext beschreiben Lock-In-Effekte die (ungewollte) Verlängerung der Abhängigkeit von fossilen Infrastrukturen oder Energiequellen. Beispielsweise könnte durch die extensive Nutzung von CCS-Technologien der Ausstieg aus dem fossilen Erdgasbezug erschwert oder verhindert werden.

**Bild 2:** Vereinfachte schematische Darstellung des Bilanzraums zur THG-Berechnung nach [1] am Beispiel eines Kraftstoffs



gegenüber dem im Delegierten Rechtsakt festgelegten fossilen Referenzwert von 94 g CO<sub>2</sub>-eq/MJ (LHV) [1].

Die exakte Formel nach [1] zur Berechnung der Gesamtemissionen E eines Brennstoffes in g CO<sub>2</sub>-eq/MJ (LHV) lautet:

$$E = e_i + e_p + e_{td} + e_u - e_{ccs} - e_{ccu} \quad \text{Gl. (1)}$$

$e_i$ : Emissionen aus der Bereitstellung der eingesetzten Inputstoffe in g CO<sub>2</sub>-eq/MJ (LHV)

$e_p$ : Emissionen aus der Verarbeitung in g CO<sub>2</sub>-eq/MJ (LHV)

$e_{td}$ : Emissionen aus Transport und Verteilung in g CO<sub>2</sub>-eq/MJ (LHV)

$e_u$ : Emissionen aus der Nutzung in g CO<sub>2</sub>-eq/MJ (LHV)

$e_{ccs}$ : Gutschrift für abgeschiedenes und dauerhaft gespeichertes CO<sub>2</sub> in g CO<sub>2</sub>-eq/MJ (LHV)

$e_{ccu}$ : Gutschrift für chemisch gebundenes CO<sub>2</sub> in g CO<sub>2</sub>-eq/MJ (LHV)

Die Terme  $e_{ccs}$  und  $e_{ccu}$  umfassen Emissionen aus der Abscheidung und langfristigen Speicherung (engl. Carbon Capture & Storage) oder Nutzung von Kohlenstoffdioxid bzw. Kohlenstoff (engl. Carbon Capture & Utilization), wobei die Nutzung eine dauerhafte chemische Bindung in Produkten oder Materialien voraussetzt. Diese Verfahren erfordern wiederum den Einsatz von Prozesschemikalien (z. B. bei der Gaswäsche), elektrischer Energie (z. B. für die Verdichtung) und Kraftstoffen (z. B. für den Transport). Die damit verbundenen Emissionen sowie direkte Verluste fließen in die Terme  $e_{CO_2-c}$  (Abscheidung und Aufbereitung),  $e_{CO_2-t}$  (Transport) und  $e_{CO_2-i}$  (Speicherung) ein. Die Nettoemissionen der CO<sub>2</sub>-Speicherung oder -Nutzung ( $e_{ccs}$  bzw.  $e_{ccu}$ ) ergeben sich nach Gl. (2) und Gl.

(3) aus der abgeschiedenen CO<sub>2</sub>-Menge  $c_{CO_2}$  abzüglich der Emissionen, die durch die Prozessschritte selbst verursacht werden. Wird elementarer Kohlenstoff, CO<sub>2</sub> oder ein anderes kohlenstoffhaltiges Derivat abgeschieden, wird es unter Annahme einer vollständigen Verbrennung in CO<sub>2</sub>-Äquivalente (CO<sub>2</sub>-eq) umgerechnet.

$$e_{ccs} = c_{CO_2} - e_{CO_2-c} - e_{CO_2-t} - e_{CO_2-i} \quad \text{Gl. (2)}$$

$$e_{ccu} = c_{CO_2} - e_{CO_2-c} - e_{CO_2-t} - e_{CO_2-i} \quad \text{Gl. (3)}$$

In der Gesamtbilanz gemäß Gl. (1) gehen die Emissionen aus  $e_{ccs}$  und  $e_{ccu}$  negativ ein und reduzieren somit durch eine langfristige Speicherung des Kohlenstoffdioxids bzw. des elementaren Kohlenstoffs den CO<sub>2</sub>-Fußabdruck des Brennstoffs.

### 3.1 Der Umgang mit Nebenerzeugnissen (Koppelprodukten)

In zahlreichen Syntheseverfahren entstehen neben dem eigentlichen Zielprodukt ein oder mehrere Nebenerzeugnisse. Diese sogenannten Koppelprodukte können sowohl stofflicher Natur sein (z. B. Nebenprodukte der Fischer-Tropsch-Synthese oder Wasserstoff bei der Chlor-Alkali-Elektrolyse) oder in Form von Energie anfallen (z. B. nutzbare Abwärme bei exothermen Reaktionen). Für Verfahren, bei denen Koppelprodukte anfallen, stellt sich daher die Frage, wie die entstehenden Treibhausgasemissionen sachgerecht auf die einzelnen Produkte zu verteilen sind. Der delegierte Rechtsakt (EU) 2025/2359 legt hierfür verbindliche Allokationsregeln fest, die nachfolgend am Beispiel der Erdgaspyrolyse erläutert werden sollen:

Bei der Pyrolyse von Methan bzw. Erdgas entsteht fester Kohlenstoff, welcher als Produkt mit einem entsprechenden  $\text{CO}_2$ -Fußabdruck angesehen werden kann. Wird der Kohlenstoff stofflich genutzt (z. B. in Elektroden oder Werkstoffen) entfallen die CCS- ( $e_{\text{CCS}}$ ) und CCU-Prozesskette ( $e_{\text{CCU}}$ ) bei der Berechnung der THG-Emissionen nach Gl. (1). Die THG-Emissionen, die bis zur Produktion des festen Kohlenstoffs anfallen, also die Emissionen der Eingangsstoffe  $e_i$  sowie die Prozessemissionen  $e_p$ , werden nach der Pyrolyse auf die beiden Produkte (C und  $\text{H}_2$ ) verteilt. Der delegierte Rechtsakt (EU) 2025/2359 gibt vor, nach welchem Prinzip diese Allokation vollzogen werden muss. Dabei werden drei Fälle unterschieden:

1. Das Verhältnis der anfallenden Koppelprodukte ist veränderbar.
2. Das Verhältnis der anfallenden Koppelprodukte ist nicht veränderbar und es handelt sich bei den Koppelprodukten um Wärme, Strom oder Brennstoffe.
3. Das Verhältnis der anfallenden Koppelprodukte ist nicht veränderbar und es handelt sich bei den Koppelprodukten um Materialien ohne Energiegehalt.

In Fall 1 erfolgt die Allokation nach physikalischer Kausalität. Dabei wird untersucht, wie sich die Emissionen des Prozessschrittes verändern, wenn die Produktion eines einzelnen Koppelproduktes erhöht wird, während die Menge der übrigen Produkte unverändert bleibt. In Fall 2 erfolgt die Allokation nach dem Energiegehalt der Produkte. In Fall 3 erfolgt die Allokation nach dem ökonomischen Wert der Produkte. Für die Methan- oder Erdgaspyrolyse ist nach unserem Verständnis Fall 2 anzuwenden, da der anfallende elementare Kohlenstoff über einen energetischen Heizwert verfügt und damit als Produkt mit Energiegehalt einzuordnen ist.

### 3.2 Abgrenzung zwischen stofflicher Nutzung von Koppelprodukten und CCU

Die zuvor beschriebene stoffliche Nutzung des festen Kohlenstoffs ist von der langfristigen Bindung von Kohlenstoff im Sinne von Carbon Capture and Utilisation (CCU), wie sie im Rahmen der einschlägigen Methodik nach dem Delegierten Rechtsakt (EU) 2025/2359 definiert ist, zu unterscheiden. Damit Emissionen aus der Nutzung kohlenstoffhaltiger Nebenprodukte als negative Emissionsbeiträge in die Treibhausgasbilanz des hergestellten Brennstoffs eingehen dürfen, verlangt der europäische Rechtsrahmen eine dauerhafte chemische Bindung des Kohlenstoffs von mindestens 100 Jahren. Nach den Vorgaben der delegierten Verordnung (EU) 2024/2620 [14] gilt Kohlenstoff nur dann als dauerhaft gebunden, wenn er zur Herstellung folgender Produkte eingesetzt wird:

- a. Carbonatisiertes Granulat, das ungebunden oder gebunden in mineralischen Bauprodukten verwendet wird;
- b. Carbonatisierte Bestandteile von Zement, Kalk oder anderen hydraulischen Bindemitteln, die in Bauprodukten verwendet werden;

- c. Carbonatisierter Beton, einschließlich Formblöcke oder Porenbeton;
- d. Carbonatisierte Ziegel, Fliesen oder andere Mauerwerkeinheiten.

Die Anforderung einer dauerhaften chemischen Bindung wird demnach ausschließlich durch bestimmte Anwendungen im Bauwesen erfüllt. Die Nutzung von kohlenstoffhaltigen Koppelprodukten in anderen Industriebranchen, wie der chemisch-pharmazeutischen Industrie, bewirkt hingegen keine langfristige Minderung der Treibhausgasemissionen und schließt eine zusätzliche Anrechnung im Sinne von  $e_{\text{CCU}}$  (Gl. 1) aus.

