

Berlin, 22. September 2025

BDEW Bundesverband  
der Energie- und  
Wasserwirtschaft e.V.  
Reinhardtstraße 32  
10117 Berlin  
[www.bdeu.de](http://www.bdeu.de)

## Stellungnahme

# zum Entwurf einer delegierten Verordnung über die Zertifizierungsmethodik für dauerhafte Kohlenstoffentnahmen

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, 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**

<b>1</b>	<b>Einleitung .....</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>Änderungsvorschläge des BDEW .....</b>	<b>4</b>
2.1	Zu Nr. 1.2.1.1: Aktivitätszeitraum.....	4
2.2	Zu Nr. 2.1.1: Einbeziehung der THG-Emissionen des Kapitalstocks.....	4
2.3	Zu Nr. 2.1.1.1 (Tabelle 1) .....	5
2.4	Zu Nr. 2.3.3.3: Allokation bei KWK-Anlagen.....	5
2.5	Zu Nr. 2.3.4.1: Emissionsfaktor für den Strombezug .....	6
2.6	Zu Nr. 2.3.4.2: Emissionsfaktor für den Bezug von Wärme .....	7
2.7	Zu Nr. 2.3.4.3: Emissionen aus der Biomassenutzung .....	8
2.8	Zu Nr. 2.3.4.4: Emissionen aus Einsatzstoffen und Brennstoffen .....	8
2.9	Zu 2.3.6: Gemessene Daten und Unsicherheiten.....	8
2.10	Zu Nr. 4.2: Nachhaltigkeit von Biomasse.....	9
2.11	Zu Nr. 4.3.1: Zusätzliche Anforderungen an BioCCS .....	10
2.12	Anwendbarkeit der Methodik auf Biogasaufbereitungsanlagen .....	12
2.13	Übertragbarkeit der Methodik auf DACCU und BioCCU .....	12
2.14	Zu Erwägungsgrund 4 des Verordnungsentwurfs .....	13
2.15	Zu Erwägungsgrund 12 des Verordnungsentwurfs .....	13

## 1 Einleitung

Die Europäische Kommission hat am 18. Juli 2025 den [Entwurf für eine delegierte Verordnung über die Zertifizierungsmethodik für dauerhafte Kohlenstoffentnahme](#) vorgelegt.

Die [Verordnung \(EU\) 2024/3012](#) zur Schaffung eines Unionsrahmens für die Zertifizierung von dauerhaften CO<sub>2</sub>-Entnahmen, kohlenstoffspeichernder Landbewirtschaftung und der CO<sub>2</sub>-Speicherung in Produkten ist am 6. Dezember 2024 veröffentlicht worden. Um diese Verordnung umzusetzen und die Qualitätskriterien der Union in der Praxis anzuwenden, müssen maßgeschneiderte Zertifizierungsmethoden für eine Vielzahl von CO<sub>2</sub>-Entfernungsmaßnahmen festgelegt werden. Die jetzt vorgelegte delegierte Verordnung dient der Festlegung von Methoden zur Zertifizierung von CO<sub>2</sub>-Entnahmetätigkeiten, bei denen aus der Atmosphäre abgeschiedenes CO<sub>2</sub> dauerhaft gespeichert wird. Dabei handelt es sich um folgende Tätigkeiten:

- Direkte Abscheidung von CO<sub>2</sub> aus der Luft und dessen Speicherung (DACCS)
- Bioenergie mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung (BioCCS)
- Biokohleproduktion.

Die Methoden umfassen Anforderungen, um sicherzustellen, dass die genannten Tätigkeiten die in den Artikeln 4 bis 7 der Verordnung (EU) 2024/3012 festgelegten Qualitätskriterien erfüllen und die in Anhang I dieser Verordnung aufgeführten Elemente enthalten.

Der **Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft – BDEW e.V.** vertritt die Interessen einer Vielzahl von Unternehmen, die eigenständig oder in Kooperation mit anderen Marktteilnehmern CO<sub>2</sub>-Entnahmeprojekte planen durchzuführen, Strom, Wasserstoff oder weitere Energieträger für die Durchführung solcher Projekte bereitstellen können oder die von anderen Marktteilnehmern generierten CO<sub>2</sub>-Entnahmeeinheiten („carbon removal units“) zum Ausgleich von Restemissionen der eigenen Geschäftsprozesse nutzen wollen.

