Amtsblatt
der Europäischen Union

DE
Reihe L

2026/285

17.4.2026

DELEGIERTE VERORDNUNG (EU) 2026/285 DER KOMMISSION

vom 3. Februar 2026

zur Ergänzung der Verordnung (EU) 2024/3012 des Europäischen Parlaments und des Rates durch die Festlegung der Zertifizierungsmethoden für Tätigkeiten zur dauerhaften CO_2-Entnahme

DIE EUROPÄISCHE KOMMISSION —

gestützt auf den Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union,

gestützt auf die Verordnung (EU) 2024/3012 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. November 2024 zur Schaffung eines Unionsrahmens für die Zertifizierung von dauerhaften CO_2-Entnahmen, kohlenstoffspeichernder Landbewirtschaftung und der CO_2-Speicherung in Produkten ([1]), insbesondere auf Artikel 8 Absatz 2,

in Erwägung nachstehender Gründe:

(1) Mit der Verordnung (EU) 2024/3012 wird ein freiwilliger Unionsrahmen für die Zertifizierung von dauerhaften CO_2-Entnahmen, kohlenstoffspeichernder Landbewirtschaftung und der CO_2-Speicherung in Produkten geschaffen, um die Verwirklichung der Unionsziele des im Rahmen des Rahmenübereinkommens der Vereinten Nationen über Klimaänderungen ([2]) geschlossenen Übereinkommens von Paris voranzutreiben, insbesondere die gemeinsame Verwirklichung des Ziels der Klimaneutralität bis spätestens 2050 gemäß der Verordnung (EU) 2021/1119 des Europäischen Parlaments und des Rates ([3]). Zu diesem Zweck werden in der Verordnung (EU) 2024/3012 Qualitätskriterien für CO_2-Entnahmetätigkeiten im Hinblick auf die Quantifizierung, Zusätzlichkeit, Speicherung, Haftung und Nachhaltigkeit festgelegt. Es ist erforderlich, die Zertifizierungsmethoden festzulegen, nach denen Betreiber von Tätigkeiten zur dauerhaften CO_2-Entnahme, die in der Union durchgeführt werden, nachweisen können, dass diese Tätigkeiten die genannten Qualitätskriterien erfüllen und die durch solche Tätigkeiten erzielten CO_2-Entnahmen für eine Zertifizierung gemäß dem Unionsrahmen in Betracht kommen.

(2) Bei der von der Kommission durchgeführten Überprüfung der bestehenden Methoden für die Zertifizierung dauerhafter CO_2-Entnahmen und der anschließenden Arbeit der Sachverständigengruppe „CO_2-Entnahme“ wurden drei Arten von Tätigkeiten zur dauerhaften CO_2-Entnahme ermittelt, bei denen es die wissenschaftlichen Erkenntnisse und die technologische Reife ermöglichen, Zertifizierungsmethoden für die Zwecke der Verordnung (EU) 2024/3012 auszuarbeiten, die eine robuste und transparente Quantifizierung des Nettonutzens der CO_2-Entnahme gewährleisten, nämlich die direkte CO_2-Abscheidung aus der Luft und -Speicherung (DACCS), Bioenergie mit CO_2-Abscheidung und -Speicherung (BioCCS) und CO_2-Entnahme durch Biokohle (BCR).

(3) Es ist angezeigt, diese Verordnung in regelmäßigen Abständen, mindestens jedoch alle vier Jahre, umfassend zu überprüfen. Dabei ist dem technischen und wissenschaftlichen Fortschritt und Innovationen – insbesondere Verbesserungen bei der Überwachung, Berichterstattung und Überprüfung – im Hinblick auf DACCS-, BioCCS- und BCR-Tätigkeiten sowie andere Tätigkeiten zur dauerhaften CO_2-Entnahme Rechnung zu tragen. Auch Entwicklungen bei den Rechtsvorschriften der Union sind zu berücksichtigen, darunter die Überarbeitung der Nachhaltigkeitsanforderungen gemäß der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates ([4]). Um den Erfahrungen mit der Durchführung dieser Verordnung Rechnung zu tragen, sind Veranstaltungen zum Wissensaustausch zu organisieren, bei denen Rückmeldungen eingeholt und bewährte Verfahren ausgetauscht werden.

([1]) ABl. L, 2024/3012, 6.12.2024, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg/2024/3012/oj.

([2]) Im Rahmen des Rahmenübereinkommens der Vereinten Nationen über Klimaänderungen geschlossenes Übereinkommen von Paris, das mit dem Beschluss (EU) 2016/1841 des Rates vom 5. Oktober 2016 über den Abschluss des im Rahmen des Rahmenübereinkommens der Vereinten Nationen über Klimaänderungen geschlossenen Übereinkommens von Paris im Namen der Europäischen Union angenommen wurde (ABl. L 282 vom 19.10.2016, S. 1, ELI: http://data.europa.eu/eli/dec/2016/1841/oj).

([3]) Verordnung (EU) 2021/1119 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Juni 2021 zur Schaffung des Rahmens für die Verwirklichung der Klimaneutralität und zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 401/2009 und (EU) 2018/1999 („Europäisches Klimagesetz“) (ABl. L 243 vom 9.7.2021, S. 1, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg/2021/1119/oj).

([4]) Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (ABl. L 328 vom 21.12.2018, S. 82, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2018/2001/oj).

(4) Derzeit sind DACCS-, BioCCS- und BCR-Tätigkeiten von einem Marktversagen betroffen, d. h. sie bieten Vorteile für die Eindämmung des Klimawandels, die mit Kosten verbunden sind, aber keine angemessenen Einnahmen für die Betreiber generieren, was zu einer Finanzierungslücke führt ([5]). Betreiber, die biogenes oder atmosphärisches CO_2 abscheiden und speichern, können keine Zertifikate oder Verringerungen ihrer Verpflichtungen gemäß der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates ([6]) erhalten. Daher fehlt es Betreibern von DACCS-, BioCCS- und BCR-Tätigkeiten derzeit an wirtschaftlichen Anreizen für Investitionen. Diese Finanzierungslücke kann durch öffentliche Unterstützung und Einnahmen aus dem Verkauf zertifizierter Einheiten oder durch eine mögliche Kombination der beiden Finanzierungsmechanismen geschlossen werden ([7]). Für diese Tätigkeiten ist es deshalb angezeigt, einen standardisierten Ausgangswert von 0 CO_2-Äquivalent festzulegen, da dies in hohem Maß repräsentativ für die derzeitige Standardleistung vergleichbarer Verfahren und Prozesse unter ähnlichen sozialen, wirtschaftlichen, ökologischen, technologischen und rechtlichen Gegebenheiten ist. Daher gelten solche Tätigkeiten im Einklang mit den in der Verordnung (EU) 2024/3012 festgelegten Vorschriften über die Zusätzlichkeit im Falle der Verwendung eines standardisierten Ausgangswerts als zusätzlich.

(5) Um sicherzustellen, dass die CO_2-Speicherung dauerhaft erfolgt, sollte das CO_2 bei DACCS- und BioCCS-Tätigkeiten in geologischen Speicherstätten erfolgen, die gemäß der Richtlinie 2009/31/EG des Europäischen Parlaments und des Rates ([8]) genehmigt wurden und den Haftungsrahmen für etwaige CO_2-Leckagen bieten. Für DACCS- und BioCCS-Tätigkeiten sollte eine gemeinsame Transportinfrastruktur genutzt und CO_2 an mehrere Speicherstätten verbracht werden können, in denen CO_2 aus verschiedenen Quellen gespeichert wird.

(6) Bei BCR-Tätigkeiten entsteht ein quantifizierbarer Anteil stabiler Biokohle, die CO_2 voraussichtlich für mehrere Jahrhunderte oder länger speichert und somit dauerhafte CO_2-Entnahmeeinheiten erzeugen kann. Die Erzeugung und Verwendung von Biokohle sollte bis zu dem Zeitpunkt überwacht werden, an dem sie für die nach der BCR-Methode zulässigen Verwendungszwecke in den Boden eingebracht oder Produkten zugesetzt wird. In Fällen, in denen die Einbringung von Biokohle in Böden nicht unmittelbar überwacht wurde, sollten die Betreiber für einen Zeitraum von mindestens einem Jahr nach der Einbringung Zugang zum Standort gewähren, damit überprüft werden kann, ob die BCR-Tätigkeit den Bedingungen für die dauerhafte CO_2-Speicherung entsprach. Angesichts des geringen Risikos einer Wiederfreisetzung des als stabil eingestuften Biokohleanteils und der Verwendung eines Konservativitätsfaktors bei der Quantifizierung des dauerhaften Anteils der Biokohle sollte nach dem Zeitpunkt, an dem die Biokohle nachweislich in den Boden eingebracht oder einem Produkt zugesetzt wurde, keine weitere Überwachung erforderlich sein.

(7) Um die CO_2-Abscheidung nicht unattraktiver zu machen, sollten die Nachhaltigkeitsanforderungen für bei BioCCS-Tätigkeiten eingesetzte Biomasse nicht über die Anforderungen für Biomasse hinausgehen, die in Bioenergieanlagen eingesetzt wird, in denen kein CO_2 abgeschieden wird. Es sei daran erinnert, dass die Betreiber im Falle einer öffentlichen Unterstützung durch die Mitgliedstaaten den Grundsatz der Kaskadennutzung gemäß Artikel 3 Absatz 3 der Richtlinie (EU) 2018/2001 in der von den Mitgliedstaaten umgesetzten Form einhalten müssen.

(8) Zum Schutz der Ökosysteme, biologischen Vielfalt und natürlichen Kohlenstoffsenken sollten die BioCCS- und BCR-Tätigkeiten keine nicht nachhaltige Nachfrage nach Biomasse-Rohstoffen schaffen, im Einklang mit dem Grundsatz der Kaskadennutzung von Biomasse durchgeführt werden und es sollte eine transparente Berichterstattung über die Art der durch die Tätigkeit verbrauchten Biomasse erfolgen.

(9) Bei BioCCS-Tätigkeiten, die in erster Linie der Erzeugung von Wärme oder Strom aus der Verbrennung von Biomasse dienen, sollte nachgewiesen werden, dass die Biomasse-Verbrauchskapazität der Anlage um nicht mehr als die Menge gestiegen ist, die für die Energieversorgung für die Abscheidung biogener CO_2-Emissionen erforderlich ist.

([5]) Siehe Beschluss der Kommission vom 2. Juli 2024 über die Beihilfe SA.107009 (2024/N) – Schweden – Swedish biogenic CCS auction (C(2024) 4582 final), Rn. 29 ff.

([6]) Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates (ABl. L 275 vom 25.10.2003, S. 32, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2003/87/oj).

([7]) Siehe Beschluss der Kommission vom 2. Juli 2024 über die Beihilfe SA.107009 (2024/N) – Schweden – Swedish biogenic CCS auction (C(2024) 4582 final), Rn. 179.

([8]) Richtlinie 2009/31/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 über die geologische Speicherung von Kohlendioxid und zur Änderung der Richtlinie 85/337/EWG des Rates sowie der Richtlinien 2000/60/EG, 2001/80/EG, 2004/35/EG, 2006/12/EG und 2008/1/EG des Europäischen Parlaments und des Rates sowie der Verordnung (EG) Nr. 1013/2006 (ABl. L 140 vom 5.6.2009, S. 114, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2009/31/oj).

(10) Bei BCR-Tätigkeiten, bei denen als Primärprodukt Biokohle erzeugt wird, auf die mindestens 50 % des gesamten Energieoutputs der Nebenerzeugnisse entfallen, dürfen für die Erzeugung der Biokohle nur Rohstoffe aus Abfällen oder Reststoffen im Sinne des Artikels 2 Nummer 23 bzw. 43 der Richtlinie (EU) 2018/2001 verwendet werden.

(11) Beschränkt sich der Anstieg des Biomasseverbrauchs, der für die Wärme- oder Stromversorgung vor Ort bei DACCS- oder BioCCS-Tätigkeiten oder für die Erzeugung von Biokohle bei BCR-Tätigkeiten erforderlich ist, auf Abfälle und Biomasserückstände oder steht er im Einklang mit dem Grundsatz der Kaskadennutzung von Biomasse, und führt er nicht zu einer Verdrängung bestehender Biomasseverwendungen oder zu einem erhöhten Flächendruck, so dürfte der Anstieg nicht mit erheblichen Emissionen aus indirekten Landnutzungsänderungen (iLUC) einhergehen. Derzeit werden durch den Verbrauch von aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen produzierten Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen keine nennenswerten Mengen an Wärme oder Strom vor Ort erzeugt und dies wird sich infolge der Anreizeffekte durch die Verordnung (EU) 2024/3012 voraussichtlich auch nicht ändern. Daher ist nicht davon auszugehen, dass Emissionen aus indirekten Landnutzungsänderungen die Quantifizierung des Nettonutzens der CO_2-Entnahme bei DACCS-, BioCCS- und BCR-Tätigkeiten erheblich beeinflussen.

(12) Um die Transparenz zu erhöhen und bewährte Verfahren für die Beschaffung von Biomasse-Rohstoffen anzuerkennen, sollten Betreiber von DACCS-, BioCCS- und BCR-Tätigkeiten über die bei ihren Tätigkeiten verbrauchten Biomasse-Rohstoffe Bericht erstatten. Diese Informationen sollten bei der Überprüfung der Zertifizierungsmethoden und für die Zwecke möglicher Änderungen in die Bewertung einfließen, inwiefern sich Tätigkeiten zur dauerhaften CO_2-Entnahme auf Ökosysteme, die Verfügbarkeit von Rohstoffen für andere Sektoren und das Risiko auswirken könnten, dass mehr Rohstoffe gefördert werden als vor Ort verfügbar.

(13) Zum Schutz der Bodengesundheit muss darauf hingewiesen werden, dass im Rahmen von BCR-Tätigkeiten erzeugte Biokohle der Verordnung (EG) Nr. 1907/2006 des Europäischen Parlaments und des Rates ([9]), der Richtlinie 2008/98/EG des Europäischen Parlaments und des Rates ([10]), der Verordnungen (EG) Nr. 1069/2009 ([11]) und (EU) 2019/1021 ([12]) des Europäischen Parlaments und des Rates und der Richtlinie (EU) 2025/2360 des Europäischen Parlaments und des Rates ([13]) entsprechen muss —

HAT FOLGENDE VERORDNUNG ERLASSEN:

Artikel 1

Begriffsbestimmungen

Für die Zwecke dieser Verordnung bezeichnet der Ausdruck

1. „atmosphärisches CO_2“ bei Umgebungstemperatur gleichmäßig in der freien Atmosphäre verteiltes CO_2, wobei die CO_2-Konzentration nicht von lokalen Punktquellen beeinflusst wird, aber aufgrund regionaler anthropogener und natürlicher Emissionsquellen variieren kann;

2. „Biokohle“ kohlenstoffhaltige Substanzen, die durch thermische Behandlung von Biomasse oder Biomasse-Brennstoffen erzeugt werden;

([9]) Verordnung (EG) Nr. 1907/2006 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Dezember 2006 zur Registrierung, Bewertung, Zulassung und Beschränkung chemischer Stoffe (REACH), zur Schaffung einer Europäischen Chemikalienagentur, zur Änderung der Richtlinie 1999/45/EG und zur Aufhebung der Verordnung (EWG) Nr. 793/93 des Rates, der Verordnung (EG) Nr. 1488/94 der Kommission, der Richtlinie 76/769/EWG des Rates sowie der Richtlinien 91/155/EWG, 93/67/EWG, 93/105/EG und 2000/21/EG der Kommission (ABl. L 396 vom 30.12.2006, S. 1, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg/2006/1907/oj).

([10]) Richtlinie 2008/98/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. November 2008 über Abfälle und zur Aufhebung bestimmter Richtlinien (ABl. L 312 vom 22.11.2008, S. 3, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2008/98/oj).

([11]) Verordnung (EG) Nr. 1069/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 21. Oktober 2009 mit Hygienevorschriften für nicht für den menschlichen Verzehr bestimmte tierische Nebenprodukte und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1774/2002 (ABl. L 300 vom 14.11.2009, S. 1, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg/2009/1069/oj).

([12]) Verordnung (EU) 2019/1021 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 20. Juni 2019 über persistente organische Schadstoffe (ABl. L 169 vom 25.6.2019, S. 45, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg/2019/1021/oj).

([13]) Richtlinie (EU) 2025/2360 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 12. November 2025 zur Bodenüberwachung und für Bodenresilienz (Bodenüberwachungsgesetz) (ABl. L, 2025/2360, 26.11.2025, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2025/2360/oj).

3. „Tätigkeit zur CO_2-Entnahme durch Biokohle“ oder „BCR-Tätigkeit“ eine Tätigkeit, bei der Biokohle erzeugt und dauerhaft gespeichert wird, indem sie in den Boden eingebracht oder Materialien zugesetzt wird;

4. „Bioenergie mit CO_2-Abscheidung und -Speicherung“ oder „BioCCS-Tätigkeit“ eine Tätigkeit, bei der biogenes CO_2 abgeschieden und anschließend transportiert und dauerhaft gespeichert wird, indem es in einer geologischen Speicherstätte, für die eine gültige Genehmigung gemäß Artikel 8 der Richtlinie 2009/31/EG besteht, injiziert wird;

5. „biogenes CO_2“ CO_2, das durch einen chemischen oder biologischen Vorgang, der sich auf die Kohlenstoffatome auswirkt (Verbrennung, Oxidation, anaerobe Vergärung und Fermentation), aus Biomasse, Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen oder Biomasse-Brennstoffen erzeugt wird;

6. „Tätigkeit zur direkten CO_2-Abscheidung aus der Luft und -Speicherung“ oder „DACCS-Tätigkeit“ eine Tätigkeit, bei der atmosphärisches CO_2 aus der Umgebungsluft abgeschieden und anschließend transportiert und dauerhaft gespeichert wird, indem es in einer geologischen Speicherstätte, für die eine gültige Genehmigung gemäß Artikel 8 der Richtlinie 2009/31/EG besteht, injiziert wird.

Artikel 2

Zertifizierungsmethode für die dauerhafte CO_2-Entnahme per direkte CO_2-Abscheidung aus der Luft und -Speicherung

(1) DACCS-Tätigkeiten müssen folgende Anforderungen erfüllen:

a) die Förderfähigkeitskriterien gemäß Abschnitt 1.1.1 des Anhangs;

b) die Tätigkeits- und Überwachungszeiträume gemäß den Abschnitten 1.2.1.1 und 1.2.1.2 des Anhangs;

c) die Vorschriften für die Ermittlung der CO_2-Senken und Treibhausgas-Emissionsquellen gemäß Abschnitt 2.1.1 des Anhangs;

d) die Vorschriften für die Berechnung des Ausgangswerts gemäß Abschnitt 2.1.2 des Anhangs;

e) die Vorschriften für die Berechnung der gesamten CO_2-Entnahmen gemäß Abschnitt 2.1.3 des Anhangs;

f) die Vorschriften für die Berechnung der $GHG_{associated}$-Emissionen gemäß Abschnitt 2.1.4 des Anhangs;

g) die Vorschriften für die langfristige Speicherung und Haftung gemäß Abschnitt 3.1 des Anhangs;

h) die Vorschriften für die Mindestanforderungen an die Nachhaltigkeit gemäß Abschnitt 4.1 des Anhangs;

i) die Vorschriften für die Überwachung und Meldung gemäß den Abschnitten 1.3.2 und 1.3.3 des Anhangs.

(2) Betreiber von DACCS-Tätigkeiten stellen sicher, dass sich die Anlage, in der CO_2 abgeschieden wird, in der Union befindet.

Artikel 3

Zertifizierungsmethode für die dauerhafte CO_2-Entnahme per Bioenergie mit CO_2-Abscheidung und -Speicherung

(1) BioCCS-Tätigkeiten müssen folgende Anforderungen erfüllen:

a) die Förderfähigkeitskriterien gemäß Abschnitt 1.1.1 des Anhangs;

b) die Tätigkeits- und Überwachungszeiträume gemäß Abschnitt 1.2.1 des Anhangs;

c) die Vorschriften für die Ermittlung der CO_2-Senken und Treibhausgas-Emissionsquellen gemäß Abschnitt 2.1.1 des Anhangs;

d) die Vorschriften für die Berechnung des Ausgangswerts gemäß Abschnitt 2.1.2 des Anhangs;

e) die Vorschriften für die Berechnung der gesamten CO_2-Entnahmen gemäß Abschnitt 2.1.3 des Anhangs;

f) die Vorschriften für die Berechnung der $GHG_{associated}$-Emissionen gemäß Abschnitt 2.1.4 des Anhangs;

g) die Vorschriften für die langfristige Speicherung und Haftung gemäß Abschnitt 3.1 des Anhangs;

h) die Vorschriften für die Mindestanforderungen an die Nachhaltigkeit gemäß Abschnitt 4.1 des Anhangs;

i) die Vorschriften für die Überwachung und Meldung gemäß den Abschnitten 1.3.2 und 1.3.3 des Anhangs.

(2) Das im Rahmen einer BioCCS-Tätigkeit abgeschiedene biogene CO_2 muss als Nebenprodukt von Produktionsprozessen von Waren, Energie oder Dienstleistungen erzeugt werden und es darf kein biogenes CO_2 aus Biomasse, Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen oder Biomasse-Brennstoffen ausschließlich zum Zweck der Abscheidung und Speicherung erzeugt werden.

(3) Betreiber von BioCCS-Tätigkeiten stellen sicher, dass sich die Anlage, in der CO_2 abgeschieden wird, in der Union befindet.

Artikel 4

Zertifizierungsmethode für die dauerhafte CO_2-Entnahme durch Tätigkeiten zur CO_2-Entnahme durch Biokohle

(1) BCR-Tätigkeiten müssen folgende Anforderungen erfüllen:

a) die Förderfähigkeitskriterien gemäß Abschnitt 1.1.2 des Anhangs;

b) die Tätigkeits- und Überwachungszeiträume gemäß Abschnitt 1.2.2 des Anhangs;

c) die Vorschriften für die Ermittlung der CO_2-Senken und Treibhausgas-Emissionsquellen gemäß Abschnitt 2.2.1 des Anhangs;

d) die Vorschriften für die Berechnung des Ausgangswerts gemäß Abschnitt 2.2.2 des Anhangs;

e) die Vorschriften für die Berechnung der gesamten CO_2-Entnahmen gemäß Abschnitt 2.2.3 des Anhangs;

f) die Vorschriften für die Berechnung der $GHG_{associated}$-Emissionen gemäß Abschnitt 2.2.4 des Anhangs;

g) die Vorschriften für die langfristige Speicherung und Haftung gemäß Abschnitt 3.2 des Anhangs;

h) die Vorschriften für die Mindestanforderungen an die Nachhaltigkeit gemäß Abschnitt 4.1 des Anhangs;

i) die Vorschriften für die Überwachung und Meldung gemäß den Abschnitten 1.3.2 und 1.3.3 des Anhangs.

(2) Bei BCR-Tätigkeiten ist sicherzustellen, dass sich die Anlage zur Erzeugung von Biokohle und der Lagerort für die Biokohle in der Union befinden.

Artikel 5

Inkrafttreten

Diese Verordnung tritt am zwanzigsten Tag nach ihrer Veröffentlichung im *Amtsblatt der Europäischen Union* in Kraft.

Diese Verordnung ist in allen ihren Teilen verbindlich und gilt unmittelbar in jedem Mitgliedstaat.

Brüssel, den 3. Februar 2026

Für die Kommission
Die Präsidentin
Ursula VON DER LEYEN

ANHANG

BEGRIFFSBESTIMMUNGEN

Für die Zwecke dieses Anhangs bezeichnet der Ausdruck

(1) „verbundene THG-Emissionen“ den Anstieg der direkten und indirekten Treibhausgasemissionen während des gesamten Lebenszyklus der Tätigkeit, die auf deren Durchführung zurückzuführen sind;

(2) „Kapitalgüteremissionen“ Emissionen, die im Zusammenhang mit dem Bau von Anlagen und Ausrüstungen für eine Tätigkeit entstehen;

(3) „abgeschiedenes CO_2“ CO_2, das aus einer CO_2-Punktquelle oder aus der Atmosphäre abgeschieden und konzentriert wurde;

(4) „Abscheidungsanlage“ eine Anlage, in der CO_2 aus der Atmosphäre oder einem biogenes CO_2 enthaltenden Strom abgeschieden und – auch im Hinblick auf Reinheit und Druck – zu einer Form verarbeitet wird, in der es transportiert oder gespeichert werden kann;

(5) „Zertifizierungszeitraum“ den Zeitraum zwischen einer Rezertifizierungsprüfung für eine Tätigkeit und der letzten vorangegangenen Zertifizierungs- oder Rezertifizierungsprüfung für diese Tätigkeit;

(6) „diffuse CO_2-Emissionen“ unregelmäßige oder unbeabsichtigte CO_2-Emissionen aus nicht lokalisierten Quellen oder aus Quellen, die zu vielfältig oder zu unerheblich sind, um einzeln überwacht zu werden;

(7) „Ablassen von CO_2“ das absichtliche Freisetzen von CO_2 aus betrieblichen oder Sicherheitsgründen;

(8) „Austrittspunkt“ einen Punkt, an dem CO_2 zu Transport- oder Speicherzwecken aus der Abscheidungsanlage geleitet wird, unter Ausschluss von Schornsteinen, Rauchabzügen oder sonstigen Austrittsöffnungen der Abscheidungsanlage, über die CO_2 in die Atmosphäre freigesetzt wird;

(9) „fossiles CO_2“ CO_2 aus fossilem Kohlenstoff, bei dem es sich um anorganischen und organischen Kohlenstoff handelt, der gemäß der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2066 der Kommission ([1]) keinen Emissionsfaktor null hat;

(10) „dauerhafte geologische Speicherung“ die Speicherung von CO_2 in einer gemäß der Richtlinie 2009/31/EG zugelassenen geologischen Speicherstätte;

(11) „CO_2-Punktquelle“ eine natürliche oder anthropogene Gasquelle, bei der die CO_2-Konzentration aufgrund der Entstehung von CO_2 durch Oxidierung oder andere chemische Vorgänge oder aufgrund der Freisetzung von CO_2 aus einer Form der Speicherung oder Einschließung höher ist als in der freien Atmosphäre;

(12) „Nutzwärme“ die zur Deckung eines wirtschaftlich vertretbaren Wärme- oder Kältebedarfs erzeugte Wärme.

1. BESCHREIBUNG DER CO_2-ENTNAHMETÄTIGKEIT

1.1. **Zulässigkeit**

1.1.1. *CO_2-Entnahmetätigkeiten mit CO_2-Abscheidung und geologischer Speicherung*

Nur Abscheidungsanlagen dürfen Betreiber von DACCS- oder BioCCS-Tätigkeiten sein.

Bei DACCS- und BioCCS-Tätigkeiten kann das abgeschiedene CO_2 ganz oder teilweise zur dauerhaften Speicherung in Speicherstätten geleitet werden, um so dauerhafte CO_2-Entnahmeeinheiten zu erzeugen. Wird ein Teil des abgeschiedenen CO_2 zur Verwendung weitergeleitet oder wird es zur Speicherung weitergeleitet, aber durch ein alternatives Rahmenwerk anerkannt, so werden für diesen Anteil des CO_2 keine dauerhaften CO_2-Entnahmeeinheiten generiert.

([1]) Durchführungsverordnung (EU) 2018/2066 der Kommission vom 19. Dezember 2018 über die Überwachung von und die Berichterstattung über Treibhausgasemissionen gemäß der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates und zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 601/2012 der Kommission (ABl. L 334 vom 31.12.2018, S. 1, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg_impl/2018/2066/oj).

1.1.2. *CO_2-Entnahme durch Biokohle*

Die CO_2-Entnahme durch Biokohle (im Folgenden „BCR-Tätigkeit“) besteht in der Erzeugung von Biokohle in einer oder mehreren Biokohle-Produktionsanlagen, die sich im Eigentum desselben Rechtsträgers befinden und dieselbe Biokohleproduktionstechnologie nutzen. An verschiedenen Orten erzeugte Biokohle darf in keinem Fall derselben Produktionscharge zugewiesen werden (siehe Abschnitt 2.2.5.1), selbst wenn die Ausgangsstoffe und die Produktionsbedingungen ähnlich sind. Biokohle aus ein und derselben Tätigkeit kann an mehreren Standorten in Böden eingebracht oder Produkten zugesetzt werden.

1.1.2.1. Zulässigkeitskriterien für die Erzeugung

Beim Produktionsprozess für Biokohle

(a) werden Biomasse oder Biomasse-Brennstoffe auf Temperaturen von mindestens 350 °C erhitzt;

(b) sind die Verfahren darauf ausgelegt, sämtliches mit der Biokohle erzeugtes Methan vollständig abzuscheiden oder zu zerstören;

(c) wird die anfallende Wärme zur Trocknung von Biomasse oder zur Deckung eines anderen wirtschaftlich vertretbaren Wärme- oder Kältebedarfs genutzt. Als Ausnahme von dieser Regel können mobile Biokohleanlagen ohne Nutzung der erzeugten Wärme betrieben werden, wenn es in ihrem spezifischen Fall nicht praktikabel wäre, die Wärme zu nutzen. Zertifizierungssysteme können detailliertere Anforderungen an den Mindestwirkungsgrad der Wärmenutzung festlegen.

1.1.2.2. Zulässige Formen von Biokohleanwendungen

1.1.2.2.1. Einbringung von Biokohle in Böden

Biokohle kann zur dauerhaften CO_2-Speicherung in Böden eingebracht werden. Betreiber von Tätigkeiten, bei denen Biokohle in Böden eingebracht wird, stellen sicher, dass kein erhebliches Risiko besteht, dass der Netto-Klimanutzen der BCR durch Wärmeabsorption aufgrund einer verringerten Albedo verloren geht.

(a) Einbringung von Biokohle in landwirtschaftliche Böden und Waldböden

Die Einbringung von Biokohle ist für die Zertifizierung zulässig, wenn die Biokohle entweder direkt ohne vorherige Mischung mit einem anderen Produkt oder nach Vermischung mit einer Matrix aus Boden oder einem oder mehreren zusätzlichen Bodenverbesserungsmitteln gemäß Artikel 5 der Verordnung (EU) 2019/1009 des Europäischen Parlaments und des Rates ([2]) oder nach Verfütterung an Tiere und Verwertung als Gülle

(i) in landwirtschaftliche Böden eingebracht wird;

(ii) in Waldböden eingebracht wird;

(iii) in Böden in Gewächshäusern eingebracht wird.

Die Gesamteinbringung von Biokohle in landwirtschaftliche Böden und Waldböden ist im Laufe der Zeit auf insgesamt höchstens 50 Tonnen pro Hektar [t/ha] begrenzt, unabhängig davon, ob eine Zertifizierung besteht oder nicht, und einschließlich Einbringungen, die vor der Annahme dieser Methodik erfolgt sind. Die Betreiber führen geografisch spezifische Einbringungsprotokolle, damit die kumulative Einbringung überwacht werden kann.

(b) Einbringung von Biokohle in andere Böden als landwirtschaftliche Böden und Waldböden

Die Einbringung von Biokohle ist für die Zertifizierung zulässig, wenn die Biokohle entweder direkt ohne vorherige Mischung mit einem anderen Produkt oder nach Vermischung mit einer Matrix aus Boden oder anderen geeigneten Materialien

(i) zur Landschaftsgestaltung, für die tägliche Abdeckung von Deponien oder das Auffüllen von Löchern und Gruben wie stillgelegten Bergwerken und Erdölbrunnen verwendet wird;

(ii) in städtische Böden beispielsweise als Pflanzerde für Blumenbeete oder zur Anpflanzung städtischer Bäume und in öffentlichen oder privaten Parks und Gärten eingebracht wird.

([2]) Verordnung (EU) 2019/1009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit Vorschriften für die Bereitstellung von EU-Düngeprodukten auf dem Markt und zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 1069/2009 und (EG) Nr. 1107/2009 sowie zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 2003/2003 (ABl. L 170 vom 25.6.2019, S. 1, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg/2019/1009/oj).

Betreiber von Tätigkeiten, bei denen Biokohle für die Landschaftsgestaltung, Deponien oder das Auffüllen von Löchern und Gruben erzeugt wird, vermischen die Biokohle vor der Anwendung mit mindestens einem weiteren Material und stellen dabei sicher, dass die Mischung keine selbstständige Verbrennung unterhalten kann.

1.1.2.2.2. Produkten zugesetzte Biokohle

Nur BCR-Tätigkeiten, bei denen Biokohle Zement, Beton oder Asphalt zugesetzt wird, sind für die Zertifizierung zulässig.

1.2. **Tätigkeitszeitraum, Überwachungszeitraum und Zertifizierungszeitraum**

1.2.1. *DACCS- und BioCCS-Tätigkeiten*

1.2.1.1. Tätigkeitszeitraum

Die Dauer eines Tätigkeitszeitraums darf bei DACCS- und BioCCS-Tätigkeiten maximal 15 Jahre betragen. Am Ende jedes Tätigkeitszeitraums können die Betreiber einen neuen Tätigkeitszeitraum beginnen, indem sie einen neuen Tätigkeitsplan vorlegen.

1.2.1.2. Überwachungszeitraum

Der Überwachungszeitraum für DACCS- und BioCCS-Tätigkeiten entspricht dem Zeitraum bis zu dem Zeitpunkt, zu dem die Verantwortung für alle bei der Tätigkeit genutzten geologischen Speicherstätten gemäß Artikel 18 der Richtlinie 2009/31/EG den jeweils zuständigen nationalen Behörden übertragen wurde.

1.2.1.3. Zertifizierungszeitraum

Die Dauer des Zertifizierungszeitraums darf bei DACCS- und BioCCS-Tätigkeiten maximal 1 Jahr betragen.