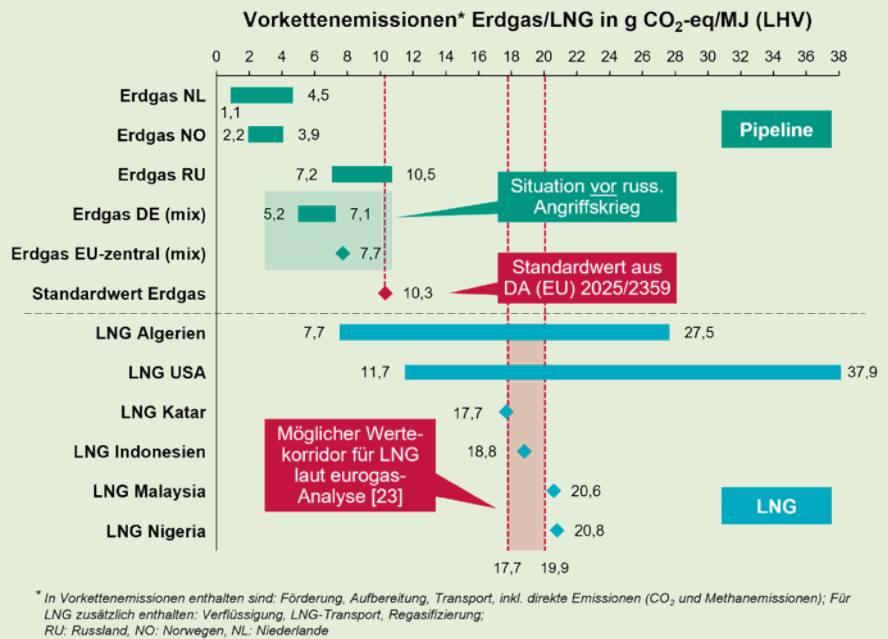
Die zugrunde liegende Logik basiert auf der Berücksichtigung der End-of-Life-Emissionen. Sofern der chemisch gebundene Kohlenstoff weder aus biogenen Quellen stammt noch direkt aus der Luft abgeschieden wurde, führt die Herstellung und Nutzung kohlenstoffhaltiger Koppelprodukte in den meisten Fällen nur zu einer zeitlichen Verzögerung des  $\text{CO}_2$ -Ausstoßes [15]. Das ist vor allem darauf zurückzuführen, dass am Ende der Lebensdauer der meisten Produkte nicht nur bei Brenn- und Kraftstoffen, sondern auch nach mehrfachem Recycling häufig eine thermische Verwertung erfolgt. Ein tatsächlich geschlossener Kohlenstoffkreislauf kann durch CCU daher nur dann realisiert werden, wenn der Kohlenstoff langfristig (über einen Zeitraum von mehr als 100 Jahren) in Produkten gebunden bleibt oder wenn alle am Ende des Lebenszyklus entstehenden Emissionen erneut mit Carbon-Capture-Technologien erfasst werden [15].

### 3.3 Emissionsfaktoren und Vorkettenemissionen

Die Berechnung der Treibhausgasemissionen nach Gl. (1) basiert auf der Summe der direkten und indirekten THG-Emissionen aller relevanten Prozesse sowie der damit verbundenen Energie- und Stoffströme entlang der gesamten Prozesskette bis einschließlich der Endanwendung (vgl. **Bild 2**). Die Emissionen der Energie- und Stoffströme werden mithilfe spezifischer Emissionsfaktoren ermittelt. Zusätzlich werden direkte Prozessemissionen berücksichtigt, die beispielsweise bei der Verbrennung von kohlenstoffhaltigen Brennstoffen zur Wärmebereitstellung entstehen. Die Gesamtemissionen eines hergestellten kohlenstoffarmen Brennstoffs ergeben sich dann aus der gewichteten Aggregation der Mengen der eingesetzten Edukte und Energieträger je Prozessschritt. Diese werden jeweils mit ihren zugehörigen Emissionsintensitäten multipliziert und um eventuell auftretende direkte Prozessemissionen ergänzt. Diese Emissionen werden dann auf die bereitgestellte Menge an Wasserstoff beim Endkunden bezogen.

Die Delegierte Verordnung (EU) 2025/2359 führt in Anhang B, **Tabelle 3** einen umfangreichen Datenanhang mit den Emissionsintensitäten gängiger Lebenszyklus-THG-Emissionen verschiedener Energie- und Material-Einsatzstoffe auf, die zur Berechnung der Gesamtemissionen des erzeugten LCF herangezogen werden müssen. Sind die benötigten Standardwerte nicht in der Verordnung zu finden, können offizi-

**Bild 3:** Emissionsintensität Erdgas nach [1], [17], [18], [19], [20], [21], [22], [23]



elle Quellen und Datenbanken genutzt werden (z. B. IPCC, ECOINVENT, JEC-WTW). Die THG-Emissionen werden dabei jeweils aufgeschlüsselt nach CO<sub>2</sub>-Emissionen, CH<sub>4</sub>-Emissionen und N<sub>2</sub>O-Emissionen ausgewiesen (s. **Tabelle 2**).

Zur Berechnung der aggregierten THG-Intensität werden die jeweiligen Treibhausgase mithilfe ihres Treibhauspotenzials über einen Zeitraum von 100 Jahren (Global Warming Potential, kurz GWP 100) in CO<sub>2</sub>-Äquivalente umgerechnet. Maßgeblich sind hierbei die im Anhang der Verordnung (EU) 2020/1044 [16] festgelegten Werte. Demnach beträgt das GWP 100 für Methan (CH<sub>4</sub>) 28 und für Distickstoffoxid (N<sub>2</sub>O) 265. Für Kohlenstoffdioxid (CO<sub>2</sub>) ist das Treibhauspotenzial per Definition gleich 1.

Der aggregierte Standardwert für Erdgas nach (EU) 2025/2359 beträgt demnach 10,3 g CO<sub>2</sub>-eq/MJ (LHV) und ist damit am oberen Ende des in Europa genutzten Erdgasmix angesiedelt (vgl. **Bild 3**). Diese Emissionsintensität beinhaltet sämtliche Treibhausgasemissionen aus Förderung, Aufbereitung und Transport, einschließlich der direkten Methanemissionen. Im Falle von verflüssigtem Erdgas (LNG) müssen zusätzlich noch die Emissionen aus der Verflüssigung, dem LNG-Transport sowie der Regasifizierung berücksichtigt werden.

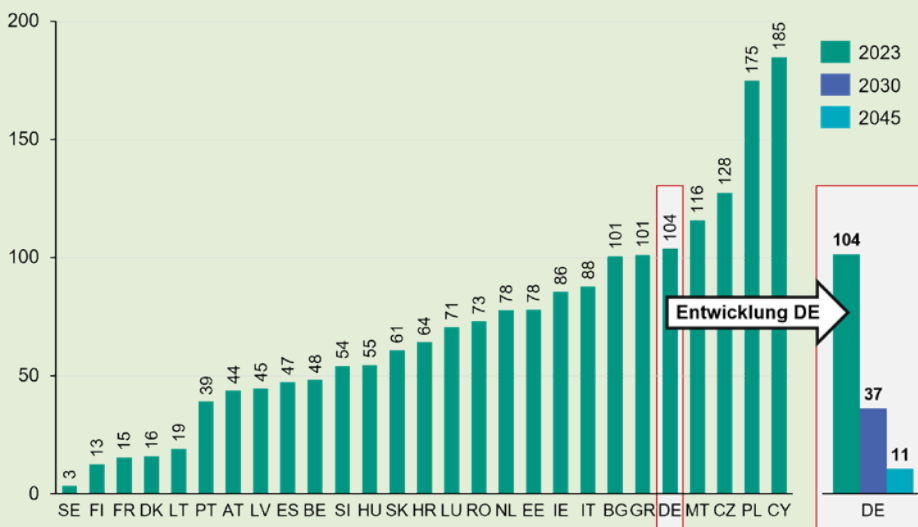
Bei der Anwendung der Standardwerte aus Anhang B ist zu beachten, dass für CO<sub>2</sub>- und N<sub>2</sub>O-Emissionen unabhängig von der Herkunft des Erdgases stets die jeweiligen Standardwerte anzusetzen sind (CO<sub>2</sub> = 4,9 g/MJ(LHV), N<sub>2</sub>O = 0,00037 g/MJ(LHV)). Für Methanemissionen gilt hingegen eine Sonderregelung: Hier muss grundsätzlich eine datenbasierte Methanintensität verwendet werden. Der Standardwert aus Anhang B (CH<sub>4</sub> = 0,190 g/MJ(LHV)) darf entsprechend Anhang A, Punkt 7 der Delegierten Verordnung nur dann verwendet werden, wenn ent-

**Tabelle 2:** Auszug aus Anhang B „Standardwerte für THG-Intensitäten von Einsatzstoffen der Delegierten Verordnung (EU) 2025/2359“

Brennstoff	CO <sub>2</sub> in g/MJ(LHV)	CH <sub>4</sub> in g/MJ(LHV)	N <sub>2</sub> O in g/MJ(LHV)
Erdgas (ausgenommen Verflüssigung, Transport und Rückvergasung von LNG)	4,90	0,190	0,00037

weder keine Daten zur Berechnung der Methanintensität gemäß der Verordnung (EU) 2024/1787 vorliegen oder wenn der eingesetzte fossile Einsatzstoff den Heizwert des hergestellten kohlenstoffarmen Brennstoffs (LCF) nicht erhöht. Im theoretischen Grenzfall ohne Methanemissionen ergibt sich für Erdgas somit eine minimale THG-Intensität von 5,0 g CO<sub>2</sub>-eq/MJ(LHV). Dieser Wert stellt eine methodische Untergrenze dar und gilt unabhängig davon, ob sich die realen Vorkettenemissionen bestimmter Erdgasquellen (z. B. Erdgas aus Norwegen) unterhalb dieses Wertes bewegen (vgl. **Bild 2**).