Aus Sicht des BDEW ist die weitreichende Nutzung naturbedingter und industrieller Kohlenstoffsenken unabdingbarer Bestandteil einer umfassenden Strategie zum Erreichen des EU-Ziels der Klimaneutralität bis spätestens 2050 und negativer Emissionen danach. Die Schaffung eines einheitlichen Zertifizierungsrahmens und daran anschließender Berechnungsgrundlagen ist wesentliche Voraussetzung für eine transparente und verlässliche Überwachung, Berichterstattung und Überprüfung der dauerhaft entfernten Kohlenstoffmengen. Darüber hinaus sorgt das einheitliche Vorgehen für Vergleichbarkeit. Der Wettbewerb zwischen verschiedenen Lösungen für die CO<sub>2</sub>-Entnahmetätigkeiten wird ermöglicht. Außerdem kann zukünftig ein EU-weiter Handel mit Entnahmezertifikaten sowie eine Nutzung durch Mitgliedstaaten und durch Unternehmen im Rahmen des EU-Emissionshandels erfolgen.

Der BDEW nimmt zum Entwurf der delegierten Verordnung wie folgt Stellung.

## 2 Änderungsvorschläge des BDEW

Die im Folgenden aufgeführten Kommentare und Änderungsvorschläge beziehen sich, soweit nicht anders erwähnt, auf den Technischen Anhang des am 18. Juli 2025 veröffentlichten Entwurfs der EU-Kommission für die Stakeholder-Konsultation.

### 2.1 Zu Nr. 1.2.1.1: Aktivitätszeitraum

Dem Entwurf der EU-Kommission zufolge darf die Dauer eines jeden Aktivitätszeitraums für DACCS- und BioCCS-Aktivitäten 10 Jahre nicht überschreiten. Nach Ablauf eines jeden Aktivitätszeitraums können Betreiber einen neuen Aktivitätszeitraum beginnen, indem sie einen neuen Aktivitätsplan einreichen.

Die derzeitige maximale Tätigkeitsdauer von 10 Jahren spiegelt möglicherweise nicht die finanziellen und betrieblichen Realitäten der Projekte zur CO<sub>2</sub>-Entfernung wider. Die meisten Förderprogramme, Stromabnahmeverträge (PPAs) oder Abnahmevereinbarungen laufen wesentlich länger. Eine Begrenzung des Zeitraums auf 10 Jahre birgt das Risiko einer Fehlanpassung zwischen Zertifizierungszyklen und Finanzierungsstrukturen im Hinblick auf die Dauer sowie bei Start- und Enddatum. Dies könnte die Bankfähigkeit verringern und Investitionen entmutigen. Die Dauer von 10 Jahren entspricht auch nicht der üblichen technischen Lebensdauer von Industrieanlagen oder Geschäftsmodellen zur Kohlenstoffentnahme. Der Verordnungsentwurf enthält keine Begründung für die Wahl des Zehnjahreszeitraums.

**Der BDEW empfiehlt, den Tätigkeitszeitraum auf 20 Jahre zu verlängern, um die langfristige Tragfähigkeit der Projekte sicherzustellen.** Der Zeitraum sollte über mehrere Perioden mehrmals verlängert werden dürfen. Außerdem sollte ein vereinfachtes Verfahren zur Erneuerung des Aktivitätsplanes bzw. zur Verlängerung des Aktivitätszeitraumes vorgesehen werden. Für dieses Verfahren sollte so weit wie möglich auf vorhandene Unterlagen und den bestehenden Antrag einschließlich des Überwachungsplans zurückgegriffen werden dürfen. Es sollte keine „Aktivitätslücke“ zwischen dem bestehenden und erneuerten bzw. verlängerten Aktivitätszeitraum geben.

### 2.2 Zu Nr. 2.1.1: Einbeziehung der THG-Emissionen des Kapitalstocks

Der Entwurf der EU-Kommission sieht vor, dass die Emissionen des Kapitalstocks, das heißt die Emissionen, die mit dem Bau von Anlagen und Ausrüstungen im Zusammenhang mit einer Tätigkeit verbunden sind, in die Emissionsbilanzierung der DACCS-, BioCCS- oder Biokohle-Anlage einzubeziehen sind. Die Kapitalstockemissionen sind für die in Frage stehenden Anlagen im Vergleich zu den übrigen emittierten und abgeschiedenen THG-Emissionen aller Voraussicht

nach vernachlässigbar. Weder die Bestimmungsmethodik der Erneuerbare Energien Richtlinie (RED III) für Biomasse noch vergleichbare delegierte Verordnungen für die Bestimmung der THG-Einsparung von strombasierten Kraftstoffen (RFNBO) oder kohlenstoffarmen Brennstoffen sehen eine Einbeziehung der Emissionen des Kapitalstocks vor.

