

Systemgrundsätze für die Erzeugung von RFNBO und RCF

Version EU 01

© REDcert GmbH 2025

Dieses Dokument ist frei zugänglich auf der Internetseite www.redcert.org.

Wir weisen darauf hin, dass unsere Dokumente urheberrechtlich geschützt sind. Eine Veränderung unserer Dokumente ist nicht zulässig. Unsere Dokumente oder Teile davon dürfen außerdem ohne unsere Zustimmung weder vervielfältigt noch kopiert werden.

Dokumententitel: „Systemgrundsätze für die Erzeugung von RFNBO und RCF“

Version: EU 01

Datum: 29. November 2025

Gültig ab: 21. Mai 2025

Rechtsverbindliche Grundlage für die Zertifizierung nach dem REDcert-EU System sind ausschließlich die aktuellen Fassungen der englischsprachigen Dokumente, die auf der REDcert-Website unter www.redcert.org veröffentlicht sind.

Inhaltsverzeichnis

1	Vorwort	6
2	Begriffsdefinitionen	7
3	Grundlegende Anforderungen	7
3.1	Anforderungen für die Erzeugung von RFNBO	7
3.2	Anforderungen für die Erzeugung von RFCs	7
3.3	Anforderungen an Entstehungsbetriebe von Stoffströmen	8
3.3.1	Entstehungsbetrieb von Kohlenstoffdioxid (CO ₂).....	8
3.3.2	Entstehungsbetriebe von Abgasen und flüssigen oder festen Abfallströmen	10
4	Teilweise und vollständig erneuerbarer Strom	11
4.1	Vollständig erneuerbarer Strom aus Direktleitung	12
4.2	Vollständig erneuerbarer Strom aus dem Netz	12
4.2.1	Anteil an erneuerbarem Strom > 90 %	12
4.2.2	Strombezugsvertrag und Stromemissionsintensität < 18 gCO ₂ eq/MJ	14
4.2.3	Strombezugsvertrag und Stromemissionsintensität ≥ 18 gCO ₂ eq/MJ	14
4.2.4	Stromverbrauch während eines Bilanzkreisabrechnungszeitintervalls	15
4.3	Bedingung der Zusätzlichkeit	15
4.4	Zeitliche Korrelationsbedingungen	16
4.5	Geographische Korrelationsbedingungen.....	17
5	Bezugsverträge für Strom aus erneuerbaren Quellen und Attributzertifikate für erneuerbare Energien	19
6	Gebotszonen	21
7	Ermittlung der Gesamtemissionen bei der Verwendung des Kraftstoffs.....	23
7.1	Berechnungszeitraum.....	25
7.2	Emissionen aus der Lieferung von Inputs (e _i)	26
7.3	Emissionen aus der Lieferung von Inputs mit unelastischem Angebot (e _{rigid}).....	26
7.3.1	Regeln für die Berücksichtigung des Verlusts der Produktion von Strom, Wärme oder Produkten.....	28

7.3.2	Regeln für die Berücksichtigung der Umleitung von Stoffströmen industrieller Verfahren sowie des Verlusts von Produktionsmengen	28
7.3.3	Regeln für die Ermittlung der THG-Emissionen bei neuen Anlagen	29
7.4	Emissionen aus der Lieferung von Inputs mit elastischem Angebot (e_{elastic}).....	29
7.5	Emissionen aus der derzeitigen Nutzung oder Bestimmung ($e_{\text{ex-use}}$)	30
7.6	Emissionen aus der Nutzung von elektrischem Strom (e_i oder e_p).....	33
7.6.1	Ermittlung der Emissionsintensität auf Basis der Stunden mit voller Produktionslast.....	34
7.6.2	Ermittlung der Emissionsintensität auf Grundlage der marginalen Einheit, die Strom erzeugt	34
7.6.3	Ermittlung der Emissionsintensität auf Grundlage der Methode in Teil C des Anhangs der Delegierten Verordnung (EU) 2023/1185.....	34
7.7	Emissionen aus der Verarbeitung (e_p).....	39
7.8	Emissionen aus der Brennstoffverbrennung während der Endverwendung (e_u) ...	40
7.9	Emissionen aus Transport und Verteilung (e_{td}).....	41
7.10	Emissionseinsparungen durch CO ₂ -Abscheidung und geologische CO ₂ -Speicherung (e_{ccs})	43
7.11	Umgang mit vorgelagerten Emissionen	44
7.12	Verfahren mit mehreren Outputs und Allokationsregeln	45
7.13	Co-Verarbeitung: Ermittlung der THG-Emissionen.....	50
7.14	Ermittlung des THG-Minderungspotenzials durch die letzte Schnittstelle	51
8	Anforderungen an die Massenbilanz	52
8.1	Zu dokumentierende Nachhaltigkeitseigenschaften	52
8.2	Zu dokumentierende Rückverfolgbarkeitsinformationen	53
8.3	Ausstellung von Nachhaltigkeitsnachweisen	53
9	Strom-Kraftstoff-Bilanz.....	54
10	Anforderungen an die Neutrale Kontrolle	57
10.1	Geltungsbereich der Zertifizierung	57
10.2	Zertifizierung von Entstehungsbetrieben	58

10.3	Qualifikation der Auditoren	58
11	Mitgeltende Dokumente	59
12	Anhang	60
12.1	Einschlägige Rechtsvorschriften	60
12.2	Kriterien für gültige CO ₂ -Bepreisungssysteme	60
12.3	Beispiele.....	61
12.3.1	Nutzung von vollständig und teilweise erneuerbarem Strom	61
12.3.2	Herstellung von RFNBO-Diesel aus Methanol und Wasserstoff	65

1 Vorwort

Die Europäische Kommission hat mit der überarbeiteten Richtlinie (EU) 2018/2001 einen gemeinsamen Rahmen zur Förderung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch, insbesondere im Verkehrssektor, geschaffen.

Mit der Verabschiedung der Delegierten Verordnungen (EU) 2023/1184 und (EU) 2023/1185 hat die Europäische Kommission, zusätzlich zu den bereits in der überarbeiteten Richtlinie (EU) 2018/2001 definierten Anforderungen für die Erzeugung von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen, spezifische Anforderungen für die Erzeugung von erneuerbaren Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs (RFNBO) und wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe (RCF) festgelegt.

Erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs (kurz: RFNBO) sind flüssige und gasförmige Kraft-/Brennstoffe, deren Energiegehalt aus anderen erneuerbaren Quellen als Biomasse stammt. Dies bedeutet, dass die gesamte in RFNBO gespeicherte Energie aus den jeweiligen erneuerbaren Energiequellen stammen muss, in der Regel aus erneuerbarem Strom. Ein möglicher Produktionsweg eines RFNBO ist die Elektrolyse von Wasser unter Verwendung von erneuerbarem Strom zur Erzeugung von Wasserstoff (H_2). Dieser kann entweder direkt als Kraftstoff verwendet oder zur Reduktion von Kohlendioxid (CO_2) genutzt werden, um Kraftstoffe wie das sog. e-Methanol zu synthetisieren.

Wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe (kurz: RCF) sind flüssige und gasförmige Kraftstoffe, die aus flüssigen oder festen Abfallströmen nicht erneuerbaren Ursprungs stammen, die nicht für eine stoffliche Verwertung gemäß Artikel 4 der Richtlinie 2008/98/EG geeignet sind, oder aus Prozess- und Abgasen nicht erneuerbaren Ursprungs, die als unvermeidbare und unbeabsichtigte Folge des Produktionsprozesses in Industrieanlagen entstehen. Diese Art von Kraftstoff wird typischerweise durch thermochemische Umwandlung wie Vergasung oder Pyrolyse der genannten Abfallströme gewonnen.

Dieses Dokument ist Teil der Systemdokumentation des REDcert-EU Zertifizierungssystems und definiert die spezifischen Anforderungen für die Zertifizierung von RFNBO und RCF. Die grundlegenden Anforderungen des REDcert-EU Systems gelten uneingeschränkt, sofern sie nicht ausdrücklich in diesem Dokument beschrieben sind.

2 Begriffsdefinitionen

Im Hinblick auf die Etablierung eines gemeinsamen Verständnisses von den Begriffen und Definitionen, die in diesen Systemgrundsätzen verwendet werden, wird auf das REDcert-EU Dokument „Definitionen im REDcert-EU System“ verwiesen.

Wird in diesem Dokument der Begriff „Kraftstoffhersteller“ verwendet, so bezieht er sich auf einen Wirtschaftsbeteiligten, der flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs oder wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe herstellt.

3 Grundlegende Anforderungen

3.1 Anforderungen für die Erzeugung von RFNBO

Damit ein Kraft-/Brennstoff als RFNBO eingestuft werden kann, muss der Nachweis erbracht werden, dass die Anforderungen an den Strom, der als Input (d.h. zur Erhöhung des Heizwerts des Kraft-/Brennstoffs) verwendet wird, sowie die Anforderungen an das THG-Minderungspotenzial erfüllt wurden. Für die Erzeugung von RFNBO darf nur erneuerbarer Strom als Input verwendet werden (siehe Abschnitt 4). Entspricht der Strom nicht den in Abschnitt 4 beschriebenen Anforderungen, wird der aus dieser Energiequelle stammende Kraft-/Brennstoff als nicht erneuerbarer flüssiger oder gasförmiger Kraftstoff nicht biogenen Ursprungs (Nicht-RFNBO) eingestuft. Es darf nicht-erneuerbarer Strom verwendet werden, der nicht zur Erhöhung des Heizwerts des Kraftstoffs bestimmt ist, d.h. für den Betrieb von Infrastruktur wie Pumpen. Dies muss jedoch in die Berechnung der Gesamtemissionen einfließen, die sich aus der Verwendung des Kraft-/Brennstoffs ergeben.

Gemäß Artikel 29a Absatz 1 der Richtlinie (EU) 2023/2413 (Änderung der Richtlinie (EU) 2018/2001) muss das THG-Minderungspotenzial durch die Verwendung des RFNBO mindestens 70 % des Vergleichswerts für fossile Kraftstoffe betragen, unabhängig vom Datum der Inbetriebnahme der Anlage, die den Kraftstoff herstellt. Für die Berechnung der Emissionseinsparungen gilt die in Abschnitt 7 beschriebene Methode.

3.2 Anforderungen für die Erzeugung von RCFs

Damit ein Kraftstoff als RCF eingestuft werden kann, muss zunächst nachgewiesen werden, dass die Anforderungen an die Abfallherkunft oder die unbeabsichtigte Erzeugung von flüssigen oder festen Abfallströmen oder (Ab-)gasen nicht erneuerbaren Ursprungs, die als

Input verwendet werden, sowie die Anforderungen an das THG-Minderungspotenzial erfüllt sind. Flüssige oder feste Abfallströme nicht erneuerbaren Ursprungs dürfen nur dann als Input für die Herstellung von RCF verwendet werden, wenn sie nicht mehr für das Recycling in Betracht kommen und somit der Abfallhierarchie aus Artikel 4 der Richtlinie 2008/98/EG entsprechen.

Gemäß Artikel 29a Absatz 2 der Richtlinie (EU) 2023/2413 (Änderung der Richtlinie (EU) 2018/2001) muss das THG-Minderungspotenzial durch die Verwendung des RCF mindestens 70 % des Vergleichswerts für fossile Kraftstoffe betragen. Für die Berechnung der Emissionseinsparungen wird die in Abschnitt 7 beschriebene Methode verwendet.

3.3 Anforderungen an Entstehungsbetriebe von Stoffströmen

Entstehungsbetriebe von Stoffströmen sind Betriebe, die CO₂ oder Abgase produzieren, die für die Verwendung bei der Herstellung von RFNBO oder RCF geeignet sind, oder feststellen, dass der entstehende flüssige oder feste Abfallstrom nicht recyclingfähig ist (z.B. Entsorgungs- oder Abfallverwertungsbetriebe).