Kann der Zeitraum, in dem das in einem bestimmten Zertifizierungszeitraum abgeschiedene CO_2 physisch in die dauerhafte Speicherung gelangt, nicht genau bestimmt werden, so können die Betreiber die Emissionen im Zusammenhang mit Transport und Speicherung auf der Grundlage der während des Zertifizierungszeitraums aufgezeichneten Daten schätzen, ohne bei dieser Berechnung eine zeitliche Verschiebung zwischen dem Zeitpunkt, zu dem das CO_2 abgeschieden wurde, und dem Zeitpunkt, zu dem es injiziert wird, zu berücksichtigen, indem sie die durchschnittlich damit verbundenen Emissionen (einschließlich diffuse Emissionen, Leckagen und Ablassen von CO_2) während des Transports und der Speicherung des CO_2 pro während des Zertifizierungszeitraums behandelter Tonne CO_2 bewerten.

1.2.2. *BCR-Tätigkeit*

1.2.2.1. Tätigkeitszeitraum

Die Dauer eines Tätigkeitszeitraums darf bei BCR-Tätigkeiten maximal 5 Jahre betragen. Am Ende jedes Tätigkeitszeitraums können die Betreiber einen neuen Tätigkeitszeitraum beginnen, indem sie einen neuen Tätigkeitsplan vorlegen.

1.2.2.2. Überwachungszeitraum

Der Überwachungszeitraum für BCR-Tätigkeiten entspricht

(a) bei Tätigkeiten, bei denen Biokohle in Böden eingebracht wird: wenn die Einbringung in den Boden direkt von der Zertifizierungsstelle überwacht wird, dem Zeitraum bis zur Einbringung; andernfalls dem Zeitraum von bis zu einem Jahr nach Ablauf des Zertifizierungszeitraums, für den die Einbringung von Biokohle in Böden gemeldet wurde;

(b) bei Tätigkeiten, bei denen Biokohle Produkten zugesetzt wird: dem Zeitraum bis zu dem Zeitpunkt, zu dem nachgewiesen wird, dass Biokohle zugesetzt wurde.

1.2.2.3. Zertifizierungszeitraum

Der Zertifizierungszeitraum darf bei BCR-Tätigkeiten maximal ein Jahr betragen. Die CO_2-Entnahmen und damit verbundenen Emissionen werden in dem Zertifizierungszeitraum, in dem das CO_2 dauerhaft per Einbringung von Biokohle in Böden oder Zusetzen von Biokohle zu Produkten gespeichert wird, aufgezeichnet.

1.3. **Planung und Berichterstattung**

1.3.1. *Tätigkeitsplan*

Vor der Zertifizierungsprüfung legt der Betreiber der Zertifizierungsstelle einen Tätigkeitsplan vor, der die erforderlichen Informationen enthält, anhand derer die Einhaltung der Anforderungen dieser Methodik gemäß Absatz 3 bewertet werden kann.

Möchte ein Betreiber während des Tätigkeitszeitraums Änderungen am Tätigkeitsplan vornehmen, so legt er den Zertifizierungsstellen unverzüglich eine Begründung für diese Änderungen sowie alle etwaigen Anpassungen des ursprünglichen Plans vor, insbesondere, was die Neuberechnung der erwarteten Treibhausgasemissionen und Auswirkungen auf die Nachhaltigkeitsanforderungen betrifft.

Der Tätigkeitsplan umfasst

(a) eine allgemeine Beschreibung der Tätigkeit sowie der Technologien und Infrastruktur, die dabei genutzt werden sollen;

(b) Einzelheiten zu allen Gliedern der CO_2-Entnahme-Wertschöpfungskette, die an der Durchführung der Tätigkeit beteiligt sind;

(c) Ermittlung einschlägiger lokaler, regionaler und nationaler Rechtsakte, Gesetze und Rechtsrahmen und Nachweis der Übereinstimmung der Tätigkeit mit diesen;

(d) eine Liste der für die Tätigkeit relevanten Emissionsquellen und -senken gemäß den Abschnitten 2.1.1 und 2.2.1;

(e) eine Schätzung der gesamten CO_2-Entnahmen und verbundenen THG-Emissionen der Tätigkeit im Tätigkeitszeitraum gemäß Anhang II Buchstaben k, l und m der Verordnung (EU) 2024/3012;

(f) eine Beschreibung etwaiger gemäß Abschnitt 2.3.1 durchgeführter Wesentlichkeitsbewertungen;

(g) eine Beschreibung der gemäß Abschnitt 2.3.6 durchgeführten Unsicherheitsbewertung;

(h) einen Nachweis der Einhaltung der Mindestanforderungen an die Nachhaltigkeit gemäß Abschnitt 4.1;

(i) Fördermittel, die für die Tätigkeit gemäß den Abschnitten 2.1.2 und 2.2.2 erhalten oder beantragt wurden;

(j) alle sonstigen Informationen, die die Zertifizierungsstelle zur Durchführung der Zertifizierungsprüfung gemäß Artikel 9 der Verordnung (EU) 2024/3012 benötigt.

1.3.2. *Überwachungsplan*

Vor der Zertifizierungsprüfung legen die Betreiber der Zertifizierungsstelle einen Überwachungsplan vor. Dieser Überwachungsplan erfüllt folgende Kriterien:

(a) er umfasst eine Beschreibung der zu überwachenden Tätigkeit;

(b) er umfasst eine Beschreibung des Verfahrens für die Zuweisung der Überwachungs- und Berichterstattungszuständigkeiten und für die Verwaltung der Kompetenzen des zuständigen Personals;

(c) er umfasst gegebenenfalls die für Berechnungsfaktoren verwendeten Standardwerte mit Angabe der Quelle des Faktors oder der relevanten Quelle, aus der der Standardfaktor periodisch bezogen wird;

(d) er umfasst gegebenenfalls eine Liste der Laboratorien, die mit der Durchführung der relevanten Analyseverfahren betraut sind;

(e) werden Messungen durchgeführt, so umfasst er eine Beschreibung der Messmethode einschließlich aller für die Messung maßgeblichen schriftlichen Verfahren;

(f) soweit CO_2 weitergeleitet wird, umfasst er gegebenenfalls eine ausführliche Beschreibung der Überwachungsmethodik, einschließlich einer Beschreibung der verwendeten Systeme zur kontinuierlichen Messung und der Verfahren für die Verhinderung, Ermittlung und Quantifizierung von Leckagen aus der CO_2-Transportinfrastruktur;

(g) er sieht gegebenenfalls die in Anhang VII der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2066 aufgeführten Mindesthäufigkeiten der Analysen vor;

(h) er befolgt den Qualitätssicherungsstandard gemäß Artikel 60 der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2066;

(i) er beinhaltet eine Verpflichtung zur Aufzeichnung aller relevanten Daten und Informationen gemäß den Aufzeichnungs- und Dokumentationspflichten nach Artikel 67 Absatz 1 der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2066.

Kann der Überwachungsplan nicht vollständig beschrieben werden, wenn ein Betreiber eine Zertifizierung beantragt, so ist der Überwachungsplan so vollständig wie möglich vorzulegen, wobei alle nicht endgültigen Aspekte klar darzulegen sind und anzugeben ist, wie diese Aspekte nach Ansicht des Betreibers behandelt werden. Unter der Voraussetzung, dass die Auslassungen ordnungsgemäß begründet sind und von der Zertifizierungsstelle akzeptiert werden, kann die Tätigkeit auf dieser Grundlage zertifiziert werden. Der Überwachungsplan ist vor der ersten Rezertifizierung fertigzustellen und der Zertifizierungsstelle vorzulegen.

Zertifizierungssysteme können zusätzliche Leitlinien zu den für jede Tätigkeitsart aufzunehmenden Elementen, Mindestmesshäufigkeiten für Messungen, die nicht in Anhang VII der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2066 aufgeführt sind, und/oder bewährten Verfahren für die Qualitätssicherung liefern.

Die Überwachungsdaten (einschließlich Annahmen, Bezugswerte, Tätigkeitsdaten und Berechnungsfaktoren) werden von den Betreibern auf transparente Weise so ermittelt, erfasst, zusammengestellt, analysiert und dokumentiert, dass die in den verschiedenen Tätigkeitsphasen erzielte Leistung überprüft werden kann, und die Betreiber melden diese Informationen auf Anfrage den Zertifizierungsstellen oder Zertifizierungssystemen.

Zu jedem überwachten Parameter sind folgende Informationen zu erfassen:

(a) für die Erfassung und Archivierung zuständige Stelle;

(b) Datenquelle;

(c) Ausrüstung, Messmethoden und -verfahren für die Überwachung sowie Einzelheiten zu Genauigkeit und Kalibrierung;

(d) Häufigkeit der Überwachung;

(e) Verfahren für Qualitätsbewertung und Qualitätskontrolle.

Alle Messungen sind gemäß den Anforderungen des Artikels 42 der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2066 mit kalibrierten, normgerechten Messgeräten durchzuführen; eine gegebenenfalls erforderliche Datenaggregierung erfolgt gemäß den Anforderungen nach Artikel 44 der genannten Durchführungsverordnung.

1.3.3. *Überwachungsbericht*

Vor einer etwaigen Rezertifizierungsprüfung übermittelt der Betreiber der Zertifizierungsstelle einen Überwachungsbericht mit dem Nettonutzen der CO_2-Entnahme, der Gesamtmenge der Brutto-CO_2-Entnahmen im Rahmen der Tätigkeit, der Menge der mit der Tätigkeit verbundenen Treibhausgase und allen erforderlichen Informationen über die Quantifizierung des Nettonutzens der CO_2-Entnahme sowie allen relevanten Informationen über die Einhaltung der Speicher-, Haftungs- und Nachhaltigkeitsanforderungen bei der Tätigkeit. Der Überwachungsbericht muss insbesondere Folgendes enthalten:

(a) alle Parameter gemäß den Abschnitten 2.1.5.3, 2.1.6.4, 2.1.7.3, 2.1.8.5, 2.2.5.6, 2.2.6.2 bzw. 2.2.7.3, gemessen und berechnet für die Quantifizierung der CO_2-Entnahmen und der mit der Tätigkeit verbundenen THG-Emissionen. Sämtliche CO_2-Entnahmen und -Emissionen sowie Emissionen anderer Treibhausgase werden für den Zertifizierungszeitraum bewertet, der im Überwachungsbericht zu überprüfen und über den darin Bericht zu erstatten ist. Emissionen anderer Treibhausgase als CO_2 werden mithilfe der in Anhang I der Delegierten Verordnung (EU) 2020/1044 der Kommission ([3]) festgelegten Treibhauspotenziale, bezogen auf einen Zeitraum von 100 Jahren, in Tonnen CO_2-Äq umgerechnet;

([3]) Delegierte Verordnung (EU) 2020/1044 der Kommission vom 8. Mai 2020 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 (ABl. L 230 vom 17.7.2020, S. 1, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg_del/2020/1044/oj).

(b) die verbrauchten Biomasse-Ausgangsstoffe oder das Rohstoffgemisch gemäß Abschnitt 4.2 Buchstabe a Ziffer ii und;

(c) die Menge der Bindungseinheiten von CO_2 durch kohlenstoffspeichernde Landbewirtschaftung, die gemäß Abschnitt 4.3.3 erworben wurden;

(d) Fördermittel, die für die Tätigkeit gemäß den Abschnitten 2.1.2 und 2.2.2 erhalten oder beantragt wurden;

(e) bei BCR-Tätigkeiten die Ergebnisse der gemäß den Abschnitten 4.4.1, 4.4.2 und 4.4.3 vorgeschriebenen Laboranalysen.

2. QUANTIFIZIERUNG DER AUSGANGSWERTE, DER GESAMTEN CO_2-ENTNAHMEN UND DER VERBUNDENEN THG-EMISSIONEN

2.1. **DACCS- und BioCCS-Tätigkeiten**

2.1.1. *THG-Quellen und -Senken*

Bei DACCS- oder BioCCS-Tätigkeiten werden die Treibhausgasquellen und -senken gemäß Tabelle 1 berücksichtigt.

Tabelle 1

Bei DACCS- und BioCCS-Tätigkeiten zu berücksichtigende Senken und Quellen

Phase	Emissionsquellen und -senken	Berücksichtigte Gase
CO_2-Abscheidung	Abscheidungsanlage: Betrieb von Ausrüstung zur Abscheidung von CO_2 aus der Umgebungsluft oder biogenen Emissionen, einschließlich Ausrüstung zur Erzeugung von Luftströmen, und Ausrüstung im Zusammenhang mit Regenerationsprozessen zur Rückgewinnung der bei der CO_2-Abscheidung verwendeten Flüssigkeiten oder anderen Medien.	Treibhausgase
	Abscheidungsanlage: alle Ausrüstungen zur CO_2-Aufbereitung, die zur weiteren Verarbeitung des CO_2-Stroms vor der Weiterleitung an die Transport- oder Speicherinfrastruktur verwendet werden.	Treibhausgase
	Abscheidungsanlage: alle zugehörigen Ausrüstungen zur Energieerzeugung, die Strom für den vom Betreiber der Abscheidungsanlage kontrollierten Abscheidungsprozess liefern.	Treibhausgase
	Abscheidungsanlage: alle Ausrüstungen zur Behandlung von Abfällen oder Nebenprodukten aus der CO_2-Abscheidung.	Treibhausgase
	Abscheidungsanlage: Brennstoffverbrennung, Stromverbrauch, Wärmeverbrauch.	Treibhausgase
	Versorgung mit Biomasse: Emissionen im Zusammenhang mit zusätzlichem Verbrauch von Biomasse, Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen für den Betrieb der Abscheidungsanlage (z. B. Emissionen durch die Ernte oder den Transport von Biomasse).	Treibhausgase
	Input-Emissionen: Erzeugung und Versorgung mit Inputs für die Abscheidungsanlage.	Treibhausgase
	Abfallbehandlung: Verarbeitung und Behandlung jeglicher von der Abscheidungsanlage verursachter Abfälle (einschließlich Abwasser und Abgase).	Treibhausgase
	Kapitalgüteremissionen: Emissionen im Zusammenhang mit dem Bau und der Installation der Abscheidungsanlage.	Treibhausgase

Phase	Emissionsquellen und -senken	Berücksichtigte Gase
CO_2-Transport	Transport: Brennstoff- und Stromverbrauch im Straßen- und Schienenverkehr, Seeverkehr und durch andere Fahrzeuge.	Treibhausgase
	Infrastruktur: Brennstoff-, Strom- und Wärmeverbrauch in Infrastruktur und Gebäuden, die funktional mit dem Pipeline-Transportnetz verbunden sind (z. B. Verdichteranlagen, Erhitzer, CO_2-Hubs, Zwischenspeicher).	Treibhausgase
	Verluste: diffuse CO_2-Emissionen, abgelassene Emissionen und Leckage-Emissionen aus dem Transportnetz.	Nur CO_2
Injektion in der geologischen Speicherstätte	Speicherstätte: Entnahme durch CO_2-Injektion.	Nur CO_2
	Speicherstätte: Brennstoff-, Strom- und Wärmeverbrauch.	Treibhausgase
	Verluste: diffuse CO_2-Emissionen und abgelassene Emissionen aus der Injektion und aus der Speicherstätte vor der dauerhaften geologischen Speicherung.	Nur CO_2
	Input-Emissionen: Erzeugung von und Versorgung mit Inputs für die Speicherstätte.	Treibhausgase
	Abfallbehandlung: Verarbeitung und Behandlung jeglicher von der Speicherstätte verursachter Abfälle (einschließlich Abwasser und Abgase).	Treibhausgase
	Kapitalgüteremissionen: Emissionen im Zusammenhang mit dem Bau und der Installation der Speicherstätte.	Treibhausgase

2.1.2. *Ausgangswert*

Für DACCS- und BioCCS-Tätigkeiten gilt ein standardisierter Ausgangswert von 0 Tonnen CO_2 pro Jahr [t CO_2/Jahr].

Wird die Tätigkeit über eine Kombination aus öffentlichen und privaten Mitteln finanziert, so geben die Betreiber bei der Vorlage des Tätigkeitsplans beim Zertifizierungssystem an, welche Art von öffentlicher Finanzierung in Bezug auf die Tätigkeit erhalten bzw. beantragt wurde. Diese Angaben sind in das Konformitätszertifikat aufzunehmen.

2.1.3. *Quantifizierung der gesamten Entnahmen der Tätigkeit*

Die Betreiber können für die Berechnung der gesamten CO_2-Entnahmen (CR_{total}) zwei verschiedene Ansätze anwenden – entweder den Ansatz gemäß Abschnitt 2.1.3.3 oder den in Abschnitt 2.1.3.4 beschriebenen Ansatz, je nachdem, ob das bei der Tätigkeit abgeschiedene CO_2 in der Transportinfrastruktur und der Speicherstätte vollständig von CO_2 aus anderen Quellen abgetrennt wäre oder nicht.

2.1.3.1. Ermittlung abgeschiedener CO_2-Ströme

Abscheidungsanlagen können CO_2 abscheiden, bei dem es sich

(a) ausschließlich um atmosphärisches oder biogenes CO_2 handelt;

(b) um eine Kombination aus biogenem CO_2 und fossilem CO_2 aus einem gemischten CO_2-Strom handelt;

(c) um CO_2 aus einem mit dem Abscheidungsprozess verbundenen Prozess handelt.

Die bei der Tätigkeit abgeschiedenen CO_2-Anteile werden folgendermaßen benannt:

Die Gesamtmenge des in der Abscheidungsanlage abgeschiedenen und zu Transport- oder Speicherzwecken weitergeleiteten CO_2 heißt $CO_{2_{captured,total}}$ und wird anhand der Gleichung [1] berechnet.

$$CO_{2_{captured,total}} = \sum_{i} CO_{2_{OUT,activity,i}} \quad [1]$$

Dabei gilt:

$CO_{2_{OUT,activity,i}}$ = minus die CO_2-Menge aus der Abscheidungstätigkeit, die die Abscheidungsanlage an jedem Austrittspunkt i verlässt und gemessen wird.

Etwaige CO_2-Leckagen, die zwischen dem Abscheidepunkt und dem Punkt des Austritts aus der Anlage auftreten, sind implizit aus der Variablen $CO_{2_{captured,total}}$ ausgeschlossen.

Die Menge des in der Abscheidungsanlage abgeschiedenen und zu Transport- oder Speicherzwecken weitergeleiteten atmosphärischen oder biogenen CO_2 heißt $CO_{2_{captured,atmobio}}$ und wird anhand der Gleichung [2] berechnet.

$$CO_{2_{captured,atmobio}} = CO_{2_{captured,total}} - CO_{2_{captured,\ fossil}} \quad [2]$$

Dabei gilt:

$CO_{2_{captured,\ total}}$ = $CO_{2\ captured,\ total}$ gemäß der Gleichung [1];

$CO_{2_{captured,\ fossil}}$ = $CO_{2\ captured,\ fossil}$ gemäß der Gleichung [3].

Bei einigen Tätigkeiten wird neben CO_2 atmosphärischen oder biogenen Ursprungs auch fossiles CO_2 abgeschieden. Wird fossiles CO_2 infolge des Abscheidungsprozesses emittiert, so kann dieses entweder getrennt von der Abscheidung von CO_2 atmosphärischen oder biogenen Ursprungs („getrennte Abscheidung“) oder gleichzeitig mit der Abscheidung von CO_2 atmosphärischen oder biogenen Ursprungs („gemeinsame Abscheidung“) abgeschieden werden. Wird es anschließend dauerhaft gespeichert, so kann es aus der Berechnung von $GHG_{associated}$ ausgenommen werden. Ausschließlich für BioCCS-Tätigkeiten darf CO_2 auch aus einem gemischten Strom aus einer Kombination von biogenem und fossilem CO_2 abgeschieden werden. Beim Abscheidungsprozess abgeschiedenes fossiles CO_2 ist mit der Tätigkeit verbunden und die Emissionen aus Transport und Speicherung dieses CO_2 sind in $GHG_{associated}$ zu berücksichtigen. Aus einem gemischten Strom im Rahmen einer BioCCS-Tätigkeit abgeschiedenes fossiles CO_2 ist nicht mit der Tätigkeit verbunden und die Emissionen aus Transport und Speicherung dieses CO_2 sind in $GHG_{associated}$ nicht zu berücksichtigen. Die Menge des in der Abscheidungsanlage abgeschiedenen fossilen CO_2 wird anhand der Gleichung [3] berechnet.

$$CO_{2_{captured,fossil}} = CO_{2_{captured,fossil,assoc}} + CO_{2_{captured,fossil,\ mixed}} \quad [3]$$

Dabei gilt:

$CO_{2_{captured,fossil,assoc}}$ = minus die Menge an fossilem CO_2, das infolge des Abscheidungsprozesses emittiert und dann abgeschieden wird, berechnet anhand der Gleichung [4];

$CO_{2_{captured,fossil,\ mixed}}$ = minus die Menge an fossilem CO_2, das aus einem gemischten Strom im Rahmen einer BioCCS-Tätigkeit abgeschieden wird, berechnet anhand der Gleichung [5].

Die Menge des infolge des Abscheidungsprozesses emittierten und dann abgeschiedenen CO_2, $CO_{2_{captured,fossil,assoc}}$, wird gemäß der Gleichung [4] als Summe der getrennt und zusammen abgeschiedenen Bestandteile bestimmt.

$$CO_{2_{captured,fossil,assoc}} = CO_{2_{fossil,assoc,co-captured}} + \sum_{sources} CO_{2_{fossil,assoc,soruce}} \quad [4]$$

Dabei gilt:

$CO_{2_{fossil,assoc,\ co-captured}}$	=	minus die Menge an CO_2, das infolge des Abscheidungsprozesses emittiert und dann gemeinsam mit dem atmosphärischen oder biogenen CO_2 abgeschieden wird. Die Zertifizierungsstelle muss bestätigen, dass diese Menge nicht größer ist als die bei der Berechnung von $GHG_{associated}$ gemeldeten fossilen CO_2-Emissionen in der Abscheidungsanlage;
$CO_{2\ fossil,\ assoc,\ source}$	=	minus die gemessene Menge CO_2 aus einer Quelle, das infolge des Abscheidungsprozesses emittiert und getrennt von der Abscheidung von CO_2 atmosphärischen oder biogenen Ursprungs abgeschieden wird;
sources	=	Index der Punktquellen, aus denen fossiles CO_2 aus mit der Tätigkeit verbundenen Prozessen getrennt abgeschieden wird.

Die Menge an fossilem CO_2, das aus einem gemischten Strom im Rahmen einer BioCCS-Tätigkeit abgeschieden wird, wird anhand der Gleichung [5] berechnet.

$$CO_{2_{captured,fossil,mixed}} = (1 - F_B) \times (CO_{2_{captured,total}} - CO_{2_{captured,fossil,assoc}}) \quad [5]$$

Dabei gilt:

F_B	=	der Anteil von aus einem gemischten Strom abgeschiedenen CO_2 biogenen Ursprungs. Dieser Wert wird gemäß Artikel 39 der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2066 berechnet. Siehe Abschnitt 2.1.6.2;
$CO_{2_{captured,total}}$	=	$CO_{2\ captured,\ total}$ gemäß der Gleichung [1];
$CO_{2_{captured,fossil,assoc}}$	=	$CO_{2\ captured,\ fossil,\ assoc}$ gemäß der Gleichung [4].

Die Menge an abgeschiedenem CO_2, dessen Transport- oder Speicheremissionen auf $GHG_{associated}$ angerechnet werden, heißt $CO_{2_{activity}}$ und wird gemäß der Gleichung [6] berechnet als Summe des bei der Tätigkeit abgeschiedenen und zur dauerhaften Speicherung weitergeleiteten atmosphärischen oder biogenen CO_2, das auf die gesamten CO_2-Entnahmen angerechnet wird, und des zugehörigen Anteils an der Menge von fossilem CO_2, der in der Abscheidungsanlage bei Prozessen abgeschieden wird, die speziell mit der Tätigkeit verbunden sind.

$$CO_{2_{activity}} = F_{CRCF} \times (CO_{2_{captured,atmobio}} + CO_{2_{captured,fossil,assoc}}) \quad [6]$$

Dabei gilt:

F_{CRCF}	=	F_{CRCF} gemäß der Definition in Abschnitt 2.1.3.2;
$CO_{2_{captured,atmobio}}$	=	$CO_{2\ captured,\ atmobio}$ gemäß der Gleichung [2];
$CO_{2_{captured,fossil,assoc}}$	=	$CO_{2\ captured,\ fossil,\ assoc}$ gemäß der Gleichung [4].

2.1.3.2. Auf die gesamten CO_2-Entnahmen anzurechnender Anteil von abgeschiedenem CO_2

Betreiber können einen Teil des abgeschiedenen CO_2 atmosphärischen oder biogenen Ursprungs für andere Zwecke als die Speicherung in einer förderfähigen Speicherstätte vorsehen oder einen Teil des im Rahmen eines anderen Systems als der Verordnung (EU) 2024/3012 dauerhaft gespeicherten CO_2 anrechnen. Der Betreiber bestimmt, welcher Anteil des abgeschiedenen CO_2 atmosphärischen oder biogenen Ursprungs auf die gesamten CO_2-Entnahmen als F_{CRCF} angerechnet werden soll; wobei F_{CRCF} im Falle, dass sämtliches abgeschiedenes CO_2 atmosphärischen oder biogenen Ursprungs zur dauerhaften Speicherung weitergeleitet wird und dauerhafte CO_2-Entnahmeeinheiten generiert, den Wert 1 annimmt.

2.1.3.3. Abgetrennter CO_2-Strom

Wird das gesamte $CO_{2captured,total}$ zur Speicherung weitergeleitet und während des Übergangs in die Transportinfrastruktur und der Speicherung und Injektion in den Speicherstätten stets von CO_2 aus anderen Quellen abgetrennt, so wird CR_{total} als die Menge von CO_2, die in die Speicherung gelangt, bestimmt und gegebenenfalls anhand der Gleichung [7] berichtigt, um etwaiges CO_2 im abgetrennten Strom, das nicht atmosphärischen oder biogenen Ursprungs ist, auszuschließen.

$$CR_{total} = F_C \times F_{CRCF} \times \left(\frac{CO_{2captured,atmobio}}{CO_{2captured,total}} \times \sum_S (CO_{2injected,S}) \right) \quad [7]$$

Dabei gilt:

$CO_{2injected,S}$	=	minus die Menge an CO_2 (beliebigen Ursprungs) aus dem abgetrennten Strom, die in jeder Speicherstätte S injiziert wird und bei der Injektion gemessen wird;
$CO_{2captured,atmobio}$	=	$CO_{2\ captured,\ atmobio}$ gemäß der Gleichung [2];
$CO_{2captured,\ total}$	=	$CO_{2\ captured,\ total}$ gemäß der Gleichung [1];
S	=	Index verwendeter Speicherstätten, in denen CO_2 aus der Tätigkeit bis einschließlich zum Injektionspunkt vollständig von jeglichem CO_2 anderen Ursprungs abgetrennt wird;
F_C	=	Faktor für die konservative Berechnung, berechnet auf der Grundlage der gemäß Abschnitt 2.3.6 berechneten Unsicherheit bei der Messung der Tätigkeit;
F_{CRCF}	=	F_{CRCF} gemäß der Definition in Abschnitt 2.1.3.2.

2.1.3.4. Nicht abgetrennter CO_2-Strom

Alternativ zu Abschnitt 2.1.3.3 kann bzw. – wenn das bei der Tätigkeit abgeschiedene CO_2 in der Transportinfrastruktur oder der Speicherstätte nicht vollständig von anderem CO_2 abgetrennt wird – muss der Betreiber CR_{total} anhand der Gleichung [8] berechnen.

$$CR_{total} = F_C \times (F_{CRCF} \times CO_{2captured,atmobio} + CO_{2transport,losses} + CO_{2storage,losses}) \quad [8]$$

Dabei gilt:

$CO_{2captured,atmobio}$	=	$CO_{2\ captured,\ atmobio}$ gemäß der Gleichung [2];
$CO_{2transport,\ losses}$	=	Menge an atmosphärischem oder biogenem CO_2, das während des Transports von der Abscheidungsanlage in die Speicherstätten verloren gegangen ist, berechnet nach den Regeln gemäß Abschnitt 2.1.7.1;
$CO_{2storage,\ losses}$	=	Menge an atmosphärischem oder biogenem CO_2, das vor der dauerhaften geologischen Speicherung in den Speicherstätten verloren gegangen ist, berechnet nach den Regeln gemäß Abschnitt 2.1.8.3;
F_{CRCF}	=	F_{CRCF} gemäß der Definition in Abschnitt 2.1.3.2;
F_C	=	Faktor für die konservative Berechnung, berechnet auf der Grundlage der gemäß Abschnitt 2.3.6 berechneten Unsicherheit bei der Messung der Tätigkeit.

2.1.4. *Quantifizierung der mit der Tätigkeit verbundenen Treibhausgasemissionen*

Die verbundenen Treibhausgasemissionen werden anhand der Gleichung [9] berechnet.

$$GHG_{associated} = F_{CRCF} \times GHG_{capture} + GHG_{transport} + GHG_{storage} \quad [9]$$

Dabei gilt:

$GHG_{capture}$ = mit der Speicheranlage verbundene THG-Emissionen, bei der Abscheidung von atmosphärischem CO_2 berechnet nach den Regeln gemäß Abschnitt 2.1.5.2 und im Falle der Abscheidung von biogenem CO_2 berechnet nach den Regeln gemäß Abschnitt 2.1.6.3;

$GHG_{transport}$ = mit dem Transport von CO_2 von der Abscheidungsanlage in die Speicherstätten verbundene THG-Emissionen, berechnet nach den Regeln gemäß Abschnitt 2.1.7.2;

$GHG_{storage}$ = mit den Speicherstätten verbundene THG-Emissionen, berechnet nach den Regeln gemäß Abschnitt 2.1.8.4;

F_{CRCF} = F_{CRCF} gemäß der Definition in Abschnitt 2.1.3.2.

2.1.5. *Abscheidung von CO_2 direkt aus der Luft*

2.1.5.1. Quantifizierung des gesamten abgeschiedenen CO_2

Die Gesamtmenge $CO_{2_{captured,total}}$ des in der Abscheidungsanlage abgeschiedenen CO_2 wird anhand der Gleichung [1] berechnet und die Menge $CO_{2_{captured,atmobio}}$, an abgeschiedenem CO_2 atmosphärischen Ursprungs wird anhand der Gleichung [2] berechnet.

2.1.5.2. Quantifizierung der verbundenen THG-Emissionen

Die mit der Abscheidung verbundenen THG-Emissionen entsprechen der Summe der mit der Abscheidungsanlage selbst und den relevanten Prozessen zur Erzeugung von Inputs für die Abscheidungsanlage verbundenen Emissionen und werden anhand der Gleichung [10] berechnet.

$$GHG_{capture} = GHG_{facility} + GHG_{inputs} \quad [10]$$

Dabei gilt:

$GHG_{facility}$ = gesamte THG-Emissionen aus allen relevanten Tätigkeiten innerhalb der Abscheidungsanlage, in Tonnen CO_2-Äq [t CO_2-Äq], einschließlich der mit der Aufbereitung von CO_2 vor der Weiterleitung an die Transportinfrastruktur oder eine Speicherstätte verbundenen Emissionen;

GHG_{inputs} = mit Inputs für die Abscheidungsanlage verbundene Gesamtemissionen in t CO_2-Äq.

2.1.5.2.1. Emissionen aus der Abscheidungsanlage

Die mit der Abscheidungsanlage verbundenen Emissionen $GHG_{facility}$ werden anhand der Gleichung [11] berechnet.

$$GHG_{facility} = GHG_{on-site} + GHG_{elec} + GHG_{heat} + GHG_{capital} + GHG_{disposal} \quad [11]$$

Dabei gilt:

$GHG_{on-site}$ bezeichnet Emissionen aufgrund der Verbrennung von Brennstoffen und sonstige THG-Emissionen im Rahmen der Abscheidungstätigkeit in der Abscheidungsanlage, berechnet anhand der Gleichung [12].

$$GHG_{on-site} = \sum_{fuels} (Q_{fuel} \times EF_{fuel}) + GHG_{other} + CO_{2stored,fossil} \quad [12]$$

Dabei gilt:

Q_{fuel}	=	Menge des im Zertifizierungszeitraum verbrauchten Brennstoffs, ausgedrückt in einer geeigneten Einheit;
EF_{fuel}	=	Emissionsfaktor, ausgedrückt in t CO_2-Äq je Einheit [t CO_2-Äq/Einheit] und festgelegt gemäß den Regeln laut Abschnitt 2.3.4.4;
GHG_{other}	=	alle sonstigen THG-Emissionen, die Teil des Abscheidungsprozesses in der Abscheidungsanlage sind;
$CO_{2stored,fossil}$	=	minus die Menge an abgeschiedenem und dauerhaft gespeichertem fossilem CO_2 aus mit der Abscheidung verbundenen Prozessen in der Abscheidungsanlage, in Tonnen CO_2. Sie wird berechnet als $CO_{2captured,fossil,assoc}$ (gemäß der Gleichung [4]) plus etwaige CO_2-Verluste vor der Speicherung (die Berechnung der Verluste aus abgeschiedenem fossilem CO_2 muss mit den Regeln für die Berechnung von Verlusten atmosphärischen oder biogenen CO_2 gemäß den Abschnitten 2.1.7 und 2.1.8 kohärent sein).

GHG_{elec} bezeichnet die Emissionen aufgrund des Nettostromverbrauchs in der Abscheidungsanlage, berechnet anhand der Gleichung [13].

$$GHG_{elec} = \sum_{electricity\ source} Q_{elec} \times EF_{elec} \quad [13]$$

Dabei gilt:

Q_{elec}	=	Nettomenge des im Zertifizierungszeitraum verbrauchten Stroms, gemäß Abschnitt 2.3.2 festgelegt und ausgedrückt in einer geeigneten Einheit;
EF_{elec}	=	Emissionsfaktor für den Stromverbrauch, ausgedrückt in t CO_2-Äq/Einheit, festgelegt gemäß Abschnitt 2.3.4.1.

