

Berlin, 9. September 2024

**BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.**

Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

www.bdeu.de

Diskussionspapier

Einschätzung zum geplanten Delegierten Rechtsakt über die Methodik zur Bewertung von Treibhausgaseinsparungen durch kohlenstoffarme Brennstoffe

Version: 1.0

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, über 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

Inhalt

1	Ausgangslage und rechtliche Basis	3
2	Wesentliche Anforderungen an die Ausgestaltung des Delegierten Rechtsaktes aus Sicht des BDEW	5
3	Wasserstoffemissionen.....	6
4	Erdgasvorkette	6
5	Strombezug	7
6	Erdgaspyrolyse	8
7	Nullemissionsfaktor für Kohlenstoffgehalt	9

1 Ausgangslage und rechtliche Basis

Die Ausgestaltung der rechtlichen Rahmenbedingungen für den Wasserstoffhochlauf ist von essenzieller Bedeutung zum Erreichen der europäischen und deutschen Klima- und Dekarbonisierungsziele. Nachdem die Kriterien für erneuerbaren bzw. RFNBO-konformen Wasserstoff 2023 festgelegt wurden, muss dasselbe nun für die Kriterien für kohlenstoffarmen Wasserstoff geschehen.¹

Aktuell bereitet die EU-Kommission gemäß **Artikel 9** der Richtlinie des EU-Gas- und Wasserstoffpakets im Rahmen eines Delegierten Rechtsakts die **Kriterien für kohlenstoffarmen Wasserstoff (Delegierter Rechtsakt zur Treibhausgaseinsparung kohlenstoffarmer Brennstoffe)** vor.

Für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft ist es entscheidend, dass die EU-Kommission mit dem Delegierten Rechtsakt pragmatische und praxistaugliche Kriterien für kohlenstoffarmen Wasserstoff vorlegt, die auch international anschlussfähig sind, damit der kohlenstoffarme Wasserstoff auch global handelbar ist.

Artikel 2 der Gasbinnenmarkt-Richtlinie gibt die Grunddefinition von kohlenstoffarmem Wasserstoff (und seinen Derivaten) vor. Dieser muss demnach eine **70%-Treibhausgaseinsparung gegenüber der fossilen Alternative** vorweisen. Im aktuellen Delegierten Rechtsakt für erneuerbaren Wasserstoff (aufbauend auf der RED III) liegt dieser Wert bei 94,1 g CO_{2eq}/MJ (von Produktion bis Verbrauch). Demnach dürfte ein THG-Ausstoß von 28,23 g CO_{2eq} /MJ nicht überschritten werden.

Der aktuell vorzulegende Delegierte Rechtsakt wiederum wird die Methodik zur Berechnung der Einhaltung dieser 70%-THG-Einsparung vorgeben. **Artikel 92** der Gasbinnenmarkt-Richtlinie legt bereits ein Datum zur Überarbeitung des Rechtsakts fest, nämlich den 31. Dezember 2030 und setzt somit die Basis für die mögliche Festlegung eines neuen THG-Einsparungswertes für Projekte nach 2031.

¹ Dieses BDEW-Diskussionspapier basiert auf dem öffentlich zugänglichen Entwurf des Delegierten Rechtsakts über die Methodik zur Bewertung von Treibhausgaseinsparungen durch kohlenstoffarme Brennstoffe.

Artikel 9 legt folgende Prinzipien für den Delegierten Rechtsakt fest:

- › Vorgaben sollen sowohl für **Importe als auch Exporte** gelten.
- › Die gesamten **Lebenszyklus-Emissionen² sowie auch indirekte Emissionen³ bei der Herstellung sollen berücksichtigt** werden. Grundsätzlich soll die Methodik mit der übereinstimmen, die zur Berechnung von erneuerbarem Wasserstoff (RFNBO) angewendet wird.
- › Die Methodik muss sicherstellen, dass **vermiedene Emissionen nicht doppelt angerechnet werden**, wenn für die Reduktion von Kohlendioxid aus fossilen Quellen bereits eine Gutschrift durch Anwendung anderer gesetzlicher Grundlagen vergeben wurde.
- › **Vorgelagerte Methanemissionen** sollen berücksichtigt werden. Ebenso sollen **Wasserstoffemissionen** erfasst und einberechnet werden, wozu die Kommission einen späteren, separaten Bericht über mögliche spezifische Obergrenzen vorlegen wird. Zudem müssen **tatsächliche Kohlenstoff-Abscheidungsraten** berücksichtigt werden.