Im Allgemeinen müssen die Entstehungsbetriebe sicherstellen, dass die gelieferten Stoffströme nicht absichtlich erzeugt wurden, und dem Kraftstoffhersteller eine unterzeichnete Selbsterklärung vorlegen, um nachzuweisen, dass der Stoffstrom in der in Kapitel 7 beschriebenen Berechnung der Treibhausgasemissionen als vermiedene Emission verbucht werden kann – unter Angabe der bestehenden Verwendung oder Bestimmung des Stoffstroms (weitere Einzelheiten zur RCF-Herstellung in Abschnitt 7.5). Der derzeitige Nutzen oder die Bestimmung des Stoffstroms ist derjenige, der in den vorangegangenen drei Kalenderjahren zur Entsorgung des Stoffstroms eingesetzt wurde.

Mit der Abgabe der unterschriebenen Selbsterklärung erteilt der Entstehungsbetrieb seine Zustimmung zu regelmäßigen Kontrollen zur Überprüfung der in der Selbsterklärung gemachten Angaben. Während der Kontrolle müssen die Auditoren die in der Selbsterklärung gemachten Angaben wie Menge, derzeitiger Nutzen oder Bestimmung und die Eigenschaften des Stoffstroms (z.B. Abfalleigenschaften oder Art des CO₂) prüfen.

3.3.1 Entstehungsbetrieb von Kohlenstoffdioxid (CO₂)

Im Falle von CO₂ darf nur CO₂ aus bestimmten Quellen als vermiedene Emissionen angerechnet werden. Damit die Anrechnung möglich ist, muss der Entstehungsbetrieb nachweisen, dass das CO₂ nicht absichtlich erzeugt wurde und nicht bereits eine

Anrechnung für seine Abscheidung in einem anderen System erfolgt ist. Stammt CO₂ aus einer der folgenden Quellen und wird es bei der Herstellung in die Molekülstruktur des Kraftstoffs eingebaut, können die dadurch eingesparten Emissionen vom Kraftstoffhersteller angerechnet werden:

- das CO₂ wurde aus einer Aktivität erfasst, die in Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG¹ aufgelistet ist, und wurde vorgelagert in einem gültigen CO₂-Bepreisungssystem² erfasst (nur zulässig bis 2036; wenn das CO₂ aus einer anderen Quelle als der Verbrennung von Brennstoffen für die Stromerzeugung stammt, bis 2041), oder
- das CO₂ wurde aus der Luft abgeschieden oder
- das abgeschiedene CO₂ stammt aus der Herstellung oder Verbrennung von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen oder Biomasse-Brennstoffen, die die Kriterien für Nachhaltigkeit und THG-Minderung erfüllen, und die CO₂-Abscheidung wurde nicht auf Emissionseinsparungen durch Abscheidung und Ersetzung von CO₂ gemäß den Anhängen V und VI der geänderten Richtlinie (EU) 2018/2001 angerechnet
- das abgeschiedene CO₂ ist biogenen Ursprungs und stammt aus einem Verfahren, das nicht in den Geltungsbereich der in der überarbeiteten Richtlinie (EU) 2018/2001 festgelegten Kriterien für Nachhaltigkeit und THG-Minderung fällt³
- das abgeschiedene CO₂ stammt aus der Verbrennung von RFNBO oder RCF, das die Kriterien für die Einsparung von Treibhausgasemissionen gemäß Artikel 25 Absatz 2 und Artikel 28 Absatz 5 der geänderten Richtlinie (EU) 2018/2001 und der Delegierten Verordnung (EU) 2023/1185 erfüllen, oder
- das abgeschiedene CO₂ stammt aus einer geologischen CO₂-Quelle und das CO₂ wurde zuvor natürlich freigesetzt.

CO₂ gilt im Rahmen eines gültigen CO₂-Bepreisungssystems als berücksichtigt, wenn die in Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG aufgeführte Aktivität unter ein CO₂-Bepreisungssystem fällt, das von der Europäischen Kommission positiv bewertet wurde, und der Erzeugungsort des CO₂ nachweisen kann, dass Emissionsrechte für die CO₂-Menge annulliert wurden. Die Liste der positiv bewerteten CO₂-Bepreisungssysteme finden Sie nachstehend oder im Anhang des Dokuments „Q&A for the certification of RFNBO and RCF“,

¹ [Richtlinie 2003/87/EG, Anhang I](#)

² Nur CO₂-Bepreisungssysteme, die von der Europäischen Kommission positiv bewertet werden, können als gültiges CO₂-Bepreisungssystem angesehen werden. Die Liste der positiv bewerteten CO₂-Bepreisungssysteme ist im Anhang des [Q&A-Dokuments](#) zu finden, das auf der [Webseite mit freiwilligen Systemen](#) veröffentlicht ist.

³ Befindet sich die CO₂-Quelle in einem Drittland und möchte der Wirtschaftsbeteiligte den Biokraftstoff, den flüssigen Biobrennstoff oder den Biomasse-Brennstoff nicht in die EU ausführen, lässt dies nicht den Schluss zu, dass die Aktivität nicht in den Geltungsbereich der geänderten Richtlinie (EU) 2018/2001 fällt.

das auf der Seite mit freiwilligen Systemen⁴ der Europäischen Kommission veröffentlicht wurde.

Laut dem oben genannten Dokument erfüllen die folgenden Systeme die Anforderung einer vorgelagerten Anrechnung in einem gültigen CO₂-Preissystem:

- EU-EHS, das in 30 Staaten des Europäischen Wirtschaftsraums gilt: in den EU-27-Mitgliedstaaten und in den drei EFTA-Staaten Island, Liechtenstein und Norwegen
- SWISS ETS
- UK ETS

Alle Änderungen an der Liste der gültigen CO₂-Bepreisungssysteme im Dokument „Q&A for the certification of RFNBO and RCF“ durch die Europäische Kommission treten im System unmittelbar nach der Veröffentlichung in Kraft.

Die Kriterien, die ein CO₂-Bepreisungssystem erfüllen muss, um von der Europäischen Kommission als gültig angesehen zu werden, sind in Kapitel 12.2 aufgeführt.

Anträge auf Bewertung der CO₂-Bepreisungssysteme bestimmter Länder im Hinblick auf ihre Konformität mit der Delegierten Verordnung (EU) 2023/1185 können von den jeweils zuständigen Behörden bei der Kommission gestellt werden. Gleiches gilt für CO₂-Bepreisungssysteme auf subnationaler Ebene.