GHG_{heat} bezeichnet die Emissionen aufgrund des Nettoverbrauchs von Nutzwärme in der Abscheidungsanlage, berechnet anhand der Gleichung [14].

$$GHG_{heat} = \sum_{heat\ source} Q_{heat} \times EF_{heat} \quad [14]$$

Dabei gilt:

Q_{heat}	=	Nettomenge der im Zertifizierungszeitraum verbrauchten Nutzwärme, gemäß Abschnitt 2.3.2 festgelegt und ausgedrückt in einer geeigneten Einheit;
EF_{heat}	=	Emissionsfaktor für den Wärmeverbrauch, ausgedrückt in t CO_2-Äq/Einheit, festgelegt gemäß Abschnitt 2.3.4.2.

$GHG_{capital}$ bezeichnet Kapitalgüteremissionen aus dem Bau und der Installation der CO_2-Abscheidungsanlage und wird im Einklang mit den Grundsätzen gemäß Abschnitt 2.3.5 berechnet.

$GHG_{disposal}$ bezeichnet Emissionen aus der Behandlung oder Entsorgung von Abfällen, die bei der Abscheidungsanlage für die Abscheidung direkt aus der Luft entstehen. Darunter fallen Emissionen, die mit der Versorgung mit Energie und Inputs verbunden sind, die bei der Abfallentsorgung verbraucht werden, sowie alle anderen mit dem Entsorgungsprozess verbundenen Treibhausgasemissionen. Die Zertifizierungssysteme können Leitlinien festlegen, um es den Betreibern zu ermöglichen, die Emissionen aus der Abfallentsorgung zu schätzen, wenn eine direkte Messung zu aufwendig wäre, und die Betreiber können Standardwerte für Entsorgungsemissionen anwenden, wenn diese vom Zertifizierungssystem für bestimmte Tätigkeitsarten vorgesehen sind.

2.1.5.2.2. Emissionen aus Inputs

Werden von der Abscheidungsanlage Inputs, einschließlich Chemikalien, verbraucht, so werden die mit dem Verbrauch dieser Inputs während des Zertifizierungszeitraums verbundenen Emissionen anhand der Gleichung [15] berechnet.

$$GHG_{inputs} = \sum_{inputs} Q_{input} \times EF_{input} \quad [15]$$

Dabei gilt:

Q_{input} = Menge des im Zertifizierungszeitraum verbrauchten Inputs, ausgedrückt in einer geeigneten Einheit;

EF_{input} = Emissionsfaktor für den verbrauchten Input, ausgedrückt in t CO_2-Äq/Einheit, festgelegt gemäß den Regeln nach Abschnitt 2.3.4.4.

Die Betreiber können eine beliebige Anzahl von Inputs, deren gemeinsame Emissionen auf der Grundlage einer Wesentlichkeitsbewertung als unwesentlich eingestuft wurden, zusammenfassen und sie durch einen Emissionsterm von $2\% \times CR_{total}$ ersetzen, d. h. für eine Gruppe von Inputs gilt bei einer hoch angesetzten Schätzung der erwarteten verbundenen Emissionen die Gleichung [16].

$$\sum_{inputs} Q_{input} \times EF_{input} < 2\% \times CR_{total} \quad [16]$$

2.1.5.3. Überwachung und Berichterstattung

Gemäß Abschnitt 1.3.3 nehmen die Betreiber vor jeder Rezertifizierungsprüfung die in Tabelle 2 aufgeführten gemessenen oder berechneten Parameter in den Überwachungsbericht auf. Gilt für einen Parameter die Anmerkung „Zu überwachen“, so wird er gemäß Abschnitt 1.3.2 in den Überwachungsplan aufgenommen.

Tabelle 2

Parameter für die Aufnahme in den Überwachungsbericht

Gleichung	Parameter	Einheit	Definition	Anmerkungen
[1],[2],[7]	$CO_{2_{captured,total}}$	tCO_2	Gesamtmenge an CO_2, das in der Abscheidungsanlage abgeschieden und zu Transport- oder Speicherzwecken weitergeleitet wird	Berechnet anhand der Gleichung [1]
[1]	$CO_{2_{OUT,activity,i}}$	tCO_2	CO_2-Menge aus der Abscheidungstätigkeit, die die Abscheidungsanlage an jedem Austrittspunkt i verlässt	Zu überwachen
[2],[6],[7], [8],[27], [28],[35]	$CO_{2_{captured,atmobio}}$	tCO_2	Menge an CO_2 atmosphärischen oder biogenen Ursprungs, das in der Abscheidungsanlage abgeschieden und zu Transport- oder Speicherzwecken weitergeleitet wird	Berechnet anhand der Gleichung [2]
[2],[3]	$CO_{2_{captured,fossil}}$	tCO_2	Menge an fossilem CO_2 aus mit der Tätigkeit verbundenen Prozessen, das in der Abscheidungsanlage abgeschieden und zu Transport- oder Speicherzwecken weitergeleitet wird	Berechnet anhand der Gleichung [3]

Gleichung	Parameter	Einheit	Definition	Anmerkungen
[3],[4],[6]	$CO2_{captured,fossil,assoc}$	tCO_2	Menge an fossilem CO_2, das infolge des Abscheidungsprozesses emittiert und dann abgeschieden wird	Berechnet anhand der Gleichung [4]
[4]	$CO2_{fossil,assoc,\ co-captured}$	tCO_2	Menge an CO_2, das infolge des Abscheidungsprozesses emittiert und dann gemeinsam mit dem atmosphärischen oder biogenen CO_2 abgeschieden wird	Zu überwachen oder zu berechnen
[4]	$CO2_{fossil,\ assoc,,\ source}$	tCO_2	Menge an CO_2, das infolge des Abscheidungsprozesses emittiert und dann getrennt abgeschieden wird	Zu überwachen
[6],[27], [28],[35]	$CO2_{activity}$	tCO_2	CO_2-Menge, deren Transport- und/oder Speicheremissionen auf $GHG_{associated}$ angerechnet werden	Berechnet anhand der Gleichung [6]
[6],[7],[8], [9],[27], [28]	F_{CRCF}	Quotient	Anteil des abgeschiedenen CO_2 atmosphärischen oder biogenen Ursprungs, das auf die gesamten CO_2-Entnahmen angerechnet wird	
[9],[10]	$GHG_{capture}$	tCO_2-Äq	Gesamte mit der Abscheidung von CO_2 aus der Umgebungsluft verbundene THG-Emissionen	Berechnet anhand der Gleichung [10]
[10],[11]	$GHG_{facility}$	tCO_2-Äq	Gesamte THG-Emissionen aus allen relevanten Tätigkeiten innerhalb der Abscheidungsanlage	Berechnet anhand der Gleichung [11]
[10],[15]	GHG_{input}	tCO_2-Äq	Gesamte mit Inputs für die Abscheidungsanlage verbundene THG-Emissionen	Berechnet anhand der Gleichung [15]
[11],[12]	$GHG_{on-site}$	tCO_2-Äq	Emissionen aufgrund des Brennstoffverbrauchs in der Abscheidungsanlage	Berechnet anhand der Gleichung [12]
[11],[13]	GHG_{elec}	tCO_2-Äq	Emissionen aufgrund des Nettostromverbrauchs in der Abscheidungsanlage	Berechnet anhand der Gleichung [13]
[11],[14]	GHG_{heat}	tCO_2-Äq	Emissionen aufgrund des Nettoverbrauchs von Nutzwärme in der Abscheidungsanlage	Berechnet anhand der Gleichung [14]
[11],[73]	$GHG_{capital}$	tCO_2-Äq	Kapitalgüteremissionen	Berechnet anhand der Gleichung [73]
[11]	$GHG_{disposal}$	tCO_2-Äq	Emissionen aus der Abfallentsorgung	Zu überwachen
[12]	Q_{fuel}	Geeignete Einheit	Menge des im Zertifizierungszeitraum verbrauchten Brennstoffs	Zu überwachen
[12]	EF_{fuel}	tCO_2-Äq/Einheit	Emissionsfaktor für Brennstoffverbrauch	

Gleichung	Parameter	Einheit	Definition	Anmerkungen
[12]	GHG_{other}	tCO_2-Äq	Alle sonstigen während des Abscheidungsprozesses freigesetzten THG-Emissionen	Zu überwachen oder zu berechnen
[12]	$CO_{2stored,fossil}$	tCO_2	Menge an abgeschiedenem und dauerhaft gespeichertem fossilem CO_2 aus der Verbrennung von Brennstoffen in der Abscheidungsanlage	Zu überwachen
[13]	Q_{elec}	Geeignete Einheit	Nettomenge des im Zertifizierungszeitraum verbrauchten Stroms	Zu überwachen
[13]	EF_{elec}	tCO_2-Äq/Einheit	Emissionsfaktor für Stromverbrauch	
[14]	Q_{heat}	Geeignete Einheit	Nettomenge der im Zertifizierungszeitraum verbrauchten Nutzwärme	
[14]	EF_{heat}	tCO_2-Äq/Einheit	Emissionsfaktor für Wärmeverbrauch	
[15]	Q_{input}	Geeignete Einheit	Menge des im Zertifizierungszeitraum verbrauchten Inputs	Zu überwachen
[15]	EF_{input}	tCO_2-Äq/Einheit	Emissionsfaktor für den verbrauchten Input	
[73],[74]	$GHG_{materials}$	tCO_2-Äq	Emissionen aus den für den Bau der Anlage verwendeten Materialien	Berechnet anhand der Gleichung [74]
[74]	$Q_{materials}$	t	Menge der für den Bau der Anlage verwendeten Materialien	
	$EF_{materials}$	tCO_2-Äq/t Material	Emissionsfaktor für die verwendeten Materialien	

2.1.6. *Abscheidung von CO_2 aus biogenen Emissionen*

2.1.6.1. Quantifizierung des gesamten abgeschiedenen CO_2

Die Gesamtmenge $CO_{2_{captured,total}}$ des in der Abscheidungsanlage abgeschiedenen CO_2 wird anhand der Gleichung [1] berechnet und die Menge $CO_{2_{captured,atmobio}}$ an abgeschiedenem CO_2 biogenen Ursprungs wird anhand der Gleichung [2] berechnet.

2.1.6.2. Abscheidung von CO_2 aus teilweise biogenen Strömen

Tätigkeiten, bei denen biogenes CO_2 aus einem gemischten Strom, der auch CO_2 fossilen oder sonstigen Ursprungs enthält, abgeschieden wird, können eine Zertifizierung für den biogenen Anteil erhalten. Zu diesen Tätigkeiten gehören unter anderem Tätigkeiten zur Abscheidung von CO_2 aus sowohl mit Biomasse als auch mit fossilen Brennstoffen befeuerten Bioenergieanlagen oder aus Anlagen zur Energieerzeugung aus Abfällen, in denen teilweise biogene Abfälle verarbeitet werden, sowie aus energieintensiven Industriezweigen wie unter anderem Zement-, Kalk-, Metall- und Siliciumherstellern, die teilweise biogene Brennstoffe oder Ausgangsstoffe verwenden. Nur der biogene Anteil des abgeschiedenen CO_2 kann auf CR_{total} angerechnet werden. Die mit der CO_2-Abscheidungsanlage verbundenen Emissionen werden proportional zwischen dem biogenen Anteil, der in $CO_{2_{captured,atmobio}}$ einbezogen wird, und dem nichtbiogenen Anteil, der nicht in der Quantifizierung berücksichtigt wird, aufgeteilt. Nach der Weiterleitung des CO_2 vom Abscheidepunkt zur Transportinfrastruktur oder Speicherstätte wird entweder ein System mit abgetrennten Strömen oder Massenbilanzierung angewandt, um eine Menge an biogenem CO_2, das in die dauerhafte Speicherung gelangt, zu ermitteln, die mit der Menge des abgeschiedenen biogenem CO_2 (minus etwaige Verluste) übereinstimmt.

2.1.6.3. Quantifizierung der verbundenen THG-Emissionen

Bei der Berechnung von $GHG_{capture}$ werden nur die Emissionen berücksichtigt, die speziell mit dem Abscheidungsprozess und der Weiterleitung des CO_2 zu Speicher- oder Transportzwecken verbunden sind. Bei der Berechnung werden mit etwaigen für die Abscheidung verwendeten fest installierten und selbstfahrenden Arbeitsmaschinen verbundene Emissionen berücksichtigt. Mit dem normalen Betrieb der Anlage zur Erzeugung von biogenem CO_2 verbundene Emissionen, die nicht aus der Abscheidung resultieren, werden nicht in die Quantifizierung einbezogen. Dient eine Emissionsquelle (z. B. selbstfahrende Arbeitsmaschinen am Standort) sowohl der Abscheidung als auch einem oder mehreren anderen Prozessen in der Anlage, so wird ein proportionaler Anteil der Emissionen aus dieser Quelle der Abscheidung zugeordnet.

$GHG_{capture}$ wird anhand der Gleichung [17] berechnet.

$$GHG_{capture} = \left(1 - \frac{CO_{2_{captured,fossil,mixed}}}{CO_{2_{captured,total}}}\right) \times (GHG_{facility} + GHG_{inputs}) \quad [17]$$

Dabei gilt:

$CO_{2_{captured,fossil,\ mixed}}$ = $CO_{2\ captured,\ fossil,\ mixed}$ gemäß der Gleichung [5];

$CO_{2_{captured,\ total}}$ = $CO_{2\ captured,\ total}$ gemäß der Gleichung [1];

$GHG_{facility}$ = gesamte THG-Emissionen aus allen relevanten Tätigkeiten, die für die CO_2-Abscheidung in der Abscheidungsanlage erforderlich sind, in t CO_2-Äq, einschließlich der mit der Aufbereitung von CO_2 vor der Weiterleitung an die Transportinfrastruktur oder eine Speicherstätte verbundenen Emissionen;

GHG_{inputs} = mit Inputs für die Abscheidungsanlage verbundene Gesamtemissionen in t CO_2-Äq.

2.1.6.3.1. Emissionen aus der Abscheidungsanlage

Die mit der Abscheidungsanlage verbundenen Emissionen $GHG_{facility}$ werden anhand der Gleichung [18] berechnet.

$$GHG_{facility} = GHG_{bio} + GHG_{bio-storage} + GHG_{on-site} + GHG_{elec} + GHG_{heat} + GHG_{capital} + GHG_{disposal} \quad [18]$$

Dabei gilt:

GHG_{bio} bezeichnet Emissionen aufgrund der Versorgung mit zusätzlicher Biomasse, die zur Erzeugung der für die Abscheidung verbrauchten Energie verwendet wird, berechnet anhand der Gleichung [19].

$$GHG_{bio} = \sum_{biomass\ types} Q_{biomass} \times EF_{biomass} \quad [19]$$

Dabei gilt:

$Q_{biomass}$ = Menge an zusätzlicher Biomasse, die im Zertifizierungszeitraum zur Versorgung mit Wärme oder Strom am Standort verbraucht wird, die bzw. der speziell für die Abscheidung und die Weiterleitung des CO_2 zu Speicher- oder Transportzwecken verwendet wird, berechnet nach den Regeln gemäß Abschnitt 2.3.3 und ausgedrückt in einer geeigneten Einheit;

$EF_{biomass}$ = Emissionsfaktor, ausgedrückt in t CO_2-Äq/Einheit und festgelegt gemäß den Regeln laut Abschnitt 2.3.4.3.

$GHG_{bio-storage}$ bezeichnet CH_4-Emissionen aufgrund der Lagerung von Biomasse vor der Verarbeitung in der Anlage, in der CO_2 abgeschieden wird. Diese Emissionen werden für jede Menge von Ausgangsstoffen einer bestimmten Art berechnet, die zur selben Zeit geerntet oder gesammelt und auf dieselbe Weise gelagert werden. $GHG_{bio-storage}$ nimmt für eine Menge von Ausgangsstoffen den Wert 0 an, wenn für die gesamte verwendete Biomasse eines oder mehrere der folgenden Verfahren angewandt werden:

(a) die gespeicherte Biomasse besteht aus Totholz, das auf natürliche Weise gut belüftet ist;

(b) wenn die Biomasse in einer Form gelagert wird, bei der sie nicht unbedingt auf natürliche Weise belüftet ist:

i) die Biomasse wird für einen Zeitraum von höchstens vier Wochen vor der Verarbeitung gelagert oder

ii) die Biomasse wird bei höchstens 30 % Restfeuchtigkeit gelagert;

(c) die Biomasse wird für die Lagerung pelletiert;

(d) die Betreiber weisen auf andere Weise nach, dass die Biomasse auf eine Art und Weise gelagert wird, bei der erhebliche CH_4-Emissionen aus der anaeroben Zersetzung durch die Art des Ausgangsstoffs und die örtlichen Bedingungen verhindert werden.

Andernfalls wird $GHG_{bio-storage}$ anhand der Gleichung [20] berechnet.

$$GHG_{bio-storage} = \frac{Q_{biomass}}{Q_{biomass,total}} \times \sum_{feedstock} \left(\begin{matrix} 1,335 \times 0,0013 \times Q_{feedstock} \times C_{feedstock} \times \\ (T_{storage} - 1) \end{matrix} \right) \times GWP_{CH_4} \quad [20]$$

Dabei gilt:

$Q_{biomass}$		Menge an zusätzlicher Biomasse, die im Zertifizierungszeitraum zur Versorgung mit Wärme oder Strom am Standort verbraucht wird, die bzw. der speziell für die Abscheidung und die Weiterleitung des CO_2 zu Speicher- oder Transportzwecken verwendet wird, berechnet nach den Regeln gemäß Abschnitt 2.3.3 und ausgedrückt in einer geeigneten Einheit;
$Q_{biomass,total}$	=	Gesamtmenge an Biomasse, die im Zertifizierungszeitraum von der Abscheidungsanlage sowohl für den Hauptprozess zur Erzeugung des abgeschiedenen CO_2-Stroms als auch für die Abscheidung verbraucht wird, ausgedrückt in einer geeigneten Einheit;
$Q_{feedstock}$	=	Menge des Ausgangsstoffs, ausgedrückt in einer geeigneten Einheit;
$C_{feedstock}$	=	Kohlenstoffgehalt des Ausgangsstoffs, ausgedrückt als Massenanteil;
$T_{storage}$	=	Zeit in Monaten, während der die Ausgangsstoffe gelagert werden (aufgerundet);
feedstock	=	Index der verbrauchten Ausgangsstoffe;
GWP_{CH_4}	=	Treibhauspotenzial von Methan in einem Zeitraum von 100 Jahren;
1,335	=	Massenverhältnis eines Methanmoleküls zu einem Kohlenstoffatom;
0,0013	=	angenommener monatlicher anteiliger Verlust von Biomasse-Kohlenstoff bei der Speicherung.

$GHG_{on-site}$ bezeichnet Emissionen aufgrund der Verbrennung von Brennstoffen und sonstige THG-Emissionen in der Abscheidungsanlage, die speziell mit der Abscheidung verbunden sind, einschließlich etwaiger CH_4- und N_2O-Emissionen aus zusätzlicher Biomasseverbrennung gemäß Abschnitt 2.3.3, wobei der CO_2-Emissionsfaktor für die Biomasseverbrennung jedoch den Wert 0 annimmt. Benötigt eine Anlage fossile Brennstoffe zur Einleitung des Verbrennungszyklus, so werden die Emissionen aus diesen Brennstoffen nicht berücksichtigt, da sie nicht als speziell mit der Abscheidung verbunden betrachtet werden. Wird Brennstoff für die Handhabung oder Vorbehandlung von Biomasse verbraucht, so wird ein als $Q_{biomass}/Q_{biomass,total}$ (siehe Gleichung [20]) berechneter Anteil dieses Brennstoffs als speziell mit der Abscheidung verbunden behandelt. $GHG_{on-site}$ wird anhand der Gleichung [21] berechnet.

$$GHG_{on-site} = \sum_{fuels} (Q_{fuel} \times EF_{fuel}) + GHG_{other} + CO_{2stored,fossil} \quad [21]$$

Dabei gilt:

Q_{fuel}	=	Menge des im Zertifizierungszeitraum verbrauchten Brennstoffs, ausgedrückt in einer geeigneten Einheit;
EF_{fuel}	=	Emissionsfaktor, ausgedrückt in t CO_2-Äq/Einheit und festgelegt gemäß den Regeln laut Abschnitt 2.3.4.4;

GHG_{other} = alle sonstigen THG-Emissionen, die Teil des Abscheidungsprozesses in der Abscheidungsanlage sind;

$CO_{2\ stored,fossil}$ = minus die Menge an abgeschiedenem und dauerhaft gespeichertem fossilem CO_2 aus mit der Abscheidung verbundenen Prozessen in der Abscheidungsanlage, in Tonnen CO_2. Sie wird berechnet als $CO_{2_{captured,fossil,assoc}}$ (gemäß der Gleichung [4]) plus etwaige CO_2-Verluste vor der Speicherung (die Berechnung der Verluste aus abgeschiedenem fossilem CO_2 muss mit den Regeln für die Berechnung von Verlusten atmosphärischen oder biogenen CO_2 gemäß den Abschnitten 2.1.7 und 2.1.8 kohärent sein).

GHG_{elec} bezeichnet die Emissionen aufgrund des Nettostromverbrauchs in der Abscheidungsanlage spezifisch für die Abscheidung, mit Ausnahme des eigenen Stromverbrauchs, berechnet anhand der Gleichung [22].

$$GHG_{elec} = \sum_{electricity\ sources} Q_{elec} \times EF_{elec} \quad [22]$$

Dabei gilt:

Q_{elec} = Nettomenge an Strom aus jeder Quelle, der im Zertifizierungszeitraum speziell für die Abscheidung und die Weiterleitung des CO_2 zu Speicher- oder Transportzwecken verbraucht wird, festgelegt gemäß Abschnitt 2.3.2 und ausgedrückt in einer geeigneten Einheit;

EF_{elec} = Emissionsfaktor für den Stromverbrauch, ausgedrückt in t CO_2-Äq/Einheit, festgelegt gemäß Abschnitt 2.3.4.1.

GHG_{heat} bezeichnet die Emissionen aufgrund des Nettoverbrauchs von Nutzwärme in der Abscheidungsanlage spezifisch für die Abscheidung, mit Ausnahme des Eigenwärmeverbrauchs, berechnet anhand der Gleichung [23].

$$GHG_{heat} = \sum_{heat\ source} Q_{heat} \times EF_{heat} \quad [23]$$

Dabei gilt:

Q_{heat} = Nettomenge der im Zertifizierungszeitraum speziell für die Abscheidung verbrauchten Nutzwärme, festgelegt gemäß Abschnitt 2.3.2 und ausgedrückt in einer geeigneten Einheit;

EF_{heat} = Emissionsfaktor für den Wärmeverbrauch, ausgedrückt in t CO_2-Äq/Einheit, festgelegt gemäß Abschnitt 2.3.4.2.

$GHG_{capital}$ bezeichnet Kapitalgüteremissionen aus dem Bau und der Installation der CO_2-Abscheidungsanlage und wird im Einklang mit den Grundsätzen nach Abschnitt 2.3.5 berechnet.

$GHG_{disposal}$ bezeichnet Emissionen aus der Behandlung oder Entsorgung von Abfällen, die speziell aufgrund der Abscheidungstätigkeit entstehen, einschließlich Abfällen aus jeglicher für den Energieverbrauch der Abscheidung verwendeter Biomasse sowie jeglichen ebensolchen Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen oder Biomasse-Brennstoffen. Darunter fallen Emissionen, die mit der Versorgung mit Energie und Inputs verbunden sind, die bei der Abfallentsorgung verbraucht werden, sowie alle anderen mit dem Entsorgungsprozess verbundenen Treibhausgasemissionen, einschließlich N_2O- und/oder CH_4-Emissionen aufgrund der aeroben oder anaeroben Zersetzung des Anteils an biogenen Abfällen, die mit dem Verbrauch zusätzlicher Biomasse verbunden sind. Die Zertifizierungssysteme können Leitlinien festlegen, um es den Betreibern zu ermöglichen, die Emissionen aus der Abfallentsorgung zu schätzen, wenn eine direkte Messung zu aufwendig wäre, und die Betreiber können Standardwerte für Entsorgungsemissionen anwenden, wenn diese vom Zertifizierungssystem für bestimmte Tätigkeitsarten vorgesehen sind.

2.1.6.3.2. Emissionen aus Inputs

Werden von der Abscheidungsanlage Inputs, einschließlich Chemikalien, verbraucht, so werden die mit dem Verbrauch dieser Inputs während des Zertifizierungszeitraums verbundenen Emissionen anhand der Gleichung [24] berechnet.

$$GHG_{inputs} = \sum_{inputs} Q_{input} \times EF_{input} \quad [24]$$

Dabei gilt:

Q_{input} = Menge des im Zertifizierungszeitraum speziell für die Abscheidung verbrauchten Inputs, ausgedrückt in einer geeigneten Einheit;

EF_{input} = Emissionsfaktor für den verbrauchten Input, ausgedrückt in t CO_2-Äq/Einheit, festgelegt gemäß Abschnitt 2.3.4.4.

Die Betreiber können eine beliebige Anzahl von Inputs, deren gemeinsame Emissionen auf der Grundlage einer Wesentlichkeitsbewertung als unwesentlich eingestuft wurden, zusammenfassen und sie durch einen Emissionsterm von $2\% \times CR_{total}$ ersetzen, d. h. für eine Gruppe von Inputs gilt bei einer hoch angesetzten Schätzung der erwarteten verbundenen Emissionen die Gleichung [25].

$$\sum_{inputs} Q_{input} \times EF_{input} < 2\% \times CR_{total} \quad [25]$$

2.1.6.4. Überwachung und Berichterstattung

Gemäß Abschnitt 1.3.3 nehmen die Betreiber vor jeder Rezertifizierungsprüfung die in Tabelle 3 aufgeführten gemessenen oder berechneten Parameter in den Überwachungsbericht auf. Gilt für einen Parameter die Anmerkung „Zu überwachen“, so wird er gemäß Abschnitt 1.3.2 in den Überwachungsplan aufgenommen.

Tabelle 3

Parameter für die Aufnahme in den Überwachungsbericht

Gleichung	Parameter	Einheit	Definition	Anmerkungen
[1],[2],[7], [17]	$CO_{2_{captured,total}}$	tCO_2	Gesamtmenge an CO_2, das in der Abscheidungsanlage abgeschieden und zu Transport- oder Speicherzwecken weitergeleitet wird	Berechnet anhand der Gleichung [1]
[1]	$CO_{2_{OUT,activity,i}}$	tCO_2	CO_2-Menge aus der Abscheidungstätigkeit, die die Abscheidungsanlage an jedem Austrittspunkt i verlässt	Zu überwachen
[2],[6],[7], [8]	$CO_{2_{captured,atmobio}}$	tCO_2	Menge an CO_2 atmosphärischen oder biogenen Ursprungs, das in der Abscheidungsanlage abgeschieden und zu Transport- oder Speicherzwecken weitergeleitet wird	Berechnet anhand der Gleichung [2]
[2],[3]	$CO_{2_{captured,fossil}}$	tCO_2	Menge an fossilem CO_2 aus mit der Tätigkeit verbundenen Prozessen, das in der Abscheidungsanlage abgeschieden und zu Transport- oder Speicherzwecken weitergeleitet wird	Berechnet anhand der Gleichung [3]

Gleichung	Parameter	Einheit	Definition	Anmerkungen
[3],[4],[5], [6]	$CO_{2_{captured,fossil,assoc}}$	tCO_2	Menge an fossilem CO_2, das infolge des Abscheidungsprozesses emittiert und dann abgeschieden wird	Berechnet anhand der Gleichung [4]
[3],[5],[17]	$CO_{2_{captured,fossil,mixed}}$	tCO_2	Menge an fossilem CO_2, das aus einem gemischten Strom im Rahmen einer BioCCS-Tätigkeit abgeschieden wird	Berechnet anhand der Gleichung [5]
[4]	$CO_{2_{fossil,assoc,co-captured}}$	tCO_2	Menge an CO_2, das infolge des Abscheidungsprozesses emittiert und dann gemeinsam mit dem atmosphärischen oder biogenen CO_2 abgeschieden wird	Zu überwachen oder zu berechnen
[4]	$CO_{2_{fossil,assoc,source}}$	tCO_2	Menge an CO_2, das infolge des Abscheidungsprozesses emittiert und dann getrennt abgeschieden wird	Zu überwachen
[5]	F_B	%	Für BioCCS-Tätigkeiten, bei denen CO_2 aus einem gemischten Strom abgeschieden wird, der Anteil des abgeschiedenen CO_2 atmosphärischen oder biogenen Ursprungs	Zu überwachen
[6],[27], [28],[35]	$CO_{2_{activity}}$	tCO_2	CO_2-Menge, deren Transport- und/ oder Speicheremissionen auf $GHG_{associated}$ angerechnet werden	Berechnet anhand der Gleichung [6]
[6],[7],[8], [9]	F_{CRCF}	Quotient	Anteil des abgeschiedenen CO_2 atmosphärischen oder biogenen Ursprungs, das auf die gesamten CO_2-Entnahmen angerechnet wird	
[17]	$GHG_{capture}$	tCO_2-Äq	Gesamte mit der Abscheidung von CO_2 verbundene THG-Emissionen	Berechnet anhand der Gleichung [17]
[17],[18]	$GHG_{facility}$	tCO_2-Äq	Gesamte THG-Emissionen aus allen für die CO_2-Abscheidung in der Abscheidungsanlage erforderlichen, relevanten Tätigkeiten	Berechnet anhand der Gleichung [18]
[17],[24]	GHG_{inputs}	tCO_2-Äq	Gesamte mit Inputs für die Abscheidungsanlage verbundene THG-Emissionen	Berechnet anhand der Gleichung [24]
[18],[19]	GHG_{bio}	tCO_2-Äq	Emissionen aufgrund der zusätzlichen Biomassenutzung für den Energieverbrauch bei der Abscheidung	Berechnet anhand der Gleichung [19]
[18],[20]	$GHG_{bio-storage}$	tCO_2-Äq	CH_4-Emissionen aufgrund der Lagerung von Biomasse vor der Verarbeitung in der Anlage, in der CO_2 abgeschieden wird.	Berechnet anhand der Gleichung [20]
[18],[21]	$GHG_{on-site}$	tCO_2-Äq	Emissionen aufgrund der Verbrennung von Brennstoffen und sonstige THG-Emissionen in der Abscheidungsanlage speziell für die Abscheidung, einschließlich etwaiger CH_4- und N_2O-Emissionen aus zusätzlicher Biomasseverbrennung, wobei der CO_2-Emissionsfaktor für die Biomasseverbrennung jedoch den Wert 0 annimmt	Berechnet anhand der Gleichung [21]

Gleichung	Parameter	Einheit	Definition	Anmerkungen
[18],[22]	GHG_{elec}	tCO_2-Äq	Emissionen aufgrund des Nettostromverbrauchs in der Abscheidungsanlage	Berechnet anhand der Gleichung [22]
[18],[23]	GHG_{heat}	tCO_2-Äq	Emissionen aufgrund des Nettoverbrauchs von Nutzwärme in der Abscheidungsanlage	Berechnet anhand der Gleichung [23]
[18],[73]	$GHG_{capital}$	tCO_2-Äq	Kapitalgüteremissionen	Berechnet anhand der Gleichung [73]
[18],	$GHG_{disposal}$	tCO_2-Äq	Emissionen aus der Abfallentsorgung	Gegebenenfalls zu überwachen
[19]	$Q_{biomass}$	[Geeignete Einheit]	Menge an zusätzlicher Biomasse, die im Zertifizierungszeitraum zur Versorgung mit Wärme und/oder Strom am Standort verbraucht wird, die bzw. der speziell für die Abscheidung verwendet wird	Zu überwachen.
[19]	$EF_{biomass}$	tCO_2-Äq/Einheit	Emissionsfaktor für die zusätzlich verbrauchte Biomasse	
[20]	$Q_{feedstock}$	[Geeignete Einheit]	Menge des Ausgangsstoffs	Gegebenenfalls zu überwachen
[20]	$C_{feedstock}$	%	Kohlenstoffgehalt des Ausgangsstoffs	Gegebenenfalls zu überwachen
[20]	$T_{storage}$	Monate	Zeit in Monaten, während der die Ausgangsstoffe gelagert werden	Gegebenenfalls zu überwachen
[21]	Q_{fuel}	[Geeignete Einheit]	Menge des im Zertifizierungszeitraum verbrauchten Brennstoffs	Zu überwachen
[21]	EF_{fuel}	tCO_2-Äq	Emissionsfaktor für den Brennstoffverbrauch	
[21]	$CO_{2stored,fossil}$	tCO_2	Menge an abgeschiedenem und dauerhaft gespeichertem fossilem CO_2 aus der Verbrennung von Brennstoffen in der Abscheidungsanlage	Zu überwachen
[22]	Q_{elec}	[Geeignete Einheit]	Nettomenge an Strom aus jeder Quelle, der im Zertifizierungszeitraum für die Abscheidung verbraucht wird	Zu überwachen
[22]	EF_{elec}	tCO_2-Äq	Emissionsfaktor für den Stromverbrauch	

Gleichung	Parameter	Einheit	Definition	Anmerkungen
[23]	Q_{heat}	[Geeignete Einheit]	Nettomenge an Nutzwärme, die im Zertifizierungszeitraum für die Abscheidung verbraucht wird	Zu überwachen
[23]	EF_{heat}	tCO_2-Äq	Emissionsfaktor für den Wärmeverbrauch	
[24]	Q_{input}	[Geeignete Einheit]	Nettomenge an Input, der im Zertifizierungszeitraum für die Abscheidung verbraucht wird	Zu überwachen
[24]	EF_{input}	tCO_2-Äq	Emissionsfaktor für den verbrauchten Input	
[73],[74]	$GHG_{materials}$	tCO_2-Äq	Emissionen aus den für den Bau der Anlage verwendeten Materialien	Berechnet anhand der Gleichung [74]
[74]	$Q_{materials}$	t	Menge der für den Bau der Anlage verwendeten Materialien	
[74]	$EF_{materials}$	tCO_2-Äq/ t Material	Emissionsfaktor für die verwendeten Materialien	

2.1.7. *CO_2-Transport*

Dieser Abschnitt enthält Regeln für die Quantifizierung von THG-Emissionen, die mit dem Transport von CO_2 über Pipelines, Straße, Schiene oder auf dem Wasserweg und der dazugehörigen Infrastruktur, einschließlich Zwischenspeicher, verbunden sind, sowie von CO_2-Verlusten während des Transports.