Sofern Daten verfügbar sind, muss die Methanintensität von in der Union erzeugten fossilen Energieträgern (hier: Erdgas) nach Anhang A, Punkt 7 der Delegierten Verordnung auf Basis der von Erzeugern und Anlagenbetreibern gemäß Artikel 12 der Verordnung (EU) 2024/1787 gemeldeten Methanemissionen bestimmt werden. Für importierte fossile Energieträger oder für die Herstellung kohlenstoffarmer Brennstoffe außerhalb der Union müssen die von Importeuren bereitgestellten Informationen sowie veröffentlichte Werte aus der EU-Methan-Transparenzdatenbank herange-

THG-Emissionen Strommix in EU-27 in g CO<sub>2</sub>-eq/MJ

**Bild 4:** Emissionsintensität des erzeugten Stroms und des Nettoimportstroms in den Mitgliedstaaten in den EU-Mitgliedstaaten im Jahr 2023 [1] sowie Projektion für Deutschland auf Basis von [24]

zogen werden. Der in Anhang B gelistete Standardwert für die CH<sub>4</sub>-Emissionen von Erdgas ist demnach als „Fallback-Option“ zu verstehen, der nur dann verwendet werden darf, wenn keine Daten über die Methanintensität des fossilen Einsatzstoffes zur Verfügung stehen.

Analog zu den Treibhausgasintensitäten von Energieträgern und Materialien finden sich in Anhang B, Tabelle 5 der Delegierten Verordnung (EU) 2025/2359 auch Standardwerte für die Treibhausgasintensität der Strommische der EU-Mitgliedstaaten für die Jahre 2019 bis 2023. Diese werden auf Länder- oder Gebotszonenniveau berechnet, indem alle CO<sub>2</sub>-Äquivalentemissionen aus der Verbrennung und Bereitstellung der eingesetzten Primärenergieträger unter Berücksichtigung von Kraftwerkstyp, Umwandlungswirkungsgraden, Eigenstromverbrauch sowie der Brennstoffverbräuche und zugehöriger Emissionsfaktoren einbezogen werden. Erneuerbare Energien gelten per Definition als emissionsfrei.

Die resultierenden THG-Intensitäten der nationalen Strommische variieren innerhalb der EU zwischen 3 und 185 g CO<sub>2</sub>-eq/MJ (siehe Bild 4). Der deutsche Strommix weist im Jahr 2023 eine Emissionsintensität von 104 g CO<sub>2</sub>-eq/MJ auf. Laut dem aktuellen Projektionsbericht des Umweltbundesamts könnte dieser Wert bis 2030 auf 37 g CO<sub>2</sub>-eq/MJ und bis 2045 auf 11 g CO<sub>2</sub>-eq/MJ sinken [24].

#### 4. Auswirkung des Delegierten Rechtsakts für die erdgasbasierte Wasserstoffherzeugung

Im Folgenden wird die Berechnungsmethodik der Delegierten Verordnung (EU) 2025/2359 anhand der Bereitstellung von blauem und türkischem Wasserstoff erläutert und deren

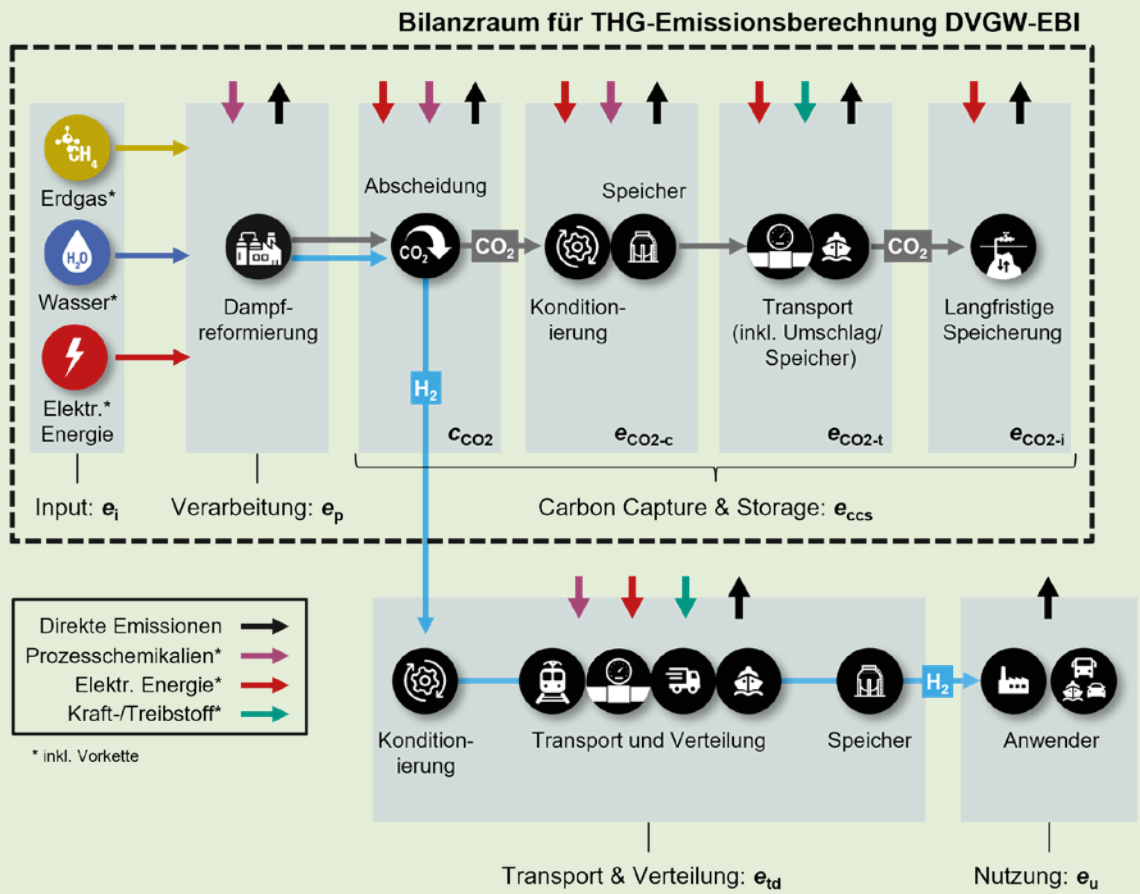
Auswirkungen auf die erdgasbasierte Wasserstoffbereitstellung analysiert. Frühere Untersuchungen [7] zeigen, dass die Vorkettenemissionen des Erdgases sowie die CO<sub>2</sub>-Abscheiderate den größten Einfluss auf den resultierenden CO<sub>2</sub>-Fußabdruck bei der Erzeugung von blauem Wasserstoff haben. Bei der Erdgaspyrolyse (türkischer Wasserstoff) sind neben den Erdgasvorkettenemissionen vor allem die THG-Intensität des eingesetzten Stromes von Bedeutung.

Vor diesem Hintergrund konzentrieren sich die nachfolgenden Analysen auf die sog. Well-to-Gate-Emissionen, also alle Treibhausgasemissionen von der Gewinnung und Bereitstellung der eingesetzten Rohstoffe und Energieträger bis zur Erzeugung des Wasserstoffs in den entsprechenden Produktionsanlagen, ergänzt um die CO<sub>2</sub>-Abtrennung, CO<sub>2</sub>-Konditionierung und den CO<sub>2</sub>-Transport zu einer Offshore-Lagerstätte. Die Aufbereitung, der Transport und die Endanwendung von Wasserstoff sowie die Konditionierung und der Transport von elementarem Kohlenstoff zur Speicherung oder weiteren Nutzung sind in dieser Betrachtung nicht enthalten.

Die Vorkettenemissionen des Erdgases werden auf Basis von Literaturwerten über eine typische Bandbreite variiert, um zu untersuchen, ab welchem Emissionsniveau der Low-Carbon-Grenzwert von 28,2 g CO<sub>2</sub>-eq/MJ überschritten wird. Analog dazu wird für die Emissionsintensität des eingesetzten Stroms eine Bandbreite angesetzt, die sich an den Standardwerten der THG-Intensität der Strommische innerhalb der EU im Jahr 2023 gemäß Anhang B, Tabelle 5 der Delegierten Verordnung (EU) 2025/2359 orientiert.

Die Ergebnisse der spezifischen Gesamtemissionen werden in Form einer Heatmap dargestellt. Diese veranschaulicht den

**Bild 5:** Vereinfachte Darstellung der Prozesskette für die Bereitstellung von blauem Wasserstoff via SMR



Einfluss der THG-Intensität des Strommixes und der Erdgasvorkettenemissionen auf die THG-Emissionen der Wasserstoffbereitstellung frei von der Produktionsanlage (inkl.  $\text{CO}_2$ -Transport und Speicherung) und verdeutlicht, welche Kombinationen aus Erdgasvorkettenemission und THG-Intensität des Strommixes unterhalb des Low-Carbon-Grenzwerts liegen (blaue Färbung) und welche den Grenzwert überschreiten (rote Färbung).