Wird biogenes CO₂ aus einer Anlage zur Herstellung oder Verbrennung von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen oder Biomasse-Brennstoffen abgeschieden, die die Kriterien für Nachhaltigkeit und THG-Minderungspotenzial der überarbeiteten Richtlinie (EU) 2018/2001 erfüllt, ist keine unterzeichnete Selbsterklärung erforderlich, weil der Erzeugungsort bereits jährlich durchgeführten Zertifizierungsprozessen unterliegt.

3.3.2 Entstehungsbetriebe von Abgasen und flüssigen oder festen Abfallströmen

Energiehaltige Abgase (z.B. Hochofengas) und flüssige oder feste Abfallströme sind in der Regel nicht erneuerbaren Ursprungs und dienen daher als Quellen für die Herstellung von

⁴ [Seite mit freiwilligen Systemen](#)

RCF (zu CO₂ in Abgasen siehe Abschnitt 3.3.1). Der Erzeugungsort dieser Art von Stoffströmen muss den oben beschriebenen Anforderungen entsprechen.

Bei festen und flüssigen Abfallströmen ist die in Artikel 4 der Richtlinie 2008/98/EG festgelegte Abfallhierarchie einzuhalten, was bedeutet, dass für die Herstellung von RCF nur Abfallströme genutzt werden dürfen, die nicht für die stoffliche Verwertung geeignet sind. Wenn festgestellt wurde, dass eine stoffliche Verwertung nicht mehr möglich ist, können sowohl Pre-Consumer- als auch Post-Consumer-Abfälle verwendet werden.

4 Teilweise und vollständig erneuerbarer Strom

Wird Strom zur Erhöhung des Heizwerts und damit zur Erzeugung eines RFNBO eingesetzt, darf nur Strom aus anderen erneuerbaren Quellen als Biomasse verwendet werden. In der überarbeiteten Richtlinie (EU) 2018/2001 wird in diesem Zusammenhang zwischen teilweise und vollständig erneuerbarem Strom unterschieden. Ein Kraftstoff, der ausschließlich mit vollständig erneuerbarem Strom hergestellt wird (d.h. dessen Heizwert wird erhöht), kann in Gänze als RFNBO eingestuft werden. Wird hingegen teilweise erneuerbarer Strom verwendet, zählt nur ein Teil des produzierten Kraftstoffs als RFNBO.

Der Anteil von Strom aus erneuerbaren Quellen ist der durchschnittliche Anteil von Strom aus erneuerbaren Quellen, der zwei Jahre vor dem betreffenden Jahr in dem Land ermittelt wurde, in dem der Kraftstoff hergestellt wird. Der RFNBO-Anteil, der aus einem Verfahren hervorgeht, das mit teilweise erneuerbarem Strom betrieben wird, wird anhand von Formel 18 (Abschnitt 7.12) ermittelt.

Die beiden Formen von Strom (vollständig und teilweise erneuerbar) werden bei der Berechnung der THG-Emissionen unterschiedlich behandelt. Bei Strom, der die Bedingungen für vollständig erneuerbaren Strom erfüllt, wird davon ausgegangen, dass die Treibhausgasemissionen null sind. Bei Strom, der teilweise als erneuerbar gilt, müssen die Treibhausgasemissionen auf der Grundlage der in Abschnitt 7.6 beschriebenen Methode bestimmt werden.

Der Anhang zu diesem Dokument enthält ein Beispiel, das zeigt, wie der RFNBO-Anteil zu ermitteln ist und die THG-Emissionen zu berechnen sind, wenn sowohl teilweise als auch vollständig erneuerbarer Strom genutzt wird.

Die Bedingungen, die Strom erfüllen muss, um den Status „vollständig erneuerbar“ zu erhalten, werden im folgenden Abschnitt näher definiert.

4.1 Vollständig erneuerbarer Strom aus Direktleitung

Damit selbst erzeugter Strom (z.B. durch eine Photovoltaikanlage in unmittelbarer Nähe der Anlage) als vollständig erneuerbar gilt, müssen Kraftstoffhersteller folgende Nachweise erbringen:

- die Anlage zur Erzeugung von erneuerbarem Strom ist über eine Direktleitung mit der Anlage zur Herstellung des Kraftstoffs verbunden oder der Strom aus erneuerbaren Energien wird in derselben Anlage erzeugt, in der der Kraftstoff hergestellt wird, und
- die Anlage zur Erzeugung von erneuerbarem Strom erfüllt die Kriterien für die Zusätzlichkeit, d.h. die Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen wurden frühestens drei Jahre (36 Monate) vor der Inbetriebnahme der Anlage zur Kraftstoffherstellung⁵ in Betrieb genommen, und
- die stromerzeugende Anlage hat keine Netzanbindung oder falls doch, belegt ein Smart-Meter-System, das alle Stromflüsse aus dem Netz misst, dass kein Netzbezug erfolgte oder dass die Menge an Strom, die als Produktionsinput dient, die Menge an tatsächlich erzeugtem vollständig erneuerbarem Strom nicht übersteigt.

4.2 Vollständig erneuerbarer Strom aus dem Netz

4.2.1 Anteil an erneuerbarem Strom > 90 %

Kraftstoffhersteller können Netzstrom als vollständig erneuerbar anrechnen, wenn sich die Anlage, die den Kraftstoff herstellt, in einer Gebotszone befindet, in der der durchschnittliche Anteil an Strom aus erneuerbaren Quellen im vorangegangenen Kalenderjahr über 90 % lag und die Kraftstoffherstellung eine im Verhältnis zum Anteil erneuerbaren Stroms in der Gebotszone festgelegte Stundenhöchstzahl nicht überschreitet.⁶ Die maximale Anzahl von Stunden wird anhand der nachstehenden Formel 1 berechnet.

⁵ Wird die Anlage zur Kraftstoffherstellung um zusätzliche Kapazität erweitert, so gilt die zusätzliche Kapazität als Teil der bestehenden Anlage, sofern die Kapazität am selben Standort zugebaut wird und der Zubau spätestens drei Jahre (36 Monate) nach Inbetriebnahme der Erstanlage erfolgt.