Diese Regeln gelten für Tätigkeiten, bei denen CO_2 mittels eines oder mehrerer CO_2-Transportmodi als konzentrierter CO_2-Strom von einer Abscheidungsanlage zu einer oder mehreren Speicherstätten transportiert wird. Der Transportpfad von der Abscheidungsanlage zu den Speicherstätten besteht aus einem oder mehreren Segmenten der Transportinfrastruktur im Sinne des Artikels 3 Nummer 29 der Verordnung (EU) 2024/1735 des Europäischen Parlaments und des Rates ([4]), die Teil eines oder mehrerer Transportnetze im Sinne des Artikels 3 Nummer 22 der Richtlinie 2009/31/EG sein können. Sind relevante Daten aus der Berichterstattung gemäß der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2066 verfügbar, so sind diese Daten für die Zwecke der Berechnung der Transportemissionen bei dieser Tätigkeit als verlässlich anzusehen.

Für den Fall, dass CO_2 aus mehr als einer Quelle durch Teile desselben Transportnetzes geleitet wird, sind Transportinfrastruktursegmente auszuweisen, um die Zuweisung transportbedingter Emissionen zu ermöglichen. Handelt es sich bei dem durch eine einzelne Entnahmetätigkeit abgeschiedenen CO_2 um das einzige CO_2, das durch die entsprechende Transportinfrastruktur geleitet wird, so kann der gesamte Transportpfad als einzelnes Transportinfrastruktursegment ausgewiesen werden. Andernfalls ist der Transportpfad in eine Reihe von Transportinfrastruktursegmenten zu unterteilen. Mindestens jedes Mal, wenn zwei oder mehr CO_2-Ströme zusammengeführt oder getrennt werden, wird ein neues Transportinfrastruktursegment ausgewiesen. Zusätzliche Transportinfrastruktursegmente können nach dem Ermessen des Betreibers oder der Zertifizierungsstelle aus organisatorischen Gründen festgelegt werden.

([4]) Verordnung (EU) 2024/1735 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 zur Schaffung eines Rahmens für Maßnahmen zur Stärkung des europäischen Ökosystems der Fertigung von Netto-Null-Technologien und zur Änderung der Verordnung (EU) 2018/1724 (ABl. L, 2024/1735, 28.6.2024, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg/2024/1735/oj).

Für jedes Transportinfrastruktursegment S ist anhand der Gleichung [26] ein Zuweisungsanteil F_S als Anteil des CO_2 festzulegen, das in einem Zertifizierungszeitraum durch das Segment geleitet wird, aus der Tätigkeit stammt und zur Speicherung weitergeleitet wird (d. h. ausgenommen etwaiges CO_2 aus der Tätigkeit, das zur Verwendung weitergeleitet wird).

$$F_S = CO_{2_{activity,S}} / CO_{2_{total,S}} \quad [26]$$

Dabei gilt:

$CO_{2\ total,S}$ = Gesamtmenge an CO_2 aller Quellen, das im Zertifizierungszeitraum durch das CO_2-Infrastruktursegment S geleitet wird, in t CO_2;

$CO_{2_{activity,S}}$ = Menge an CO_2 aus der Tätigkeit (siehe Gleichung [6]), das im Zertifizierungszeitraum zur dauerhaften Speicherung durch das CO_2-Infrastruktursegment S weitergeleitet wird, in tCO_2. Für das erste Infrastruktursegment des Transportpfades entspricht dies dem Anteil CO_2 der Tätigkeit ($CO_{2\ activity}$)), der als von der Abscheidungsanlage in das Infrastruktursegment weitergeleitet gemessen wird. Bei nachfolgenden Infrastruktursegmenten ist dies die Menge CO_2 der Tätigkeit, die in das vorherige Infrastruktursegment gelangt, minus etwaige CO_2-Verluste in diesem Infrastruktursegment; wenn der CO_2-Strom an einem Knoten aufgeteilt und an mehrere Speicherstätten weitergeleitet wird, wird das CO_2 der Tätigkeit auf die Infrastruktursegmente, die von diesem Knoten abgehen, aufgeteilt.

S = Index des Transportinfrastruktursegments.

Die Betreiber können von den CO_2-Netzbetreibern übermittelte unabhängig geprüfte Werte für F_S anwenden.

Handelt es sich bei dem durch ein Transportinfrastruktursegment geleiteten CO_2 um eine Mischung aus atmosphärischem oder biogenem CO_2 und fossilem CO_2, das infolge des Abscheidungsprozesses emittiert und dann abgeschieden wurde, so wird davon ausgegangen, dass jegliche Verluste aus einer anteiligen Mischung von atmosphärischem oder biogenem CO_2 und fossilem CO_2 bestehen.

2.1.7.1. Quantifizierung diffuser, abgelassener und ausgetretener Emissionen von abgeschiedenem CO_2

Bei vorsätzlichen oder unbeabsichtigten Verlusten von transportiertem CO_2 im gesamten Transportnetz sind diese Verluste explizit zu quantifizieren, wenn die Menge CR_{total} anhand der Gleichung [8] berechnet wird. Die Quantifizierungsregeln beruhen auf der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2066, in der die folgenden beiden Methoden für die Quantifizierung von THG-Emissionen aufgrund des Betriebs des Pipeline-Transportnetzes festgelegt sind: Methode A, basierend auf der Gesamtmassenbilanz aller Input- und Output-Stoffströme eines Infrastruktursegments oder einer Reihe von Segmenten; und Methode B, die sich auf die Überwachung einzelner Emissionsquellen stützt (siehe unten). Die Betreiber können sich für jedes Infrastruktursegment oder jede Reihe von Segmenten für einen der beiden Ansätze entscheiden.

Die Betreiber wählen diejenige Methode, die zu einer geringeren Unsicherheit bei den Gesamtemissionen führt, ohne unverhältnismäßige Kosten zu verursachen.

2.1.7.1.1. CO_2-Verluste: Methode A

Die Betreiber quantifizieren $CO_{2transport,losses}$, die vorsätzlichen oder unbeabsichtigten Verluste von atmosphärischem oder biogenem CO_2, das zur dauerhaften Speicherung weitergeleitet wird, um CO_2-Entnahmeeinheiten im gesamten Transportsegment oder sämtlichen Segmenten zu erzeugen, gemäß der Gleichung [27].

$$CO_{2transport,losses} = \left(\frac{F_{CRCF} \times CO_{2captured,atmobio}}{CO_{2activity}} \right) \times \sum_S \left(F_S \times (CO_{2_{in,S}} - CO_{2_{out,S}}) \right) \quad [27]$$

Dabei gilt:

F_{CRCF}	=	F_{CRCF} gemäß der Definition in Abschnitt 2.1.3.2;
$CO_{2captured,atmobio}$	=	$CO_{2\ captured,\ atmobio}$ gemäß der Gleichung [2];
$CO_{2activity}$	=	$CO_{2\ activity}$ gemäß der Gleichung [6];
F_S	=	F_S gemäß der Gleichung [26];
$CO_{2in,S}$	=	Menge an CO_2, das in das Transportinfrastruktursegment S gelangt, bestimmt gemäß den Artikeln 40 bis 46 und 49 der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2066, in t CO_2;
$CO_{2out,S}$	=	Menge an CO_2, das das Transportinfrastruktursegment S verlässt, bestimmt gemäß den Artikeln 40 bis 46 und 49 der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2066, in t CO_2;
S	=	Index der Transportinfrastruktursegmente.

2.1.7.1.2. CO_2-Verluste: Methode B

Die Betreiber quantifizieren $CO_{2transport,losses}$, die vorsätzlichen oder unbeabsichtigten Verluste von atmosphärischem oder biogenem CO_2, das zur dauerhaften Speicherung weitergeleitet wird, um CO_2-Entnahmeeinheiten im gesamten Transportsegment oder sämtlichen Segmenten zu erzeugen, gemäß der Gleichung [28].

$$CO_{2transport,losses} = \frac{F_{CRCF} \times CO_{2captured,atmobio}}{CO_{2activity}} \times \sum_{S} \left(F_S \times (CO_{2fugitive,S} + CO_{2vented,S} + CO_{2leakage,S}) \right) \quad [28]$$

Dabei gilt:

F_{CRCF}	=	F_{CRCF} gemäß der Definition in Abschnitt 2.1.3.2;
$CO_{2captured,atmobio}$	=	$CO_{2\ captured,\ atmobio}$ gemäß der Gleichung [2];
$CO_{2activity}$	=	$CO_{2\ activity}$ gemäß der Gleichung [6];
F_S	=	F_S gemäß der Gleichung [26];
$CO_{2fugitive,S}$	=	Summe der diffusen Emissionen aus dem in der Transportinfrastruktur transportierten CO_2, beispielsweise über Verschlüsse, Ventile, Zwischendruckstationen in Pipelinestrukturen und Zwischenspeicherstätten, in t CO_2;
$CO_{2vented,S}$	=	Summe der abgelassenen Emissionen von in der Transportinfrastruktur transportiertem CO_2, in t CO_2;
$CO_{2leakage,S}$	=	Summe des in der Transportinfrastruktur transportierten CO_2, das infolge einer Panne eines oder mehrerer Bestandteile des Transportnetzes emittiert wird, in t CO_2;
S	=	Index der Transportinfrastruktursegmente.

2.1.7.1.2.1. Diffuse Emissionen

Diffuse Emissionen während des CO_2-Transports aus a) Verschlüssen; b) Messgeräten; c) Ventilen; d) Zwischendruckstationen und e) Zwischenspeicherstätten werden anhand der Gleichung [29] berechnet.

$$CO_{2fugitive} = \sum_{S} \left(\sum_{c} (EF_{occur,c,S} \times N_{occur,c,S}) \right) \quad [29]$$

Dabei gilt:

F_S	=	F_S gemäß der Gleichung [26];
$EF_{occur,c,S}$	=	durchschnittliche Emissionsfaktoren je Bestandteil und Zeitraum, ausgedrückt in t CO_2/Zeiteinheit. $EF_{occur,c}$ wird für jede Art von Bestandteil bestimmt. Diese Faktoren werden mindestens alle fünf Jahre auf der Grundlage neu verfügbarer Techniken und Erkenntnisse überprüft;
$N_{occur,c,S}$	=	Anzahl der Bestandteile des Typs c im Transportsystem, multipliziert mit der Anzahl der Zeiträume;
c	=	Art des Bestandteils: Verschlüsse, Messgeräte, Ventile, Zwischendruckstationen und Zwischenspeicherstätten;
S	=	Index der Transportinfrastruktursegmente.

Von den Zertifizierungssystemen können für relevante Bestandteile Listen mit Standardfaktoren für diffuse Emissionen bereitgestellt werden.

2.1.7.1.2.2. Abgelassene Emissionen

Betreiber von Tätigkeiten berechnen $CO_{2vented}$ für jedes Transportinfrastruktursegment S als das für dieses Transportinfrastruktursegment vom Transportnetzbetreiber ermittelte voraussichtliche Ablassen. Übermittelt der Transportnetzbetreiber keine nach Transportinfrastruktursegment aufgeschlüsselten abgelassenen Emissionen, so werden die abgelassenen Emissionen den einzelnen Segmenten auf einer angemessenen Grundlage zugeordnet, die vom Betreiber der Tätigkeit und der Zertifizierungsstelle vereinbart wird. Die Zertifizierungssysteme können Leitlinien bereitstellen, in denen die Grundlage für die Schätzung der abgelassenen Emissionen genauer beschrieben wird.

2.1.7.1.2.3. Leckagen

Gemäß der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2066 muss jeder Transportnetzbetreiber das Transportnetz überwachen und die beim Transport ausgetretene Menge CO_2 nach einer im Monitoringkonzept dokumentierten und auf den Best-Practice-Leitlinien der Industrie beruhenden geeigneten Methodik berechnen.

Die Betreiber von Tätigkeiten berechnen $CO_{2leakage}$ für jedes Transportinfrastruktursegment S als die für dieses Transportinfrastruktursegment vom Transportnetzbetreiber für den Zertifizierungszeitraum ermittelte Leckagemenge. Werden vom Transportnetzbetreiber keine nach Transportinfrastruktursegment aufgeschlüsselten Leckage-Emissionen gemeldet, so werden die Leckage-Emissionen den einzelnen Segmenten auf einer angemessenen Grundlage zugeordnet, die vom Betreiber der Tätigkeit und der Zertifizierungsstelle vereinbart wird.

2.1.7.2. Quantifizierung der mit dem Transport verbundenen THG-Emissionen

Die mit dem Transport von CO_2 verbundenen THG-Emissionen (für Fahrzeuge und/oder in der dazugehörigen Infrastruktur) werden anhand der Gleichung [30] berechnet.

$$GHG_{transport} = \sum_{S} \left(F_S \times \left(\sum_{T} GHG_{T,S} + GHG_{infra,S} \right) \right) \quad [30]$$

Dabei gilt:

F_S	=	F_S gemäß der Gleichung [26];
$GHG_{T,S}$	=	THG-Emissionen aufgrund von Energienutzung für den CO_2-Transport im Transportmodustyp T und im Infrastruktursegment S, in t CO_2-Äq;
GHG_{infra}	=	THG-Emissionen aufgrund von Energienutzung in der mit dem CO_2-Transportnetz verbundenen Infrastruktur (einschließlich Infrastruktur für den Pipelinebetrieb), in t CO_2-Äq;
T	=	Transportart des Infrastruktursegments (Straße, Schiene oder Seeverkehr);
S	=	Index der Transportinfrastruktursegmente.

2.1.7.2.1. Emissionen aus dem pipelineunabhängigen CO_2-Transport

Gemäß den Grundsätzen nach Abschnitt 2.3.4.5 werden die Treibhausgasemissionen $GHG_{T,S}$, die mit dem pipelineunabhängigen Transport von CO_2 im Transportmodus T in den einzelnen Transportinfrastruktursegmenten verbunden sind, entweder auf der Grundlage konkreter Daten über den Brennstoffverbrauch anhand der Gleichung [31] berechnet oder auf der Grundlage der Fahrzeugeffizienzen und konkreter Daten über die vom Fahrzeug zurückgelegte Strecke anhand der Gleichung [32]. Die Betreiber dürfen für die verschiedenen Transportmodi und Infrastruktursegmente unterschiedliche Ansätze nutzen.

$$GHG_{T,S} = \sum_{trips} (Q_{fuel,S} \times EF_{fuel}) \quad [31]$$

Dabei gilt:

$Q_{fuel,S}$ = verbrauchte Brennstoffmenge je Fahrt im Infrastruktursegment S, einschließlich Leerfahrten, ausgedrückt in einer geeigneten Einheit;

EF_{fuel} = Emissionsfaktor für den verbrauchten Brennstoff, ausgedrückt in t CO_2-Äq/Einheit und festgelegt gemäß den Regeln laut Abschnitt 2.3.4.4;

trips = Index der unternommenen Fahrten.

$$GHG_{T,S} = \left(\sum_{L=1}^{O} (K_{L,S} \times EF_{vehicle,loaded}) + \sum_{L=1}^{R} (K_{L,S} \times EF_{vehicle,unloaded}) \right) \quad [32]$$

Dabei gilt:

$K_{L,S}$ = zurückgelegte Strecke jeder Fahrt im Infrastruktursegment S in Kilometern [km];

$EF_{vehicle,loaded}$ = CO_2-Emissionen des beladenen Fahrzeugs je Kilometer, in t CO_2/zurückgelegter km. Sofern vom Zertifizierungssystem bereitgestellt, kann als Grundlage dafür ein geeigneter konservativer Standardemissionsfaktor herangezogen werden;

$EF_{vehicle,unloaded}$ = CO_2-Emissionen des unbeladenen Fahrzeugs je Kilometer, in t CO_2/zurückgelegter km. Sofern vom Zertifizierungssystem bereitgestellt, kann als Grundlage dafür ein geeigneter konservativer Standardemissionsfaktor herangezogen werden. Sind keine Daten bzw. keine Standardwerte für das unbeladene Fahrzeug, aber ein Wert für $EF_{vehicle,loaded}$ verfügbar, so kann der Betreiber $EF_{vehicle,unloaded} = EF_{vehicle,loaded}$ setzen;

O = Gesamtzahl der Hinfahrten;

R = Gesamtzahl der leeren Rückfahrten;

L = Index der Fahrten.

2.1.7.2.2. Emissionen aus der Transportinfrastruktur

THG-Emissionen aufgrund des Brennstoff- und Stromverbrauchs in sämtlichen Prozessen in Anlagen, die für den Betrieb des Transportnetzes erforderlich sind, werden anhand der Gleichung [33] berechnet. Die Betreiber können Standardwerte für Emissionen aus der Transportinfrastruktur anwenden, wenn solche Standardwerte von den Zertifizierungssystemen bereitgestellt werden.

$$GHG_{infra} = \sum_{S} \left(F_S \times \sum_{f} (Q_{stat,f} \times EF_f + Q_{mob,f} \times EF_f) + Q_{elec} \times EF_{elec} \right) \quad [33]$$

Dabei gilt:

$Q_{stat,f}$	=	Menge des in ortsfesten Quellen in der bestehenden Infrastruktur verbrannten Brennstofftyps f, in Gigajoule [GJ];
$Q_{mob,f}$	=	Menge des in mobilen Quellen in der bestehenden Infrastruktur verbrannten Brennstofftyps f, in Gigajoule [GJ];
EF_f	=	Emissionsfaktor aufgrund der Verbrennung des Brennstofftyps f, in t CO_2-Äq/GJ, festgelegt gemäß Abschnitt 2.3.4.4;
Q_{elec}	=	Nettomenge des aus dem Netz importierten und in der bestehenden Infrastruktur verbrauchten Stroms, festgelegt gemäß Abschnitt 2.3.2, in MWh;
EF_{elec}	=	Emissionsfaktor für die Stromerzeugung, in t CO_2-Äq/MWh, festgelegt gemäß Abschnitt 2.3.4.1;
f	=	Brennstofftyp, einschließlich Brennstoffe fossilen und biogenen Ursprungs.

2.1.7.3. Überwachung und Berichterstattung

Gemäß Abschnitt 1.3.3 nehmen die Betreiber vor jeder Rezertifizierungsprüfung die in Tabelle 4 aufgeführten gemessenen oder berechneten Parameter in den Überwachungsbericht auf. Gilt für einen Parameter die Anmerkung „Zu überwachen", so wird er gemäß Abschnitt 1.3.2 in den Überwachungsplan aufgenommen.

Tabelle 4

Parameter für die Aufnahme in den Überwachungsbericht

Gleichung	Parameter	Einheit	Definition	Anmerkungen
[26]	F_S	%	Zuweisungsanteil für das jeweilige Transportsegment S, definiert als Anteil des CO_2 aus der Tätigkeit, der in einem Zertifizierungszeitraum durch das Segment geleitet und zur Speicherung weitergeleitet wird	Berechnet anhand der Gleichung [26]
[26]	$CO_{2_{activity,S}}$	tCO_2	Menge an CO_2 aus der Tätigkeit, das im Zertifizierungszeitraum durch das CO_2-Infrastruktursegment S geleitet wird	Zu überwachen
[26]	$CO_{2_{total,S}}$	tCO_2	Gesamtmenge an CO_2 aller Quellen, das im Zertifizierungszeitraum durch das CO_2-Infrastruktursegment S geleitet wird	Zu überwachen
[8],[27], [28]	$CO_{2_{transport,losses}}$	tCO_2	Menge der Verluste von atmosphärischem oder biogenem CO_2, das zur dauerhaften Speicherung weitergeleitet wird, um CO_2-Entnahmeeinheiten im gesamten Transportnetz zu erzeugen	Berechnet anhand der Gleichung [27] oder der Gleichung [28]
[27]	$CO_{2_{in,S}}$	tCO_2	Menge an CO_2, das zum Transportinfrastruktursegment S weitergeleitet wird, bestimmt gemäß den Artikeln 40 bis 46 und 49 der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2066	Zu überwachen

Gleichung	Parameter	Einheit	Definition	Anmerkungen
[27]	$CO_{2_{out,S}}$	tCO_2	Menge an CO_2, das aus dem Transportinfrastruktursegment weitergeleitet wird, bestimmt gemäß den Artikeln 40 bis 46 und 49 der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2066	Zu überwachen
[28],[29]	$CO_{2fugitive,S}$	tCO_2	Summe der diffusen Emissionen von in der Transportinfrastruktur transportiertem CO_2	Berechnet anhand der Gleichung [29]
[28]	$CO_{2vented,S}$	tCO_2	Summe der abgelassenen Emissionen von in der Transportinfrastruktur transportiertem CO_2	Vom Transportnetzbetreiber zu melden.
[28]	$CO_{2leakage,S}$	tCO_2	Summe des in der Transportinfrastruktur transportierten CO_2, das infolge einer Panne eines oder mehrerer Bestandteile des Transportnetzes emittiert wird	Vom Transportnetzbetreiber zu melden.
[29]	$EF_{occur,c,S}$	tCO_2-Äq/Zeiteinheit	Durchschnittliche Emissionsfaktoren je Art von Bestandteil und je Bestandteil	Zu überwachen
[29]	$N_{occur,c,S}$	Anzahl Zeiteinheiten/Jahr	Anzahl Bestandteile dieser Art von Bestandteilen im Transportsystem	Zu überwachen
[30]	$GHG_{transport}$	tCO_2-Äq	Gesamtmenge THG-Emissionen aus der Verbrennung von Brennstoffen beim CO_2-Transport	Berechnet anhand der Gleichung [30]
[30],[31], [32]	$GHG_{T,S}$	tCO_2-Äq	Emissionen aufgrund von Energienutzung für den CO_2-Transport im Transportmodustyp T und im Infrastruktursegment S	Berechnet anhand der Gleichung [31] oder [32]
[30],[33]	$GHG_{infra,S}$	tCO_2-Äq	Emissionen aufgrund von Energienutzung in der mit dem CO_2-Transportnetz verbundenen Infrastruktur	Berechnet anhand der Gleichung [33]
[31]	Q_{fuel}	[Geeignete Einheit]	Menge des im Zertifizierungszeitraum verbrauchten Brennstoffs	Zu überwachen
[31]	EF_{fuel}	tCO_2-Äq	Emissionsfaktor für Brennstoffverbrauch	
[32]	$K_{L,S}$	km	Zurückgelegte Strecken in den Infrastruktursegmenten S	Zu überwachen
[32]	$EF_{vehicle,loaded}$	tCO_2-Äq/km	CO_2-Emissionen der beladenen Transportfahrzeuge je Kilometer	

Gleichung	Parameter	Einheit	Definition	Anmerkungen
[32]	$EF_{vehicle,unloaded}$	tCO_2-Äq/km	CO_2-Emissionen der unbeladenen Transportfahrzeuge je Kilometer	
[33]	$Q_{stat,f}$	GJ	Menge des in ortsfesten Quellen in der bestehenden Infrastruktur verbrannten Brennstofftyps f	Zu überwachen. Gegebenenfalls sind die verwendete Dichte und der verwendete untere Heizwert zu melden.
[33]	$Q_{mob,f}$	GJ	Menge des in mobilen Quellen in der bestehenden Infrastruktur verbrannten Brennstofftyps f	Zu überwachen
[33]	Q_{elec}	MWh	Menge des aus dem Netz importierten und in der bestehenden Infrastruktur verbrauchten Stroms	Zu überwachen
[33]	EF_f	tCO_2-Äq/GJ	Emissionsfaktor aufgrund der Verbrennung des Brennstofftyps f	
[33]	EF_{elec}	tCO_2-Äq/MWh	Emissionsfaktor für die Stromerzeugung	

2.1.8. *Injektion von CO_2 in Speicherstätten*

Bei Tätigkeiten zur CO_2-Abscheidung kann CO_2 über einen Transportpfad an eine oder mehrere Speicherstätten zur Injektion in die geologische Speicherung weitergeleitet werden.

Wird CO_2 aus anderen Quellen als der Tätigkeit in derselben Speicherstätte gespeichert, so wird für jede Speicherstätte S ein Zuweisungsanteil als Anteil des in der Speicherstätte gespeicherten CO_2 in einem Zertifizierungszeitraum definiert, das aus der Tätigkeit stammt, und anhand der Gleichung [34] berechnet.

$$F_S = CO_{2_{activity,injected,S}} / CO_{2_{injected,S}} \quad [34]$$

Dabei gilt:

$CO_{2\ activity.injected,S}$ = der Anteil von $CO_{2_{activity}}$ (siehe Gleichung [6]), der in der Speicherstätte S gespeichert wird. Bei nicht abgetrennten CO_2-Strömen wird diese Menge auf Grundlage der Massenbilanz angegeben;

$CO_{2\ injected,S}$ = Gesamtmenge an CO_2 aller Quellen, das im Zertifizierungszeitraum in der Speicherstätte S gespeichert wird;

S = Index der Speicherstätten.

2.1.8.1. Quantifizierung des CO_2, das in die Speicherstätte gelangt

Die Menge CO_2, die in die Speicherstätte gelangt, wird an dem oder den Eintrittspunkt(en) anhand eines auf Messung beruhenden Ansatzes gemäß den Artikeln 40 bis 45 und 49 der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2066 ermittelt.

2.1.8.2. Anwendung der Massenbilanzregeln

Mit Ausnahme des Falls, dass der CO_2-Strom vollständig abgetrennt ist und für die Bestimmung von CR_{total} die Regeln gemäß Abschnitt 2.1.3.3 angewandt werden, wird zur Verfolgung des CO_2 durch die Transportinfrastruktur von der Abscheidungsanlage bis zur Speicherstätte ein Massenbilanzsystem auf der Grundlage folgender Grundsätze verwendet:

(a) jede Menge CO_2, die in das Transport- oder Speichersystem gelangt, kann nur einmal als gespeichert oder anderweitig aus dem System (durch Verluste oder zur Versorgung für andere Anwendungen als die Speicherung) entnommen behandelt werden;

(b) die Summe der CO_2-Mengen, die in jeglichen Transportinfrastruktursegmenten oder Zwischenspeicherstätten in einem bestimmten Zeitraum in die Speicherung gelangen oder daraus freigesetzt werden, entspricht der Summe der CO_2-Mengen, die als im selben Zeitraum dieses Infrastruktursegment oder diese Speicherstätte verlassende oder dort zwischengespeicherte oder dauerhaft gespeicherte Mengen ermittelt werden (wobei Abweichungen im Zusammenhang mit der CO_2-Menge, die sich am Ende des Zeitraums aktiv im Übergang befindet oder Speicherprozesse durchläuft, sowie aufgrund der Messunsicherheit möglich sind);

(c) wenn eine CO_2-Menge aus einer Tätigkeit mit einer CO_2-Menge aus anderen Quellen vermischt wird und dieser vermischte CO_2-Strom anschließend an mehr als ein nachfolgendes Transportinfrastruktursegment bzw. eine nachfolgende Speicherstätte weitergeleitet wird, kann der Betreiber mit anderen Interessenträgern vereinbaren, welche CO_2-Mengen davon als vollständig oder teilweise aus der Tätigkeit stammend behandelt werden sollen;

(d) wenn eine CO_2-Menge in ein Transportverbundnetz weitergeleitet und dabei mit einer CO_2-Menge aus anderen Quellen vermischt wird, muss der Betreiber die Transitzeit, während der das CO_2 aus der Tätigkeit durch das Transportnetz geleitet wird, nicht modellieren – jede entsprechende CO_2-Menge, die nach dem Zeitpunkt aus dem Transportnetz weitergeleitet wird, zu dem das CO_2 aus der Tätigkeit in das Transportnetz gelangt, kann als CO_2 aus der Tätigkeit behandelt werden, mit der Einschränkung, dass nicht davon ausgegangen werden darf, dass das CO_2 in einem Transportinfrastruktursegment entgegen der Stromrichtung geleitet wurde;

(e) vorbehaltlich der unter den Buchstaben a bis d genannten Grundsätze können vertragliche Vereinbarungen getroffen werden, um eine CO_2-Menge, die in eine Speicherstätte injiziert wird, als eine gleich große CO_2-Menge aus einer Abscheidungsanlage (unter Berücksichtigung von Verlusten beim Übergang anhand der Regeln dieser Methodik) zu identifizieren, die in eine gemeinsame Infrastruktur weitergeleitet wurde, selbst wenn der tatsächliche physische Ort, an dem sich die bei der Tätigkeit abgeschiedenen CO_2-Moleküle befinden, möglicherweise unbekannt ist. Es darf keine andere in dieser gemeinsamen Infrastruktur gespeicherte oder diese verlassende CO_2-Menge als die bei der CO_2-Entnahmetätigkeit abgeschiedene CO_2-Menge identifiziert werden;

(f) die Betreiber legen geeignete Nachweise dafür vor (oder veranlassen, dass die Anbieter der Transport- und/oder Speicherinfrastrukturdienste geeignete Nachweise dafür vorlegen), dass die oben genannten Massenbilanz-Anforderungen sowie etwaige zusätzliche Anforderungen des Zertifizierungssystems erfüllt wurden.

2.1.8.3. Quantifizierung diffuser und abgelassener Emissionen von abgeschiedenem CO_2

Bei vorsätzlichen oder unbeabsichtigten Verlusten von CO_2 im Vorfeld der dauerhaften Speicherung sind diese Verluste explizit zu quantifizieren, wenn die Menge CR_{total} anhand der Gleichung [8] berechnet wird.

Diffuse und abgelassene Emissionen während der Injektion in die Speicherstätte werden gemäß Anhang IV Abschnitt 23 Unterabschnitt B.1 der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2066 berechnet. Bei der geologischen Speicherung beruhen die Daten über diffuse und abgelassene Emissionen auf Daten, die vom Betreiber der Speicherstätte gemäß der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2066 aufgezeichnet wurden. Die CO_2-Gesamtverluste der Tätigkeit bei der Speicherung werden anhand der Gleichung [35] berechnet.

$$CO_{2storage,losses} = F_{CRCF} \times \frac{CO_{2captured,atmobio}}{CO_{2activity}} \times \sum_{S} \left(F_S \times (CO_{2fugitive,S} + CO_{2vented,S}) \right) \quad [35]$$

Dabei gilt:

F_{CRCF}	=	F_{CRCF} gemäß der Definition in Abschnitt 2.1.3.2;
$CO_{2captured,atmobio}$	=	$CO_{2\ captured,\ atmobio}$ gemäß der Gleichung [2];
$CO_{2activity}$	=	$CO_{2\ activity}$ gemäß der Gleichung [6];
F_S	=	Anteil des in der Speicherstätte S gespeicherten CO_2, das aus der Tätigkeit stammt, in %;
$CO_{2fugitive,S}$	=	diffuse CO_2-Emissionen aus der Speicherstätte S, in Tonnen CO_2;
$CO_{2vented,S}$	=	abgelassene CO_2-Emissionen aus der Anlage S, in Tonnen CO_2.

In jeder Speicherstätte S entspricht die Summe der diffusen und abgelassenen Emissionen der Differenz zwischen der gemessenen CO_2-Menge, die in die Speicherstätte gelangt, und der gemessenen CO_2-Menge, die in das Speicherreservoir injiziert wird, berechnet anhand der Gleichung [36].

$$CO_{2fugitive,S} + CO_{2vented,S} = CO_{2IN,S} - CO_{2injected,S} \quad [36]$$

Dabei gilt:

$CO_{2IN,S}$	=	gemessene Gesamtmenge CO_2, die in die Speicherstätte S gelangt, in Tonnen CO_2;
$CO_{2injected,S}$	=	gemessene Gesamtmenge CO_2, die in der Speicherstätte S zur dauerhaften Speicherung injiziert wird, in Tonnen CO_2.

2.1.8.4. Quantifizierung der verbundenen THG-Emissionen

Die mit der Injektion in eine Speicherstätte verbundenen THG-Emissionen werden anhand der Gleichung [37] berechnet.

$$GHG_{storage} = \sum_{S} \left(F_S \times (GHG_{storage\ site} + GHG_{inputs}) \right) \quad [37]$$

Dabei gilt:

$GHG_{storage\ site}$	=	mit Energienutzung und Betrieb der Speicherstätte verbundene THG-Emissionen, in Tonnen CO_2-Äq, gemäß der Gleichung [38];
GHG_{inputs}	=	mit der Erzeugung und Verwendung anderer Inputs für die Speicherstätte verbundene THG-Emissionen, in Tonnen CO_2-Äq.