#### 4.1 Beispiel Blauer Wasserstoff

Die Berechnungsmethodik der Treibhausgasemissionen wird zunächst anhand der Herstellung von blauem Wasserstoff erläutert. Die dabei berücksichtigte Dampfreformierung von Erdgas ist eine etablierte Technologie und in großem Maßstab verfügbar. Derzeit werden rund 58 % der insgesamt produzierten 57 TWh Wasserstoff auf diesem Weg hergestellt [25]. Blauer Wasserstoff unterscheidet sich von grauem Wasserstoff durch die Abscheidung, den Transport zu einer Endlagerstätte sowie die langfristige Speicherung von  $\text{CO}_2$  beispielsweise in Norwegen oder zukünftig auch direkt in Deutschland [26], [27].

**Bild 5** zeigt das Gesamtverfahren, dessen zentraler Prozessschritt die Dampfreformierung (Steam Methane Reforming, SMR) ist. Dabei wird Erdgas unter Zugabe von Wasserdampf und Wärme zu Wasserstoff ( $\text{H}_2$ ) sowie Kohlenstoffmon-

oxid ( $\text{CO}$ ) und Kohlenstoffdioxid ( $\text{CO}_2$ ) umgesetzt. Zu den Input-Emissionen  $e_i$  zählen alle Emissionen, die über eingesetzte Stoffe oder Energie in den Prozess eingebracht werden, insbesondere die Vorkettenemissionen von Strom, Erdgas und Wasser. Die Prozessemissionen  $e_p$  umfassen die direkt im Umwandlungsprozess freigesetzten Emissionen. Bei der Dampfreformierung entsteht etwa ein Mol  $\text{CO}_2$  pro Mol umgesetztes Erdgas.

Zur Erzeugung von blauem Wasserstoff wird das entstehende  $\text{CO}_2$  im weiteren Prozessverlauf abgeschieden und anschließend konditioniert, transportiert und langfristig gespeichert. Die dadurch vermiedenen Emissionen werden im Term  $e_{\text{CCS}}$  erfasst. Das Zielprodukt – in diesem Fall blauer Wasserstoff – wird nach der Abscheidung weiter zum Endanwender transportiert und schließlich genutzt. Die hierbei entstehenden THG-Emissionen werden in den Termen  $e_{\text{td}}$  (Transport des Produkts) und  $e_u$  (Nutzung) berücksichtigt.

Durch die vorgenommene Begrenzung des Betrachtungsrahmens auf den Well-to-Gate-Bilanzraum (inkl. der  $\text{CO}_2$ -Downstream-Kette) reduziert sich Gl. (1) zu:

$$E = e_i + e_p + \overset{=0}{e_{\text{td}}} + \overset{=0}{e_u} - \underbrace{\left( c_{\text{CO}_2} - e_{\text{CO}_2\text{-c}} - e_{\text{CO}_2\text{-t}} - e_{\text{CO}_2\text{-i}} \right)}_{e_{\text{CCS}}} \quad \text{Gl. (4)}$$

**Tabelle 3:** Prozessspezifische Annahmen für die Erzeugung von blauem Wasserstoff via SMR

Größe	Wert	Einheit	Quelle
Energiebedarf (elektrisch)	2,09	kWh/kg (H <sub>2</sub> )	*
Erdgasbedarf	4	kg (Erdgas)/kg (H <sub>2</sub> )	*
Wasserbedarf	7,54	kg (Wasser)/kg (H <sub>2</sub> )	[29]
CO <sub>2</sub> -Produktion	8,46	kg (CO <sub>2</sub> )/kg (H <sub>2</sub> )	*
Abscheiderate	0,9 bzw. 0,95	–	*
Methanschlupf	0,042	g (Erdgas)/kg (H <sub>2</sub> )	[29]
Emissionsintensität Wasser	0,01	kg CO <sub>2</sub> -eq/kg (H <sub>2</sub> O)	[28]
THG-Emissionen CO <sub>2</sub> -Downstream	0,72	kg CO <sub>2</sub> -eq/kg (H <sub>2</sub> )	*

\* Eigene Annahme basierend auf Expertengesprächen mit Industrievertretern

**Tabelle 3** fasst sämtliche Annahmen zusammen, die für die Berechnung der Emissionsintensität von blauem Wasserstoff getroffen wurden. Die zugrunde liegenden Daten basieren auf eigenen Modellierungen im Rahmen des Projekts Roadmap Gas 2050 [28] sowie auf Expertengesprächen mit Industrievertretern. Für die Analyse werden zwei unterschiedliche Abscheidegrade betrachtet (90 % und 95 %). Dabei ist zu beachten, dass Abscheideraten von über 90 % nur erreicht werden können, wenn zusätzlich zum CO<sub>2</sub> aus dem Synthesegas auch das CO<sub>2</sub> aus dem Rauchgas der Reformerbeheizung abgeschieden wird. Der Abscheidegrad von 95 % ist daher mit einem erhöhten technischen Aufwand und höheren Kosten verbunden, die im Rahmen dieser Arbeit aber nicht betrachtet werden. Darüber hinaus wird vereinfachend angenommen, dass der höhere Abscheidegrad von 95 % den Energiebedarf der CO<sub>2</sub>-Abscheidung nicht erhöht.

Es zeigt sich, dass der im Delegierten Rechtsakt festgelegte Grenzwert von 28,2 g CO<sub>2</sub>-eq/MJ H<sub>2</sub> (LHV) selbst bei Vernachlässigung der H<sub>2</sub>-Downstream-Ketten (Transport, Speicherung und Endanwendung) in vielen Fällen überschritten wird. Wie aus **Bild 6** hervorgeht, ist bei Verwendung des aggregierten Standardwerts für Erdgas von 10,3 g CO<sub>2</sub>-eq/MJ (LHV) bereits ein vollständig auf erneuerbaren Energien basierender Strommix erforderlich, um den Grenzwert einzuhalten. Der Farbverlauf der Heatmap verdeutlicht zudem, dass die Vorkettenemissionen des Erdgases erwartungsgemäß einen wesentlich stärkeren Einfluss auf die Gesamt-THG-Emissionen haben als die THG-Intensität des eingesetzten Stroms. Erdgas mit Vorkettenemissionen von größer 10,3 g CO<sub>2</sub>-eq/MJ (LHV), was laut Literatur auf eine Vielzahl der heutigen LNG-Bereitstellungspfade zutrifft (vgl. **Bild 3**), ist damit nicht zur Herstellung von Low-Carbon H<sub>2</sub> geeignet.

Wie in **Bild 7** dargestellt, erweitert sich der Bereich der Vorkettenemissionen, innerhalb dessen der Grenzwert eingehalten wird, sobald im Verfahren eine Abscheiderate von 95 % erreicht wird. Die Änderung bleibt jedoch geringfügig und ändert nichts an der Tatsache, dass typische LNG-Bereitstellungspfade für die Herstellung von Low-Carbon H<sub>2</sub> sehr wahrscheinlich nicht infrage kommen werden.

#### 4.2 Beispiel türkiser Wasserstoff

Die Methanpyrolyse stellt ein alternatives Verfahren zur Gewinnung von Wasserstoff aus Erdgas dar. **Bild 8** zeigt das Gesamtverfahren, dessen zentraler Prozessschritt die thermische Spaltung von Methan ist. Dabei wird Methan unter Abschluss oxidierender Reaktionspartner wie Sauerstoff oder Wasserdampf in Wasserstoff (H<sub>2</sub>) und festen Kohlenstoff (C) umgewandelt. Die Hauptreaktion verläuft wie bei der Dampfreformierung endotherm. Für die großtechnische Umsetzung der Erdgaspyrolyse werden verschiedene Verfahrensansätze und Reaktorkonzepte erforscht und erprobt [30].

In diesem Beitrag wird das sogenannte Wanderbettverfahren betrachtet, das seit 2010 von der BASF entwickelt wird. Dabei durchläuft ein bewegtes Kohlenstoffbett den Reaktor, während Erdgas im Gegenstrom zugeführt wird. Der entstehende feste Kohlenstoff lagert sich am Bettmaterial an und der erzeugte Wasserstoff wird als Produktgas abgezogen [31]. Die BASF betreibt hierzu eine Testanlage am Standort Ludwigshafen und plant derzeit gemeinsam mit ExxonMobil den Bau einer Demonstrationsanlage in Texas mit einer Jahresproduktion von bis zu 2.000 t türkisarbenem Wasserstoff [32], [33].

Da bei der Methanpyrolyse kein CO<sub>2</sub> entsteht, sind die Prozessemissionen bei idealer Reaktionsführung vernachlässigbar. Allerdings können je nach Verfahrenskonzept durch Nebenreaktionen geringe Mengen gasförmiger Kohlenwasserstoffe oder aromatischer Verbindungen entstehen, die bei der Berechnung der Prozessemissionen  $e_p$  gemäß Gl. (1) berücksichtigt werden müssen.