Zur Vermeidung von unverhältnismäßigem Verwaltungsaufwand sollte auch in der vorliegenden Verordnung **auf die Einbeziehung der Emissionen des Kapitalstocks in Gänze verzichtet werden**. Abschnitt 2.3.5 sollte ebenfalls gestrichen werden.

In diesem Zusammenhang ist auch darauf zuweisen, dass dem Anlagenbetreiber üblicherweise keine Informationen zu den Kapitalstockemissionen der Transport- und Speicherstruktur vorliegen. Die zugehörigen Emissionen müssten zudem auf einen sehr langen Nutzungszeitraum der Transport- und Speicherstruktur für fossile und biogene CO<sub>2</sub>-Ströme aufgeteilt werden. Die zugehörigen Informationen stellen in der Regel schutzwürdige Geschäfts- und Betriebsgeheimnisse der Infrastrukturbetreiber dar.

Sollte die Vernachlässigung von Emissionen des Kapitalstocks nicht möglich sein, so sollten zumindest Untergrenzen für deren Berücksichtigung sowie Standardemissionsfaktoren angewendet werden. Hierdurch könnten zumindest unwesentliche Emissionen vernachlässigt werden und der bürokratische Aufwand würde reduziert.

### **2.3 Zu Nr. 2.1.1.1 (Tabelle 1)**

Die Emissionen aus der Abfallentsorgung, Abwasserreinigung und der Wasseraufbereitung der BioCCS Anlagen sollen laut Entwurf berücksichtigt werden. Die dadurch abgedeckte Emissionsmenge ist erwartungsgemäß sehr gering. In vielen Fällen handelt es sich um mit anderen Geschäftsbereichen geteilte Infrastruktur, für die komplexe Allokationsverfahren notwendig würden. Das Vorschreiben von Messungen führt zu einem unverhältnismäßig hohen Aufwand. Zudem ist noch unklar, ob Messungen überhaupt adäquat und belastbar durchgeführt werden können. Die Berücksichtigung dieser Emissionen sollte nicht gefordert werden.

### **2.4 Zu Nr. 2.3.3.3: Allokation bei KWK-Anlagen**

Die Formel 67 enthält einen Fehler im Zähler. Anstelle von „ $C_{\text{heat}} + Q_{\text{heat}}$ “ muss es nach Auffassung des BDEW korrekterweise „ $C_{\text{heat}} * Q_{\text{heat}}$ “ heißen.

## 2.5 Zu Nr. 2.3.4.1: Emissionsfaktor für den Strombezug

Der Emissionsfaktor für den Strombezug verweist auf die Methodik des Anhangs der Delegierten Verordnung (EU) 2023/1185 (Festlegung einer Methode zur Ermittlung der Treibhausgas einsparungen durch flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr sowie durch wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe).

Der Anhang zum Delegierten Rechtsakt enthält Vorgaben, die deutlich von den bestehenden Anforderungen für Biomassebrennstoffe gemäß RED III Annex VI abweichen. Aus Sicht des BDEW besteht die Gefahr, dass dadurch die Komplexität der Zertifizierungsprozesse und damit auch der bürokratische Aufwand für alle Beteiligten erheblich zunehmen.

Ein konkretes Beispiel: An einem Standort mit Biogasanlage, Biogasaufbereitungsanlage und CO<sub>2</sub>-Aufbereitungsanlage gelten für die Biogasanlage und die Biogasaufbereitung andere Stromemissionsfaktoren (Emissionsfaktoren der Verordnung 2022/996) als für die CO<sub>2</sub>-Anlage – obwohl alle Anlagen am selben Standort betrieben werden.

Der BDEW begrüßt grundsätzlich ein möglichst einheitliches Rahmenwerk für die Bestimmung der Emissionen aus dem Strombezug. Für die im Rahmen der vorliegenden Verordnung geregelten Entnahmetechnologien ist jedoch ein **differenziertes Vorgehen beim Emissionsfaktor für Strom** angezeigt:

- Für DACCS-Aktivitäten sollte die Bestimmung des Emissionsfaktors für Strom wie vorgeschlagen auf Grundlage der Absätze 5 und 6 der [Delegierten Verordnung \(EU\) 2023/1185](#) mit dem im vorliegenden Verordnungsentwurf vorgeschlagenen Modifizierungen erfolgen. Aufgrund der hohen Stromintensität der DACCS-Technologien sollten diese in ähnlicher Weise wie Wasserelektrolyseanlagen entweder über eine direkte Verbindung zu Erneuerbare-Energien-Anlagen mit Strom versorgt oder möglichst netzdienlich zu Zeiten hohen Stromüberschusses betrieben werden. Insofern erscheint es angemessen, die Anforderungen an den Strombezug und die Treibhausgasreduktion der Wasserelektrolyse auf DACCS-Aktivitäten so weit wie möglich zu übertragen. Um die Verwirklichung der Projekte zu unterstützen, müssen die Strombezugskriterien der Delegierten Verordnung 2023/1184 jedoch noch erheblich überarbeitet und ihre Anwendung vereinfacht werden.
- Für die weniger stromintensiven biomassebasierten Entnahmetechnologien BioCCS und Biokohle sollte für die Bestimmung der Emissionsfaktoren aus Konsistenzgründen als Regelfall auf die Anhänge der RED III sowie die [Durchführungsverordnung 2022/996](#) abgestellt werden, die die Grundlage für die Bestimmung der Treibhausgaseinsparung im Rahmen der RED III für Biomasse-Aktivitäten bildet.

- Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass für BioCCS-Anlagen eine technologische Ähnlichkeit zur Herstellung kohlenstoffarmer Brennstoffe besteht. Für Bio-CCS-Anlagen sollte deshalb die fakultative Möglichkeit bestehen, für den integrierten Produktions- und Abscheideprozess sowie für die nachgelagerten Transport- und Speicherschritte einen Emissionsfaktor für Strombezug nach der Bestimmungsmethodik der am 8. Juli 2025 veröffentlichten „[Commission delegated regulation \(EU\) for specifying a methodology for assessing greenhouse gas emissions savings from low carbon fuels](#)“ anzulegen.

Die darin enthaltene Methodik zur Bestimmung der Emissionen des Stromnetzbezuges und der Bestimmung weiterer Emissionen sollte künftig auch in die Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184 übernommen werden, um eine EU-weit einheitliche Vorgehensweise zu erreichen.

Die Bestimmung der Emissionen für den Stromnetzbezug ist insbesondere für nachgelagerte Prozessschritte außerhalb des Verantwortungsbereichs des Betreibers sehr komplex und die erforderlichen Informationen sind bei gemeinsam genutzter Infrastruktur nicht ohne Weiteres verfügbar. Die Umsetzung der frühen und zur Entwicklung der Negativemissionstechnologien notwendigen Projekte wird dadurch deutlich erschwert. Für den Strombezug sollten daher analog zum Strombezug von Elektrolyseanlagen in der Hochlaufphase vereinfachte Anforderungen an den Nachweis des eingesetzten Stroms gelten. Es ist davon auszugehen, dass der Emissionsfaktor für den Stromnetzbezug im Zeitablauf im Zuge der Dekarbonisierung der Stromversorgung kontinuierlich sinken wird. Der Einsatz von in der EU produziertem Strom ist marginal CO<sub>2</sub>-frei. Durch die Produktion einer zusätzlichen Megawattstunde erhöhen sich die CO<sub>2</sub>-Emissionen in der EU aufgrund der festen Emissionsobergrenzen für den Emissionshandel nicht wesentlich.

Der zum Transport des CO<sub>2</sub> eingesetzte Strom sollte deshalb in der Hochlaufphase pauschal mit einem Emissionsfaktor von Null berücksichtigt werden dürfen.

## **2.6 Zu Nr. 2.3.4.2: Emissionsfaktor für den Bezug von Wärme**

Der BDEW begrüßt, dass für die Wärmebereitstellung aus Biomasse der anzuwendende Emissionsfaktor gemäß **Anhang VI der RED III** festgelegt wird. Konkret kommen hierbei die Emissionsfaktoren der **Durchführungsverordnung (EU) 2022/996** zur Anwendung. Diese Regelung gewährleistet Konsistenz innerhalb des Anhangs und schafft zugleich einen transparenten Markt mit **vergleichbaren und nachvollziehbaren Produktbewertungen**.

Für Wärme, die aus einem Wärmenetz bereitgestellt wird, wird gemäß dem Entwurf der delegierten Verordnung der Benchmark-Emissionsfaktor für Wärme im EU-Emissionshandelssystem (EU-ETS) als Standardwert festgelegt.