⁶ Sind Gebotszonen mit Ländern identisch, so sind die neuesten von Eurostat veröffentlichten Daten über erneuerbare Energien für die EU-Mitgliedstaaten und die neuesten Daten über den Anteil erneuerbaren Stroms, die von der IEA für Drittländer veröffentlicht wurden, heranzuziehen. Wenn keine IEA-Daten verfügbar sind, können Daten der Statistikämter der Länder herangezogen werden. Sind die Gebotszonen nicht mit Ländern identisch, so sind Daten aus amtlichen nationalen Statistiken zu verwenden, die nach der Methode zur Bestimmung des Anteils erneuerbarer Energien im [SHARES](#)-Tool abgeleitet wurden.

$$t_{\text{maximum}} = t_{\text{Jahr}} \cdot \frac{I_{\text{erneuerbar}}}{I_{\text{gesamt}}}$$

Formel 1

t_{maximum}	Maximale Anzahl von Stunden, in denen der aus dem Netz bezogene Strom in [h] als vollständig erneuerbar angesehen werden kann
t_{Jahr}	Gesamtzahl der Stunden innerhalb eines Jahres (8.760 h)
$I_{\text{erneuerbar}}$	Bruttoendverbrauch von Strom aus erneuerbaren Energien in der Gebotszone im Vorjahr in [kWh]; der Bruttoendverbrauch ist gemäß den Angaben in Artikel 7 Absatz 2 der geänderten Richtlinie (EU) 2018/2001 zu berechnen
I_{gesamt}	Bruttostromerzeugung aus allen in Anhang B der Verordnung (EG) Nr. 1099/2008 aufgeführten Energiequellen, mit Ausnahme von Wasser, das zuvor in die Höhe gepumpt wurde, zuzüglich Einfuhren abzüglich Ausfuhren von elektrischem Strom in die Gebotszone im Vorjahr in [kWh]

Der in Formel 1 beschriebene Zusammenhang würde im Falle eines Anteils von 95 % Strom aus erneuerbaren Quellen in der Gebotszone bedeuten, dass der Kraftstoffhersteller 8.322 Stunden Stromverbrauch als vollständig erneuerbar anrechnen darf. Jede Stunde, die diese Stundenzahl überschreitet, kann als nicht erneuerbar angesehen werden.

Sobald der durchschnittliche Anteil von Strom aus erneuerbaren Quellen in einem Kalenderjahr 90 % übersteigt, kann er in den folgenden fünf Kalenderjahren weiterhin als über 90 % liegend angesehen werden. Liegt der durchschnittliche Anteil von Strom aus erneuerbaren Quellen in fünf aufeinanderfolgenden Jahren unter 90 %, nachdem für eine Gebotszone ein Anteil von 90 % nachgewiesen wurde, gilt der Strom in dieser Gebotszone nur als teilweise erneuerbar.

4.2.2 Strombezugsvertrag und Stromemissionsintensität < 18 gCO₂eq/MJ

Befindet sich die Kraftstoffherstellungsanlage in einer Gebotszone, in der die Emissionsintensität des aus dem Netz entnommenen Stroms weniger als 18 gCO₂eq/MJ⁷ beträgt, so kann Strom aus dem Netz als vollständig erneuerbar gezählt werden, sofern der Nachweis erbracht wird, dass der Kraftstoffhersteller einen oder mehrere Verträge über den Bezug von Strom aus erneuerbaren Energien mit Wirtschaftsbeteiligten geschlossen hat, die in einer oder mehreren Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien Strom erzeugen, und zwar für einen Betrag, der mindestens der Menge an Strom entspricht, der als vollständig erneuerbar geltend gemacht wird, und der geltend gemachte Strom wird in diesen Anlagen tatsächlich erzeugt. Die Bedingungen der zeitlichen (Abschnitt 4.4) und der geographischen Korrelation (Abschnitt 4.5) müssen erfüllt sein.

4.2.3 Strombezugsvertrag und Stromemissionsintensität ≥ 18 gCO₂eq/MJ

Befindet sich die Kraftstoffherstellungsanlage in einer Gebotszone, in der die Emissionsintensität des aus dem Netz entnommenen Stroms größer als oder gleich 18 gCO₂eq/MJ⁷ ist, so kann Strom aus dem Netz als vollständig erneuerbar gezählt werden, sofern der Nachweis erbracht wird, dass der Kraftstoffhersteller einen oder mehrere Verträge über die Bezug von Strom aus erneuerbaren Energien mit Wirtschaftsbeteiligten geschlossen hat, die in einer oder mehreren Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien Strom erzeugen, und zwar für einen Betrag, der mindestens der Menge an Strom entspricht, der als vollständig erneuerbar geltend gemacht wird, und der geltend gemachte Strom wird in diesen Anlagen tatsächlich erzeugt. Die Bedingungen der Zusätzlichkeit (Abschnitt 4.3) und der zeitlichen (Abschnitt 4.4) sowie geografischen Korrelation (Abschnitt 4.5) müssen erfüllt sein.

⁷ Die Emissionsintensität von Strom muss nach der im Abschnitt 7.6.3 beschriebenen Methode auf der Grundlage der neuesten verfügbaren Daten bestimmt werden. Sobald die Emissionsintensität des aus dem Netz bezogenen Stroms in einem Kalenderjahr mindestens 18 gCO₂eq/MJ beträgt, wird die durchschnittliche Emissionsintensität von Strom in den folgenden fünf Kalenderjahren weiterhin als niedriger als 18 gCO₂eq/MJ angenommen.

4.2.4 Stromverbrauch während eines Bilanzkreisabrechnungszeitintervalls

Wird der Strom während eines Bilanzkreisabrechnungszeitintervalls verbraucht, in dem der Kraftstoffhersteller nachweisen kann, dass

- Stromerzeugungsanlagen, die erneuerbare Energiequellen nutzen, gemäß Artikel 13 der Verordnung (EU) 2019/943 ein Redispatch erfolgt ist, und
- der für die Herstellung des Kraftstoffs verbrauchte Strom den Bedarf an einem Redispatch um einen entsprechenden Betrag verringert hat,

kann der Strom, der aus dem Netz bezogen wird, als vollständig erneuerbar angerechnet werden.