Der bei der Reaktion entstehende feste Kohlenstoff muss zur Erzielung eines niedrigen CO<sub>2</sub>-Fußabdrucks analog zum blauen Wasserstoff entweder dauerhaft gespeichert (CCS) oder in langlebigen Produkten stofflich genutzt werden (CCU). Die mit der Konditionierung, dem Transport und der Endlagerung bzw. der langlebigen stofflichen Nutzung des Kohlenstoffs verbundenen direkten und indirekten THG-Emissionen gehen über die Terme  $e_{\text{CO}_2\text{-c}}$  (Konditionierung),  $e_{\text{CO}_2\text{-t}}$  (Transport) und  $e_{\text{CO}_2\text{-i}}$  (Langzeitspeicherung) negativ in die Berechnung der Nettoemissionen der Kohlenstoffprozesskette  $e_{\text{CCS}}$  (Gl. 2) bzw.  $e_{\text{CCU}}$  (Gl. 3) ein. Das Zielprodukt – in

Bild 6: THG-Emissionen von blauem Wasserstoff („Well-to-Gate“) bei einem Abscheidegrad von 90 %

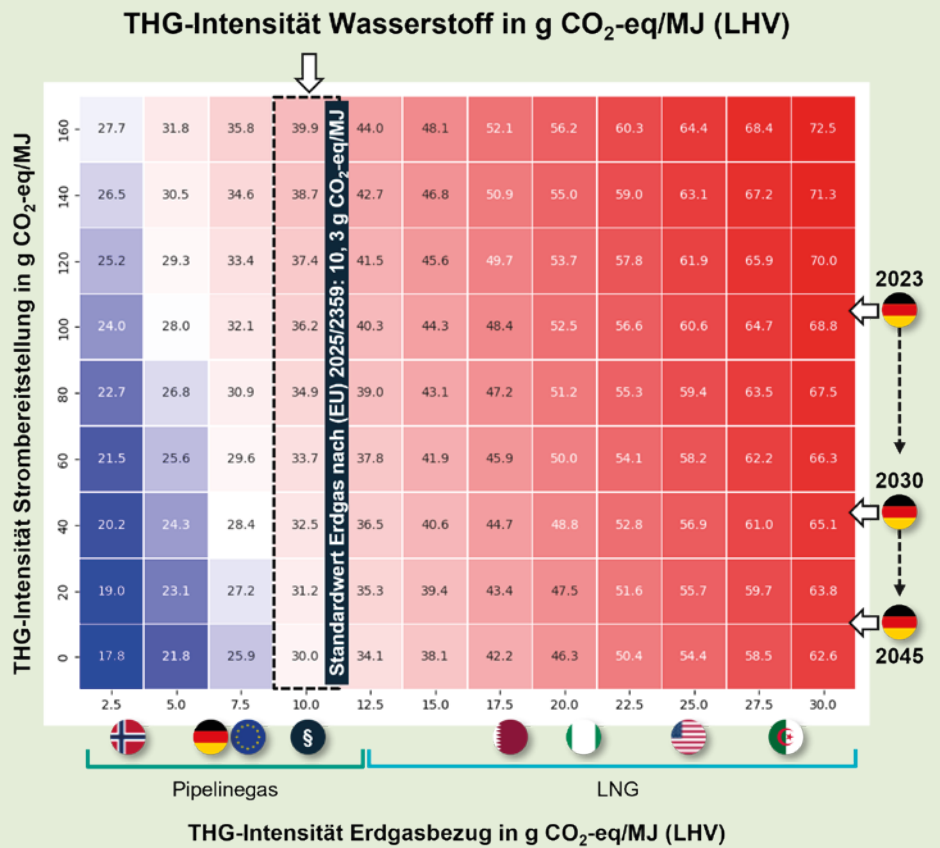
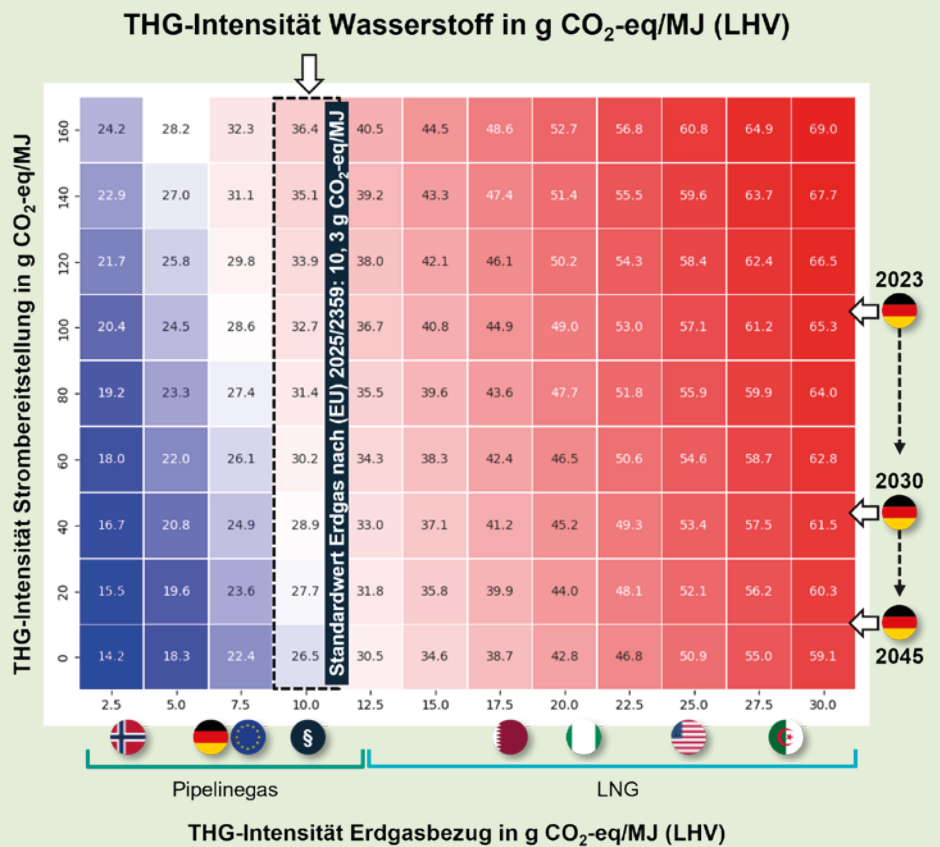


Bild 7: THG-Emissionen von blauem Wasserstoff („Well-to-Gate“) bei einem Abscheidegrad von 95 %



diesem Fall türkiser Wasserstoff – wird nach der Abscheidung weiter zum Endanwender transportiert und genutzt. Die hierbei entstehenden THG-Emissionen werden in den Termen  $e_{td}$  (Transport des Produkts) und  $e_u$  (Nutzung) berücksichtigt.

Für die Analyse der THG-Emissionen von türkischem  $H_2$  gemäß der Berechnungsmethodik der Delegierten Verordnung (EU) 2025/2359 werden zwei unterschiedliche Nutzungspfade für den bei der Erdgaspyrolyse anfallenden elementaren Kohlenstoff betrachtet.

Im ersten Fall wird angenommen, dass der abgeschiedene Kohlenstoff in anerkannten langlebigen Erzeugnissen im Sinne der Delegierten Verordnung (EU) 2024/2620 dauerhaft chemisch gebunden ist (CCU). In Verbindung mit der vorgenommenen Begrenzung des Betrachtungsrahmens auf den Well-to-Gate-Bilanzraum bei gleichzeitiger Vernachlässigung von Aufbereitung, Transport und langfristiger Speicherung des festen Kohlenstoffs gilt für die Berechnung der Gesamtemissionen  $E$  nach Gl. (1):

$$E = e_i + e_p + \overset{=0}{e_{td}} + \overset{=0}{e_u} - \underbrace{\left( c_{CO_2} + \overset{=0}{e_{CO_2-c}} + \overset{=0}{e_{CO_2-t}} + \overset{=0}{e_{CO_2-i}} \right)}_{e_{CCU}} \quad \text{Gl. (5)}$$

Im zweiten Fall wird davon ausgegangen, dass der feste Kohlenstoff als Zuschlagstoff in Produkten ohne dauerhafte chemische Bindung eingesetzt wird, wie z. B. in Teer oder Autoreifen. In diesem Fall ist der feste Kohlenstoff regulatorisch als Koppelprodukt zu behandeln; eine Anrechnung als CCU ist nicht möglich. Unter Berücksichtigung des gewählten Well-to-Gate-Bilanzraums ergeben sich die Gesamtemissionen  $E$  damit zu:

$$E = e_i + e_p + \overset{=0}{e_{td}} + \overset{=0}{e_u} \quad \text{Gl. (6)}$$

**Tabelle 4** enthält alle Annahmen, die für die Berechnung der Emissionsintensität von türkifarbenem Wasserstoff getroffen wurden. Die zugrunde liegenden Daten basieren auf eigenen Modellierungen im Rahmen von Roadmap Gas 2050 [28].