2.1.8.4.1. Emissionen aus der Speicherstätte

Die THG-Emissionen jeder Speicherstätte werden anhand der Gleichung [38] berechnet.

$$GHG_{storage\ site} = GHG_{combustion} + GHG_{elec} + GHG_{heat} + GHG_{capital} \quad [38]$$

Dabei gilt:

$GHG_{combustion}$	=	THG-Emissionen aufgrund des Brennstoffverbrauchs in der Speicherstätte, in Tonnen CO_2-Äq, berechnet anhand der Gleichung [39];

GHG_{elec} = THG-Emissionen aufgrund des Nettostromverbrauchs in der Speicherstätte, in Tonnen CO_2-Äq, berechnet anhand der Gleichung [40];

GHG_{heat} = THG-Emissionen aufgrund des Netto-Nutzwärmeverbrauchs in der Speicherstätte, in Tonnen CO_2-Äq, berechnet anhand der Gleichung [41];

$GHG_{capital}$ = Kapitalgüteremissionen aus Bau und Installation der Speicherstätte, in Tonnen CO_2-Äq, berechnet im Einklang mit den Grundsätzen nach Abschnitt 2.3.5.

$$GHG_{combustion} = \sum_{fuels} Q_{fuel} \times EF_{fuel} + CO_{2stored,fossil} \quad [39]$$

$$GHG_{elec} = \sum_{electricity\ source} Q_{elec} \times EF_{elec} \quad [40]$$

$$GHG_{heat} = \sum_{heat\ source} Q_{heat} \times EF_{heat} \quad [41]$$

Dabei gilt:

Q_{fuel} = Menge des im Zertifizierungszeitraum verbrauchten Brennstoffs, ausgedrückt in einer geeigneten Einheit;

EF_{fuel} = Emissionsfaktor für den verbrauchten Brennstoff, ausgedrückt in t CO_2-Äq/Einheit, festgelegt gemäß Abschnitt 2.3.4.4;

$CO_{2stored,fossil}$ = minus die Menge an abgeschiedenem und dauerhaft gespeichertem fossilem CO_2 aus der Verbrennung von Brennstoffen in der Speicherstätte, in Tonnen CO_2. Sie wird berechnet als minus die gemessene CO_2-Menge, die aus fossilen Quellen in der Speicherstätte abgeschieden wird, plus etwaige CO_2-Verluste vor der Speicherung;

Q_{elec} = Nettomenge des im Zertifizierungszeitraum verbrauchten Stroms, gemäß Abschnitt 2.3.2 festgelegt und ausgedrückt in einer geeigneten Einheit;

EF_{elec} = Emissionsfaktor für den Stromverbrauch, ausgedrückt in t CO_2-Äq/Einheit, festgelegt gemäß Abschnitt 2.3.4.1;

Q_{heat} = Nettomenge der im Zertifizierungszeitraum verbrauchten Nutzwärme, gemäß Abschnitt 2.3.2 festgelegt und ausgedrückt in einer geeigneten Einheit;

EF_{heat} = Emissionsfaktor für den Wärmeverbrauch, ausgedrückt in t CO_2-Äq/Einheit, festgelegt gemäß Abschnitt 2.3.4.2.

2.1.8.4.2. Emissionen aus Inputs

Werden in der Speicherstätte Inputs verbraucht, so werden die mit dem Verbrauch dieser Inputs während des Zertifizierungszeitraums verbundenen Emissionen anhand der Gleichung [42] berechnet.

$$GHG_{inputs} = \sum_{inputs} Q_{input} \times EF_{input} \quad [42]$$

Dabei gilt:

Q_{input} = Menge des im Zertifizierungszeitraum verbrauchten Inputs, ausgedrückt in einer geeigneten Einheit;

EF_{input} = Emissionsfaktor für den verbrauchten Input, ausgedrückt in t CO_2-Äq/Einheit, festgelegt gemäß den Regeln nach Abschnitt 2.3.4.4.

Die Betreiber können eine beliebige Anzahl von Inputs, deren gemeinsame Emissionen auf der Grundlage einer Wesentlichkeitsbewertung als unwesentlich eingestuft wurden, zusammenfassen und sie durch einen Emissionsterm von $2\% \times CR_{total}$ ersetzen, d. h. für eine Gruppe von Inputs gilt bei einer hoch angesetzten Schätzung der möglichen verbundenen Emissionen die Gleichung [43].

$$\sum_{inputs} Q_{input} \times EF_{input} < 2\% \times CR_{total} \quad [43]$$

2.1.8.5. Überwachung und Berichterstattung

Gemäß Abschnitt 1.3.3 nehmen die Betreiber in den Überwachungsbericht vor jeder Rezertifizierungsprüfung die in Tabelle 5 aufgeführten für den überprüften Zertifizierungszeitraum gemessenen oder berechneten Parameter auf. Gilt für einen Parameter die Anmerkung „Zu überwachen", so wird er gemäß Abschnitt 1.3.2 in den Überwachungsplan aufgenommen.

Tabelle 5

Parameter für die Aufnahme in den Überwachungsbericht

Gleichung	Parameter	Einheit	Definition	Anmerkungen
[34]	F_S	%	Zuweisungsanteil des in der Speicherstätte S gespeicherten CO_2, das aus der Tätigkeit stammt und zur Erzeugung von CO_2-Entnahmeeinheiten verwendet wird	
[34]	$CO2_{activity,injected,S}$	t CO_2	Anteil von $CO2_{activity}$, der in der Speicherstätte S gespeichert wird	Bei nicht abgetrennten CO_2-Strömen anhand der Massenbilanzregeln zu ermitteln
[34], [36]	$CO2_{injected,S}$	t CO_2	Gesamtmenge CO_2, die in den jeweiligen relevanten Speicherstätten zur dauerhaften Speicherung injiziert wird	Zu überwachen
[8], [35]	$CO2_{storage,losses}$	t CO_2	Menge der Verluste von atmosphärischem oder biogenem CO_2, das zur dauerhaften Speicherung weitergeleitet wird, um CO_2-Entnahmeeinheiten während der Speicherungstätigkeit zu erzeugen	Berechnet anhand der Gleichung [35]
[35], [36]	$CO2_{vented,S}$	t CO_2	CO_2-Menge, die in den jeweiligen relevanten Speicherstätten abgelassen wird	Zu überwachen
[35], [36]	$CO2_{fugitive,S}$	t CO_2	Menge der diffusen CO_2-Emissionen in den jeweiligen relevanten Speicherstätten	Zu überwachen oder anhand der Gleichung [36] zu berechnen
[36]	$CO2_{IN,S}$	t CO_2	CO_2-Menge, die in die Speicherstätte S gelangt	Zu überwachen

Gleichung	Parameter	Einheit	Definition	Anmerkungen
[37]	$GHG_{storage}$	t CO_2-Äq	Mit der Injektion in einer Speicherstätte verbundene THG-Emissionen	Berechnet anhand der Gleichung [37]
[37], [38]	$GHG_{storage\ site}$	t CO_2-Äq	Mit Energienutzung und Betrieb der Speicherstätte verbundene THG-Emissionen	Berechnet anhand der Gleichung [38]
[37], [42]	GHG_{inputs}	t CO_2-Äq	Mit der Erzeugung und Verwendung anderer Inputs für die Speicherstätte verbundene THG-Emissionen	Berechnet anhand der Gleichung [42]
[38], [39]	$GHG_{combustion}$	t CO_2-Äq	THG-Emissionen aufgrund des Brennstoffverbrauchs in der Speicherstätte	Berechnet anhand der Gleichung [39]
[38], [40]	GHG_{elec}	t CO_2-Äq	THG-Emissionen aufgrund des Nettostromverbrauchs in der Speicherstätte	Berechnet anhand der Gleichung [40]
[38], [41]	GHG_{heat}	t CO_2-Äq	THG-Emissionen aufgrund des Netto-Nutzwärmeverbrauchs in der Speicherstätte	Berechnet anhand der Gleichung [41]
[38], [73]	$GHG_{capital}$	t CO_2-Äq	Kapitalgüteremissionen	Vom Betreiber zu melden. Berechnet anhand der Gleichung [73]
[39]	Q_{fuel}	[Geeignete Einheit]	Menge an Brennstoffen, die zur Verbrennung in den jeweiligen Speicheranlagen verwendet wird	Zu überwachen
[39]	EF_{fuel}	t CO_2-Äq/Einheit	Emissionsfaktor für den Brennstoffverbrauch	
[40]	Q_{elec}	MWh	Netto-Strommenge, die in den jeweiligen Speicherstätten verbraucht wird	Zu überwachen
[40]	EF_{elec}	t CO_2-Äq/Einheit	Emissionsfaktor für den Stromverbrauch	
[41]	Q_{heat}	MWh	Netto-Nutzwärmemenge, die in den jeweiligen relevanten Speicherstätten verbraucht wird	Zu überwachen
[41]	EF_{heat}	t CO_2-Äq/Einheit	Emissionsfaktor für den Wärmeverbrauch	
[42]	Q_{input}	[Geeignete Einheit]	Menge des verbrauchten Inputs	Zu überwachen
[42]	EF_{input}	t CO_2-Äq/Einheit	Emissionsfaktor für den verbrauchten Input	
[73], [74]	$GHG_{materials}$	t CO_2-Äq	Emissionen aus den für den Bau der Speicherstätte verwendeten Materialien	Berechnet anhand der Gleichung [74]
[74]	$Q_{materials}$	Tonnen	Menge der für den Bau der Speicherstätte verwendeten Materialien	Zu überwachen
[74]	$EF_{materials}$	t CO_2-Äq/ t Material	Emissionsfaktor für die verwendeten Materialien	

2.2. **BCR-Tätigkeiten**

2.2.1. *THG-Quellen und -Senken*

Bei BCR-Tätigkeiten werden die Treibhausgasquellen und -senken gemäß Tabelle 6 berücksichtigt.

Tabelle 6

Bei einer BCR-Tätigkeit zu berücksichtigende Senken und Quellen

Phase	Emissionsquellen/-senken	Berücksichtigte Gase
Biokohleproduktion	Biokohle-Produktionsanlage: Ausrüstung für die Biokohleproduktion.	Treibhausgase
	Biokohle-Produktionsanlage: alle Ausrüstungen zur Verarbeitung von Biokohle, die zur Behandlung der Biokohle vor ihrem Verbringen zur Einbringung oder zum Zusetzen verwendet werden.	Treibhausgase
	Biokohle-Produktionsanlage: alle zugehörigen Ausrüstungen zur Energieerzeugung, die an die Anlage angrenzen.	Treibhausgase
	Biokohle-Produktionsanlage: alle Ausrüstungen zur Behandlung von Abfällen oder Nebenprodukten aus der Biokohleproduktion.	Treibhausgase
	Emissionen aus der Versorgung mit Biomasse und Biomasse-Brennstoffen: Erzeugung, Sammlung und Transport der Biomasse und der Biomasse-Brennstoffe, die von der Biokohle-Produktionsanlage genutzt wird bzw. werden.	Treibhausgase
	Input-Emissionen: Erzeugung von und Versorgung mit Inputs für die Biokohle-Produktionsanlage.	Treibhausgase
	Abfallbehandlung: Verarbeitung und Behandlung jeglicher von der Biokohle-Produktionsanlage verursachter Abfälle (einschließlich Abwasser und Abgase).	Treibhausgase
	Kapitalgüteremissionen: Emissionen im Zusammenhang mit dem Bau und der Installation der Biokohle-Produktionsanlage.	Treibhausgase
Transport von Biokohle	Transport: Brennstoffverbrennung und Stromverbrauch im Landverkehr (z. B. Tankwagen, Schienen), im Seeverkehr (z. B. Seetankschiffe) und durch andere Fahrzeuge.	Treibhausgase
Einbringung in Böden oder Zusetzen zu Produkten	Dauerhaft in Form von Biokohle gespeicherte CO_2-Menge.	Nur CO_2
	Ort der Einbringung / des Zusetzens: jeder Energieverbrauch und/oder jede Energieerzeugung im Zusammenhang mit der Einbringung oder dem Zusetzen.	Treibhausgase

2.2.2. *Ausgangswert*

Für BCR-Tätigkeiten gilt ein standardisierter Ausgangswert von 0 t CO_2/Jahr.

Wird die Tätigkeit über eine Kombination aus öffentlichen und privaten Mitteln finanziert, so geben die Betreiber bei der Vorlage des Tätigkeitsplans beim Zertifizierungssystem an, welche Art von öffentlicher Finanzierung in Bezug auf die Tätigkeit erhalten bzw. beantragt wurde, um zu belegen, dass ein übermäßiger Ausgleich der Kosten vermieden wird. Diese Angaben sind in das Konformitätszertifikat aufzunehmen.

2.2.3. Quantifizierung der gesamten Entnahmen der Tätigkeit

Der Betreiber berechnet die gesamten CO_2-Entnahmen (CR_{total}) anhand der Gleichung [44].

$$CR_{total} = -3,664 \times F_{perm} \times C_{org} \times Q_{biochar} \quad [44]$$

Dabei gilt:

F_{perm}	=	dauerhafter Anteil der Biokohle, berechnet nach den Regeln gemäß Abschnitt 2.2.7.1, in Prozent;
C_{org}	=	Gehalt an organischem Kohlenstoff in der Biokohle, C_{org}, mittels Laboranalyse als das Verhältnis der Masse des organischen Kohlenstoffs in der Biokohle zur Gesamtmasse der Biokohle ermittelt. Die Zertifizierungssysteme können spezifische Fälle ermitteln, in denen die Betreiber den Gehalt an anorganischem Kohlenstoff in der Biokohle als Null einstufen können, ohne dass eine direkte Bewertung erforderlich ist;
$Q_{biochar}$	=	Masse der während des Zertifizierungszeitraums eingebrachten oder zugesetzten Biokohle in Tonnen, bezogen auf die Trockensubstanz. Die Masse der Biokohle enthält keine Anteile nichtbiogener Materialien, die auch im Biokohleproduktionsprozess verarbeitet werden. Kann davon ausgegangen werden, dass der Biokohle-Ausgangsstoff einen Massenanteil nichtbiogenen Kohlenstoffs von mehr als 2 % des gesamten Kohlenstoff-Ausgangsstoffs enthält, wird der biogene Kohlenstoffanteil im Biokohle-Produkt mit der Kohlenstoff-14-Methode (^{14}C-Methode) ermittelt;
3,664		Massenverhältnis eines CO_2-Moleküls zu einem Kohlenstoffatom.

2.2.4. *Quantifizierung der mit der Tätigkeit verbundenen Treibhausgase*

Die verbundenen Treibhausgase werden anhand der Gleichung [45] berechnet.

$$GHG_{associated} = GHG_{biochar} + GHG_{transport} + GHG_{use} \quad [45]$$

Dabei gilt:

$GHG_{biochar}$	=	mit der Erzeugung von Biokohle verbundene THG-Emissionen, berechnet nach den Regeln gemäß Abschnitt 2.2.5.4;
$GHG_{transport}$	=	mit dem Transport von Biokohle von der Produktionsanlage zu dem Ort der Einbringung oder des Zusetzens verbundene THG-Emissionen, berechnet nach den Regeln gemäß Abschnitt 2.2.6.1;
GHG_{use}	=	mit der Einbringung oder dem Zusetzen von Biokohle verbundene THG-Emissionen, berechnet nach den Regeln gemäß Abschnitt 2.2.7.2.

2.2.5. *Erzeugung von Biokohle*

2.2.5.1. Produktionschargen

Die Menge an erzeugter Biokohle wird gemessen und den Produktionschargen zugeordnet, die ein vergleichbares Rohstoffgemisch und die gleichen Verarbeitungsbedingungen aufweisen, d. h., es wird dasselbe zugrunde liegende Verfahren angewandt und die Zieltemperatur der Biokohleerzeugung, die Verweilzeit der Biokohle und alle zur Regelung der Sauerstoffkonzentration eingesetzten Techniken sind für die gesamte Charge einheitlich. Ein vergleichbares Rohstoffgemisch erfordert, dass die Anteile der Rohstoffarten im Gemisch über die gesamte Charge hinweg ähnlich sind. Die Produktionschargen dürfen keine Biokohle enthalten, die in mehr als einem Zertifizierungszeitraum erzeugt wurde.

Während der Rezertifizierung können Einheiten für alle Produktionschargen ausgestellt werden, die während des betreffenden Zertifizierungszeitraums eingebracht oder zugesetzt wurden. Wurde zum Zeitpunkt der Rezertifizierung nur ein Teil einer Produktionscharge eingebracht oder zugesetzt, so werden Einheiten für den Teil ausgestellt, der eingebracht oder zugesetzt wurde, und für den übrigen Teil können Einheiten ausgestellt werden, wenn er bis zum Zeitpunkt einer späteren Rezertifizierung eingebracht oder zugesetzt wurde.

Eine Produktionscharge kann unterbrochen und zu einem späteren Zeitpunkt wieder aufgenommen werden. Wird Biokohle, die aus demselben Ausgangsstoff unter denselben Bedingungen erzeugt wird, auf verschiedene Sendungen aufgeteilt, die für verschiedene Endverwendungen verkauft werden, so können diese für die Zwecke der Quantifizierung dennoch als eine einzige Produktionscharge behandelt werden.

Die Zertifizierungssysteme können zusätzliche Anforderungen an die Definition einer Produktionscharge festlegen, um die zulässige Abweichung der Biokohle in der Charge zu begrenzen. Sie können eine maximal zulässige Größe für einzelne Produktionschargen bestimmen.

2.2.5.2. Eigenschaften der Biokohle

Die Betreiber führen an jeder Biokohle-Produktionscharge Labortests durch. Die Zertifizierungssysteme können Leitlinien für die Liste der den Zertifizierungsstellen bei Rezertifizierungsprüfungen zu meldenden Eigenschaften bereitstellen, die zumindest die folgenden zur Anwendung dieser Methodik erforderlichen Eigenschaften umfassen muss:

(a) Gehalt an organischem Kohlenstoff in der Biokohle, C_{org}, wie in Gleichung [44] vorgeschrieben;

(b) Molverhältnis von Wasserstoff zu organischem Kohlenstoff in der Biokohle (H/C_{org}-Verhältnis), wie in Abschnitt 3.2 vorgeschrieben und sofern die Zerfallsfunktion zur Bewertung des dauerhaften Anteils der Biokohle verwendet wird (Abschnitt 2.2.7.1.2);

(c) Energiedichte der Biokohle auf der Grundlage des unteren Heizwerts;

(d) wenn die Zufallsreflexionsbewertungen zur Bewertung des dauerhaften Anteils der Biokohle (Abschnitt 2.2.7.1.1) verwendet werden, Anteil der Biokohle, bei dem ein R_o-Reflexionsgrad von 2 % oder mehr festgestellt wurde, und damit verbundene Messdaten;

(e) Einhaltung der maximalen Schwellenwerte für die beschränkten Stoffe gemäß den Abschnitten 4.4.1, 4.4.2 und 4.4.3.

2.2.5.3. Probenahme von Biokohle

Alle Produktionschargen von Biokohle sind zu beproben. Die Proben müssen für die durchschnittlichen Eigenschaften der zu beprobenden Produktionscharge repräsentativ sein. Die Betreiber nehmen in den Überwachungsplan eine Beschreibung des Probenahmeprotokolls auf, das von der Zertifizierungsstelle bei der Zertifizierungsprüfung überprüft werden soll, und befolgen dieses Protokoll während des Tätigkeitszeitraums. Das Probenahmeprotokoll kann während des Tätigkeitszeitraums geändert werden, wenn die Betreiber nachweisen, dass die Stichprobendaten für die Chargen mindestens gleichermaßen repräsentativ sind. Die Probenahmeprotokolle müssen mit Artikel 33 der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2066 mit Ausnahme des letzten Satzes von Absatz 1 des genannten Artikels in Einklang stehen.

Die zu beprobende Biokohle muss gut durchmischt sein, und die Betreiber nehmen eine angemessene Anzahl von Proben, um sicherzustellen, dass die Daten aus den Proben für die Produktionscharge repräsentativ sind. Wird eine Produktionscharge über einen bestimmten Zeitraum (in einem oder mehreren Produktionsläufen) produziert, so ist die Probenahme entweder nach dem Mischen an der während des gesamten Produktionszeitraums erzeugten Biokohle oder an Teilmengen der Charge vorzunehmen, und es ist eine ausreichende Anzahl von Proben zu entnehmen, um die durchschnittlichen Eigenschaften der Biokohle in der gesamten Produktionscharge zuverlässig zu ermitteln. Eine Zertifizierungsstelle oder ein Zertifizierungssystem kann die Analyse von Referenzproben verlangen, wenn dies als notwendig erachtet wird, um die Eigenschaften einer Produktionscharge repräsentativ zu bestimmen oder um zu bestätigen, dass die durchgeführten Messungen repräsentativ sind.

Probenahmeprotokolle können eine Verringerung der Häufigkeit der Probenahme im Laufe der Zeit ermöglichen, wenn nachgewiesen wird, dass durch ein Verfahren zuverlässig Biokohle mit gleichbleibenden Eigenschaften aus einem bestimmten Ausgangsstoff erzeugt wird.

Die Zertifizierungssysteme können zusätzliche Leitlinien zu zulässigen Probenahmeprotokollen bereitstellen, mit denen der Umfang der für unterschiedliche Produktionskontexte und verschiedene Arten von Biokohle erforderlichen Probenahme differenziert werden kann, wenn dies technisch gerechtfertigt ist.

Der Biokohleerzeuger entnimmt Referenzproben der erzeugten Biokohle, die der Zertifizierungsstelle, dem Zertifizierungssystem oder einschlägigen Vertretern der zuständigen nationalen Behörden auf Anfrage zur Verfügung gestellt werden. An jedem Tag, an dem Biokohle erzeugt wird, ist für jede Produktionscharge eine Referenzprobe von einem Liter zu entnehmen; diese Proben können über den Kalendermonat hinweg gesammelt gelagert werden, wobei die Proben jeder Produktionscharge getrennt zu halten sind. Die Referenzproben sind mindestens zwei Jahre lang aufzubewahren.

2.2.5.4. Quantifizierung der verbundenen THG-Emissionen

Die mit dem Betrieb der Biokohle-Anlage verbundenen Emissionen werden anhand der Gleichung [46] berechnet.

$$GHG_{biochar} = F_{alloc} \times (GHG_{facility} + GHG_{inputs}) \quad [46]$$

Dabei gilt:

F_{alloc} = Zuweisungsanteil für Biokohle, berechnet anhand der Gleichung [47]. Die Biokohle wird als Rückstand eines anderen Prozesses behandelt, wenn die chemische Energie in der erzeugten Biokohle (auf der Grundlage des unteren Heizwerts) weniger als 10 % der Gesamtenergie der erzeugten Nebenprodukte beträgt; in diesem Fall ist $F_{alloc} = 0$ und die Berechnung von $GHG_{facility}$ und GHG_{inputs} nicht erforderlich;

$GHG_{facility}$ = gesamte THG-Emissionen aus Betrieb und Bau der Biokohle-Produktionsanlage, berechnet gemäß Abschnitt 2.2.5.4.1;

GHG_{inputs} = mit Inputs für die Biokohle-Produktionsanlage verbundene Gesamtemissionen, berechnet anhand der Gleichung [54].

$$F_{alloc} = \begin{cases} 0 \text{ bei Behandlung der Biokohle als Rückstand} \\ E_{biochar}/(E_{biochar} + \sum_{co-products} E_{co-products}) \text{ in anderen Fällen} \end{cases} \quad [47]$$

Dabei gilt:

$E_{biochar}$ = chemische Energie in der Biokohle in Megajoule pro kg [MJ/kg] erzeugter Biokohle, bewertet anhand von Labortests auf der Grundlage des unteren Heizwerts;

$co-products$ = Index der energiehaltigen Nebenprodukte des Biokohleproduktionsprozesses. Outputs aus dem Prozess, die aus der Anlage ausgeführt werden, um anderweitig genutzt zu werden, und die mindestens 10 % der Gesamtenergie in allen Outputs des Prozesses enthalten, sind Nebenprodukte. Aus der Anlage ausgeführter Strom sowie ebensolche Nutzwärme und chemische Energie enthaltende Materialien (bewertet auf der Grundlage des unteren Heizwerts) werden als Nebenprodukte behandelt, wenn sie diese Bedingungen erfüllen. Strom oder Wärme, der bzw. die im Rahmen der Tätigkeit genutzt wird, einschließlich zum Trocknen von Biomasse, wird nicht als aus der Anlage ausgeführt gezählt und ist daher kein Nebenprodukt. Nebenprodukte, die vor der Ausfuhr aus der Anlage weiterverarbeitet werden, werden auf der Grundlage ihres Energiegehalts vor dieser zusätzlichen Verarbeitung einbezogen. Outputs ohne Heizwert (z. B. Asche) oder zur Entsorgung bestimmte Outputs werden bei der Zuweisungsberechnung nicht berücksichtigt;

$E_{co-products}$ = bei materiellen Nebenprodukten handelt es sich um die chemische Energie in jedem Nebenprodukt in MJ/kg erzeugter Biokohle, bewertet durch Labortests auf der Grundlage des unteren Heizwerts. Im Falle von Strom und Wärme als Nebenprodukte handelt es sich um die Menge an Strom oder Nutzwärme, die außerhalb der Tätigkeit an ein Netz, ein Netzwerk oder einen Nutzer geliefert wird, wobei Nutzwärme als Wärme definiert ist, die zur Deckung eines wirtschaftlich vertretbaren Wärme- oder Kältebedarfs erzeugt wird (vgl. Anhang V Teil C Nummer 1 der Richtlinie (EU) 2018/2001).

2.2.5.4.1. Emissionen aus der Biokohle-Anlage

Die mit der Biokohle-Produktionsanlage verbundenen Emissionen $GHG_{biochar}$, einschließlich jeglicher Emissionen im Zusammenhang mit der Aufbereitung und Verpackung von Biokohle, werden anhand der Gleichung [48] berechnet.

$$GHG_{facility} = GHG_{bio} + GHG_{bio-storage} + GHG_{combustion} + CH_{4release} + GHG_{elec} + GHG_{heat} + GHG_{capital} + GHG_{disposal} \quad [48]$$

Dabei gilt:

GHG_{bio} bezeichnet die mit der Erzeugung und Lieferung von Biomasse und Biomasse-Brennstoffen, die in der Biokohle-Produktionsanlage verwendet wird bzw. werden, verbundenen Emissionen, berechnet anhand der Gleichung [49].

$$GHG_{bio} = \sum_{fuels} Q_{biomass} \times EF_{biomass} \quad [49]$$

Dabei gilt:

$Q_{biomass}$	=	Menge der im Zertifizierungszeitraum durch die Biokohle-Produktionsanlage verbrauchten Biomasse oder Biomasse-Brennstoffe, ausgedrückt in einer geeigneten Einheit, ohne jegliche Verunreinigung durch Nichtbiomasse (z. B. Boden, Steine);
$EF_{biomass}$	=	Emissionsfaktor, ausgedrückt in t CO_2-Äq/Einheit und festgelegt gemäß den Regeln laut Abschnitt 2.3.4.3.

$GHG_{bio-storage}$ bezeichnet die CH_4-Emissionen aufgrund der Lagerung von Biomasse vor der Verarbeitung in der Biokohle-Produktionsanlage. Diese Emissionen werden für jede Menge von Ausgangsstoffen einer bestimmten Art berechnet, die zur selben Zeit geerntet oder gesammelt und auf dieselbe Weise gelagert werden. $GHG_{bio-storage}$ nimmt für eine Menge von Ausgangsstoffen den Wert 0 an, wenn für die gesamte verwendete Biomasse eines oder mehrere der folgenden Verfahren angewandt werden:

(a) Biomasse, die zur Verwendung bei der Erzeugung von Biokohle gelagert wird, besteht aus Totholz, das auf natürliche Weise gut belüftet ist;

(b) die Biomasse wird in einer Form gelagert, bei der sie nicht unbedingt auf natürliche Weise belüftet sein muss,

  i) die Biomasse wird für einen Zeitraum von höchstens vier Wochen vor der Verarbeitung gelagert oder

  ii) die Biomasse wird bei höchstens 30 % Restfeuchtigkeit gelagert;

(c) die Biomasse wird für die Lagerung pelletiert;

(d) die Betreiber weisen auf andere Weise nach, dass die Biomasse auf eine Art und Weise gelagert wird, bei der erhebliche Methanemissionen aus der anaeroben Zersetzung durch die Art des Ausgangsstoffs und die örtlichen Bedingungen verhindert werden.

Andernfalls wird $GHG_{bio-storage}$ anhand der Gleichung [50] berechnet.

$$GHG_{bio-storage} = \sum_{feedstock} \left(\begin{matrix} 1,335 \times 0,0013 \times Q_{feedstock} \times C_{feedstock} \times \\ (T_{storage} - 1) \end{matrix} \right) \times GWP_{CH_4} \quad [50]$$

Dabei gilt:

$Q_{feedstock}$	=	Menge des Ausgangsstoffs, die für mehr als vier Wochen unter potenziell anaeroben Bedingungen gelagert wird;
$C_{feedstock}$	=	Kohlenstoffgehalt des Ausgangsstoffs, ausgedrückt als Massenanteil;
$T_{storage}$	=	Zeit in Monaten, während der der Ausgangsstoff unter potenziell anaeroben Bedingungen gelagert wird;
Ausgangsstoff	=	Index der verbrauchten Ausgangsstoffe;
GWP_{CH_4}	=	Treibhauspotenzial von Methan in einem Zeitraum von 100 Jahren;
0,0013	=	angenommener monatlicher anteiliger Verlust von Biomasse-Kohlenstoff bei der Speicherung;
1,335	=	Massenverhältnis eines Methanmoleküls zu einem Kohlenstoffatom.

$GHG_{combustion}$ bezeichnet Emissionen aufgrund des Brennstoffverbrauchs in der Biokohle-Produktionsanlage, einschließlich CH_4- und N_2O-Emissionen aus der Verbrennung von Biomasse, Biogas und flüssigen Biobrennstoffen zur Energiegewinnung, unabhängig davon, ob sie von außerhalb der Anlage eingespeist wurde bzw. wurden oder als Nebenprodukt aus dem Prozess hervorgeht bzw. hervorgehen, berechnet anhand der Gleichung [51].

$$GHG_{combustion} = \sum_{fuels} (Q_{fuel} \times EF_{fuel}) + CO_{2stored,fossil} \quad [51]$$

Dabei gilt:

Q_{fuel}	=	Menge des im Zertifizierungszeitraum verbrauchten Brennstoffs, ausgedrückt in einer geeigneten Einheit, einschließlich jedes Materials auf fossiler Kohlenstoffbasis im Input, das zu CO_2 verbrannt wird, im Falle gemischter biogener und nicht biogener Ausgangsstoffe;
EF_{fuel}	=	Emissionsfaktor, ausgedrückt in t CO_2-Äq/Einheit und festgelegt gemäß den Regeln laut Abschnitt 2.3.4.4;
$CO_{2\ stored,fossil}$	=	minus die Menge des an einem Standort abgeschiedenen und dauerhaft gespeicherten fossilen CO_2 aus der Verbrennung von Brennstoffen in der gemäß der Richtlinie 2009/31/EG zugelassenen Biokohle-Produktionsanlage;
Brennstoffe	=	Index der verbrauchten Brennstoffe.

$CH_{4release}$ bezieht sich auf alle Emissionen von Methan in die Atmosphäre, die bei der Erzeugung von Biokohle entstehen. CH_4-Emissionen werden während des ersten Zertifizierungszeitraums im Abstand von mindestens einem Drittel des Zertifizierungszeitraums mindestens zweimal pro Produktionseinheit gemessen und in Gramm Methanemissionen pro Kilogramm erzeugter Biokohle angegeben. Das Zertifizierungssystem kann die Anforderungen an die Probenahme von Methan weiter spezifizieren und Leitlinien für die konservative Ableitung von Methanemissionen aus damit zusammenhängenden Messungen wie denen von Kohlenwasserstoffen oder CO bereitstellen.

Stimmen diese Messungen überein, kann der Mittelwert der Messungen als charakteristisch für die Produktionseinheit angesehen werden. Die CH_4-Emissionsmessungen gelten als übereinstimmend, wenn entweder

(a) beide Messungen zeigen, dass nur Spuren von CH_4 emittiert werden, definiert als CH_4-Emissionen in einer Höhe, die sich bei Fortsetzung über den gesamten Zertifizierungszeitraum auf weniger als 1 % der CR_{total} belaufen würde, und ausgedrückt in t CO_2-Äq auf der Grundlage des GWP 100, oder

(b) der gemessene Wert für die beiden Messungen ähnlich ist, d. h. der höhere der beiden gemessenen Werte nicht mehr als 40 % über dem niedrigeren gemessenen Wert liegt.

Stimmen die Messungen nicht überein, sind zusätzliche Messungen durchzuführen, bis eine zuverlässige Schätzung der durchschnittlichen CH_4-Emissionen vorliegt. Werden mehr als nur Spuren von CH_4-Emissionen festgestellt, muss der Anlagenbetreiber einen Plan zur Reduzierung von CH_4 ausarbeiten und umsetzen, um diese Emissionen, die im folgenden Zertifizierungszeitraum erneut gemessen werden, zu beseitigen. Wenn sich zeigt, dass nur Spuren von CH_4 emittiert werden, kann dieser gemessene Wert für die folgenden fünf Jahre als repräsentativ für diese Produktionseinheit angesehen werden; im Anschluss sind die CH_4-Emissionen erneut zu messen.

GHG_{elec} bezeichnet die Emissionen aufgrund des Stromverbrauchs in der Biokohle-Produktionsanlage, berechnet anhand der Gleichung [52].

$$GHG_{elec} = \sum_{electricity\ source} Q_{elec} \times EF_{elec} \qquad [52]$$

Dabei gilt:

Q_{elec}	=	Nettomenge des im Zertifizierungszeitraum verbrauchten Stroms, gemäß Abschnitt 2.3.2 festgelegt und ausgedrückt in einer geeigneten Einheit;
EF_{elec}	=	Emissionsfaktor für den Stromverbrauch, ausgedrückt in t CO_2-Äq/Einheit, festgelegt gemäß Abschnitt 2.3.4.1;
electricity source	=	ein Index für alle Stromquellen.

GHG_{heat} bezeichnet die Emissionen aufgrund des Nettoverbrauchs von Nutzwärme in der Biokohle-Produktionsanlage, berechnet anhand der Gleichung [53].

$$GHG_{heat} = \sum_{heat\ source} Q_{heat} \times EF_{heat} \quad [53]$$

Dabei gilt:

Q_{heat}	=	Nettomenge der im Zertifizierungszeitraum für den Biokohleproduktionsprozess verbrauchten Nutzwärme, festgelegt gemäß Abschnitt 2.3.2 und ausgedrückt in einer geeigneten Einheit;
EF_{heat}	=	Emissionsfaktor für den Wärmeverbrauch, ausgedrückt in t CO_2-Äq/Einheit, festgelegt gemäß Abschnitt 2.3.4.2;
Wärmequelle	=	Index aller genutzten externen Wärmequellen.