Ein solches Vorgehen erscheint für Fälle geeignet, bei denen der tatsächliche Emissionsfaktor eines Wärmenetzes aufgrund einer komplexen Situation aus verschiedenen Ein- und Auspeisern nur mit großem Aufwand bestimmt werden kann. Vor dem Hintergrund der großen Anstrengungen vieler Fernwärmenetzbetreiber zur Dekarbonisierung der Fernwärmenetze sollten jedoch anstelle des ETS-Benchmarks auch **wahlweise der tatsächliche Emissionsfaktor des Wärmenetzes** bei entsprechender Nachweisführung angesetzt werden dürfen. Bei solchen ersatzweise genutzten Emissionsfaktoren des Wärmenetzes ist es wichtig, dass diese Faktoren einheitlich nach den jeweils einschlägigen nationalen Vorgaben für die Wärmeversorgung (z. B. in Deutschland nach den Vorgaben des Gebäudeenergiegesetzes) berechnet werden, um Doppelarbeit zu vermeiden und eine Vergleichbarkeit sicherzustellen.

### **2.7 Zu Nr. 2.3.4.3: Emissionen aus der Biomassenutzung**

Der BDEW begrüßt grundsätzlich, dass der Verordnungsentwurf für die Bestimmung der Biomasseemissionen auf die Methodik der Erneuerbare-Energien-Richtlinie verweist, um zusätzlichen oder doppelten Berichtsaufwand zu vermeiden.

Die in Abschnitt 2.3.4.3 vorgesehene Sonderregelung für Siedlungsabfälle sollte auch für Altholz („post consumer wood waste“) und kommunalen Klärschlamm angewendet werden dürfen.

Für die Bestimmung von biogenen und nicht-biogenen Anteilen, Heizwerten und treibhausgasrelevanten CO<sub>2</sub>-Emissionen sollte zudem, soweit vorhanden, auch auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen und weiteren Informationen aus der Emissionsberichterstattung unter dem EU-Emissionshandel zurückgegriffen werden dürfen.

### **2.8 Zu Nr. 2.3.4.4: Emissionen aus Einsatzstoffen und Brennstoffen**

Die Liste zulässiger Datenquellen sollte um die im Juli 2025 veröffentlichte „Commission delegated regulation (EU) for specifying a methodology for assessing greenhouse gas emissions savings from low- carbon fuels“ ergänzt werden.

### **2.9 Zu 2.3.6: Gemessene Daten und Unsicherheiten**

In Abschnitt 2.3.6 wird festgelegt, dass Messungen, einschließlich Messungen der CO<sub>2</sub>-Ströme, in einer Weise durchzuführen sind, die den Anforderungen des Artikels 42 der

Durchführungsverordnung (EU) 2018/2066 entspricht. Zertifizierungssysteme können zusätzliche Leitlinien für bestimmte Arten von Messungen bereitstellen.

Der BDEW weist darauf hin, dass **Verweise auf zusätzliche Richtlinien einzelner freiwilliger Zertifizierungssysteme (Voluntary Schemes) vermieden werden sollten**, da diese sich inhaltlich und methodisch deutlich unterscheiden können. Eine zu starke Abhängigkeit von solchen Systemen birgt das Risiko, dass einzelne Akteure überproportionalen Einfluss auf die Ausgestaltung von Zertifizierungsanforderungen erhalten. Dies könnte zu Marktverzerrungen führen und die Vergleichbarkeit sowie Transparenz der Zertifizierung untergraben. Es ist daher essenziell, dass die regulatorischen Vorgaben klar und einheitlich auf EU-Ebene definiert werden, um ein verlässliches und faires Zertifizierungssystem zu gewährleisten.

### **2.10 Zu Nr. 4.2: Nachhaltigkeit von Biomasse**

Grundsätzlich ist es zu begrüßen, dass die Nachhaltigkeitsanforderungen und Anforderungen an die Treibhausgasminderung gemäß Artikel 29 der RED III **auch für biogenes CO<sub>2</sub>** gelten, wenn dieses im Rahmen von Aktivitäten zur Kohlenstoffabscheidung oder zur Herstellung von Biokohle verwendet wird. Um jedoch eine Überregulierung zu vermeiden und insbesondere kleinere Erzeugungsanlagen nicht unverhältnismäßig zu belasten, sieht die RED III bewusst **Schwellenwerte** vor, unterhalb derer eine Zertifizierung nicht erforderlich ist und damit vereinfachte Anforderungen gelten.

Diese pragmatische Herangehensweise sollte auch auf **biogenes CO<sub>2</sub>** übertragen werden, das im Rahmen von Kohlenstoffabscheidung oder anderen Verwertungsprozessen genutzt wird. Eine pauschale Anwendung der vollständigen Nachhaltigkeitsanforderungen auf jede Form von biogenem CO<sub>2</sub> – unabhängig von Herkunft und Umfang – würde den administrativen Aufwand erheblich erhöhen und könnte innovationshemmend wirken.