**Bild 9** zeigt die Gesamtemissionen von türkischem Wasserstoff bei anschließender dauerhafter chemischer Bindung des abgeschiedenen Kohlenstoffs in anerkannten langlebigen Erzeugnissen. Im Vergleich zu blauem Wasserstoff (vgl. **Bild 6**) wird deutlich, dass die THG-Intensität des zugrundeliegenden Strommixes bei der Erdgaspyrolyse einen deutlich höheren Einfluss auf die Gesamtemissionen ausübt. Demnach darf die

maximale THG-Intensität des Strommixes bereits bei sehr geringen Erdgasvorkettenemissionen von 5 g  $CO_2$ -eq/MJ maximal rund 60 g  $CO_2$ -eq/MJ betragen, um den Low-Carbon-Grenzwert von 28,2 g  $CO_2$ -eq/MJ (Heizwert) einzuhalten. Würden zusätzlich die in dieser Analyse nicht betrachteten THG-Emissionen der C- und  $H_2$ -Downstream-Kette einbezogen, würden sich die Anforderungen an die THG-Intensität des Strombezugs weiter verschärfen, wodurch sich das Realisierungsfenster für die Low-Carbon-Anrechenbarkeit weiter verkleinert.

Analog zu den Ergebnissen für blauen Wasserstoff wird auch hier deutlich, dass LNG aufgrund der vergleichsweise hohen Vorkettenemissionen nicht dazu geeignet ist, kohlenstoffarmen  $H_2$  im Sinne der Delegierten Verordnung (EU) 2025/2359 zu erzeugen.

**Bild 10** zeigt die Ergebnisse für den Fall, dass der abgeschiedene feste Kohlenstoff als Zuschlagstoff in Produkten ohne dauerhafte chemische Bindung eingesetzt wird. Der anfallende Kohlenstoff gilt dementsprechend als Koppelprodukt, sodass eine Allokation der THG-Emissionen auf Basis des Energieinhalts erfolgt (vgl. Abschnitt 5, Allokationsregel Nr. 2).

Bei der Pyrolyse von Erdgas entstehen elementarer Kohlenstoff und Wasserstoff stöchiometrisch im Verhältnis von 1:2. Das bedeutet, dass das Mengenverhältnis prozessbedingt fest vorgegeben ist. Zudem weisen beide Stoffe einen Energiegehalt auf. Damit sind die Voraussetzungen für die Anwendung der energiebezogenen Allokation erfüllt. Auf Grundlage der jeweiligen Heizwerte ergibt sich eine Aufteilung der Gesamtemissionen von 44,9 % auf den Kohlenstoff und 55,1 % auf den Wasserstoff.

Der Vergleich mit **Bild 9** verdeutlicht, dass sich im Falle der Allokation kein Realisierungsfenster für die Low-Carbon-Konformität des türkisenen Wasserstoffs ergibt. Der relevante Grenzwert wird in allen betrachteten Szenarien überschritten. Grund dafür ist, dass der Kohlenstoff nicht als dauerhaft abgeschieden angerechnet werden kann und der entlastende Effekt der Allokation diesen strukturellen Nachteil nicht kompensiert.

## 5. Fazit

Mit der Delegierten Verordnung (EU) 2025/2359 liegt erstmals ein rechtsverbindlicher, EU-weit harmonisierter Rahmen zur Einstufung und Zertifizierung kohlenstoffarmer Brennstoffe (LCF) vor. Zusammen mit den Delegierten Verordnungen (EU) 2023/1184 und (EU) 2023/1185 für RFNBO schließt sie die letzte

**Tabelle 4:** Prozessspezifische Annahmen für die Erzeugung von türkischem Wasserstoff (Wanderbettverfahren)

Größe	Wert	Einheit	Quelle
Energiebedarf (elektrisch)	9,65	kWh/kg ( $H_2$ )	[28]
Erdgasbedarf	4,2	kg (Erdgas)/kg ( $H_2$ )	[28]
C-Produktion	3	kg (C)/kg ( $H_2$ )	[28]
$CO_2$ -Schlupf	0,085	kg ( $CO_2$ )/kg ( $H_2$ )	[28]
Methanschlupf	0,042	g (Erdgas)/kg ( $H_2$ )	[29]
Emissionsintensität Wasser	0,01	kg $CO_2$ -eq/kg ( $H_2O$ )	[28]

wesentliche Lücke im europäischen Wasserstoffzertifizierungsrahmen und schafft damit ein verlässliches Fundament für Planung, Auslegung und Bewertung wasserstoffbasierter Prozessketten. Die Verordnung bilanziert Treibhausgasemissionen entlang des gesamten Lebenszyklus und legt für LCF einen Grenzwert von 28,2 g CO<sub>2</sub>-eq/MJ (LHV) fest.

Die exemplarischen Analysen für blauen und türkisen Wasserstoff zeigen, dass die Einhaltung des Low-Carbon-Grenzwerts in der Praxis von wenigen Parametern dominiert wird. Bei blauem Wasserstoff bestimmen vor allem die Vorkettenemissionen des Erdgases und die CO<sub>2</sub>-Abscheiderate die THG-Intensität. Selbst bei einer vereinfachten Well-to-Gate-Betrachtung wird der Grenzwert bereits in vielen Fällen überschritten. Erdgas- bzw. insbesondere LNG-Pfade mit hohen Vorkettenemissionen erweisen sich damit als nicht geeignet für die Herstellung von Low-Carbon-Wasserstoff.

Für türkisen Wasserstoff (Erdgaspyrolyse) ist neben den Erdgasvorkettenemissionen insbesondere die THG-Intensität des eingesetzten Stroms ausschlaggebend. Wird der feste Kohlenstoff in anerkannten langlebigen Erzeugnissen dauerhaft gebunden, bleibt das Realisierungsfenster dennoch eng und setzt faktisch einen nahezu klimaneutralen Strombezug voraus, insbesondere wenn zusätzliche Downstream-Emissionen berücksichtigt werden. Wird der Kohlenstoff lediglich stofflich genutzt (z. B. als Zuschlagstoff in Teer oder Reifen), wirkt sich die Allokation zwar entlastend auf die THG-Emissionen des türkisenen Wasserstoffs aus (Aufteilung ca. 55,1 % der Emissionen auf H<sub>2</sub> und 44,9 % auf C), kann aber den fehlenden Effekt einer dauerhaften Bindung des Kohlenstoffs nicht kompensieren. In der Folge wird der maßgebliche Grenzwert in allen betrachteten Konstellationen überschritten, sodass diese Variante nicht darstellbar ist.

**Bilanzraum für THG-Emissionsberechnung DVGW-EBI**

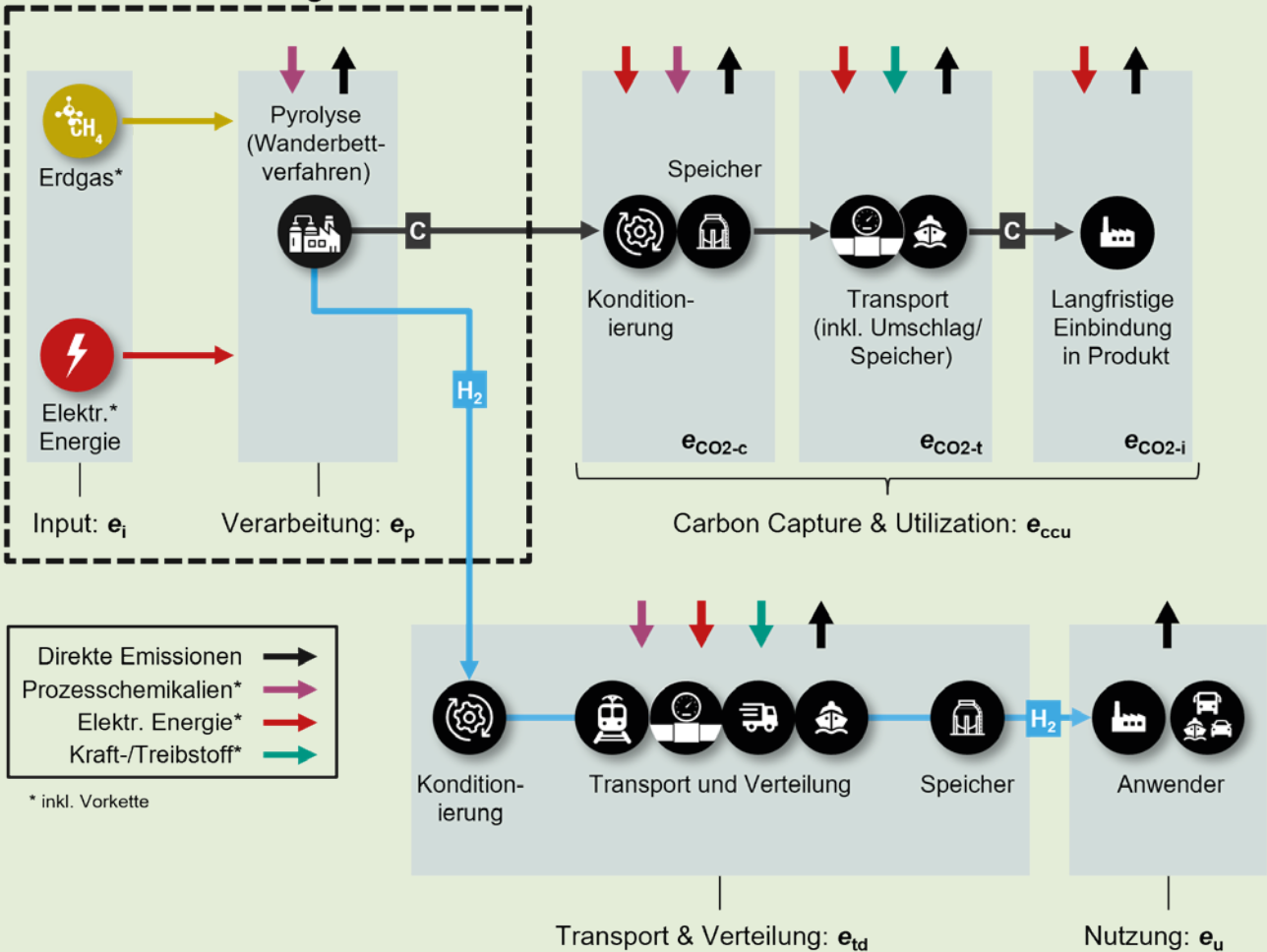


Bild 8: Vereinfachte Darstellung der Prozesskette für die Bereitstellung von türkischem Wasserstoff