$GHG_{capital}$ bezeichnet Kapitalgüteremissionen aus dem Bau und der Installation der Biokohle-Produktionsanlage und wird im Einklang mit den Grundsätzen gemäß Abschnitt 2.3.5 berechnet.

$GHG_{disposal}$ bezeichnet Emissionen aus der Behandlung oder Entsorgung von Abfällen, die in der Biokohle-Produktionsanlage entstehen. Darunter fallen Emissionen, die mit der Versorgung mit Energie und Inputs verbunden sind, die bei der Abfallentsorgung verbraucht werden, sowie alle anderen mit dem Entsorgungsprozess verbundenen Treibhausgasemissionen, einschließlich N_2O- und/oder CH_4-Emissionen aufgrund der aeroben oder anaeroben Zersetzung der biogenen Abfälle. Die Zertifizierungssysteme können Leitlinien festlegen, um es den Betreibern zu ermöglichen, die Emissionen aus der Abfallentsorgung zu schätzen, wenn eine direkte Messung zu aufwendig wäre, und die Betreiber können Standardwerte für Entsorgungsemissionen anwenden, wenn diese vom Zertifizierungssystem für bestimmte Tätigkeitsarten vorgesehen sind.

2.2.5.5. Emissionen aus Inputs

Im Fall von Inputs – einschließlich Chemikalien, aber ausgenommen Kapitalgüteremissionen, die durch die Biokohle-Produktionsanlage verbraucht werden – mit Ausnahme von Brennstoffen, die unter den Term $GHG_{combustion}$ fallen, werden die Emissionen, die mit dem Verbrauch dieser Inputs während des Zertifizierungszeitraums verbunden sind, anhand der Gleichung [54] berechnet.

$$GHG_{inputs} = \sum_{inputs} Q_{input} \times EF_{input} \quad [54]$$

Dabei gilt:

Q_{input}	=	Menge des im Zertifizierungszeitraum verbrauchten Inputs, ausgedrückt in einer geeigneten Einheit;
EF_{input}	=	Emissionsfaktor für den verbrauchten Input, ausgedrückt in t CO_2-Äq/Einheit, festgelegt gemäß Abschnitt 2.3.4.4.

Der Betreiber kann eine beliebige Anzahl von Inputs, deren gemeinsame Emissionen auf der Grundlage einer Wesentlichkeitsbewertung als unwesentlich eingestuft wurden, zusammenfassen und sie durch einen Emissionsterm von $2\% \times CR_{total}$ ersetzen (siehe Abschnitt 2.2.3), d. h. für eine Gruppe von Inputs gilt bei einer hoch angesetzten Schätzung der erwarteten verbundenen Emissionen die Gleichung [55].

$$\sum_{inputs} Q_{input} \times EF_{input} < 2\% \times CR_{total} \quad [55]$$

2.2.5.5.1. CO_2-Abscheidung in der Biokohle-Produktionsanlage

Wird die Abscheidung von biogenem CO_2 in der Biokohle-Produktionsanlage umgesetzt, so wird dies nicht als negative Emission auf $GHG_{associated}$ angerechnet, sondern kann für eine Zertifizierung als CO_2-Entnahmetätigkeit im Rahmen von BioCCS-Tätigkeiten berücksichtigt werden.

2.2.5.6. Überwachung und Berichterstattung

Gemäß Abschnitt 1.3.3 nehmen die Betreiber vor jeder Rezertifizierungsprüfung die in Tabelle 7 aufgeführten gemessenen oder berechneten Parameter in den Überwachungsbericht auf. Gilt für einen Parameter die Anmerkung „Zu überwachen", so wird er gemäß Abschnitt 1.3.2 in den Überwachungsplan aufgenommen.

Wird eine Biokohlemenge in einem Zertifizierungszeitraum erzeugt, aber in einem späteren Zertifizierungszeitraum eingebracht oder zugesetzt, so werden die mit dieser Biokohlemenge verbundenen Emissionen und Entnahmen im späteren Zertifizierungszeitraum erfasst.

Tabelle 7

Parameter für die Aufnahme in den Überwachungsbericht

Gleichung	Parameter	Einheit	Definition	Anmerkungen
[45], [46]	$GHG_{biochar}$	t CO_2-Äq	Emissionen im Zusammenhang mit dem Betrieb der Biokohle-Anlage	Berechnet anhand der Gleichung [46]
[46], [47]	F_{alloc}	%	Zuweisungsanteil von Biokohle	Berechnet anhand der Gleichung [47]
[46], [48]	$GHG_{facility}$	t CO_2-Äq	Gesamte THG-Emissionen aus Betrieb und Bau der Biokohle-Produktionsanlage	Berechnet anhand der Gleichung [48]
[46], [54]	GHG_{inputs}	t CO_2-Äq	Gesamte mit Inputs für die Biokohle-Produktionsanlage verbundene THG-Emissionen	Berechnet anhand der Gleichung [54]
[47]	$E_{biochar}$	MJ/kg erzeugte Biokohle	Chemische Energie in der Biokohle	Zu überwachen
[47]	$E_{co-products}$	MJ/kg erzeugte Biokohle	Chemische Energie in jedem Nebenprodukt bei wesentlichen Nebenprodukten	Zu überwachen
[48], [49]	GHG_{bio}	t CO_2-Äq	Mit der Erzeugung von und der Versorgung mit Biomasse und Biomasse-Brennstoffen, die in der Biokohle-Produktionsanlage verwendet wird bzw. werden, verbundene THG-Emissionen	Berechnet anhand der Gleichung [49]
[48], [50]	$GHG_{bio-storage}$	t CO_2-Äq	CH_4-Emissionen aufgrund der Lagerung von Biomasse vor der Verarbeitung in der Biokohle-Produktionsanlage.	Berechnet anhand der Gleichung [50]
[48], [51]	$GHG_{combustion}$	t CO_2-Äq	Emissionen aufgrund des Brennstoffverbrauchs in der Biokohle-Produktionsanlage, einschließlich CH_4- und N_2O-Emissionen aus der Verbrennung von Biomasse und Biomasse-Brennstoffen zur Energiegewinnung	Berechnet anhand der Gleichung [51]

Gleichung	Parameter	Einheit	Definition	Anmerkungen
[48]	$CH_{4release}$	t CO_2-Äq	Menge des aus dem Biokohleproduktionsprozess emittierten Methans	Zu überwachen
[48], [52]	GHG_{elec}	t CO_2-Äq	Emissionen aufgrund des Nettostromverbrauchs in der Biokohle-Produktionsanlage	Berechnet anhand der Gleichung [52]
[48], [53]	GHG_{heat}	t CO_2-Äq	Emissionen aufgrund des Nettoverbrauchs von Nutzwärme in der Biokohle-Produktionsanlage	Berechnet anhand der Gleichung [53]
[48], [73]	$GHG_{capital}$	t CO_2-Äq	Kapitalgüteremissionen	Berechnet anhand der Gleichung [73]
[48]	$GHG_{disposal}$	t CO_2-Äq	Emissionen aus der Behandlung oder Entsorgung von Abfällen, die in der Biokohle-Produktionsanlage entstehen	Gegebenenfalls zu überwachen
[49]	$Q_{biomass}$	[Geeignete Einheit]	Menge der für die Erzeugung von Biokohle verbrauchten Biomasse und/oder Biomasse-Brennstoffe	Zu überwachen
[49]	$EF_{biomass}$	t CO_2-Äq/Einheit	Emissionsfaktor für diese Biomasse und/oder diese Biomasse-Brennstoffe	
[50]	$Q_{feedstock}$	[Geeignete Einheit]	Menge des Ausgangsstoffs, die für mehr als vier Wochen unter potenziell anaeroben Bedingungen gelagert wird	Gegebenenfalls zu überwachen
[50]	$C_{feedstock}$	%	Kohlenstoffgehalt in diesem Ausgangsstoff	Gegebenenfalls zu überwachen
[50]	$T_{storage}$	Monate	Zeit, während der der Ausgangsstoff unter potenziell anaeroben Bedingungen gelagert wird	Gegebenenfalls zu überwachen
[51]	Q_{fuel}	[Geeignete Einheit]	Menge des im Zertifizierungszeitraum verbrauchten Brennstoffs	Zu überwachen
[51]	EF_{fuel}	t CO_2-Äq/Einheit	Emissionsfaktor für den Brennstoffverbrauch	
[51]	$CO_{2\ stored,fossil}$	t CO_2	Menge des an einem Standort abgeschiedenen und dauerhaft gespeicherten fossilen CO_2 aus der Verbrennung von Brennstoffen in der Biokohle-Produktionsanlage	Zu überwachen
[52]	Q_{elec}	[Geeignete Einheit]	Nettomenge des im Zertifizierungszeitraum verbrauchten Stroms	Zu überwachen
[52]	EF_{elec}	t CO_2-Äq/Einheit	Emissionsfaktor für den Stromverbrauch	
[53]	Q_{heat}	[Geeignete Einheit]	Nettomenge der im Zertifizierungszeitraum verbrauchten Nutzwärme	Zu überwachen

Gleichung	Parameter	Einheit	Definition	Anmerkungen
[53]	EF_{heat}	t CO_2-Äq/Einheit	Emissionsfaktor für den Wärmeverbrauch	
[54]	Q_{input}	[Geeignete Einheit]	Menge des im Zertifizierungszeitraum verbrauchten Inputs	Zu überwachen
[54]	EF_{input}	t CO_2-Äq/Einheit	Emissionsfaktor für den verbrauchten Input	
[73], [74]	$GHG_{materials}$	t CO_2-Äq	Emissionen aus den für den Bau der Anlage verwendeten Materialien	Berechnet anhand der Gleichung [74]
[74]	$Q_{materials}$	t	Menge der für den Bau der Anlage verwendeten Materialien	Zu überwachen
[74]	$EF_{materials}$	t CO_2-Äq/ t Material	Emissionsfaktor für die verwendeten Materialien	

2.2.6. *Transport von Biokohle*

Dieser Abschnitt enthält Regeln für die Quantifizierung der mit dem Transport von Biokohle verbundenen THG-Emissionen. Mit dem Transport von Biomasse oder Biomasse-Brennstoffen vom Ort der Ernte/Sammlung zur Biokohle-Produktionsanlage verbundene Emissionen fallen nicht unter diesen Abschnitt, sondern sind in Gleichung [49] in den Term GHG_{bio} einzubeziehen.

2.2.6.1. Quantifizierung der mit dem Transport verbundenen Treibhausgasemissionen

Gemäß den Grundsätzen nach Abschnitt 2.3.4.5 werden die Treibhausgasemissionen, die mit dem Transport von Biokohle verbunden sind, $GHG_{transport}$, entweder auf der Grundlage konkreter Daten über den Brennstoffverbrauch anhand der Gleichung [56] berechnet oder auf der Grundlage der Fahrzeugeffizienzen und konkreter Daten über die vom Fahrzeug zurückgelegte Strecke anhand der Gleichung [57]. Die Betreiber dürfen für die verschiedenen Transportmodi unterschiedliche Ansätze anwenden, wobei $GHG_{transport}$ als Summe der mit jedem Ansatz ermittelten Emissionen berechnet wird.

$$GHG_{transport} = \sum_{trips} (Q_{fuel} \times EF_{fuel}) \quad [56]$$

Dabei gilt:

Q_{fuel} = verbrauchte Brennstoffmenge je Fahrt, einschließlich Leerfahrten, ausgedrückt in einer geeigneten Einheit;

EF_{fuel} = Emissionsfaktor für den verbrauchten Brennstoff, ausgedrückt in t CO_2-Äq/Einheit und festgelegt gemäß den Regeln laut Abschnitt 2.3.4.4;

Fahrten = Index der unternommenen Fahrten.

$$GHG_{transport} = \left(\sum_{L=1}^{O} (K_L \times EF_{vehicle,loaded}) + \sum_{L=1}^{R} (K_L \times EF_{vehicle,unloaded}) \right) \quad [57]$$

Dabei gilt:

K_L	=	jeweils zurückgelegte Strecke in Kilometern;
$EF_{vehicle,loaded}$	=	CO_2-Emissionen des beladenen Fahrzeugs je Kilometer, in t CO_2-Äq/ zurückgelegter km. Sofern vom Zertifizierungssystem bereitgestellt, kann als Grundlage dafür ein geeigneter konservativer Standardemissionsfaktor herangezogen werden;
$EF_{vehicle,unloaded}$	=	CO_2-Emissionen des unbeladenen Fahrzeugs je Kilometer, in g CO_2-Äq/ zurückgelegter km. Sofern vom Zertifizierungssystem bereitgestellt, kann als Grundlage dafür ein geeigneter konservativer Standardemissionsfaktor herangezogen werden. Sind keine Daten bzw. keine Standardwerte für das unbeladene Fahrzeug, aber ein Wert für $EF_{vehicle,loaded}$ verfügbar, so kann der Betreiber $EF_{vehicle,unloaded} = EF_{vehicle,loaded}$ setzen;
O	=	Gesamtzahl der Hinfahrten;
R	=	Gesamtzahl der leeren Rückfahrten;
L	=	Index der Fahrten.

2.2.6.2. Überwachung und Berichterstattung

Gemäß Abschnitt 1.3.3 nehmen die Betreiber vor jeder Rezertifizierungsprüfung die in Tabelle 8 aufgeführten gemessenen oder berechneten Parameter in den Überwachungsbericht auf. Gilt für einen Parameter die Anmerkung „Zu überwachen", so wird er gemäß Abschnitt 1.3.2 in den Überwachungsplan aufgenommen.

Tabelle 8

Parameter für die Aufnahme in den Überwachungsbericht

Gleichung	Parameter	Einheit	Definition	Anmerkungen
[56],[57]	$GHG_{transport}$	tCO_2-Äq	THG-Emissionen aufgrund des Energieverbrauchs für den Transport von Biokohle	Berechnet anhand der Gleichung [56] oder [57]
[56]	Q_{fuel}	[Geeignete Einheit]	Menge des im Zertifizierungszeitraum verbrauchten Brennstoffs	Zu überwachen
[56]	EF_{fuel}	tCO_2-Äq	Emissionsfaktor für Brennstoffverbrauch	
[57]	K_L	km	Zurückgelegte Strecken	Zu überwachen
[57]	$EF_{vehicle,loaded}$	tCO_2-Äq/km	CO_2-Emissionen der beladenen Transportfahrzeuge je Kilometer	
[57]	$EF_{vehicle,unloaded}$	gCO_2-Äq/km	CO_2-Emissionen der unbeladenen Transportfahrzeuge je Kilometer	

2.2.7. *Einbringung von Biokohle*

Dieser Abschnitt enthält Regeln für die Quantifizierung des dauerhaften Anteils der CO_2-Entnahmen, der durch die BCR-Tätigkeit erzeugt wird, sowie der THG-Emissionen im Zusammenhang mit der Einbringung von Biokohle in Böden oder dem Zusetzen von Biokohle zu Produkten.

2.2.7.1. Berechnung des dauerhaften Anteils

Der dauerhafte Anteil der Biokohle, F_{perm}, kann nach einem der nachstehend beschriebenen Ansätze berechnet werden.

Die Betreiber dürfen für jede Produktionscharge individuell entscheiden, nach welchem Ansatz sie den dauerhaften Anteil berechnen; sie dürfen jedoch Elemente dieser beiden Ansätze nicht kombinieren, um die Dauerhaftigkeit einer einzigen Produktionscharge zu bewerten.

2.2.7.1.1. Zufallsreflexionsbewertung

Betreiber, die diesen Ansatz anwenden, legen mindestens drei zufällige Stichproben jeder Biokohle-Produktionscharge für Zufallsreflexionsbewertungen in einem qualifizierten Labor vor. Die Reflexionsbewertung umfasst zwei analytische Elemente:

(a) Ein Teil jeder Probe ist thermochemisch zu analysieren, um den reaktiven organischen Kohlenstoffanteil $F_{reactive}$ zu bestimmen. Bei dieser Analyse wird die Probe erhitzt, um den Anteil des Materials zu ermitteln, der bei Erhitzung auf hohe Temperaturen thermisch zersetzt wird. Dabei muss das Labor eine Methodik anwenden, die mit bewährten Verfahren im Einklang steht. Die Zertifizierungssysteme können zusätzliche Anforderungen an diese Laboranalyse festlegen.

(b) Ein Teil jeder Probe ist unter einem Auflichtmikroskop zu analysieren, um den Zufallsreflexionsgrad des nicht reaktiven festen Anteils zu messen und den Anteil der Probe zu ermitteln, der eine Zufallsreflexion R_o von mindestens 2 % aufweist. Die Zertifizierungssysteme können den Betreiber dazu verpflichten, für diese Analyse eine spezifische Labormethode zu verwenden, die den neuesten wissenschaftlichen Erkenntnissen und bewährten Verfahren entsprechen sollte. Legt das jeweilige Zertifizierungssystem keine Methode fest, so wendet der Betreiber eine Labormethode an, die den nachstehenden Spezifikationen entspricht.

Bei der Analyse wird jede Probe so vorbereitet, dass zerkleinerte Partikel aus der Probe in ein Harz eingebettet werden, eine der Oberflächen des entstehenden Pellets geschliffen und poliert wird und die Reflexion durch 500 Punktmessungen pro Probe, die gleichmäßig verteilt auf der polierten Oberfläche erfolgen, bewertet wird. Unter Verwendung einer Kerndichteschätzung mit einem univariaten Gaußschen Kern ist eine Verteilung an diese Punktmessungen anzupassen, wobei die angepasste Funktion bei einer gegebenen Reihe gemessener R_o-Werte $x_1, x_2, x_3, \ldots, x_{500}$ wie folgt definiert wird:

$$\widehat{f}(x) = \frac{1}{500\ h}\sum_{i=1}^{500} K\frac{(x - x_i)}{h} \qquad [58]$$

Dabei gilt:

$\widehat{f}(x)$ = die geschätzte Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion am Punkt x;

h = die Bandbreite, ein Glättungsparameter, der die Breite des Kerns bestimmt und als $h = 0.9 \times \min\left(\sigma_{Ro}, \frac{IQR}{1{,}34}\right) \times 500^{-0.2}$ zu berechnen ist, wobei es sich bei σ_{Ro} um die Standardabweichung der R_o-Werte handelt und IQR für deren Interquartilbereich steht;

K(u) = die Gaußsche Kernfunktion $K(u) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{u^2}{2}}$, wobei $u = \frac{(x - x_i)}{h}$.

Der Anteil des nicht reaktiven Materials mit einem R_o-Wert von mehr als 2 %, $F_{Ro>2\ \%}$, ist dann durch numerische Integration der angepassten Funktion unter Verwendung der zusammengesetzten Simpsonregel (1/3) zu berechnen, um den Wert des Integrals der Wahrscheinlichkeitsfunktion für $R_o > 2$ % zu schätzen.

$$F_{Ro>2\%} = \int_{2\%}^{\infty} \widehat{f}(x)dx \qquad [59]$$

Der dauerhafte Anteil in jeder vorgelegten Biokohleprobe *i* ist dann wie folgt zu berechnen:

$$F_{perm_i} = (1 - F_{reactive_i}) \times F_{R_O>2\%_i} \quad [60]$$

Für eine Reihe getesteter Proben *n* wird der geschätzte dauerhafte Anteil der beprobten Biokohle als arithmetisches Mittel der für jede Probe gemessenen dauerhaften Anteile berechnet:

$$F_{perm} = \frac{\sum_1^n F_{perm_i}}{n} \quad [61]$$

Für die Zwecke der in Abschnitt 2.3.6 vorgesehenen Unsicherheitsbewertung wird bei der Bewertung von F_{perm} anhand der Zufallsreflexionsmethode davon ausgegangen, dass die damit verbundene Unsicherheit gemäß der Gleichung [62] berechnet wird.

$$Uncertainty_{F_{perm}} = 1,65 \times \frac{\sigma_{\overline{R_o}}}{\psi_{\overline{R_o}} \times \sqrt{n}} + 2,5\% \quad [62]$$

Dabei gilt:

$\sigma_{\overline{R_o}}$	=	die Standardabweichung des Mittelwerts von R_o für jede der *n* Proben;
$\psi_{\overline{R_o}}$	=	das arithmetische Mittel des Mittelwerts von R_o für jede der *n* Proben;
2,5 %	=	ein Konservativitätsfaktor.

2.2.7.1.2. Zerfallsfunktion

Dieser Ansatz beruht auf der Anwendung einer Zerfallsfunktion, die durch das H/C_{org}-Verhältnis der Biokohle, das stets kleiner oder gleich 0,7 betragen muss, und die Jahresmitteltemperatur am Ort ihrer Einbringung oder ihres Zusetzens, d. h. die Bodentemperatur für die Einbringung in Böden und die Lufttemperatur für das Zusetzen zu Produkten, parametrisiert wird. Die Zertifizierungssysteme können zusätzliche Leitlinien oder standortspezifische Standardwerte für die Temperaturbewertung bereitstellen.

Betreiber, die für die Bewertung der Dauerhaftigkeit auf diese Option zurückgreifen, verwenden das H/C_{org}-Verhältnis für die Biokohle und die erwartete Durchschnittstemperatur für den Ort der Einbringung oder des Zusetzens der Biokohle (Bodentemperatur im Falle der Einbringung und Lufttemperatur im Falle des Zusetzens), um F_{perm} anhand der Gleichung [63] unter Verwendung der entsprechenden Parameter m und c aus Tabelle 9 zu berechnen; dabei wird die Temperatur jeweils auf das nächste 5 °C-Intervall aufgerundet. Damit wird der nach 200 Jahren verbleibende Kohlenstoff auf der Grundlage der von Woolf et al. dokumentierten Zerfallsdaten (2021) ([5]) geschätzt.

$$F_{perm} = m \times H/C_{org} + c \quad [63]$$

Dabei gilt:

H/C_{org}	=	Verhältnis von Wasserstoff zu organischem Kohlenstoff in der Biokohle-Produktionscharge;
m	=	ein Parameter, der den linearen Teil der modellierten Beziehung zwischen dem Verhältnis H/C_{org} und der Dauerhaftigkeit beschreibt;
c	=	ein Parameter, der den konstanten Teil der modellierten Beziehung zwischen dem Verhältnis H/C_{org} und der Dauerhaftigkeit beschreibt.

([5]) Woolf, D., Lehmann, J., Ogle, S., Kishimoto-Mo, A. W., McConkey, B., und Baldock, J., „Greenhouse gas inventory model for biochar additions to soil", *Environmental Science & Technology*, 55(21), 2021, S. 14795-14805, https://doi.org/10.1021/acs.est.1c02425.

Tabelle 9

Parameter für die Berechnung von F_{perm}

Temperatur (in °C)	m	C
5	– 0,5	1,108
10	– 0,650	1,001
15	– 0,653	0,896
20	– 0,636	0,829
25	– 0,621	0,789

Für die Zwecke der in Abschnitt 2.3.6 geforderten Unsicherheitsbewertung wird bei der Bewertung von F_{perm} anhand der Zerfallsfunktionsmethode davon ausgegangen, dass die damit verbundene Unsicherheit Null entspricht, da die Zerfallsfunktion bereits als konservative Schätzungsgrundlage gilt.

2.2.7.2. Quantifizierung der verbundenen THG-Emissionen

Die mit der Einbringung von Biokohle in Böden und/oder dem Zusetzen von Biokohle zu Produkten an einem oder mehreren Einbringungs-/Zusetzorten verbundenen THG-Emissionen werden anhand der Gleichung [64] berechnet. Berücksichtigt werden nur Emissionen, die unmittelbar mit der Verwendung der Biokohle zusammenhängen. Wird Biokohle mit einem anderen Material vermischt – beispielsweise mit Dünger vor der Einbringung oder dem Zusetzen – so dürfen die mit der Erzeugung und Handhabung dieser zweiten Materialien verbundenen Emissionen nicht einbezogen werden, und die Emissionen aus der Einbringung oder dem Zusetzen sind auf Massebasis zuzuteilen.

Das Zertifizierungssystem kann detaillierte Leitlinien für die Bewertung der verbundenen Treibhausgasemissionen für bestimmte Arten von Tätigkeiten bereitstellen.

$$GHG_{use} = \sum_{S}(F_S \times GHG_{biochar\ site,S}) \quad [64]$$

Dabei gilt:

F_S = Massenanteil der an jedem Standort verwendeten Biokohle aus der Tätigkeit an der Gesamtmasse der in Böden eingebrachten Bodenverbesserungsmittel oder des Materials, das Produkten zugesetzt wird. Die Gesamtmasse umfasst die Biokohle aus der Tätigkeit, jegliche Biokohle aus anderen Tätigkeiten, die zur Verwendung am selben Standort genutzt wird, sowie alle anderen Materialien, die mit der Biokohle vermischt sind;

$GHG_{biochar\ site,S}$ = $GHG_{biochar\ site,S}$ gemäß der Gleichung [65].

2.2.7.2.1. Emissionen aus der Einbringung oder dem Zusetzen

Die mit der Einbringung oder dem Zusetzen an jedem Standort verbundenen THG-Emissionen werden anhand der Gleichung [65] berechnet.

$$GHG_{biochar\ site} = GHG_{combustion} + GHG_{elec} + GHG_{heat} \quad [65]$$

Dabei gilt:

$GHG_{combustion}$ = THG-Emissionen aufgrund des Brennstoffverbrauchs am Ort der Einbringung / des Zusetzens, auch von Fahrzeugen und mobilen Einrichtungen, ausgedrückt in t CO_2-Äq, berechnet anhand der Gleichung [66];

GHG_{elec} = THG-Emissionen aufgrund des Stromverbrauchs am Ort der Einbringung / des Zusetzens, ausgedrückt in t CO_2-Äq, berechnet anhand der Gleichung [67];

GHG_{heat} = THG-Emissionen aufgrund des Wärmeverbrauchs am Ort der Einbringung / des Zusetzens, ausgedrückt in t CO_2-Äq, berechnet anhand der Gleichung [68].

$$GHG_{combustion} = \sum_{fuels} Q_{fuel} \times EF_{fuel} \quad [66]$$

$$GHG_{elec} = \sum_{electricity\ source} Q_{elec} \times EF_{elec} \quad [67]$$

$$GHG_{heat} = \sum_{heat\ source} Q_{heat} \times EF_{heat} \quad [68]$$

Dabei gilt:

Q_{fuel}	=	Menge des im Zertifizierungszeitraum verbrauchten Brennstoffs, ausgedrückt in einer geeigneten Einheit;
EF_{fuel}	=	Emissionsfaktor für den verbrauchten Brennstoff, ausgedrückt in t CO_2-Äq/Einheit, festgelegt gemäß Abschnitt 2.3.4.4;
Q_{elec}	=	Nettomenge des im Zertifizierungszeitraum verbrauchten Stroms, ausgedrückt in einer geeigneten Einheit, festgelegt gemäß Abschnitt 2.3.2;
EF_{elec}	=	Emissionsfaktor für den Stromverbrauch, ausgedrückt in t CO_2-Äq/Einheit, festgelegt gemäß Abschnitt 2.3.4.1;
Q_{heat}	=	Nettomenge der im Zertifizierungszeitraum verbrauchten Nutzwärme, ausgedrückt in einer geeigneten Einheit, festgelegt gemäß Abschnitt 2.3.2;
EF_{heat}	=	Emissionsfaktor für den Wärmeverbrauch, ausgedrückt in t CO_2-Äq/Einheit, festgelegt gemäß Abschnitt 2.3.4.2.

Die Betreiber können für jede der Mengen Q_{fuel}, Q_{elec} und Q_{heat} Standardwerte pro Tonne eingebrachten oder zugesetzten Materials für bestimmte Einbringungs- oder Zusetzmethoden verwenden, sofern solche Standardwerte vom Zertifizierungssystem bereitgestellt werden.

2.2.7.3. Überwachung und Berichterstattung

Gemäß Abschnitt 1.3.3 nehmen die Betreiber vor jeder Rezertifizierungsprüfung die in Tabelle 10 aufgeführten gemessenen oder berechneten Parameter in den Überwachungsbericht auf. Gilt für einen Parameter die Anmerkung „Zu überwachen“, so wird er gemäß Abschnitt 1.3.2 in den Überwachungsplan aufgenommen.

Tabelle 10

Parameter für die Aufnahme in den Überwachungsbericht

Gleichung	Parameter	Einheit	Definition	Anmerkungen
[44]	$Q_{biochar}$	t	Biokohlemenge in der Produktionscharge	Zu überwachen
[44]	C_{org}	%	Anteiliger Gehalt an organischem Kohlenstoff in der Biokohle-Produktionscharge	Zu überwachen
[44], [61], [63]	F_{perm}	%	Der dauerhafte Anteil jeder Biokohleproduktionscharge, ermittelt entweder nach dem Ansatz der Zufallsreflexionsbewertung oder dem Zerfallsfunktionsansatz	Berechnet anhand der Gleichung [61] oder der Gleichung [63].
[59]	$F_{Ro>2\%}$	%	Anteil nicht reaktiver Biokohle in einer Probe mit einer Zufallsreflexion von mehr als 2 %	Zu überwachen

Gleichung	Parameter	Einheit	Definition	Anmerkungen
[63]	H/C_{org}	Dimensionslos	Verhältnis von Wasserstoff zu organischem Kohlenstoff in der Biokohle-Produktionscharge. Das Verhältnis H/C_{org} ist für jede Produktionscharge zu messen.	Zu überwachen
[64]	GHG_{use}	t CO_2-Äq	Mit der Einbringung von Biokohle in Böden oder dem Zusetzen von Biokohle zu Produkten an einem oder mehreren Einbringungs-/Zusetzorten verbundene THG-Emissionen	Zu überwachen
[64]	F_S	%	Massenanteil der an jedem Standort verwendeten Biokohle aus der Tätigkeit an der Gesamtmasse der in Böden eingebrachten Bodenverbesserungsmittel oder des Materials, das Produkten zugesetzt wird.	Zu überwachen
[64], [65]	$GHG_{biochar\ site,S}$	t CO_2-Äq	Mit dem Energieverbrauch und dem Betrieb verbundene THG-Emissionen bei der Einbringung oder dem Zusetzen der Biokohle oder der Biokohle enthaltenden Matrix	Berechnet anhand der Gleichung [65]
[65], [66]	$GHG_{combustion}$	t CO_2-Äq	THG-Emissionen aufgrund des Brennstoffverbrauchs am Ort der Einbringung / des Zusetzens	Berechnet anhand der Gleichung [66]
[65], [67]	GHG_{elec}	t CO_2-Äq	THG-Emissionen aufgrund des Stromverbrauchs am Ort der Einbringung / des Zusetzens	Berechnet anhand der Gleichung [67]
[65], [68]	GHG_{heat}	t CO_2-Äq	THG-Emissionen aufgrund des Wärmeverbrauchs am Ort der Einbringung / des Zusetzens	Berechnet anhand der Gleichung [68]
[66]	Q_{fuel}	[Geeignete Einheit]	Menge des im Zertifizierungszeitraum verbrauchten Brennstoffs	Zu überwachen
[66]	EF_{fuel}	t CO_2-Äq/Einheit	Emissionsfaktor für den Brennstoffverbrauch	
[67]	Q_{elec}	[Geeignete Einheit]	Nettomenge des im Zertifizierungszeitraum verbrauchten Stroms	Zu überwachen
[67]	EF_{elec}	t CO_2-Äq/Einheit	Emissionsfaktor für den Stromverbrauch	
[68]	Q_{heat}	[Geeignete Einheit]	Nettomenge der im Zertifizierungszeitraum verbrauchten Nutzwärme	Zu überwachen
[68]	EF_{heat}	t CO_2-Äq/Einheit	Emissionsfaktor für den Wärmeverbrauch	

2.3. **Gemeinsame Quantifizierungselemente**

2.3.1. *Vollständigkeit und Wesentlichkeit*

Die Quantifizierung der verbundenen THG-Emissionen muss vollständig sein und alle Prozess- und Verbrennungsemissionen aus allen wesentlichen Emissionsquellen und Stoffströmen umfassen, die zu den dauerhaften CO_2-Entnahmetätigkeiten gehören, sowie alle anderen relevanten Emissionen.

Ermittelt ein Betreiber oder eine Zertifizierungsstelle Emissionen aus einer mit einer Tätigkeit verbundenen Quelle oder Gruppe von Quellen, die zwar wesentlich ist, aber nicht unter die vorliegende Methodik fällt, so stellt der Betreiber sicher, dass diese Emissionen in die Berechnung der verbundenen THG-Emissionen einbezogen werden.

Sofern nicht anders angegeben, müssen alle in diesen Regeln genannten Emissionsquellen bewertet und in die Berechnung von $GHG_{associated}$ einbezogen werden, auch wenn sie die hier beschriebene Wesentlichkeitsschwelle nicht erreichen. Es gibt zwei mögliche Ausnahmen von diesem Grundsatz, bei denen eine Wesentlichkeitsbewertung durchgeführt werden kann und als unterhalb der Wesentlichkeitsschwelle liegend eingestufte Emissionen nicht direkt bewertet werden müssen. Bei diesen Fällen handelt es sich um Kapitalgüteremissionen (Abschnitt 2.3.5) und Input-Emissionen (Abschnitte 2.1.5.2.2, 2.1.6.3.2 und 2.1.8.4.2).