Die **Verordnung über die Verringerung der Methanemissionen im Energiesektor (EU-Methanemissionsverordnung)** bildet die Grundlage für die Bestimmung der Methanemissionen und gibt vor, inwiefern diese erfasst, berichtet und vermieden werden müssen. Die Verordnung ist am 4. August 2024 offiziell in Kraft getreten und ist direkt in den EU-Mitgliedstaaten anzuwenden. Diese ist für die Bestimmung der Methanemissionen für den Erdgasbezug sowohl als Input für die heimische Wasserstoff-Produktion als auch für Importe von kohlenstoffarmem Wasserstoff anzuwenden. Dazu wird allerdings erst bis Ende 2027 eine Methodik zur Ermittlung von Methanemissionen bei der Erdgasförderung auf Basis der EU-Methanemissionsverordnung seitens der EU-Kommission festgesetzt werden.

² Lebenszyklusemissionen umfassen alle Treibhausgasemissionen, die über den gesamten Lebenszyklus eines Produkts oder einer Dienstleistung entstehen. Dies schließt die Emissionen aus der Rohstoffgewinnung, Produktion, Nutzung und Entsorgung bzw. Recycling mit ein.

³ Indirekte Emissionen sind jene Emissionen, die nicht direkt durch den Prozess selbst, sondern durch vorgelagerte oder nachgelagerte Aktivitäten im Herstellungsprozess verursacht werden.

2 Wesentliche Anforderungen an die Ausgestaltung des Delegierten Rechtsaktes aus Sicht des BDEW

- › Es bedarf eines **pragmatischen Ansatzes** für die Produktion von kohlenstoffarmem Wasserstoff, welcher sich im nächsten Schritt auch im bereits bestehenden **Delegierten Rechtsakt zur Produktion von erneuerbarem Wasserstoff** widerspiegeln muss. Dieser sollte daher bereits deutlich vor 2028, spätestens bis 2026, überprüft und angepasst werden. Dies ist ein wichtiger Schritt, um die für die Dekarbonisierung **notwendigen Mengen an Wasserstoff** zu erreichen. Eine enge Fassung der Kriterien, bereits von Beginn an, würde dem Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft entgegenstehen.

Die derzeit auf EU-Ebene diskutierten Vorgaben für kohlenstoffarmen Wasserstoff sind zu streng. So ist nach bisher bekannt gewordenen Plänen vorgesehen, dass beispielsweise bis zur Festlegung der Methodik zur Ermittlung von Methanemissionen bei der Erdgasförderung auf Basis der EU-Methanemissionsverordnung (Regelungen auf EU-Ebene im Jahr 2027) Standardwerte zuzüglich eines Aufschlags von 40 Prozent anzusetzen sind. Das Kriterium von 70 %-THG-Einsparung bei Zugrundelegung von Standardwerten und insbesondere mit dem nicht näher begründeten und keinesfalls gerechtfertigten 40-Prozent-Aufschlag kann nicht erreicht werden. Inwieweit individuell ermittelte Methanintensitäten alternativ herangezogen werden dürfen, bleibt unklar. Diese Situation schafft enorme Unsicherheiten und würde sowohl die heimische Produktion als auch Importe von kohlenstoffarmem Wasserstoff gerade in den kritischen ersten Jahren des Hochlaufs erheblich in Frage stellen und kann deswegen den benötigten Mengenhochlauf gerade zu Beginn ausbremsen.

- › Da die **70%-THG-Einsparung** bereits für sehr ambitioniert gehalten wird, sollte diese das einzige **leitende Kriterium** bei der Produktion sein und die Einhaltung dieser Einsparung **technologieoffen** gehalten werden.
- › **Vorkettenemissionen** müssen – wie in der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED III) für erneuerbare Energieträger vorgesehen – auch mit projektspezifischen Werten für alle emissionsrelevanten Treibhausgase und Prozessschritte berechnet werden können, welche die tatsächlichen Emissionen abbilden. Das ist ausschlaggebend, um eine **bessere Emissionsbilanz** vorweisen zu können und damit die Chancen zu erhöhen, die 70%-THG-Einsparung einzuhalten. Dabei würden gleichzeitig beste Technologien bzw. Projekte gefördert sowie Anreize zur weiteren Emissionsminderung gesetzt werden.
- › **Alle Produktionsprozesse des kohlenstoffarmen Wasserstoffs** müssen unter der im Delegierten Rechtsakt definierten Methode berücksichtigt werden, um Projekten **Investitionssicherheit** zu bieten, **Technologieneutralität** zu erlauben und **Versorgungssicherheit** zu gewährleisten.