Außerhalb der Europäischen Union ist dies nur dann möglich, wenn das Nicht-EU-Land sehr ähnliche Marktregeln wie die Europäische Union hat, z.B. wenn es Institutionen gibt, die die Pflichten der nationalen Übertragungsnetzbetreiber übernehmen, und wenn Regeln für den Redispatch gelten. Beabsichtigt der Kraftstoffhersteller, von dieser Möglichkeit der Energiebeschaffung Gebrauch zu machen, müssen die Auditoren im Vorfeld die Marktgegebenheiten daraufhin untersuchen, ob sie den Verhältnissen in der Europäischen Union sehr ähnlich sind.

4.3 Bedingung der Zusätzlichkeit

Damit Elektrizität als vollständig erneuerbarer Strom eingestuft werden kann, müssen Kraftstoffhersteller, unabhängig davon, ob sie Strom aus erneuerbaren Energien in ihren eigenen Anlagen erzeugen oder Verträge über den Bezug von Strom aus erneuerbaren Energien für die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen abgeschlossen haben, folgende Nachweise erbringen:

- die Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen wurden frühestens drei Jahre (36 Monate) vor der Inbetriebnahme der Anlage zur Kraftstoffherstellung in Betrieb genommen^{8,9}

⁸ Wird eine bestehende Anlage zur Kraftstoffherstellung um zusätzliche Kapazität erweitert, so gilt die zusätzliche Kapazität als gleichzeitig mit der Erstanlage in Betrieb genommen, sofern die Kapazität am selben Standort zugebaut wird und der Zubau spätestens drei Jahre (36 Monate) nach Inbetriebnahme der Erstanlage erfolgt.

⁹ Erfüllte eine Anlage zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen zum Zeitpunkt des Abschlusses der ersten Vereinbarung die Bedingungen für die Inbetriebnahme der Anlage und läuft diese Frist aus, so kann davon ausgegangen werden, dass das Datum der Inbetriebnahme der Anlage zur Erzeugung von erneuerbarem Strom und das Datum der Inbetriebnahme der Kraftstoffherstellungsanlage im Rahmen einer neuen Vereinbarung dasselbe sind.

- Die Anlage zur Erzeugung von erneuerbarem Strom erhielt keine Unterstützung in Form von Betriebs- oder Investitionsbeihilfen. Davon ausgenommen sind Beihilfen, die Anlagen vor ihrem Repowering bezogen haben, finanzielle Beihilfen für Grundstücke oder Netzanschlüsse, Beihilfen, die keine Nettoförderung darstellen, wie z.B. vollständig zurückgezahlte Beihilfen, und Beihilfen für Anlagen, die Strom aus erneuerbaren Quellen erzeugen und Anlagen versorgen, die flüssige und gasförmige Kraftstoffe erneuerbaren, nicht biogenen Ursprungs herstellen, die zu Forschungs-, Test- und Demonstrationszwecken genutzt werden. Wenn Anlagen, die Strom aus erneuerbaren Quellen erzeugen, gegenüber Anlagen zur Erzeugung von nicht erneuerbarem Strom steuerlich bevorzugt behandelt werden, handelt es sich ebenfalls nicht um eine Förderung, die in Form von Betriebs- oder Investitionsbeihilfen berücksichtigt wird.

Ob z.B. ein Differenzkontrakt eine Nettoförderung darstellt, muss ex ante geprüft und nachträglich verifiziert werden. Für die Ex-ante-Prüfung müssen die Kraftstoffhersteller auf der Grundlage der Bedingungen des Differenzkontrakts nachweisen, dass es unwahrscheinlich ist, dass der Vertrag zu einer Nettoförderung für die vertraglich vereinbarte Anlage zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen führen wird. Bei der Ex-post-Verifizierung müssen die Kraftstoffhersteller nachweisen, dass die vertraglich vereinbarten Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen keine Nettoförderung erhalten haben.

Diese Bedingungen gelten nicht bis zum 1. Januar 2038 für Anlagen, die RFNBO herstellen und vor dem 1. Januar 2028 in Betrieb gegangen sind. Diese Ausnahme gilt nicht für Kapazitäten, um die eine Anlage nach dem 1. Januar 2028 erweitert wurde. „Inbetriebnahme“ heißt in diesem Zusammenhang der Beginn der Produktion, was jede Form der kommerziellen Produktion von RFNBO einschließt, das für die Nutzung oder den Verkauf bestimmt ist und über einen reinen Probelauf der Anlage hinausgeht.

4.4 Zeitliche Korrelationsbedingungen

Regelung bis zum 31. Dezember 2029: Kraftstoffhersteller müssen sicherstellen, dass die für die Kraftstoffherstellung verwendete Menge Strom, die als vollständig erneuerbar deklariert wurde, innerhalb desselben Kalendermonats von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie erzeugt wurde. Das bedeutet, dass die Menge des erzeugten Kraftstoffs unter Berücksichtigung der Konversionsraten dem Strom entsprechen muss, der als vollständig erneuerbar deklariert wurde und im Kalendermonat nachweislich produziert wurde.

Diese Anforderung ist auch erfüllt, wenn der Kraftstoffhersteller nachweisen kann, dass erneuerbarer Strom aus einem neuen Speicher bezogen wurde, der sich hinter demselben Netzanschlusspunkt wie der Elektrolyseur oder die Anlage zur Erzeugung von erneuerbarem Strom befindet und der im selben Kalendermonat geladen wurde, in dem der Strom erzeugt wurde.

Regelung ab dem 1. Januar 2030: Kraftstoffhersteller müssen sicherstellen, dass die für die Kraftstoffherstellung verwendete Strommenge, die als vollständig erneuerbar deklariert wurde, von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien innerhalb desselben einstündigen Zeitraums erzeugt wurde. Das bedeutet, dass die Menge des erzeugten Kraftstoffs unter Berücksichtigung der Konversionsraten dem Strom entsprechen muss, der als vollständig erneuerbar deklariert und nachweislich in diesem einstündigen Zeitraum produziert wurde.