Daher plädiert der BDEW dafür, dass **auch biogenes CO<sub>2</sub> aus nicht zertifiziert nachhaltiger Biomasse** grundsätzlich zulässig bleibt, sofern es aus Reststoffen oder Abfallströmen sowie Anlagen mit einer Feuerungswärmeleistung unter 2 MW oder aus Biomethanerzeugungsanlagen mit einer Durchflussrate von weniger als 200 m<sup>3</sup>/h stammt und keine negativen Auswirkungen auf Umwelt- oder Klimaziele nachgewiesen werden. Eine differenzierte Betrachtung ist notwendig, um sowohl ökologische Integrität als auch wirtschaftliche Machbarkeit sicherzustellen.

## 2.11 Zu Nr. 4.3.1: Zusätzliche Anforderungen an BioCCS

### › Zu Absatz 2 und 3: Abweichende Regelungen für „waste to energy facilities“

Die in den Absätzen 2 und 3 vorgesehenen abweichenden Regelungen für „waste to energy facilities“ sollten auch für thermische Abfallverbrennungsanlagen gelten, für die der Hauptzweck nicht die Energiegewinnung, sondern die thermische Behandlung der Abfälle ist. Insbesondere sollten die abweichenden Regelungen auch für Siedlungsabfall- und Sonderabfallverbrennungsanlagen sowie für Klärschlammverbrennungsanlagen, die der thermischen Vorbehandlung von kommunalen Klärschlamm dienen, angewendet werden.

### › Zu Absatz 2: Begriff „nameplate biomass consumption“

Der in Absatz 2 eingeführte Begriff „nameplate biomass consumption“ ist nicht gebräuchlich und kann bei Betreibern zu Verunsicherung führen. Es ist unklar, auf welche Einheit sich der Begriff bezieht (Gewicht der Originalsubstanz, Trockenmasse oder Heizwert). Seine Aufnahme unterstützt nicht wirksam den Zweck von Artikel 4.3.1. Die Definition dieses Begriffs auf Grundlage historischer Betriebsdaten birgt das Risiko, Anlagen auf ihre derzeitigen Brennstoffquellen festzulegen und somit Innovationen zu behindern. Dies ist besonders problematisch, da der Begriff die unterschiedlichen Energiedichten verschiedener Biomassearten nicht berücksichtigt. Dadurch wird die Nutzung von Biomasse mit geringerer Energiedichte – die potenziell nachhaltiger sein könnte – wirtschaftlich unattraktiv.

Darüber hinaus könnte der Begriff für bestehende Kraftwerke, die derzeit Biomasse mitverbrennen, Herausforderungen mit sich bringen, wenn sie planen, im Rahmen der Installation von CCS-Technologie den Betrieb vollständig auf Biomasse umzustellen. Die durch den Begriff „nameplate biomass consumption“ implizierte Starrheit könnte solche Umstellungen behindern und den übergeordneten Dekarbonisierungszielen zuwiderlaufen.

Der BDEW spricht sich dafür aus, den Begriff „nameplate biomass consumption“ durch den genehmigungsrechtlich geläufigen Begriff „thermal rated capacity“ (Feuerungswärmeleistung) zu ersetzen. Außerdem sollten die in Absatz 2 des Rechtsakts aufgeführten Anforderungen auf Feuerungsanlagen, deren genehmigte Feuerungswärmeleistung 20 MW oder mehr beträgt, beschränkt werden. Durch diese zwei Vorschläge würde der Verwaltungsaufwand für alle Beteiligten erheblich verringert.

### › Zu Absatz 4: Begriff „neu errichtete Anlage“

Die Betreiber müssen nachweisen, dass eine „neu errichtete Anlage“, die innerhalb von zwölf Monaten vor Beginn des Tätigkeitszeitraums in Betrieb genommen wurde, auch ohne CCS wirtschaftlich tragfähig ist. Die Definition „neu errichteter Anlagen“ umfasst solche, die an Standorten errichtet wurden, an denen es zuvor keine CO<sub>2</sub>-erzeugenden Prozesse gab, ebenso

wie solche, bei denen der Prozess zuvor unter einem anderen wirtschaftlichen Rechtsträger betrieben wurde und nach einer Nachrüstung oder Erweiterung erneut aufgenommen wurde. Aus Sicht des BDEW ist diese Definition zu weit gefasst und unklar. Sie könnte so interpretiert werden, dass auch Brennstoffwechselprojekte (z. B. von fossilem Brennstoff auf Biomasse-Brennstoff) oder Kapazitätserhöhungen in bestehenden Biomasse-Mischfeuerungsanlagen (mehr Biomasse-Brennstoff, weniger fossiler Brennstoff) erfasst werden. Sie könnte zudem unbeabsichtigt stillgelegte Anlagen einschließen oder solche, die für BECCS-Nachrüstungen in separate Finanzstrukturen überführt wurden. Der Ausschluss von Anlagen, die „zuvor unter einem anderen wirtschaftlichen Rechtsträger betrieben wurden“, würde die Möglichkeit ausschließen, mit einem Joint-Venture-Partner zusammenzuarbeiten.