- › Dabei sollen langfristig ein **fairer Wettbewerb** und vergleichbare Bedingungen zwischen kohlenstoffarmem und erneuerbarem Wasserstoff geschaffen werden, bei dem Vorgaben zur CO₂-Einsparung im Vordergrund stehen sollen.

3 Wasserstoffemissionen

Die Global-Warming-Potenzial-Werte sollten laut Text bei Vorliegen hinreichender wissenschaftlicher Erkenntnisse künftig für Wasserstoff ergänzt werden, um Wasserstoffschlupf in der Emissionsbilanz zu berücksichtigen (s. Erwägungsgrund 4). Zusätzlich sollten für Wasserstoffemissionen dann aber auch Standardwerte für die Vorkettenemissionen und Bestandsschutzgarantien vergeben werden können. Analog zu Methan sollte es die Möglichkeit geben, eigene projektspezifische Werte zu verwenden. Da weder das Treibhauspotential von Wasserstoff noch die genauen Messverfahren klar definiert sind, bedarf es wissenschaftlicher Grundlagenforschung und eines breiten Dialogs mit den relevanten Stakeholdern, wobei gleichzeitig schnell gehandelt werden muss.

4 Erdgasvorkette

Der Vorkettenemissionsfaktor von Erdgas sollte aus Gründen der Gleichbehandlung in Summe über alle Treibhausgase (10,45 g CO_{2eq}/MJ) dem Vorkettenemissionsfaktor des DA 2023/1185 entsprechen (9,7 g CO_{2eq}/MJ) (s. Anhang B). Es ist wichtig, dass hier Kohärenz zwischen den beiden Rechtsakten vorliegt. Ein unterschiedlicher Wert ist aus unserer Sicht weder nachvollziehbar noch gerechtfertigt. Darüber hinaus enthält der Entwurf an dieser Stelle keinen Hinweis auf eine regelmäßige Aktualisierung. Diese ist nicht zuletzt wegen der Emissionsminderungsziele von Bedeutung, deren Entwicklungen sich künftig auch in der Festlegung von Standardwerten wiederfinden müssen.⁴ Fortgeschriebene Aktualisierungen bedarf es auch bei Vorkettenemissionen, um ein Level-playing field aufzubauen. Darüber hinaus sollten **die Revisionszeitpunkte der Delegierten Rechtsakte zu kohlenstoffarmen und erneuerbaren strombasierten Brennstoffen angeglichen werden.**

Aus der geforderten Verwendung der Ergebnisse der Berichterstattung unter der Methanverordnung folgt, dass bis zur Festsetzung der Methodik der Methanverordnung zur Berechnung der Methanintensität (voraussichtlich Ende 2027) **Standardwerte für Lieferungen** zuzüglich

⁴ In *Tabelle A (Emission intensity of generated electricity in EU Member States in 2022)* ist hingegen eine Aktualisierung der Emissionswerte vorgesehen (s. Fußnote 7).

eines **Aufschlags von 40%** anzusetzen sind. Dies schließt **defacto Importe aus Drittstaaten von kohlenstoffarmem Wasserstoff und Derivaten** bis mind. Ende 2027 aus. Das Kriterium von 70%- THG-Einsparung kann mit diesen Vorgaben nämlich nicht erreicht werden, selbst dann, wenn ausschließlich emissionsfreier EE-Strom als Hilfsenergie eingesetzt wird. Dies würde dem Hochlauf des Wasserstoffmarktes entgegenstehen und die EU wichtige Bezugsländer für kohlenstoffarmen Wasserstoff ausschließen. Es sollte daher einen **Übergangszeitraum** bis Ende 2027 geben, in welchem alternativ zum Standardwert auch nach internationalen Qualitätsanforderungen zertifizierte projektspezifische Werte (z. B. aus dem Umweltmanagementsystem oder der Nachhaltigkeitsberichterstattung des Unternehmens) im Rahmen einer Eigenerklärung verwendet werden dürfen, bis die konkreten Vorgaben zur Erfüllung der Anforderungen der Methanemissionsverordnung an die Emissionsberichterstattung und die Zertifizierungssysteme vorliegen. Mit diesem Übergangszeitraum würde den Projekten genügend Zeit eingeräumt werden, um die erforderlichen Berichtsstrukturen aufzubauen. Es ist nicht ersichtlich, wieso bei Verwendung von Standardwerten zusätzlich ein 40%-Aufschlag angesetzt wird. Bei Verwendung von Standardwerten sollte kein solcher Aufschlag verwendet werden.