Diese Anforderung ist auch erfüllt, wenn der Kraftstoffhersteller nachweisen kann, dass erneuerbarer Strom aus einem neuen Speicher bezogen wurde, der sich hinter demselben Netzanschlusspunkt wie der Elektrolyseur oder die Anlage zur Erzeugung von erneuerbarem Strom befindet und der im selben einstündigen Zeitraum geladen wurde, in dem der Strom erzeugt wurde.

Die Bedingung der zeitlichen Korrelation gilt als erfüllt, wenn der Kraftstoff während eines einstündigen Zeitraums hergestellt wird, in dem der Clearingpreis für Strom, der sich aus der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung in der Gebotszone gemäß Artikel 39 Absatz 2 Buchstabe a der Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission ergibt, höchstens 20 EUR pro MWh oder weniger als das 0,36-fache des Preises eines Zertifikats für die Emission einer Tonne Kohlendioxid-Äquivalent während des betreffenden Zeitraums beträgt. Das dient der Erfüllung der Anforderungen der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates.¹⁰

Für den Fall, dass ein Mitgliedstaat die Anforderungen bezüglich der stündlichen Korrelation bereits ab dem 1. Juli 2027 anwendet, muss der Kraftstoffhersteller diese Anforderung in dem Mitgliedstaat erfüllen, der die Anforderung bereits früher anwendet.

4.5 Geographische Korrelationsbedingungen

Die Bedingungen für die geographische Korrelation gelten als erfüllt, wenn am Standort des Elektrolyseurs mindestens eines der folgenden Kriterien erfüllt ist:

¹⁰ Es ist der Preis des vorherigen Handelstages für Dezember-Futures für das laufende Jahr anzuwenden. Geeignete Quellen für diese Werte sind der [ICE-Index](#) oder die [EEX](#).

- die Anlage zur Erzeugung von erneuerbarem Strom befand sich zum Zeitpunkt ihrer Inbetriebnahme in derselben Gebotszone wie der Elektrolyseur oder
- die Anlage zur Erzeugung von erneuerbarem Strom befindet sich in einer Verbundgebotszone oder ist an ein zusammenhängendes Stromnetz angeschlossen, und die Strompreise im relevanten Zeitraum auf dem Day-Ahead-Markt sind in der Verbundgebotszone gleich oder höher als in der Gebotszone, in der sich der Elektrolyseur befindet, oder
- die Anlage zur Erzeugung von erneuerbarem Strom befindet sich in einer Offshore-Gebotszone, die mit der Gebotszone, in der sich der Elektrolyseur befindet, verbunden ist.

Führt ein Mitgliedstaat zusätzliche Kriterien für die geografische Korrelation ein, muss der Kraftstoffhersteller diese Anforderung in dem Mitgliedstaat erfüllen, der die zusätzlichen Anforderungen eingeführt hat.

5 Bezugsverträge für Strom aus erneuerbaren Quellen und Attributzertifikate für erneuerbare Energien

Der Vertrag über den Bezug von Strom aus erneuerbaren Energien, den der Kraftstoffhersteller abschließen muss, damit Strom als vollständig erneuerbar gilt (Abschnitte 4.4.2 und 4.4.3), muss vom Kraftstoffhersteller direkt oder über einen Vermittler mit dem Wirtschaftsbeteiligten der Anlage zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien geschlossen werden. Vermittler können auf verschiedene Weise und zu unterschiedlichen Zwecken eingeschaltet werden, auch als Vertragspartei. Vermittler können zum Beispiel die Stromerzeuger vertreten. Es muss jedoch eine direkte Beziehung zwischen Stromerzeuger und Kraftstoffhersteller aufrechterhalten werden.

Unabhängig davon, ob der Kraftstoffhersteller den Vertrag über den Bezug von Strom aus erneuerbaren Energien direkt oder über einen Vermittler abgeschlossen hat, muss die Anlage, in der der Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wird, durch die im Vertrag enthaltenen Angaben eindeutig identifizierbar sein. Darüber hinaus müssen die im Vertrag über den Bezug von Strom aus erneuerbaren Energien enthaltenen Daten ausreichen, um die Einhaltung der Anforderungen der Artikel 5 bis 7 der Delegierten Verordnung (EU) 2023/1184 zu gewährleisten. Daher muss der Vertrag über den Bezug von Strom aus erneuerbaren Energien mindestens die folgenden Elemente enthalten:

- den Namen des Betreibers der Anlage, die Strom aus erneuerbaren Quellen erzeugt
- den Namen des Kraftstoffherstellers
- den genauen Standort (Adresse, Längen- und Breitengradkoordinaten) der Anlage, die Strom aus erneuerbaren Quellen erzeugt (einschließlich der Gebotszone und gegebenenfalls der Registrierungsnummer)
- den Standort des Kraftstoffherstellers (einschließlich der Gebotszone)
- die Identität und Kapazität der Anlage zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen
- Angaben zur Energiequelle
- das Inbetriebnahmedatum der Anlage zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen
- Angaben zur Häufigkeit, mit der Einspeiseabrechnungen übermittelt werden
- die Menge an geliefertem Strom aus erneuerbaren Quellen in [MJ]
- die Dauer der Vereinbarung

- Zustimmung des Wirtschaftsbeteiligten, der erneuerbaren Strom erzeugt, dass Auditoren von durch REDcert anerkannte Zertifizierungsstellen die im Vertrag über den Bezug von Strom aus erneuerbaren Energien niedergelegten Daten und die an den Kraftstoffhersteller gelieferte Strommenge durch Vor-Ort-Kontrollen überprüfen können

Die Menge an vollständig erneuerbarem Strom, die vom Kraftstoffhersteller für die Erzeugung von RFNBO verwendet und vom Betreiber der Anlage zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien bereitgestellt wird, muss durch eine entsprechende Anzahl von Herkunftsnachweisen oder Attributzertifikaten für erneuerbare Energien abgedeckt sein. Werden Herkunftsnachweise oder Attributzertifikate für erneuerbare Energie zum Nachweis der Einhaltung der Artikel 5 bis 7 der Delegierten Verordnung (EU) 2023/1184 und als Nachweis für die erzeugte Strommenge verwendet, so müssen sie für die spezifische Anlage ausgestellt worden sein, die unter den Vertrag über den Bezug von Strom aus erneuerbaren Energien fällt.