Um die vorgenannten Probleme zu vermeiden, sollte ausdrücklich anerkannt werden, dass Anlagen, bei denen der CO<sub>2</sub>-erzeugende Prozess zuvor unter demselben wirtschaftlichen Rechtsträger betrieben wurde, bei denen der Betrieb jedoch eingestellt und nach einer Nachrüstung oder Erweiterung wieder aufgenommen wurde, als bestehende Anlage gelten.

› **Zu Absatz 4: „Wirtschaftliche Tragfähigkeit“ von Neubauten**

Der BDEW hat erhebliche Bedenken hinsichtlich des geforderten Nachweises der „wirtschaftlichen Tragfähigkeit“ für Neubauten und wie dieser bewertet werden soll. Ein solcher Nachweis sollte nicht nur auf die verengte wirtschaftliche Dimension abstellen, sondern sollte auch die strategische Rolle einer Anlage bei der Unterstützung von Dekarbonisierungszielen würdigen. Dies umfasst den Beitrag zur Dekarbonisierung der Strom- und Wärmenetze, der Industriesektoren oder regionaler Energiesysteme. Die Bewertung sollte auch die Möglichkeiten berücksichtigen, den Einsatz von regional/lokal nachhaltig beschaffter Biomasse zu maximieren, sowie die Funktion und Betriebsweise der Anlage (z. B. reine Strom- oder Wärmeerzeugung, KWK oder Waste-to-Energy) sowie die Übereinstimmung mit lokalen, regionalen oder nationalen Klima- und Entwicklungsplänen einbeziehen.

Vor dem Hintergrund des erheblichen zusätzlichen Verwaltungsaufwandes für die Darstellung der „wirtschaftlichen Tragfähigkeit“ und der Schwierigkeit der Quantifizierung der weiteren Vorteile der Anlage sollte diese Pflicht entfallen.

› **Zu Absatz 5: Offenlegung der Brennstoffmischung**

Absatz 5 verlangt von den Betreibern, den eingesetzten Biomasse-Brennstoff bzw. die Brennstoffmischung offenzulegen, aufgeschlüsselt auf das in der Richtlinie (EU) 2018/2001 geforderte Niveau, mit ausdrücklicher Angabe der Anteile, die aus „Sägerundholz, Furnierrundholz, Abfällen oder Reststoffen sowie gemischtem Material, das Rundholz in Industriequalität, Stümpfe oder Wurzeln enthalten kann“, stammen.

Nach Auffassung des BDEW bedeutet **die geforderte Aufschlüsselung einen erheblichen zusätzlichen Verwaltungsaufwand**, für den keine erkennbare Notwendigkeit für die Zwecke der Verordnung besteht. Der mit „*mit ausdrücklicher Angabe der Anteile*“ beginnende Halbsatz sollte gestrichen werden oder zumindest auf den Text der RED III zurückgeführt werden, indem die Wörter „*Abfällen oder Reststoffen sowie gemischtem Material, das*“ gestrichen werden.

## **2.12 Anwendbarkeit der Methodik auf Biogasaufbereitungsanlagen**

Es bedarf der Klarstellung, dass auch das biogene CO<sub>2</sub>, welches aus der Aufbereitung von Rohbiogas auf Biomethan- bzw. Bioerdgasqualität stammt, für die Zwecke dieser Verordnung wie biogenes CO<sub>2</sub> aus der Verbrennung von Biomasse behandelt wird. Die Bilanzierung der Emissionen sollte hierbei aber nicht die gesamte Vorkette des Biogasanbaus und der Biogasgewinnung umfassen, da es sich bei diesem aus dem Rohbiogas abgeschiedenen CO<sub>2</sub> üblicherweise nicht um ein zielgerichtet erzeugtes marktfähiges Koppelprodukt der Biomethan, Strom- oder Wärmeerzeugung handelt.