Zudem besteht im aktuellen Entwurf des Delegierten Rechtsakts keine Möglichkeit, individuelle Messwerte für die Gasvorkette außerhalb des Unternehmens im Hinblick auf das Treibhausgas CO₂ zu verwenden. Hier muss ermöglicht werden, dass ein **projektspezifischer CO₂-Emissionswert** für die Lieferkette verwendet werden darf. Anstelle des Standardwertes sollte die Berücksichtigung der Transportdistanz und des Verkehrsträgers sowie des zugehörigen Treibstoffs sowie der tatsächlichen CO₂-Emissionen aus Förderung und Aufbereitung ermöglicht werden. Projektspezifische Werte für CH₄, CO₂ und N₂O erlauben die genauesten Berechnungen der Upstream-Emissionen für den Erdgasbezug. Dies sollte mittelfristig das übergeordnete Ziel sein.

Dennoch bedarf es eines **Nebeneinanders von Standard- und projektspezifischen Werten**. Zunächst werden bestimmte Vorkettenemissionen nicht oder nur mit hohem Aufwand zu ermitteln sein. In diesem Fall fungieren die Standardwerte als eine wichtige Rückfalllinie für die Informationsbereitstellung im Rahmen der Ausweisung. Diese können in der aktuellen Marktphase helfen, Investitionen zu ermöglichen, sofern sie nicht prohibitiv zu hoch angesetzt und Projekte umgesetzt werden können.

5 Strombezug

Für die **Anrechenbarkeit von 100% EE bei Einhaltung der Strombezugskriterien** ist eine Klarstellung erforderlich, für welche Herstellungsprozesse der Strominput zu einer Steigerung des „heating values“ führt. Eine entsprechende Klarstellung, welche Prozessschritte von der Anforderung betroffen wären und welche nicht, ist für alle Arten der Wasserstofferzeugung erforderlich (Wasser-Elektrolyse, Erdgas-Dampfreformierung, Erdgas-Pyrolyse, NH₃-Cracking etc.).

Weiterhin ist unklar, warum nur die zeitliche Korrelation hervorgehoben wird (s. Anhang A, Ziff. 1 u. Ziff. 5).

Zudem bedarf es einer Klarstellung, dass für Strominputs, die nicht zu einer Steigerung des „heating value“ führen, die Möglichkeit besteht, EE-Strom aus anderen PPAs oder grüne HKNs einzusetzen und hierfür den EE-spezifischen Emissionsfaktor von 0 g CO₂/ MJ anzusetzen.

Für **Emissionen des Stromnetzbezugs** analog der Regelung im DA 2023/1185 ist eine **Neubewertung aus deutscher Sicht unbedingt erforderlich. Die hier vorgeschlagenen Vorgaben verhindern die Umsetzbarkeit erheblich** (s. Ziff. 6). Die Methodik, den verwendeten Strom entlang der Wertschöpfungskette nur dann als emissionsfrei anrechnen zu können, wenn dieser die RFNBO-Kriterien erfüllt, muss verändert werden: dahingehend, dass der Abschluss eines herkömmlichen erneuerbaren PPAs und eine zertifizierte CO₂-Intensität für jede Art von PPA ausreicht, um projektspezifische CO₂-Emissionen anrechnen zu können. Auch nicht RFNBO-konformer erneuerbarer Strom trägt zu der angestrebten Treibhausgasminde rung mittels seiner niedrigen CO₂-Intensität bei. Dabei muss auch berücksichtigt werden, dass ein Erfordernis des Einsatzes von RFNBO-konformem Strom die LCOH unnötig weiter in die Höhe treiben würde.

Grundsätzlich bedarf es zu Beginn des Hochlaufs flexibler und pragmatischer sowie international anschlussfähiger Rahmenbedingungen für die Bilanzierung von Treibhausgasemissionen. Die aktuell angestrebten Regelungen verhindern die Umsetzung nationaler Projekte. Dies ist vor dem Hintergrund der anzustrebenden Versorgungssicherheit mit kohlenstoffarmen Molekülen kritisch. Insbesondere für den Strombezug bei Elektrolyse zur Produktion von kohlenstoffarmem Wasserstoff braucht es angemessene und praxistaugliche Regelungen. Zum einen sollten projektspezifische PPAs entsprechend abgeschlossen werden können, die eine nachweislich niedrigere Emissionsintensität als der nationale Strommix aufweisen.