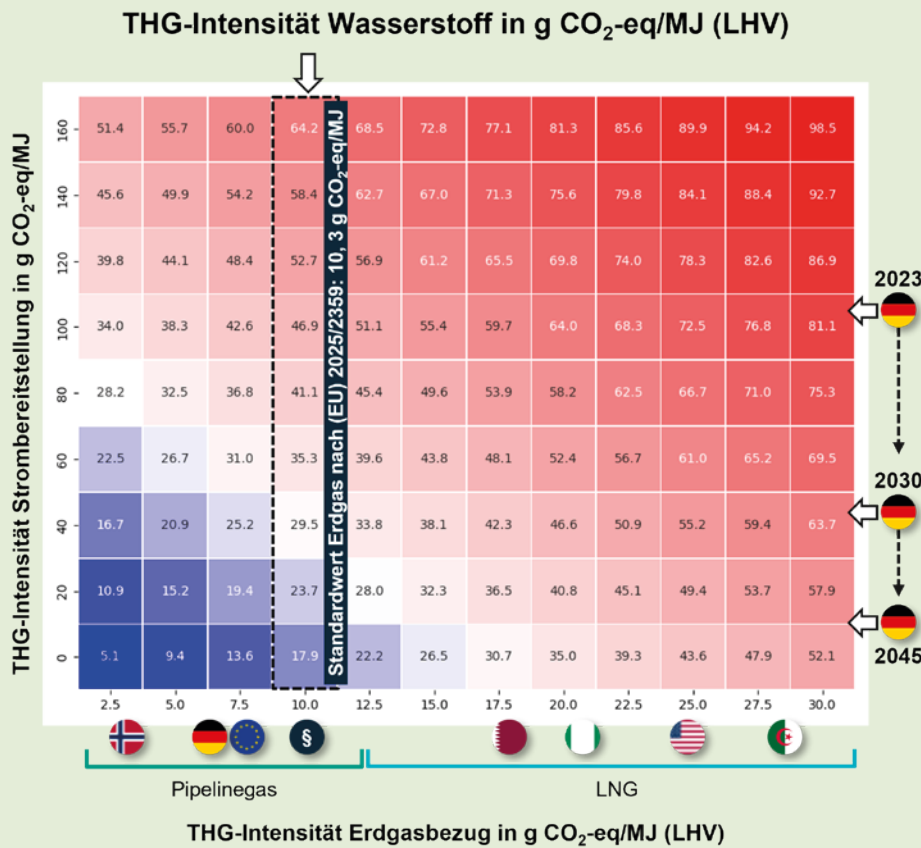


Bild 9: THG-Emissionen von türkischem Wasserstoff („Well-to-Gate“) bei dauerhafter chemischer Bindung des abgeschiedenen Kohlenstoffs in anerkannten langlebigen Erzeugnissen

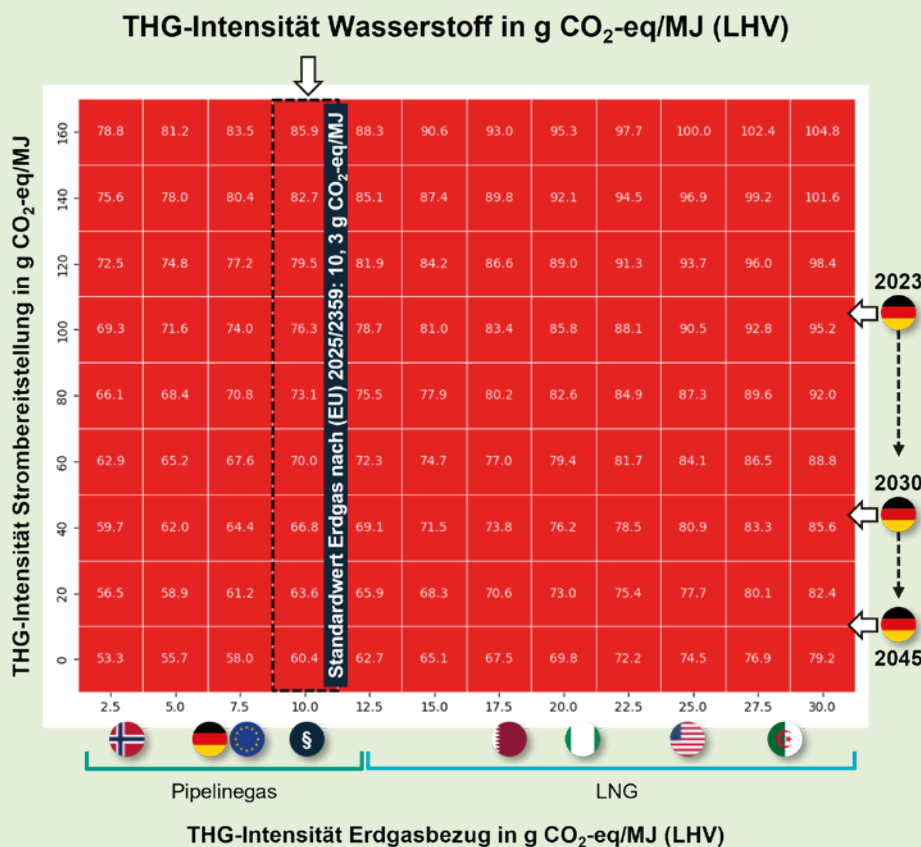


Bild 10: THG-Emissionen von türkischem Wasserstoff („Well-to-Gate“) mit Nutzung des abgeschiedenen Kohlenstoffs als Koppelprodukt

Insgesamt macht die Analyse deutlich, dass die Low-Carbon-Konformität erdgasbasierter Wasserstoffpfade nach DA (EU) 2025/2359 nur unter engen Randbedingungen realistisch ist und sehr niedrige Erdgasvorkettenemissionen, hohe Abscheideraten (bei blauem Wasserstoff) und einen sehr emissionsarmen Strommix sowie im Falle der Pyrolyse eine dauerhafte chemische Bindung oder Endlagerung des festen Kohlenstoffs erfordert. Die Verordnung schafft dadurch zwar Klarheit und Investitionssicherheit, setzt aber zugleich ein hohes Ambitionsniveau, das die für den Wasserstoffhochlauf erforderlichen Übergangslösungen in ihrer praktischen Realisierung stark einschränken dürfte.