Eine Wesentlichkeitsbewertung kann, wie oben erwähnt, auch erforderlich sein, wenn der Betreiber oder die Zertifizierungsstelle Emissionen aus einer Quelle ermittelt hat, die mit der Tätigkeit in Verbindung steht, aber in der vorliegenden Methodik nicht ausdrücklich genannt wird. Ist eine Wesentlichkeitsbewertung für eine bestimmte Emissionsquelle oder Gruppe von Emissionsquellen erforderlich, so muss der Betreiber der Zertifizierungsstelle eine Schätzung des potenziellen Emissionsspektrums während des mit dieser Quelle verbundenen Tätigkeitszeitraums vorlegen. Belaufen sich die Emissionen am oberen Ende dieses Spektrums auf 2 % oder mehr der während des Tätigkeitszeitraums gelieferten oder voraussichtlich gelieferten Brutto-CO_2-Entnahmen, so gelten die Emissionen aus dieser Quelle als potenziell wesentlich und müssen direkt bewertet werden. Bei der Zertifizierungsprüfung führen die Betreiber die Wesentlichkeitsbewertung auf der Grundlage der während des Tätigkeitszeitraums erwarteten Emissionen und Entnahmen durch, und die Grundlage für die Schlussfolgerung, dass etwaige Emissionen nicht wesentlich sind, ist im Tätigkeitsplan zu beschreiben. Bei Rezertifizierungsprüfungen bewertet die Zertifizierungsstelle, ob eine erhebliche Abweichung von den bei der Zertifizierungsprüfung angegebenen Betriebsbedingungen vorliegt. Wird eine solche Abweichung festgestellt, so führen die Betreiber die Wesentlichkeitsbewertung erneut durch.

2.3.2. *Nettoverbrauch an Nutzwärme oder Strom*

Jede energetische Verwertung, die sich aus Prozesskonfigurationen ergibt, kann zu einer Verringerung des zusätzlichen Nettoverbrauchs einer bestimmten Energieart oder zu einer Verlagerung der Nettonachfrage von einer Energieart auf eine andere führen. Daher müssen die Betreiber bei der Berechnung des Nettostromverbrauchs oder des Nettonutzwärmeverbrauchs die gesamte Veränderung der Nachfrage nach der Durchführung solcher Rückgewinnungsverfahren bewerten. Bei der Berechnung des Nettoverbrauchs werden der Strom und die Wärme, der bzw. die am Standort in der Abscheidungsanlage, am Speicherstandort oder für die Transportinfrastruktur erzeugt und verbraucht wird, nicht berücksichtigt. Emissionen im Zusammenhang mit Strom oder Wärme, der bzw. die am Standort in einer Anlage erzeugt wird, sind getrennt durch Berücksichtigung des verbrauchten Brennstoffs zu verbuchen. Die gesamte Veränderung der Nachfrage entspricht der Differenz zwischen der Strom- oder Wärmemenge, die von außerhalb der Anlage zur direkten Nutzung durch die Tätigkeit eingeleitet wird, und der Menge an Strom oder Wärme, die für andere Verwendungszwecke aus der Anlage geleitet wird und die aus Prozessen gewonnen wurde, die unmittelbar für die Tätigkeit erforderlich sind, einschließlich nachgelagerter Prozesse wie CO_2-Verflüssigung. Bei der Berechnung des Nettostromverbrauchs oder des Nettonutzwärmeverbrauchs dürfen keine Wärme und kein Strom berücksichtigt werden, die bzw. der speziell für die Ausfuhr aus der Anlage erzeugt und nicht aus einem notwendigen Prozess gewonnen wird.

Liegt die Nettomenge der verbrauchten Wärme oder des verbrauchten Stroms unter der Bruttomenge und stammt diese Wärme oder dieser Strom aus mehr als einer Quelle, so wird der Nettoverbrauch aus jeder Quelle proportional wie folgt berechnet:

$$Q_{heat/elec,net,source} = Q_{heat/elec,gross,source} \times \frac{\sum_{sources} Q_{heat/elec,net,source}}{\sum_{sources} Q_{heat/elec,gross,source}} \quad [69]$$

Dabei gilt:

$Q_{heat/elec,gross,source}$ = Bruttomenge an Strom oder Nutzwärme aus einer bestimmten Quelle, die im Zertifizierungszeitraum verbraucht wurde;

sources = Index der Wärme- oder Stromquellen.

Im Falle eines Nettoanstiegs der Verfügbarkeit einer Energieart infolge der energetischen Verwertung kann die Menge (Q_{heat} oder Q_{elec}) als negativer Wert gemeldet werden. Die Betreiber stellen sicher, dass alle oben genannten negativen Mengen durch korrekte Annahmen zu den betreffenden Prozessen belegt werden. Ist einer oder sind beide der für ein Prozesselement berechneten Terme Q_{heat} und Q_{elec} negativ, nimmt der zugehörige Emissionsfaktor (EF_{heat} oder EF_{elec}) den Wert 0 an (d. h. die Terme GHG_{heat} oder GHG_{elec} sind niemals negativ).

2.3.3. *Zusätzlicher Biomasseverbrauch*

Der zusätzliche Biomasseverbrauch bezieht sich auf Biomasse, Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe, die speziell zur Bereitstellung von Energie für die CO_2-Abscheidung verbraucht wird bzw. werden. Wird Wärme aus einem bestehenden, auf Biomasse basierenden Prozess zurückgewonnen, dessen Hauptzweck nicht in der Erzeugung von Wärme oder Strom besteht, und wird sie von der Abscheidungsanlage genutzt, so wird dies nicht als Form des zusätzlichen Biomasseverbrauchs behandelt und stattdessen anhand eines Emissionsfaktors für die verbrauchte Wärme gemäß Abschnitt 2.3.4.3 bewertet.

2.3.3.1. Bioenergieanlagen, die ausschließlich Strom erzeugen

Wird CO_2 in einer Bioenergieanlage abgeschieden, in der ausschließlich Strom erzeugt wird, und wird ein Teil dieses eigenen Stroms für die CO_2-Abscheidung verbraucht, so wird der zusätzliche Biomasseverbrauch $Q_{biomass}$ auf der Grundlage der Nettomenge des verbrauchten Eigenstroms anhand von Gleichung [70] berechnet.

$$Q_{biomass} = \frac{Q_{elec}}{\eta_{elec}} \quad [70]$$

Dabei gilt:

Q_{elec} = der Nettoverbrauch an eigenem Strom;

η_{elec} = elektrischer Wirkungsgrad der Anlage, definiert als der im Zertifizierungszeitraum erzeugte Strom, einschließlich des für die CO_2-Abscheidung verbrauchten Stroms, geteilt durch den Brennstoff-Input im Zertifizierungszeitraum auf der Grundlage seines Energiegehalts.

2.3.3.2. Bioenergieanlagen, die ausschließlich Wärme erzeugen

Wird CO_2 in einer Bioenergieanlage abgeschieden, in der ausschließlich Wärme erzeugt wird, und wird ein Teil dieser Eigenwärme für die CO_2-Abscheidung verbraucht, so wird der zusätzliche Biomasseverbrauch $Q_{biomass}$ auf der Grundlage der Nettomenge der verbrauchten Eigenwärme anhand der Gleichung [71] berechnet.

$$Q_{biomass} = \frac{Q_{heat}}{\eta_{heat}} \quad [71]$$

Dabei gilt:

Q_{heat} = der Nettoverbrauch an Eigenwärme;

η_{heat} = Wärmewirkungsgrad der Anlage, definiert als die im Zertifizierungszeitraum erzeugte Wärme, einschließlich der für die CO_2-Abscheidung verbrauchten Wärme, geteilt durch den Brennstoff-Input im Zertifizierungszeitraum auf der Grundlage seines Energiegehalts.

2.3.3.3. Bioenergieanlagen, die eine Mischung aus Wärme und Strom erzeugen

Wird CO_2 in einer Bioenergieanlage abgeschieden, in der sowohl Strom als auch Wärme erzeugt wird, so wird der zusätzliche Biomasseverbrauch $Q_{biomass}$ auf der Grundlage der verbrauchten Nettomenge des Eigenstroms und der Eigenwärme anhand der Gleichung [72] berechnet, wobei der Wert von $Q_{biomass} > 0$ ist.

$$Q_{biomass} = \frac{(C_{elec} \times Q_{elec} + C_{heat} \times Q_{heat})}{(C_{elec} \times \eta_{elec} + C_{heat} \times \eta_{heat})} \quad [72]$$

Dabei gilt:

Q_{elec}	=	der Nettoverbrauch an eigenem Strom;
η_{elec}	=	der elektrische Wirkungsgrad der Anlage unter typischen Betriebsbedingungen. Dieser kann entweder als der im Zertifizierungszeitraum erzeugte Strom, einschließlich des für die CO_2-Abscheidung verbrauchten Stroms, geteilt durch den Brennstoff-Input im Zertifizierungszeitraum auf der Grundlage seines Energiegehalts berechnet oder für den gesamten Tätigkeitszeitraum auf der Grundlage der technischen Dokumentation (Auslegungswerte) der Anlage festgelegt werden;
Q_{heat}	=	der Nettoverbrauch an Eigenwärme;
η_{heat}	=	der Wärmewirkungsgrad der Anlage unter typischen Betriebsbedingungen. Dieser kann entweder als die im Zertifizierungszeitraum erzeugte Wärme, einschließlich der für die CO_2-Abscheidung verbrauchten Wärme, geteilt durch den Brennstoff-Input im Zertifizierungszeitraum auf der Grundlage seines Energiegehalts berechnet oder für den gesamten Tätigkeitszeitraum auf der Grundlage der technischen Dokumentation (Auslegungswerte) der Anlage festgelegt werden;
C_{elec}	=	der auf 1 festgesetzte Exergieanteil im Strom;
C_{heat}	=	Carnot-Wirkungsgrad (Exergieanteil in der Nutzwärme), definiert als $C_{heat} = \frac{(T_{heat} - T_0)}{T_{heat}}$, wobei T_{heat} die Durchschnittstemperatur der verbrauchten Wärme in K (Kelvin) ist und T_0 273,15 K beträgt.

Die beiden Parameter η_{elec} und η_{heat} müssen einheitlich festgelegt werden, entweder beide durch Berechnung oder beide unter Bezugnahme auf die technische Dokumentation. Beruhen die Werte auf technischer Dokumentation, so müssen sie auf derselben Grundlage festgelegt werden, wie wenn sie berechnet würden (d. h. jeweils der erwartete Strom- bzw. Wärme-Output geteilt durch den erwarteten Brennstoffverbrauch unter repräsentativen Betriebsbedingungen), und die Zertifizierungsstelle muss überprüfen, ob die verwendeten Werte im Nennbetrieb der Anlage durchgängig erreichbar sind und ob die Betriebsbedingungen, die zur Festlegung der Werte verwendet werden, die Art des tatsächlichen Betriebs der Anlage angemessen widerspiegeln.

2.3.4. *Emissionsfaktoren*

2.3.4.1. Strom

Der bei der Berechnung der mit dem Nettostromverbrauch (EF_{elec}) verbundenen Emissionen angewandte Emissionsfaktor ist gemäß Teil A Nummern 5 und 6 des Anhangs der Delegierten Verordnung (EU) 2023/1185 der Kommission ([6]) zu berechnen.

Abweichend von Absatz 1 gilt:

(a) Der Berechnungszeitraum für den Stromemissionsfaktor kann kürzer als ein Kalenderjahr sein und sich über Teile von zwei Kalenderjahren erstrecken; der Zertifizierungszeitraum umfasst nur einen Teil von einem oder zwei Kalenderjahren:

(i) Fällt der Zertifizierungszeitraum vollständig in ein einziges Kalenderjahr, so wird der Stromemissionsfaktor entweder auf der Grundlage der Daten für den genauen Zertifizierungszeitraum oder auf der Grundlage von Daten für das gesamte Kalenderjahr berechnet;

(ii) erstreckt sich der Zertifizierungszeitraum über zwei Kalenderjahre, so wird für den in jedem dieser Kalenderjahre verbrauchten Strom entweder auf der Grundlage von Daten für den genauen Teil des Zertifizierungszeitraums, der in die beiden Jahre fällt, oder auf der Grundlage von Daten für die gesamten Kalenderjahre ein Emissionsfaktor berechnet;

([6]) Delegierte Verordnung (EU) 2023/1185 der Kommission vom 10. Februar 2023 zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates durch Festlegung eines Mindestschwellenwertes für die Treibhausgaseinsparungen durch wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe und einer Methode zur Ermittlung der Treibhausgaseinsparungen durch flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr sowie durch wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe (ABl. L 157 vom 20.6.2023, S. 20, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg_del/2023/1185/oj).

(b) für jede Tätigkeit auf der Grundlage einer neuen Abscheidungsanlage oder Biokohle-Produktionsanlage, für die eine endgültige Investitionsentscheidung getroffen wird, mit deren Bau spätestens am 31. Dezember 2029 begonnen wurde und für die der Betreiber mit der Begründung, dass der Strom vollständig erneuerbar ist, einen Emissionsfaktor von Null für verbrauchten Strom geltend macht, kann diese zeitliche Korrelation, wenn der Betreiber eine zeitliche Korrelation zwischen dem Verbrauch und der Erzeugung des Stroms aus erneuerbaren Quellen nachweisen muss, bis zum 31. Dezember 2044 oder bis zum Ende des ersten Tätigkeitszeitraums, je nachdem, welcher Zeitpunkt früher liegt, auf jährlicher Basis anstatt auf Stundenbasis bewertet werden.

Die Betreiber können den Ansatz für die Zuordnung der Treibhausgasemissionswerte zum Strom für jede Quelle des verbrauchten Stroms unabhängig wählen, d. h., sie müssen nicht denselben Ansatz für die Festlegung des Emissionsfaktors für den an verschiedenen Standorten verbrauchten Strom verwenden.

Die Zertifizierungssysteme können Listen aktueller Werte für die Intensität der strombedingten Emissionen auf Ebene der Gebotszonen bereitstellen. Bei Nettostromexport (mit negativem Q_{elec}-Wert) ist der Emissionsfaktor Null.

2.3.4.2. Wärme

Bei der Berechnung der Emissionen im Zusammenhang mit dem Nettowärmeverbrauch werden die folgenden Emissionsfaktoren angewandt:

(a) für Wärme, die aus einem Prozess gewonnen wird, der Teil der Tätigkeit ist: Es gibt keine zusätzlichen Emissionen;

(b) für Wärme, die bei der Verbrennung fossiler Brennstoffe erzeugt wird: Lebenszyklus-Emissionsfaktoren für die Versorgung mit und die Verbrennung von fossilen Brennstoffen, die in der neuesten Fassung der Unterlage der Gemeinsamen Forschungsstelle „Definition of input data to assess GHG default emissions from biofuels in EU legislation“ ([7]) (Definition von Eingabedaten zur Bewertung der THG-Standardemissionen von Biokraftstoffen in den EU-Rechtsvorschriften) festgelegt sind, geteilt durch den thermischen Wirkungsgrad des Wärmeerzeugungsprozesses;

(c) für Wärme, die aus Biomasse, Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen oder Biomasse-Brennstoffen erzeugt wird, es sei denn, es handelt sich um den Verbrauch von Eigenwärme durch eine Anlage, die CO_2 aus dem Biomasseverbrauch für die Energieerzeugung abscheidet: Emissionsfaktoren für die Versorgung mit und die Verbrennung (ohne CO_2 aus der Verbrennung) der verwendeten Biomasse, Biokraftstoffe, flüssigen Biobrennstoffe oder Biomasse-Brennstoffe, berechnet gemäß Anhang VI der Richtlinie (EU) 2018/2001, geteilt durch den thermischen Wirkungsgrad des Wärmeerzeugungsprozesses;

(d) für Wärme, die aus erneuerbaren Quellen, bei denen es sich nicht um Biomasse handelt, erzeugt wird: Der Emissionsfaktor ist gleich Null;

(e) für Wärme aus der Kernenergieerzeugung: Der Emissionsfaktor ist gleich Null;

(f) für Wärme, die aus einem Prozess zurückgewonnen wird, aus dem bis höchstens drei Monate vor Beginn der Tätigkeit keine Wärme zurückgewonnen wurde: Der Emissionsfaktor ist gleich Null;

(g) für Wärme, die aus einem Prozess zurückgewonnen wird, aus dem bereits Wärme zurückgewonnen wurde, oder aus einem neuen Prozess, d. h. einem Verfahren, das weniger als sechs Monate vor Beginn der Tätigkeit aufgenommen wurde und das nicht unmittelbar mit der Tätigkeit in Zusammenhang steht: Der Emissionsfaktor entspricht dem EU-EHS-Benchmarkwert für Wärme;

(h) für Wärme, die aus einem Wärmenetz geliefert wird: Der Emissionsfaktor entspricht dem EU-EHS-Benchmarkwert für Wärme.

Bei Nettowärmeexport (mit negativem Q_{heat}-Wert) ist der Emissionsfaktor Null.

([7]) Edwards, R., O'Connell, A., Padella, M., Giuntoli, J., Koeble, R., Bulgheroni, C., Marelli, L., und Lonza, L., *Definition of input data to assess GHG default emissions from biofuels in EU legislation* – Version 1d – 2019, Amt für Veröffentlichungen der Europäischen Union, Luxemburg, 2019, https://data.europa.eu/doi/10.2760/69179.

2.3.4.3. Biomasse

Wenn Biomasse, Biokraftstoffe ([8]), flüssige Biobrennstoffe ([9]) oder Biomasse-Brennstoffe ([10]), die die Nachhaltigkeitsanforderungen gemäß Artikel 29 der Richtlinie (EU) 2018/2001 erfüllen, für eine Tätigkeit verbraucht werden (siehe Abschnitte 2.1.6.3.1 und 2.2.5.4.1), wird jegliches CO_2, das durch chemische Prozesse aus den darin enthaltenen Kohlenstoffatomen erzeugt wird, mit einem CO_2-Emissionsfaktor von Null berücksichtigt, wobei jedoch die Emissionen aus der Lieferkette für die Bereitstellung der Biomasse, Biokraftstoffe, flüssigen Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe und alle Nicht-CO_2-Emissionen im Zusammenhang mit der Verbrennung von Biomasse (hauptsächlich CH_4 und N_2O) zu berücksichtigen sind.

Der Emissionsfaktor, der bei der Berechnung der Emissionen in der Lieferkette im Zusammenhang mit dem Verbrauch von Biomasse, Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen für die Tätigkeit angewandt wird, wird gemäß den in den Anhängen V und VI der Richtlinie (EU) 2018/2001 festgelegten Vorschriften für die Berechnung der mit dem Angebot von Biomasse, Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen verbundenen Treibhausgasemissionen ermittelt, wobei die Emissionen, denen die in diesen Anhängen definierten Terme e_{ec}, e_l und e_p zugeordnet sind, bis zu dem Ort des Verbrauchs berücksichtigt werden, zuzüglich der Emissionen im Zusammenhang mit dem Transport (siehe nächster Absatz); dabei werden die Emissionen erforderlichenfalls von Emissionen je von einer Bioenergieanlage erzeugter Energieeinheit in Emissionen je Einheit verbrauchter Rohstoffe umgerechnet. Wie auch in der Richtlinie (EU) 2018/2001 festgelegt, belaufen sich die Lebenszyklus-Treibhausgasemissionen von Abfällen und Reststoffen bis zur Sammlung dieser Materialien auf Null. Bei Siedlungsabfällen, Gebrauchtholzabfällen und Klärschlamm beginnt der „Sammlungsprozess" für die Zwecke der Emissionsberechnung gemäß der Verordnung (EU) 2024/3012 erst dann, wenn das Material zur Anlage geliefert wird, in der die CO_2-Abscheidungstätigkeit durchgeführt wird (z. B. in einer Anlage zur energetischen Verwertung).

Für den Transport der Biomasse, Biokraftstoffe, flüssigen Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe zur Abscheidungsanlage werden die Emissionen auf der Grundlage der tatsächlich zurückgelegten Strecke und des tatsächlich eingesetzten Verkehrsträgers berechnet, wobei die für den Term e_{td} aufgeführten disaggregierten Standardemissionsfaktoren nicht verwendet werden dürfen. In Bezug auf Emissionen infolge von indirekten Landnutzungsänderungen (ILUC) verhindern die in Abschnitt 4.3.1 festgelegten Anforderungen einen Anstieg des Verbrauchs von Nahrungs- und Futtermittelpflanzen oder von aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen produzierten Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen oder Biomasse-Brennstoffen zur Versorgung mit Wärme oder Strom am Standort, die für den CO_2-Abscheidungsprozess verwendet werden, und daher nehmen die ILUC-Emissionen den Wert 0 an.

Zertifizierungssysteme können Leitlinien für die Berechnung von Ausgangsstoffen bereitstellen, für die in den Anhängen der Richtlinie (EU) 2018/2001 keine disaggregierten Standardwerte angegeben sind.

2.3.4.4. Inputs und Brennstoffe

Erfordern die Quantifizierungsvorschriften die Berechnung der Emissionen im Zusammenhang mit der Verwendung von Inputs für diese Tätigkeit, einschließlich fossiler Brennstoffe und Materialien für den Bau von Anlagegütern, so werden die Lebenszyklus-Emissionsfaktoren für diese Inputs entweder aus den von den Zertifizierungssystemen bereitgestellten Listen mit Standardfaktoren oder aus der folgenden hierarchischen Quellenliste entnommen, wobei die Emissionsfaktoren aus der ersten Quelle in der Liste, in der sie verfügbar sind, stammen und, soweit verfügbar, die neueste Fassung der Quellen verwendet wird:

(a) Teil B des Anhangs der Delegierten Verordnung (EU) 2023/1185;

(b) neueste Version der Datensätze über den Umweltfußabdruck oder mit dem Umweltfußabdruck konforme Datensätze;

(c) Unterlage der Gemeinsamen Forschungsstelle „Definition of input data to assess GHG default emissions from biofuels in EU legislation" (Definition von Eingabedaten zur Bewertung der THG-Standardemissionen von Biokraftstoffen in den EU-Rechtsvorschriften);

(d) „JEC Well-to-Wheels report" ([11]) („Well-to-Wheels"-Bericht des JEC);

(e) ECOINVENT-Datenbank, Version 3.5 oder eine neuere Fassung, oder vergleichbare kommerzielle Datenbanken;

(f) offizielle Quellen wie der Zwischenstaatliche Ausschuss für Klimaänderungen (IPCC), die Internationale Energieagentur (IEA) oder Regierungen;

(g) andere überprüfte Quellen oder Veröffentlichungen, die einer Peer-Review unterzogen wurden.

([8]) Flüssige Kraftstoffe für den Verkehr, die aus Biomasse hergestellt werden.
([9]) Flüssige Brennstoffe für energetische Zwecke, ausgenommen für den Verkehr, die aus Biomasse hergestellt werden.
([10]) Gasförmige oder feste Brennstoffe aus Biomasse.
([11]) Prussi, M., Yugo, M., De Prada, L., Padella, M., und Edwards, R., *JEC Well-to-Wheels report V5*, Amt für Veröffentlichungen der Europäischen Union, Luxemburg, 2020, https://data.europa.eu/doi/10.2760/100379.

Haben sie zu keiner der Datenbanken gemäß Buchstabe e Zugang, können sich die Betreiber auf die Buchstaben f oder g stützen.

Die Lebenszyklus-Emissionsfaktoren spiegeln die mit der Lieferung dieser Inputs bis zum Zeitpunkt der Nutzung durch die Tätigkeit verbundenen Emissionen wider. Erforderlichenfalls sind die aus diesen Quellen entnommenen Emissionsfaktoren so anzupassen, dass jeglicher im Input-Material selbst enthaltene Kohlenstoff ausgeschlossen wird. Wird dieser Kohlenstoff infolge von Prozessen im Zusammenhang mit der Tätigkeit oxidiert und emittiert, so wird dies direkt als Emissionsquelle gezählt. Die Verwendung von Daten aus unterschiedlichen Quellen kann zu geringfügigen Unstimmigkeiten im Umfang der Berechnung des Lebenszyklus führen, der auf verschiedene Inputs angewandt wird. Die Betreiber sind nicht verpflichtet, Daten aus diesen Quellen neu zu berechnen, um eine vollständige Kohärenz des Lebenszyklusumfangs über die verwendeten Inputdaten hinweg zu erreichen.

Die Zertifizierungssysteme können Listen konservativer Standardemissionsfaktoren bereitstellen. Dazu können Emissionsfaktoren gehören, die in Quellen in der obigen hierarchischen Liste verfügbar sind. Besteht Unsicherheit hinsichtlich der besten Schätzung dieser Werte oder ist bei diesen Werten mit einer gewissen Variabilität zu rechnen, so sind diese Standardemissionsfaktoren konservativ festzulegen, d. h., sie müssen so festgelegt werden, dass die Verwendung dieser Standardemissionsfaktoren wahrscheinlich zu einer geringfügigen Unterschätzung der tatsächlichen Netto-CO_2-Entnahmen führt. Wird eine Standardabweichung für einen Wert angegeben, so entspricht der Standardwert dem Mittelwert zuzüglich einer Standardabweichung. Wird für einen Wert ein Vertrauensbereich von 95 % angegeben, so ist der Standardwert in der Mitte zwischen dem Mittelwert und der Vertrauensgrenze von 95 % festzulegen. Diese Anpassungen werden stets so vorgenommen, dass der geschätzte Nettonutzen der CO_2-Entnahme für eine Tätigkeit verringert wird. Standardemissionsfaktoren sind bei der in Abschnitt 2.3.6 beschriebenen Berechnung so zu behandeln, als seien sie mit keiner Unsicherheit verbunden.

2.3.4.5. Verkehr

Emissionen aus dem Verkehr, ob aus CO_2 oder Schüttgut, können entweder auf der Grundlage der Bewertung des Brennstoffverbrauchs und der daraus resultierenden Emissionen im Zusammenhang mit den verwendeten spezifischen Fahrzeugen und Strecken oder auf der Grundlage konservativer Standardfaktoren des Zertifizierungssystems berechnet werden. Zertifizierungssysteme können zusätzliche konservative Standardemissionsfaktoren für bestimmte Formen des CO_2-Transports vorsehen, sofern die Grundlage für diese Werte klar dokumentiert wird und die Werte nachweislich konservativ sind.

Werden keine Standardwerte verwendet, können die Betreiber die Emissionen schätzen, indem sie entweder den tatsächlichen Brennstoffverbrauch der Fahrzeuge oder anderer genutzter Infrastruktur erfassen oder indem sie das Produkt aus den durchschnittlichen mit dem Betrieb des betreffenden Fahrzeugs oder der betreffenden Infrastruktur verbundenen THG-Emissionen (in g CO_2-Äq/km) und der zurückgelegten Strecke berechnen. Die THG-Emissionsfaktoren für verbrauchte Brennstoffe werden auf Lebenszyklusbasis (d. h. einschließlich vorgelagerter Emissionen) gemäß Abschnitt 2.3.4.4 festgelegt. Die THG-Emissionsfaktoren für Fahrzeuge, die CO_2 transportieren, berücksichtigen die Masse der CO_2-Rückhaltevorrichtung und die Energieausgaben für die Kompression und Verflüssigung des CO_2 und dessen Erhaltung in diesem Zustand. Die Betreiber berücksichtigen die Emissionen im Zusammenhang mit der Rückfahrt von Fahrzeugen, die für den Transport von CO_2 oder Schüttgut verwendet werden und sehen diese als Leerfahrten an, es sei denn, sie weisen nach, dass die Rückfahrt für die Erbringung eines anderen Transportdienstes verwendet wird. In diesem Fall können die der Tätigkeit zugeordneten Emissionen aus der Rückfahrt für diese Fahrten den Wert 0 annehmen.

2.3.5. *Kapitalgüteremissionen*

Erfordern die Quantifizierungsregeln die Berücksichtigung der mit einer oder mehreren Anlagen verbundenen Kapitalgüteremissionen, so gilt Folgendes:

(a) Wurde eine Anlage erstmals in Betrieb genommen oder wurde sie in den 15 Jahren vor dem Zertifizierungsdatum der Tätigkeit erweitert oder umgerüstet oder wird sie innerhalb des Tätigkeitszeitraums erweitert oder umgerüstet, so sind die mit diesem Bau, dieser Erweiterung oder dieser Umrüstung verbundenen Kapitalgüteremissionen zu berücksichtigen;

(b) bei jeder anderen Anlage nehmen die Kapitalgüteremissionen den Wert 0 an;

(c) für die Summe aller Kapitalgüteremissionen in allen relevanten Anlagen wird eine Wesentlichkeitsbewertung durchgeführt. Kommt die Zertifizierungsstelle auf der Grundlage dieser Bewertung zu dem Schluss, dass die Kapitalgüteremissionen wesentlich sein können, werden die Kapitalgüteremissionen bewertet;

(d) alle Kapitalgüteremissionen im Zusammenhang mit Ausrüstung zur Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen, bei denen es sich nicht um Biomasse handelt, werden bei der Berechnung nicht berücksichtigt;

(e) die Kapitalgüteremissionen werden nur für den Teil der Anlagen oder Ausrüstungen bewertet, der für die Durchführung der Tätigkeit unmittelbar erforderlich ist (d. h. insbesondere für die CO_2-Abscheidung und nicht nur für die zugrunde liegende Tätigkeit, aus der CO_2 abgeschieden wird).

Wenn die Kapitalgüteremissionen bewertet werden sollen, werden die Gesamtkapitalgüteremissionen für jede Anlage berechnet, indem eine Bestandsaufnahme der genutzten Baumaterialien sowie des Brennstoffs und der Energie, der bzw. die für den Bau der Anlage genutzt wurde, vorgenommen und die damit verbundenen Emissionen addiert werden. Bei den Emissionsfaktoren, die bei der Bewertung der Kapitalgüteremissionen angewendet werden, ist der gesamte Lebenszyklus der verwendeten Materialien und Energie zu berücksichtigen. Die berechneten Kapitalgüteremissionen jeder Anlage werden über fünfzehn oder zwanzig Jahre abgeschrieben. In Fällen, in denen nicht das gesamte von der Anlage abgewickelte CO_2 mit der gemäß der Verordnung (EU) 2024/3012 zertifizierten Tätigkeit im Zusammenhang steht (z. B. wenn ein Teil des CO_2 zur Nutzung weitergeleitet wird), wird der Tätigkeit ein proportionaler Anteil der Kapitalgüteremissionen zugewiesen. Für den Fall, dass eine Anlage gleiche oder niedrigere Materialanforderungen für den Bau hat als eine zuvor errichtete Anlage desselben Typs, können die Betreiber die Kapitalgüteremission dieser früheren Anlage für die Schätzung der Kapitalgüteremissionen der neuen Anlage heranziehen.

Die Zertifizierungssysteme können als Alternative zur Durchführung einer tätigkeitsspezifischen Wesentlichkeitsbewertung oder einer vollständigen Berechnung konservative Kapitalgüteremissionsfaktoren für bestimmte Tätigkeitsarten, Tätigkeitsstufen oder Anlagengrößen vorsehen. Solche konservativen Werte werden so festgelegt, dass nach vernünftigem Ermessen davon ausgegangen werden kann, dass sie in mindestens 95 % der Fälle über den tatsächlichen Kapitalgüteremissionen der betreffenden Anlage liegen. Wird eine Standardoption vorgelegt, so muss das Zertifizierungssystem die Grundlage für die Einstufung der angegebenen Werte klar als konservativ dokumentieren.

Diese abgeschriebenen Emissionen werden (abhängig vom gewählten Abschreibungszeitraum) bis zum fünfzehnten oder bis zum zwanzigsten Jahr nach dem Jahr, in dem die Anlage in Betrieb genommen oder gegebenenfalls erweitert oder umgerüstet wurde, zu den mit der Tätigkeit verbundenen THG-Emissionen für jedes Jahr anhand der Gleichung [73] hinzugerechnet.

$$GHG_{capital} = \frac{Q_{activity}}{Q_{total}} \times \frac{(GHG_{combustion} + GHG_{elec} + GHG_{heat} + GHG_{materials})}{T} \quad [73]$$

Beschreibt T den Abschreibungszeitraum von 15 oder 20 Jahren, ist $Q_{activity}$ die Nutzung der Anlagegüter durch die Tätigkeit in einer relevanten Einheit, Q_{total} die erwartete durchschnittliche jährliche Gesamtnutzung der Anlagegüter während ihrer Betriebsdauer in derselben Einheit (d. h. $Q_{activity}/Q_{total} = 1$, wenn die Güter nur für die Tätigkeit genutzt werden) und, je nach Prozessschritt bei der CO_2-Entnahmetätigkeit, wird $GHG_{combustion}$ wie in Gleichung [39] oder [51], GHG_{elec} wie in Gleichung [13], [22], [40] oder [52], GHG_{heat} wie in Gleichung [14], [23], [41] oder [53] und $GHG_{materials}$ gemäß Gleichung [74] berechnet.

$$GHG_{materials} = \sum_{materials} Q_{materials} \times EF_{materials} \quad [74]$$

Dabei gilt:

$Q_{materials}$ = Menge der für den Bau der Anlage verwendeten Materialien, ausgedrückt in t;

$EF_{materials}$ = Emissionsfaktor für die verbrauchten Materialien, ausgedrückt in t CO_2/t Material, festgelegt gemäß Abschnitt 2.3.4.4.

2.3.6. *Gemessene Daten und Unsicherheiten*

Messungen, einschließlich Messungen der CO_2-Ströme, sind in einer Weise durchzuführen, die den Anforderungen des Artikels 42 der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2066 entspricht. Zertifizierungssysteme können zusätzliche Leitlinien für bestimmte Arten von Messungen vorsehen.

Werden gemessene, geschätzte oder Standarddaten als Grundlage für die Berechnung von Quellen oder Senken verwendet, so bewertet der Betreiber die Unsicherheit, die bei der Berechnung der Netto-CO2-Entnahmen entsteht. Die Betreiber halten sich an die Grundsätze für die Kombination von Unsicherheiten, die in Kapitel 6, „Quantifying Uncertainties in Practice" (Quantifizierung von Unsicherheiten in der Praxis), Abschnitt 3 des IPCC-Dokuments „Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories" ([12]) (Leitfaden für die gute Praxis und den Umgang mit Unsicherheitsfaktoren nationaler Treibhausgasinventare) festgelegt sind. Die Unsicherheit ist auf der Grundlage des 95 %-Vertrauensbereichs zu ermitteln.