Zum anderen betrifft dies auch den Bilanzierungszeitraum der Treibhausgasemissionen des Netzstroms. Die Dauer des Bilanzierungszeitraums ist genau abzuwägen und an Marktgegebenheiten anzupassen. Die bisher diskutierten Vorgaben hindern den Wasserstoffhochlauf und stehen somit den Dekarbonisierungszielen entgegen.

6 Erdgaspyrolyse

Es bedarf mehrerer Klarstellungen hinsichtlich der **bilanziellen Berücksichtigung des Kohlenstoff-Outputs** der Pyrolyse. Der derzeitige Rechtsrahmen gibt keine Klarheit darüber, wie der vom Pyrolysebetreiber abgeschiedene Kohlenstoff verbucht werden muss und wer die Kohlenstoffgutschrift erhalten sollte. Eine Klarstellung ist unumgänglich, um Doppelzählungen zu vermeiden und eine rasche Einführung von kohlenstoffarmen Kraftstoffen zu ermöglichen. Hierbei sind die im Folgenden aufgeführten Fälle zu betrachten:

Die energetische Verwendung des Kohlenstoffs (z. B. als Brennstoff, als Anode in der Aluminiumproduktion oder im Hochofenprozess als Koksersatz) muss berücksichtigt werden (s. Ziff. 10). Weiterhin muss eine Berücksichtigung der bei der Verwendung des Kohlenstoffs entstehenden CO₂-Emissionen beim Verwender (Abgabepflicht der ETS-Anlage) gegeben sein.

Außerdem muss im Rahmen des delegierten Aktes verdeutlicht werden, ob und unter welchen Bedingungen der Pyrolyse-Kohlenstoff ein wirtschaftlich verwertbares Nebenprodukt mit Allokationsmöglichkeit ist. Sofern dies der Fall ist, muss ebenfalls klargestellt werden, ob die Allokation der Emissionen auf die Produkte Wasserstoff und Kohlenstoff energetisch oder ökonomisch erfolgt. Beide Allokationskriterien weisen spezifische Vor- und Nachteile auf. Die Entscheidung über das anzuwendende Allokationsverfahren sollte in enger Abstimmung mit betroffenen Betreibern und Zertifizierern getroffen werden.

Ebenso muss die stoffliche Verwendung des Kohlenstoffs (z. B. Bodenverbesserungsmittel, Autoreifen) berücksichtigt werden, sofern der Pyrolyse-Kohlenstoff nicht bereits als wirtschaftlich verwertbares Nebenprodukt mit Allokationsmöglichkeit behandelt werden kann. Für die Zwecke des Delegierten Rechtsakts sollte für den stofflich verwendeten Pyrolyse-Kohlenstoff weder eine (potenzielle) Brennstoffemission zugewiesen werden, noch eine Abgabepflicht unter dem EU-Emissionshandel bestehen. Hier könnte eine Aufnahme in den Anhang des Entwurfs einer „*Delegated Regulation on the requirements for considering that greenhouse gases have become permanently chemically bound in a product*“ eine Möglichkeit darstellen.

7 Nullemissionsfaktor für Kohlenstoffgehalt

Beim Umgang mit Kohlenstoff in Low Carbon Fuels, der aus CO₂ stammt und nach der Nutzung des Low Carbon Fuels wieder als CO₂ freigesetzt wird, stellt sich die Frage, warum CO₂ aus Stromerzeugung (das unter dem ETS I erfasst ist) nur bis zum Jahr 2036 mit Nullemissionsfaktor nutzbar ist (s. Ziff. 10). Hier bedarf es einer Gleichstellung mit CO₂ aus industriellen Feuerungsanlagen. Für CO₂ aus anderen Feuerungsanlagen als Kraftwerken und industriellen Prozessen (die unter dem ETS I erfasst sind) sollte für unvermeidbare Prozessemissionen (z.B. Kalkbrennen) auch nach 2041 noch ein Nullemissionsfaktor verwendet werden dürfen. Dies sollte so auch im Delegierten Rechtsakt zu erneuerbarem Wasserstoff übernommen werden, damit keine doppelte Schlechterstellung erfolgt.

Weiterhin gibt es Unklarheiten über die Speicherung von CO₂ in Drittstaaten. Hier sollten entsprechend ermöglichende Regelungen geschaffen werden.

Ansprechpartner

Lukas Karl
Geschäftsbereich EU-Vertretung
+32 2774 51-16
lukas.karl@bdew.de

Jannis Speckmann
Abteilung Transformation der Gaswirtschaft,
klimaneutrale Gase und Versorgungssicherheit
+49 30 300 199-1252
jannis.speckmann@bdew.de