## Literatur

- [1] Europäische Kommission, Delegierte Verordnung (EU) 2025/2359 der Kommission vom 8. Juli 2025 zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates durch Festlegung einer Methode zur Bewertung der Einsparungen an Treibhausgasemissionen durch kohlenstoffarme Brennstoffe: 2025/2359 (Low Carbon Fuels), 2025
- [2] Europäische Kommission, Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184 der Kommission vom 10. Februar 2023 zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates durch die Festlegung einer Unionsmethode mit detaillierten Vorschriften für die Erzeugung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr: (EU) 2023/1184, 2023
- [3] Europäische Kommission, Delegierte Verordnung (EU) 2023/1185 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: (EU) 2023/1185, 2023
- [4] Europäisches Parlament und Rat, Verordnung (EU) des Europäischen Parlaments und des Rates zur Schaffung des Rahmens für die Verwirklichung der Klimaneutralität und zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 401/2009 und (EU) 2018/1999 („Europäisches Klimagesetz“): (EU) 2021/1119, 2021
- [5] EU Climate Law: MEPs confirm deal on climate neutrality by 2050 | News | European Parliament. Zugriff am: 11. Dezember 2025. [Online] Verfügbar: <https://www.europarl.europa.eu/news/en/press-room/20210621IPR06627/eu-climate-law-meps-confirm-deal-on-climate-neutrality-by-2050>
- [6] Europäische Kommission, „Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Europäischen Rat, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen: REPowerEU-Plan,“ Brüssel, Mai. 2022. Zugriff am: 18. Dezember 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A230%3AFIN&qid=1653033742483>
- [7] Mörs, F. und Heneka, M.: CO<sub>2</sub>-Footprint von Wasserstoff – von blau über türkis bis grün, Mai. 2022. Zugriff am: 25. Juni 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/events/h2-lunch-learn-03052022-erzeugungsverfahren-fmoers.pdf>
- [8] Europäisches Parlament und Rat, Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen: RED II, 2018
- [9] Zhou Y. und Baldino, C.: The economics and greenhouse gas emissions of renewable hydrogen and e-fuels imported in the European Union: Working Paper, Jun. 2025
- [10] EWI: Green hydrogen production under RFNBO criteria: Analyzing the system and business case perspective, Okt. 2025
- [11] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK): Langfristszenarien 3: Wissenschaftliche Analysen zur Dekarbonisierung Deutschlands – Szenarioexplorer. Zugriff am: 25. April 2025. [Online]. Verfügbar: <https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/>
- [12] Ariadne: Modell-Dokumentation: PyPSA | Ariadne. Zugriff am: 23. Mai 2025. [Online]. Verfügbar: <https://ariadneprojekt.de/modell-dokumentation-pypsa/>
- [13] Europäische Kommission: Commission Delegated Regulation (EU) supplementing Directive (EU) 2024/1788 of the European Parliament and of the Council by specifying a methodology for assessing greenhouse gas emissions savings from lowcarbon fuels, 2025
- [14] Europäische Kommission: Delegierte Verordnung (EU) 2024/2620 der Kommission vom 30. Juli 2024 zur Ergänzung der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates im Hinblick auf die Voraussetzungen dafür, dass Treibhausgase als dauerhaft in einem Produkt chemisch gebunden angesehen werden: 2024/2620, 2024
- [15] Erlach, B.; Gierds, J.; Fishedick, M.; Matthies, E.; Pittel, K. und Sauer, D. U.: CO<sub>2</sub> als Rohstoff. Baustein einer klimaneutralen Kohlenstoffwirtschaft: (Impuls),“ 2024, doi: 10.48669/esys\_2024\_15
- [16] Delegierte Verordnung (EU) 2020/1044 zur Ergänzung der Verordnung (EU) 2018/1999 des Europäischen Parlaments und des Rates im Hinblick auf die Werte für Treibhauspotenziale und die Inventarleitlinien und im Hinblick auf das Inventarsystem der Union sowie zur Aufhebung der Delegierten Verordnung (EU) Nr. 666/2014 der Kommission, in Amtsblatt der Europäischen Union, 2020
- [17] IINAS GmbH: Globales Emissions-Modell integrierter Systeme (GEMIS) (2023). [Online]. Verfügbar unter: <https://iinas.org/downloads/gemis-downloads/>
- [18] Pettersen, J.: Low carbon hydrogen from Natural Gas, Jun. 2022
- [19] Baumann, B. und Schuller, O.: Emissionsfaktoren der Stromerzeugung – Betrachtung der Vorkettenemissionen von Erdgas und Steinkohle, Dessau-Roßlau, Sep. 2021
- [20] Große, C.; Eyßer, M.; Lehmann, S. und Behnke, M.: Carbon Footprint Natural Gas 1.1: Abschlussbericht, Leipzig, Jan. 2021
- [21] Münter, D. und Liebich, A.: Analyse der Treibhausgasintensitäten von LNG-Importen nach Deutschland: Studie im Auftrag der Wissenschaftsplattform Klimaschutz, Berlin, Mai. 2023
- [22] Schuller, O.; Kupferschmid, S.; Hengstler, J. und Whitehouse, S.: 2<sup>nd</sup> Life Cycle GHG Emission Study on the Use of LNG as Marine Fuel: On behalf of SEA-LNG and SGMF,“ Final Report, Apr. 2021
- [23] Eurogas: Low Carbon Delegated Regulation: Eurogas assessment compared to the May 2025 draft, Jul. 2025
- [24] Öko-Institut e.V. Fraunhofer ISI, IREES, Thünen-Institut: Kernindikatoren des Projektionsberichtes 2024 (Datentabelle), 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.govdata.de/dl-de/by-2-0>
- [25] Eitze, J.; Lübcke, A.; Löffler, M. und Artz, J. Hg.: Wasserstoff-Kompas: Handlungsoptionen für die Wasserstoffwirtschaft, 1. Aufl. München, Frankfurt am Main: acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e.V., DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V., 2024
- [26] Nolden, C.; Lenivova, V. und Ragwitz, M.: Kurzstudie zu Versorgungsmöglichkeiten mit blauem Wasserstoff in Deutschland, 2024
- [27] Bundesrepublik Deutschland: Weg frei zur Kohlendioxid-Speicherung | Bundesregierung. Zugriff am: 12. Dezember 2025. [Online].

Verfügbar: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/speicherung-von-kohlendioxid-2376946>

- [28] DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.: Roadmap Gas 2050: Deliverable D1.1: „Bewertung von alternativen Verfahren zur Bereitstellung von grünem und blauem H<sub>2</sub>“, Bonn, Mai. 2022 [Online]. Verfügbar unter: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g201824-abschlussbericht-d1.1-rmg2050-h2-Bereitstellung.pdf>
- [29] Arrigoni A. et al.: Environmental life cycle assessment (LCA) comparison of hydrogen delivery options within Europe, European Commission, 2024, doi: 10.2760/5459
- [30] Schneider, S.; Bajohr, S.; Graf, F. und Kolb, T.: State of the Art of Hydrogen Production via Pyrolysis of Natural Gas, ChemBioEng Reviews, Jg. 7, Nr. 5, S. 150–158, 2020, doi: 10.1002/cben.202000014
- [31] BASF SE: Die Methanpyrolyse-Testanlage am Standort Ludwigshafen: Footage-Material. Ludwigshafen: tvservice.basf.com, 2021. [Online]. Verfügbar unter: [https://tvservice.basf.com/portal/basf/de/dt.jsp?setCursor=1\\_211615\\_499916](https://tvservice.basf.com/portal/basf/de/dt.jsp?setCursor=1_211615_499916)
- [32] Menzel, N.: BASF und Exxonmobil: Fortschritte in der Methanpyrolyse für türkisen Wasserstoff, Chemietechnik, 18. November 2025. Zugriff am: 9. Dezember 2025. [Online.] Verfügbar: <https://www.chemietechnik.de/energie-umwelt/basf-und-exxonmobil-arbeiten-an-methanpyrolysetechnologie/2130076>
- [33] Prozesstechnik Online: BASF und Exxonmobil wollen Methanpyrolyse zur Marktreife bringen. Zugriff am: 9. Dezember 2025. [Online]. Verfügbar: <https://prozesstechnik.industrie.de/dekarbonisierung/basf-und-exxonmobil-wollen-methanpyrolyse-zur-marktreife-bringen/>

## Autoren

**Florentin Glockner**

DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie | Karlsruhe |  
Tel.: +49 721 608-41291 |  
glockner@dvgw-ebi.de

**Maximilian Heneka** (Korrespondenzautor)

DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie | Karlsruhe |  
Tel.: +49 721 608-4122 |  
heneka@dvgw-ebi.de

**Dr. Frank Graf**

DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie | Karlsruhe |  
Tel.: +49 721 608-41221 |  
graf@dvgw-ebi.de

## ■ BUCHBESPRECHUNG

## Einführung in die Energiewirtschaft

Das Buch vermittelt eine Einführung in die Mechanismen der Energiewirtschaft. Die weltweite Dimension der Energieversorgung, Energieressourcen, deren Verfügbarkeit und geografische Verteilung werden analysiert und die Rolle erneuerbarer Energien für die weltweite Energieversorgung wird thematisiert. Dabei wird die Klimarelevanz fossiler Energieträger einem Vergleich unterzogen. Die Bedeutung der Abschiebung und Speicherung beziehungsweise Nutzung von Kohlendioxid für das Erreichen der Klimaziele ist herausgearbeitet und die Rolle kritischer Mineralien für die angestrebte Energietransformation wird beleuchtet. Ein Kapitel behandelt die Strukturen auf den Märkten für Mineralöl, Braunkohle, Steinkohle, Erdgas und Elektrizität in Deutschland. Dies erfolgt unter Berücksichtigung der gesamten Wertschöpfungskette von der Gewinnung im Inland bzw. dem Import dieser Energieträger, deren Umwandlung, Transport und Verteilung bis zum Vertrieb. Auch die Folgen des Angriffskriegs Russlands in der Ukraine auf die Energieversorgung sind Gegenstand der Darlegungen. Die erneuerbaren Energien werden angesichts der stark gewachsenen Bedeutung in einem eigenen Kapitel

behandelt. Darin werden die verschiedenen Technologien mit ihren jeweils bestehenden Merkmalen beschrieben. Einen weiteren Schwerpunkt bilden die Fördermechanismen, die in Deutschland vor allem seit dem Jahr 2000 mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz in Kraft getreten sind. Die Preisbildung auf den Märkten für Öl, Erdgas, Kohle und Elektrizität wird vor dem Hintergrund der Wettbewerbssituation auf den verschiedenen Märkten mit zahlreichen Charts illustriert. Die unternehmerischen Aktivitäten, auch und gerade im Energiesektor, sind stark beeinflusst durch die staatliche Rahmensetzung. Dazu zählt das europäische Treibhausgas-Emissionshandelssystem das – neben weiteren Instrumenten der Energie- und Klimapolitik – in seiner Wirkungsweise erklärt wird.

Hans-Wilhelm Schiffer, 2. Auflage,  
402 Seiten und 360 Abbildungen,  
39,99 € (Print), 29,99 € (eBook) ISBN 978-3-658-49220-5