Liegt die geschätzte Gesamtunsicherheit unter ± 2,5 %, darf keine Anpassung vorgenommen werden (d. h. $F_C = 1$).

Andernfalls wird der Konservativitätsfaktor F_C auf 100 % abzüglich der geschätzten Gesamtunsicherheit festgesetzt.

Liegt die geschätzte Gesamtunsicherheit bei mehr als ± 20 %, dürfen für diesen Zertifizierungszeitraum keine Einheiten vergeben werden.

Zertifizierungssysteme können detailliertere Anweisungen für die Berechnung der Unsicherheit für bestimmte Tätigkeitsarten bereitstellen.

2.3.7. *Bestätigung des Ursprungs des CO_2-Stroms*

Bei CO_2-Entnahmetätigkeiten mit CO_2-Abscheidung und dauerhafter CO_2-Speicherung gewähren die Betreiber, wenn die Anlage, in der das CO_2 abgeschieden wird, nicht der Überwachung der biogenen CO_2-Menge im Rahmen des EHS unterliegt, auf Anfrage Vertretern von Zertifizierungsstellen, Zertifizierungssystemen oder zuständigen nationalen Behörden unverzüglich Zugang, um unangekündigte stichprobenartige ^{14}C-Tests des CO_2-Stroms aus der Anlage vor dem Verlassen der Anlage (und gegebenenfalls vor der Mischung mit einem getrennt abgeschiedenen fossilen CO_2-Strom) zu ermöglichen, um dessen atmosphärischen oder biogenen Ursprung zu prüfen. Kann der atmosphärische oder biogene Ursprung nicht bestätigt werden, dürfen für den entsprechenden Zertifizierungszeitraum keine Einheiten vergeben werden, und das Zertifizierungssystem muss prüfen, ob weitere Maßnahmen erforderlich sind.

3. CO_2-SPEICHERUNG UND HAFTUNG

3.1. **DACCS- und BioCCS-Tätigkeiten**

Das durch die Tätigkeit abgeschiedene CO_2 wird in einer gemäß der Richtlinie 2009/31/EG zugelassenen operativen geologischen Speicherstätte injiziert, und die Betreiber von Speicherstätten, die für DACCS- und BioCCS-Tätigkeiten genutzt werden, haften für jede Freisetzung von CO_2 aus der dauerhaften geologischen Speicherung gemäß den Bestimmungen des Artikels 16 der Richtlinie 2009/31/EG.

3.2. **BCR-Tätigkeiten**

Das H/C_{org}-Verhältnis jeder Biokohle-Charge muss gemessen werden. Für Biokohle-Chargen, bei denen ein H/C_{org}-Verhältnis von mehr als 0,7 gemessen wird, dürfen keine CO_2-Entnahmeeinheiten vergeben werden.

Die Verwendung von erzeugter Biokohle wird bis zu dem Zeitpunkt überwacht, zu dem sie in den Boden eingebracht oder einem Produkt zugesetzt wird, und CO_2-Entnahmeeinheiten werden in Bezug auf die Menge der eingebrachten oder zugesetzten Biokohle vergeben. Biokohle aus zertifizierten Tätigkeiten wird in der Lieferkette bis zu dem Zeitpunkt der Einbringung oder des Zusetzens von Biokohle aus nicht zertifizierten Tätigkeiten getrennt. Zertifizierte und nicht zertifizierte Biokohle kann zu diesem Zeitpunkt gemischt und anschließend für die Einbringung oder das Zusetzen genutzt werden. Wird Biokohle aus mehreren Produktionschargen, die im Rahmen zertifizierter Tätigkeiten erzeugt wurden, vor der Einbringung oder dem Zusetzen gemischt, so ist sie gut zu vermischen, und das Mischmaterial ist so zu behandeln, als bestünde es aus Anteilen der ursprünglichen Chargen, die dem Verhältnis der ursprünglich gemischten Mengen entsprechen. Für jede Produktionscharge ist eine getrennte Lieferung vorgeschrieben, es sei denn, es kann nachgewiesen werden, dass die Produktionschargen gut gemischt sind. Entlang der Produktkette muss insbesondere sichergestellt werden, dass Biokohle nur in einer Weise verwendet wird, die ihrer Erzeugung und ihren Eigenschaften angemessen ist.

([12]) Penman, J., Kruger, D., Galbally, I., Hiraishi, T., Nyenzi, B., Emmanuel, S., Buendia, L., Hoppaus, R., Martinsen, T., Meijer, J., Miwa, K. und Tanabe, K. (Hrsg.), *Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories,* Programm für nationale Treibhausgasinventare des IPCC, Institut für globale Umweltstrategien, 2000, https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/english/.

Wird Biokohle in Böden eingebracht und wird diese Einbringung nicht direkt von einem Vertreter einer Zertifizierungsstelle überwacht, so gewähren die Betreiber den Zertifizierungssystemen, Zertifizierungsstellen oder einschlägigen zuständigen nationalen Behörden während des Überwachungszeitraums auf Antrag Zugang zum Ort der Einbringung, damit der Boden auf die Einbringung von Biokohle getestet werden kann. Nach diesem Punkt ist die Einbringung der Biokohle als nachgewiesen zu behandeln.

Nach Ablauf des Überwachungszeitraums unterliegen die Betreiber keinen weiteren Überwachungsanforderungen, da das Risiko einer Wiederfreisetzung durch die Bewertung des dauerhaften Anteils der Biokohle erfasst ist und es praktisch nicht möglich ist, Wiederfreisetzungen nach dem Zeitpunkt der Einbringung oder des Zusetzens direkt zu identifizieren.

4. NACHHALTIGKEIT

4.1. **Mindestanforderungen an die Nachhaltigkeit**

4.1.1. *Eindämmung des Klimawandels*

Die in Abschnitt 1.1 aufgeführten Förderkriterien verhindern die Zertifizierung von Tätigkeiten, die dem Ziel der Eindämmung des Klimawandels erheblich schaden.

4.1.2. *Anpassung an den Klimawandel*

Die Betreiber müssen die Kriterien für die Anpassung an den Klimawandel gemäß Anhang 1 Anlage A der Delegierten Verordnung (EU) 2021/2139 der Kommission ([13]) erfüllen.

4.1.3. *Nachhaltige Nutzung und Schutz von Wasser- und Meeresressourcen*

Die Betreiber bewerten und behandeln alle potenziellen Risiken, die sich aus der Tätigkeit für den guten Zustand oder das gute ökologische Potenzial von Gewässern, einschließlich Oberflächengewässern und Grundwasser, oder für den guten Umweltzustand von Meeresgewässern ergeben. Können Schadstoffe, die bei der Reinigung von Abgasen zur Verringerung der Luftverschmutzung zurückbleiben, in einem Wasserkörper freigesetzt werden, so sind bei der Bewertung der Auswirkungen auf die Wasserqualität der Nutzen im Hinblick auf die Verringerung der Luftverschmutzung und die Verfügbarkeit alternativer Einleitungsstrategien zu berücksichtigen.

4.1.4. *Übergang zur Kreislaufwirtschaft, einschließlich der effizienten Verwendung von biobasierten Materialien aus nachhaltigen Quellen*

Die Betreiber bewerten potenzielle Risiken für die Ziele der Kreislaufwirtschaft, die sich aus der Tätigkeit ergeben, indem sie die Arten potenzieller erheblicher Beeinträchtigungen gemäß Artikel 17 Absatz 1 Buchstabe d der Verordnung (EU) 2020/852 des Europäischen Parlaments und des Rates ([14]) berücksichtigen.

Die Betreiber müssen die Anforderungen der Abschnitte 4.2 und 4.3 erfüllen.

4.1.5. *Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung*

Die Betreiber bewerten alle potenziellen Risiken im Zusammenhang mit einem erheblichen Anstieg der Schadstoffemissionen in Luft, Wasser oder Boden, die durch die Tätigkeit entstehen, und befassen sich mit diesen. Fallen Anlagen in den Anwendungsbereich der Richtlinie 2010/75/EU des Europäischen Parlaments und des Rates ([15]), müssen sie alle Anforderungen erfüllen, die sich aus der genannten Richtlinie ergeben.

([13]) Delegierte Verordnung (EU) 2021/2139 der Kommission vom 4. Juni 2021 zur Ergänzung der Verordnung (EU) 2020/852 des Europäischen Parlaments und des Rates durch Festlegung der technischen Bewertungskriterien, anhand deren bestimmt wird, unter welchen Bedingungen davon auszugehen ist, dass eine Wirtschaftstätigkeit einen wesentlichen Beitrag zum Klimaschutz oder zur Anpassung an den Klimawandel leistet, und anhand deren bestimmt wird, ob diese Wirtschaftstätigkeit erhebliche Beeinträchtigungen eines der übrigen Umweltziele vermeidet (ABl. L 442 vom 9.12.2021, S. 1, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg_del/2021/2139/oj).

([14]) Verordnung (EU) 2020/852 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Juni 2020 über die Einrichtung eines Rahmens zur Erleichterung nachhaltiger Investitionen und zur Änderung der Verordnung (EU) 2019/2088 (ABl. L 198 vom 22.6.2020, S. 13, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg/2020/852/oj).

([15]) Richtlinie 2010/75/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 24. November 2010 über Emissionen aus Industrie und Tierhaltung (integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung) (ABl. L 334 vom 17.12.2010, S. 17, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2010/75/oj).

4.1.5.1. BCR

Betreiber von BCR-Tätigkeiten, im Rahmen derer Biokohle in land-, forstwirtschaftliche oder städtische Böden eingebracht wird, weisen nach, dass

(a) die Biokohle die Grenzwerte für Schwermetalle und organische Schadstoffe gemäß Abschnitt 4.4.1 einhält;

(b) die Biokohle alle Anforderungen der Verordnung (EU) 2019/1009 an durch Pyrolyse oder Vergasung gewonnene Materialien einhält, einschließlich der Beschränkungen für zulässige Inputmaterialien.

4.1.6. *Schutz und Wiederherstellung der Biodiversität und der Ökosysteme, einschließlich der Bodengesundheit, sowie Vermeidung von Bodendegradation*

Die Betreiber bewerten alle potenziellen Risiken der Tätigkeit für den guten Zustand oder die Widerstandsfähigkeit von Ökosystemen oder für den Erhaltungszustand von Lebensräumen und Arten, einschließlich solcher von Unionsinteresse, oder für die Erfüllung der Ziele oder Verpflichtungen, die in den gemäß der Verordnung (EU) 2024/1991 des Europäischen Parlaments und des Rates [16] erstellten nationalen Wiederherstellungsplänen festgelegt sind, und befassen sich mit diesen.

4.1.6.1. BCR

Betreiber von Tätigkeiten, bei denen Biokohle in landwirtschaftliche Böden und in Waldböden eingebracht wird, weisen nach, dass die lokalen Gegebenheiten berücksichtigt wurden und dass vernünftigerweise davon auszugehen ist, dass keine allgemeinen negativen Auswirkungen auf die Biomasseproduktion, die Standortbedingungen oder die Bodengesundheit und keine signifikante Verringerung der Speicherung von anderem organischen Kohlenstoff im Boden durch positive Priming-Effekte der Einbringung von Biokohle zu erwarten sind. Hält die Zertifizierungsstelle einen erheblichen Verlust an anderem organischen Kohlenstoff im Boden oder schädliche Auswirkungen auf die Produktivität der Landwirtschaft, die biologische Vielfalt, die Ökosysteme, die die Biokohle aufnehmen, und die flussabwärts im Wassereinzugsgebiet gelegenen Ökosysteme, die Bodengesundheit oder andere Umweltaspekte für wahrscheinlich, so werden für diese eingebrachte Menge keine CO_2-Entnahmeeinheiten vergeben. Die Zertifizierungssysteme können zusätzliche Leitlinien für bewährte Verfahren oder Leitlinien für die Überwachung der Bodengesundheit bei der Einbringung von Biokohle in Böden bereitstellen.

Um die Wissenschaft voranzubringen und kollektive Fortschritte im Bereich der CO_2-Entnahme mittels Biokohle zu erleichtern, tauschen die Betreiber auf Anfrage der Zertifizierungssysteme, der zuständigen nationalen Behörden oder der Europäischen Kommission einschlägige Daten und Informationen aus, die nicht wirtschaftlich sensibel sind, ohne dass dadurch ein unnötiger Verwaltungsaufwand für die Landwirte entsteht. Die Zertifizierungssysteme ermöglichen den Wissensaustausch zwischen Betreibern, indem sie Plattformen bereitstellen, die die Verbreitung von Daten ermöglichen, die im Rahmen von Überwachungstätigkeiten der Betreiber nach der Einbringung gesammelt werden.

4.2. **Nachhaltigkeit von Biomasse**

(a) Jegliche Biomasse, Biokraftstoffe, flüssigen Biobrennstoffe oder Biomasse-Brennstoffe, die zur Erzeugung des durch die Tätigkeit abgeschiedenen CO_2 oder als Ausgangsstoff für die Erzeugung von Biokohle verwendet wird bzw. werden, sowie jegliche zusätzliche Biomasse, Biokraftstoffe, flüssigen Biobrennstoffe oder Biomasse-Brennstoffe, die zur Energieerzeugung für die Tätigkeit verbraucht wird bzw. werden, müssen die folgenden Anforderungen erfüllen:

(i) Sind in Artikel 29 der Richtlinie (EU) 2018/2001 Anforderungen festgelegt, die erfüllt werden müssen, damit Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe für die in Artikel 29 Absatz 1 Buchstaben a, b und c der genannten Richtlinie genannten Zwecke berücksichtigt werden können, so wendet die Zertifizierungsstelle diese Anforderungen auch auf Biomasse, Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe oder Biomasse-Brennstoffe an, die im Zusammenhang mit einer Tätigkeit verbraucht wird bzw. werden, mit der CO_2-Entnahmeeinheiten generiert werden sollen, auch wenn mit der Tätigkeit keine erneuerbare Energie erzeugt wird, die gemäß der Richtlinie (EU) 2018/2001 berücksichtigt wird;

(ii) die Betreiber legen den Biomasse-Ausgangsstoff oder das Rohstoffgemisch, der bzw. das im Rahmen der Tätigkeit verbraucht wird, und den Biomasse-Ausgangsstoff oder das Rohstoffgemisch, der bzw. das zur Herstellung verbrauchter Biokraftstoffe, flüssiger Biobrennstoffe oder Biomasse-Brennstoffe verwendet wird, offen und schlüsseln die Rohstoffe bzw. die Ausgangsstoffe in dem Umfang auf, der in der Berichterstattung gemäß der Richtlinie (EU) 2018/2001, in den nationalen Leitlinien und in den einschlägigen Industriestandards vorgeschrieben ist;

[16] Verordnung (EU) 2024/1991 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 24. Juni 2024 über die Wiederherstellung der Natur und zur Änderung der Verordnung (EU) 2022/869 (ABl. L, 2024/1991, 29.7.2024, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg/2024/1991/oj).

(iii) nur, wenn eine Abscheidung oder Biokohle-Produktion in einer Anlage stattfindet, in der Wärme oder Strom oder Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe oder Biogas erzeugt wird bzw. werden, und in Bezug auf erzeugte Wärme, erzeugten Strom, Biokraftstoff oder flüssigen Biobrennstoff oder erzeugtes Biogas, müssen die Zertifizierungsstellen überprüfen, ob die Anforderungen gemäß Artikel 29 Absatz 10 der Richtlinie (EU) 2018/2001 erfüllt sind;

(iv) die Biomasse, Biokraftstoffe, flüssigen Biobrennstoffe oder Biomasse-Brennstoffe aus anderen Abfällen oder Reststoffen als landwirtschaftlichen, Aquakultur-, Fischerei- und forstwirtschaftlichen Reststoffen unterliegen nicht den Anforderungen gemäß Artikel 29 Absätze 2 bis 7 der Richtlinie (EU) 2018/2001.

Freiwillige Systeme, die von der Kommission gemäß Artikel 30 Absatz 4 der Richtlinie (EU) 2018/2001 genehmigt wurden, und nationale Systeme, die von der Kommission gemäß Artikel 30 Absatz 6 der Richtlinie (EU) 2018/2001 anerkannt wurden, gelten als Systeme, die genaue Daten für den Nachweis der Einhaltung der Nachhaltigkeitsanforderungen an die Biomasse für dauerhafte CO_2-Entnahmetätigkeiten dieser Verordnung enthalten. Ebenso gelten alle anderen Systeme, die von den zuständigen nationalen Behörden in dem Staat, in dem sich die Abscheidungsanlage befindet, anerkannt wurden, als Systeme, die genaue Daten über den Nachweis der Einhaltung dieser Anforderungen enthalten.

In Bezug auf Anlagen, die unter die Richtlinie (EU) 2018/2001 fallen, hindern regelmäßige Bewertungen der Einhaltung der Nachhaltigkeitsanforderungen durch die zuständigen Behörden der Mitgliedstaaten die Zertifizierungsstellen nicht daran, die Ausgabe von Einheiten zu genehmigen. Geht aus einer solchen Bewertung jedoch eine Nichteinhaltung von Artikel 29 der genannten Richtlinie hervor, so wird die Nichteinhaltung den Zertifizierungsstellen gemeldet.

(b) Wenn das durch die Tätigkeit abgeschiedene CO_2 durch ein Verfahren produziert wird, das Energie erzeugt, die gemäß der Richtlinie (EU) 2018/2001 berücksichtigt wird,

(i) überprüft die Zertifizierungsstelle, ob die nationalen Maßnahmen zur Umsetzung der Richtlinie (EU) 2018/2001 für die Einrichtung gelten, die dieses Verfahren durchführt, und ob die entsprechende Einrichtung im Einklang mit diesen nationalen Umsetzungsmaßnahmen handelt;

(ii) überprüft die Zertifizierungsstelle, ob die Einrichtung, die dieses Verfahren durchführt, alle Maßnahmen im Rahmen der nationalen Umsetzung der Richtlinie (EU) 2018/2001 einhält, die eingeführt werden, um sicherzustellen, dass Holzbiomasse gemäß der Rangfolge in Artikel 3 Absatz 3 der Richtlinie (EU) 2018/2001 verwendet wird, einschließlich etwaiger von den Mitgliedstaaten gemäß Artikel 3 Absatz 3a der genannten Richtlinie eingeführter Ausnahmen, wenn der entsprechenden Einrichtung eine einschlägige Förderregelung für die Energieerzeugung zugutekommt;

(iii) überprüft die Zertifizierungsstelle, ob die Einrichtung, die dieses Verfahren durchführt, keine direkte finanzielle Unterstützung von den Mitgliedstaaten für die Nutzung von Sägerundholz, Furnierrundholz, Rundholz in Industriequalität, Stümpfen und Wurzeln zur Energieerzeugung gemäß Artikel 3 Absatz 3c der Richtlinie (EU) 2018/2001 erhält;

(c) die Biomasse, Biokraftstoffe, flüssigen Biobrennstoffe oder Biomasse-Brennstoffe, aus der bzw. denen emittiertes CO_2 abgeschieden wird, oder aus der bzw. denen die Biokraftstoffe, flüssigen Biobrennstoffe oder Biomasse-Brennstoffe, aus denen emittiertes CO_2 abgeschieden wird, erzeugt werden, wird nicht als Rohstoff mit einem hohen Risiko indirekter Landnutzungsänderungen im Sinne der Richtlinie (EU) 2018/2001 eingestuft;

(d) wird Biomasse aus Gebieten gewonnen, die von der zuständigen nationalen Behörde für Erhaltungszwecke ausgewiesen wurden, einschließlich Gebieten, die unter den nationalen Wiederherstellungsplan gemäß der Verordnung (EU) 2024/1991 fallen, oder aus geschützten Lebensräumen, so muss die Beschaffung mit den Erhaltungs- und Wiederherstellungszielen für diese Gebiete im Einklang stehen.

4.3. **Vermeidung nicht nachhaltiger Nachfrage nach Biomasse-Rohstoffen**

4.3.1. *Anforderungen an BioCCS*

Jegliche Biomasse, Biokraftstoffe, flüssigen Biobrennstoffe oder Biomasse-Brennstoffe, aus der bzw. denen emittiertes CO_2 abgeschieden wird, wird bzw. werden hauptsächlich zu dem Zweck verbraucht, ein anderes Produkt als CO_2 für die Abscheidung zu erzeugen, und der Prozess darf nicht so angepasst werden, dass die Erzeugung von CO_2 pro Outputeinheit erhöht wird, wenn diese Anpassung ausschließlich zur Erhöhung der zur Abscheidung verfügbaren CO_2-Menge vorgenommen wird. Dies schließt jedoch nicht Anpassungen zur Erhöhung des Anteils des Outputs der Anlage, der der CO_2-Abscheidung unterzogen werden kann – wenn beispielsweise eine Anlage über zwei Verbrennungseinheiten verfügt, von denen eine eine CO_2-Abscheidungseinheit umfasst, kann die Anlage bestrebt sein, die Nutzung der Einheit mit CO_2-Abscheidung zu maximieren, auch wenn dies die Gesamtwärmeeffizienz der Anlage geringfügig verringert – oder zur Erhöhung der Gesamteffizienz eines Produktionssystems aus.

Um eine nicht nachhaltige Nachfrage nach Biomasse-Rohstoffen zu vermeiden, gelten die folgenden zusätzlichen Anforderungen für Anlagen, bei denen der Hauptzweck des Verbrauchs von Biomasse, Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen oder Biomasse-Brennstoffen in der Erzeugung von Wärme oder Strom besteht:

(a) Handelt es sich bei der Anlage zur Erzeugung von Wärme oder Strom um eine neu gebaute Anlage, die nicht mehr als ein Jahr vor Beginn des Tätigkeitszeitraums in Betrieb genommen wurde, oder um eine Anlage, die zuvor teilweise oder vollständig Ausgangsstoffe in Form von fossilen Brennstoffen verbraucht hat und die angepasst wurde, um den Anteil von Biomasse, Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen oder Biomasse-Brennstoffen am Rohstoffgemisch nicht mehr als ein Jahr vor Beginn des Tätigkeitszeitraums zu erhöhen, so weisen die Betreiber nach, dass die Anlage ohne die CO_2-Entnahmetätigkeit weiterhin wirtschaftlich tragfähig wäre, d. h., dass der Nettobarwert für eine Version der Anlage ohne die Kosten der CO_2-Abscheidung oder die Einnahmen aus CO_2-Entnahmeeinheiten oder eine andere Unterstützung, die auf der Durchführung von CO_2-Entnahmen beruht, positiv wäre;

(b) in allen anderen Fällen weisen die Betreiber nach, dass die Nennkapazität der Anlage zur Energieerzeugung nicht um mehr als die Menge gestiegen ist, die für die Energieversorgung für den Abscheidungsprozess erforderlich ist, und zwar im Vergleich zur Nennkapazität entweder zu dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage oder drei Jahre vor Beginn des Tätigkeitszeitraums, je nachdem, welcher dieser Zeitpunkte später liegt.

Diese Anforderungen gelten nicht für Anlagen, in denen Abfall in Energie umgewandelt wird und in denen Abfälle oder Reststoffe mit Ausnahme von landwirtschaftlichen, Aquakultur-, Fischerei- und forstwirtschaftlichen Reststoffen verbrannt werden, und auch nicht für Anlagen, in denen Biomasse, Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe oder Biomasse-Brennstoffe für nichtenergetische Anwendungen oder für Energieanwendungen genutzt wird bzw. werden, bei denen Wärme und Strom nicht die primären Outputs sind (z. B. Biokraftstoff- oder Biogaserzeugung), und nicht für Anlagen, in denen Biomasse, Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe oder Biomasse-Brennstoffe als Teil einer chemischen Reaktion in einem industriellen Prozess zur Erzeugung eines anderen Produkts als Wärme oder Strom verwendet wird bzw. werden, selbst wenn in diesem Prozess auch Energie aus der Biomasse oder den Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen oder Biomasse-Brennstoffen gewonnen wird.

Wenn der Ausgangsstoff, der in der Anlage verarbeitet wird und aus dem CO_2 abgeschieden wird, Nahrungs- und Futtermittelpflanzen oder Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe oder Biomasse-Brennstoffe auf Basis von Nahrungs- und Futtermittelpflanzen umfasst, so ist es nicht zulässig, aus diesem Ausgangsstoff gewonnene Energie für den Abscheidungsprozess zu verwenden, es sei denn, es handelt sich um rückgewonnene Wärme.

4.3.2. *Anforderungen an BCR-Tätigkeiten*

Biokohle-Produktionschargen, in denen die hergestellte Biokohle voraussichtlich 50 % oder mehr des gesamten Energieoutputs in den Nebenprodukten der Biokohle-Produktionsanlage ausmacht (siehe Gleichung [47], Abschnitt 2.2.5.4), dürfen nur aus Abfällen oder Reststoffen im Sinne des Artikels 2 Nummern 23 („Abfall“) und 43 („Reststoff“) der Richtlinie (EU) 2018/2001 oder aus Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen oder Biomasse-Brennstoffen, die aus solchen Abfällen oder Reststoffen erzeugt wurden, hergestellt werden.

4.3.3. *Freiwilliger Ausgleich für Biomasse, die für CO_2-Entnahmetätigkeiten genutzt wird*

Um die Regenerierung natürlicher Kohlenstoffspeicher, die für dauerhafte CO_2-Entnahmen verwendet werden, zu unterstützen, können Betreiber von CO_2-Entnahmetätigkeiten, die auf dem Verbrauch von Biomasse-Ausgangsstoffen beruhen, Bindungseinheiten von CO_2 durch kohlenstoffspeichernde Landbewirtschaftung erwerben.

Die Menge der vom Betreiber erworbenen Bindungseinheiten von CO_2 durch kohlenstoffspeichernde Landbewirtschaftung ist im Konformitätszertifikat anzugeben.

4.4. **Anforderungen in Bezug auf Umweltverschmutzungsrisiken im Zusammenhang mit Biokohle**

Die Betreiber müssen die von den Zertifizierungssystemen festgelegten Anforderungen erfüllen, um die Einhaltung der Schwellenwerte in diesem Abschnitt sicherzustellen. Bei der Festlegung dieser Anforderungen verfolgen die Zertifizierungssysteme einen risikobasierten Ansatz in Bezug auf den erforderlichen Umfang der Probenahmen und Tests, wobei im Falle von Biokohle für die Einbringung in landwirtschaftliche Böden und Waldböden mindestens eine den Anforderungen der Verordnung (EU) 2019/1009 entsprechende Probenahmehäufigkeit erforderlich ist. Die Zertifizierungssysteme schreiben Labortests zur Überprüfung der Einhaltung der Schwellenwerte für jede Produktionscharge vor, es sei denn, ein geringerer Prüfumfang ist angesichts der Eigenschaften des Ausgangsstoffs und des Verfahrens oder durch den Verweis auf die Verteilung historischer Proben für vergleichbare Produktionschargen gerechtfertigt.

Wird nicht biogenes Material bei der Produktion von Biokohle mitverarbeitet, so darf die erzeugte Kohle nicht in landwirtschaftliche Böden und Waldböden eingebracht werden.

4.4.1. *Grenzwerte für Schwermetalle und organische Schadstoffe für in landwirtschaftliche Böden und Waldböden eingebrachte Biokohle*

Die Betreiber müssen mittels Laboranalyse nachweisen, dass die Biokohle nicht mehr als die aufgeführten Konzentrationen der folgenden Stoffe in Gramm pro Tonne Trockensubstanz [g/t TS] aufweist:

(a) Blei: 120 g/t TS;

(b) Cadmium: 1,5 g/t TS;

(c) Kupfer: 100 g/t TS;

(d) Nickel: 50 g/t TS;

(e) Quecksilber: 1 g/t TS;

(f) Zink: 400 g/t TS;

(g) Chrom: 90 g/t TS;

(h) Arsen: 13 g/t TS;

(i) Benzo[e]pyren: 1 g/t TS;

(j) Benzo[j]fluoranthen: 1 g/t TS;

(k) PCB: 0,2 g/t TS;

(l) PCDD/F 0,000020 g TE/t TS (WHO-TEQ 2005);

(m) PAK_{16} ([17]): 6 g/t TS;

(n) PAK_8 ([18]): 1 g/t TS.

Darüber hinaus muss die Biokohle alle einschlägigen nationalen oder lokalen Anforderungen erfüllen.

4.4.2. *Zusätzliche Anforderungen an Biokohle, die vor der Einbringung in landwirtschaftliche Böden und Waldböden einer Matrix zugesetzt wird*

Biokohle kann entweder direkt, ohne mit einem anderen Material vermischt zu werden, oder nachdem sie einer Mischung zugesetzt wurde, nach Verwendung der Biokohle als Zusatzstoff in der anaeroben Vergärung vermischt mit den Gärrückständen aus der anaeroben Vergärung, oder als Teil der Gülle von Nutztieren, an die die Biokohle als Futtermittelzusatzstoff verfüttert wurde, in den Boden eingebracht werden. Gemische müssen aus Biokohle und anderen Komponentenmaterialien bestehen, die die Anforderungen für die jeweilige Komponentenmaterialkategorie gemäß der Verordnung (EU) 2019/1009 erfüllen. Solche Materialien können Gülle, Kompost, flüssige Düngemittel, anaerobe Gärrückstände und andere Substrate umfassen. Für solche Gemische ist eine Produktfunktionskategorie anzugeben, und das Gemisch muss die Anforderungen für die jeweilige Produktfunktionskategorie gemäß der Verordnung (EU) 2019/1009 erfüllen. Die Betreiber dürfen davon ausgehen, dass der dauerhafte Anteil F_{perm} der Biokohle durch ihre Verwendung als Zusatzstoff bei der anaeroben Vergärung oder als Futtermittelzusatzstoff nicht beeinträchtigt wird.

([17]) Summe von Naphthalin, Acenaphthylen, Acenaphthen, Fluoren, Phenanthren, Anthracen, Fluoranthen, Pyren, Benzo[a]anthracen, Chrysen, Benzo[b]fluoranthen, Benzo[k]fluoranthen, Benzo[a]pyren, Indeno[1,2,3-cd]pyren, Dibenzo[a,h]anthracen und Benzo[ghi]perylen.

([18]) Eine Untergruppe von PAK16, die aus der Summe von Benzo[a]pyren, Benzo[a]anthracen, Chrysen, Benzo[b]fluoranthen, Benzo[k]fluoranthen, Dibenzo[a,h]anthracen, Indeno[1,2,3-cd]pyren und Benzo[ghi]perylen besteht.

Wird Biokohle nach der Verwendung als Futtermittelzusatzstoff für Nutztiere in Form von Gülle in Böden eingebracht, so müssen die Betreiber zusätzlich zu den in Abschnitt 4.4.1 genannten Anforderungen in Bezug auf die verwendete Biokohle die folgenden Anforderungen erfüllen:

(a) Die Biokohle-Ausgangsstoffe dürfen nur aus reiner Pflanzenbiomasse oder aus Biomasse-Brennstoffen aus reiner Pflanzenbiomasse bestehen;

(b) die Futtermittelhygieneanforderungen der Verordnung (EG) Nr. 183/2005 des Europäischen Parlaments und des Rates ([19]) sind einzuhalten;

(c) das Verhältnis H/C_{org} der Biokohle darf maximal 0,4 betragen;

(d) mittels Laboranalyse muss nachgewiesen werden, dass die Biokohle – bezogen auf einen Trockensubstanzgehalt von 88 % – nicht mehr als die aufgeführten Konzentrationen der folgenden Stoffe in Gramm pro Tonne Trockensubstanz [g/t 88 %TS] aufweist:

i) Blei: 10 g/t 88 % TS;

ii) Cadmium: 0,8 g/t 88 % TS;

iii) Quecksilber: 0,1 g/t 88 % TS;

iv) Arsen: 2 g/t 88 % TS;

v) PCDD/F: 0,00000075 g TE/t 88 % TS (WHO-TEQ 2005);

vi) PCDD/F + dl-PCB: 0,00000125 g TE/t 88 % TS (WHO-TEQ 2005);

vii) Summe 6 DIN-PCB ([20]): 0,00001 g/t 88 % TS;

viii) Fluor: 150 g/t 88 % TS.

Die Betreiber stellen sicher, dass die gesamte Gülle, die von den Tieren erzeugt wird, die das mit Biokohle versetzte Futtermittel erhalten, entweder vom Tier vor Ort auf natürliche Weise in den Boden eingebracht oder gesammelt und in den Boden eingebracht wird. Die Betreiber dürfen davon ausgehen, dass der dauerhafte Anteil F_{perm} der Biokohle durch ihre Verwendung als Futtermittelzusatzstoff nicht beeinträchtigt wird.

4.4.3. *Grenzwerte für Schwermetalle und organische Schadstoffe für Biokohle, die Produkten zugesetzt oder in Böden, bei denen es sich nicht um landwirtschaftliche Böden oder Waldböden handelt, eingebracht wird*

Nur BCR-Tätigkeiten, bei denen Biokohle Zement, Beton oder Asphalt zugesetzt wird, sind für die Zertifizierung zulässig.

Die Betreiber müssen mittels Laboranalyse nachweisen, dass die Biokohle nicht mehr als die aufgeführten Konzentrationen der folgenden Stoffe in Gramm pro Tonne Trockensubstanz [g/t TS] aufweist:

(a) PAK_8: 4 g/t TS;

(b) Benzo[e]pyren: 1 g/t TS;

(c) Benzo[j]fluoranthen: 1 g/t TS;

(d) PCB: 0,2 g/t TS;

(e) PCDD/F 0,000020 g/t TS (WHO-TEQ 2005).

Darüber hinaus muss die Biokohle alle einschlägigen nationalen oder lokalen Anforderungen erfüllen.

([19]) Verordnung (EG) Nr. 183/2005 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 12. Januar 2005 mit Vorschriften für die Futtermittelhygiene (ABl. L 35 vom 8.2.2005, S. 1, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg/2005/183/oj).

([20]) PCB-28, PCB-52, PCB-101, PCB-138, PCB-153 und PCB-180.