Die Emissionsbilanzierung sollte in diesem Fall mit der Aufbereitung des CO<sub>2</sub> nach dem Abscheideprozess aus dem Rohbiogasstrom beginnen, da die bis dahin anfallenden Emissionen der vorangehenden Verfahrensschritte bereits den Hauptprodukten Strom, Wärme und Biomethan zugeschrieben werden.

## **2.13 Übertragbarkeit der Methodik auf DACCU und BioCCU**

Es ist zu erwarten, dass zukünftig in einigen Fällen Anlagen mit direkter CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus der Atmosphäre als Kohlenstofflieferanten im Verbundbetrieb mit Wasserelektrolyseanlagen für die Herstellung synthetischer Kraft- und Brennstoffe betrieben werden. Der hierfür zu verwendende erneuerbare Strom sollte unabhängig von der Verwendung in DACCS/U oder Wasserelektrolyse den gleichen Strombezugskriterien unterliegen. Wie bereits zu Nr. 2.3.4.1 ausgeführt müssen die Strombezugskriterien der Delegierten Verordnung 2023/1184 noch erheblich überarbeitet werden, um die Praxistauglichkeit zu gewährleisten und den Verwaltungsaufwand zu verringern.

Das gleiche Prinzip gilt auch für die stoffliche Nutzung des in BioCCU-Anlagen abgeschiedenen CO<sub>2</sub>. Auch hier gilt, dass die für BioCCS-Anlagen vorgeschlagenen Berechnungsmethoden für Vorketten und Strombezug sowie Abscheidung und Transport in analoger Weise auf BioCCU-Anlagen angewendet werden können.

Vor diesem Hintergrund muss die künftige Übertragbarkeit der im Rahmen der Delegierten Verordnung eingeführten Bilanzierungsmethodik auf vergleichbare Prozesse gewährleistet sein. Die Verwendung der gleichen Methodik ermöglicht den Anlagenbetreibern je nach Marktumfeld und Bedarf eine stoffliche Nutzung oder eine dauerhafte Speicherung des CO<sub>2</sub> vorzusehen.

#### **2.14 Zu Erwägungsgrund 4 des Verordnungsentwurfs**

Momentan gibt es für die BioCCS und BioCCU noch kein tragfähiges Geschäftsmodell. Das liegt vor allem an fehlenden Anreizen, aber zum Teil auch an den geringen Anfallmengen. Der Anfall von biogenem CO<sub>2</sub> ist punktuell und i.d.R. weit voneinander entfernt. Geringe Transportkapazitäten, die hohen Standards unterliegen, erschweren die Wirtschaftlichkeit zusätzlich.

Erschwerend kommt hinzu, dass die im Rahmen des RePowerEU-Pakets genannte Absicht zur Produktion von 35 Mrd. m<sup>3</sup> Biomethan bis 2030 in der EU derzeit nicht mit ausreichenden Zielen und Maßnahmen in den Mitgliedstaaten hinterlegt ist. Das im Rahmen des Biogasaufbereitungsprozesses abgeschiedene biogene CO<sub>2</sub> kann bei Vorhandensein entsprechender Transportinfrastruktur eine kostengünstige CO<sub>2</sub>-Quelle für BioCCS-Aktivitäten darstellen.

Sofern Mitgliedstaaten von ihren Pflichten zur Verringerung ihrer THG-Emissionen unter der Europäischen Klimaschutzverordnung (EU) 2018/842 abweichen, sollten sie diese verbindlichen Ziele auch mit Zielvereinbarungen zu Bio-CCS/CCU kombinieren können. Das sollte vor allem dann möglich sein, wenn Verpflichtungen aus der Effort-Sharing-Regulation nicht über genügend „Übererfüllung“ aus anderen EU-Staaten kosteneffizient gedeckt werden kann.

#### **2.15 Zu Erwägungsgrund 12 des Verordnungsentwurfs**

Nachhaltigkeitsanforderungen und Zertifizierungen sind im Bereich Bioenergie und Biogas in einigen Mitgliedstaaten bereits mannigfaltig etabliert. Abweichungen in der Auslegung der Richtlinie 2024/3012 von den bisherigen Regelungen der Richtlinie 2001/2018 und dazugehörigen Nachhaltigkeitsanforderungen sind dringend zu vermeiden. Das gilt u.a. für die Definition der Nachhaltigkeit der Biomasse, des Produktionsprozesses (vgl. Berechnungsgrenzen und Regeln nach Richtlinie 2001/2018, Annex VI) als auch für die Etablierung kostenpflichtiger neuer Register (vgl. Richtlinie 2024/3012, Art. 12).