Die Herkunftsnachweise oder Attributzertifikate für erneuerbare Energie müssen die Anforderungen des Artikels 19 der überarbeiteten Richtlinie (EU) 2018/2001 erfüllen und mindestens folgende Angaben enthalten:

- den Namen des Betreibers der Anlage, die Strom aus erneuerbaren Quellen erzeugt
- die Energiequelle, aus der die Energie erzeugt wurde, sowie das Datum des Beginns und des Endes der Erzeugung
- dass es sich um Elektrizität handelt
- Identität, Standort, Art und Kapazität der Anlage, in der die Energie erzeugt wurde
- ob die Anlage eine Investitionsförderung erhalten hat und ob die Energieeinheit auf andere Weise in den Genuss einer nationalen Förderregelung gekommen ist, und wenn ja, welche Art der Förderung
- das Inbetriebnahmedatum der Anlage zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen
- das Ausstellungsdatum und das Ausstellungsland sowie eine eindeutige Identifikationsnummer

Es muss sichergestellt werden, dass Herkunftsnachweise für erneuerbaren Strom immer vor Ablauf ihrer Gültigkeit annulliert werden und dass die Menge der im Bezugsvertrag für Strom aus erneuerbaren Energien festgelegten Strommenge entspricht. Die Anforderungen an Herkunftsnachweise gelten auch in den Fällen, in denen die Delegierte Verordnung (EU)

2023/1184 den Abschluss eines Bezugvertrags für Strom aus erneuerbaren Energien nicht vorschreibt.

Soweit Herkunftsnachweise oder andere gültige Energieattributzertifikate für erneuerbare Energien von einem nationalen Register ausgestellt wurden, wurden die technischen und rechtlichen Anforderungen bereits im Rahmen der Registrierung der Anlage von einem unabhängigen Sachverständigen geprüft und können entsprechend anerkannt werden. Eine weitere Überprüfung des Wirtschaftsbeteiligten, der die Anlage zur Erzeugung von erneuerbarem Strom betreibt, ist daher nicht verpflichtend. Ergibt die Risikobewertung der Zertifizierungsstelle jedoch ein erhöhtes Risiko, muss eine Kontrolle der Anlage zur Erzeugung von erneuerbarem Strom durchgeführt werden.

6 Gebotszonen

Eine Gebotszone ist das größte geografische Gebiet, in dem Marktteilnehmer ohne Kapazitätsvergabe Energie austauschen können. Sie ist ein wichtiges Element der Gestaltung des Elektrizitätsmarktes in der Europäischen Union. Dieses Prinzip der Marktgestaltung wird jedoch nicht überall außerhalb der Europäischen Union in gleicher Weise umgesetzt, weshalb besondere Regeln für die geografische Korrelation gelten. Sie dienen dazu, die Umsetzbarkeit der Anforderungen der Delegierten Verordnungen außerhalb der Europäischen Union zu gewährleisten.

Vor dem Audit müssen sich die Auditoren mit den Gegebenheiten des Elektrizitätsmarktes in dem Land, in dem der Kraftstoffhersteller tätig ist, vertraut machen und Kontrollen in Bezug auf Gebotszonen nach folgender Methodik durchführen:

- Die Auditoren müssen prüfen, ob am Standort des Elektrolyseurs Marktvorschriften gelten, die mit den in der Verordnung (EU) 2019/943 festgelegten Regeln für Gebotszonen vergleichbar sind. „Vergleichbar“ bedeutet in diesem Zusammenhang, dass es Regeln gibt, die die Festlegung von Stundenpreisen für Strom in einem geografischen Gebiet vorschreiben. Gibt es solche Regeln, muss das geografische Gebiet, für das die Preise festgelegt werden, für die Zwecke der Anwendung der Methode als Gebotszone betrachtet werden.
- Gibt es solche Regeln nicht, müssen die Auditoren beurteilen, ob das Stromnetz im Erzeugungsland ein Verbundnetz ist oder ob es mehrere getrennte Netze gibt. Gibt es mehrere Netze, sollte jedes Netz für die Zwecke der Umsetzung der Methodik als Gebotszone betrachtet werden.

- Ist das Stromnetz des Landes ein Verbundnetz, kann das gesamte Land für die Zwecke der Umsetzung der Delegierten Verordnung als eine Gebotszone betrachtet werden.

Schreibt die Methodik vor, dass bestimmte Bedingungen im Zusammenhang mit dem Konzept einer Gebotszone erfüllt sein müssen, z.B. in Bezug auf den durchschnittlichen Anteil von Strom aus erneuerbaren Quellen (Abschnitt 4.2), können die Bedingungen nur dann als erfüllt gelten, wenn die Einhaltung auf der Grundlage zuverlässiger Daten aus amtlichen Quellen nachgewiesen werden kann.

7 Ermittlung der Gesamtemissionen bei der Verwendung des Kraftstoffs

Die Summe der Treibhausgasemissionen aus der Nutzung der RFNBO oder RCF ist mit Formel 2 zu berechnen.

$$E = e_i + e_p + e_{td} + e_u - e_{ccs} \quad \text{Formel 2}$$

wobei gilt: $e_i = e_{\text{elastic}} + e_{\text{rigid}} - e_{\text{ex-use}} \quad \text{Formel 3}$

E	Gesamtemissionen aus der Verwendung des Kraftstoffs in [gCO ₂ eq/MJ]
e_i	Emissionen aus der Lieferung von Inputs in [gCO ₂ eq/MJ]
e_{elastic}	Emissionen aus Inputs mit elastischem Angebot in [gCO ₂ eq/MJ]
e_{rigid}	Emissionen aus Inputs mit unelastischem Angebot in [gCO ₂ eq/MJ]
e_{ex-use}	Emissionen aus der derzeitigen Nutzung oder Bestimmung von Inputs in [gCO ₂ eq/MJ]
e_p	Emissionen aus der Verarbeitung in [gCO ₂ eq/MJ]
e_{td}	Emissionen aus Transport und Verteilung in [gCO ₂ eq/MJ]
e_u	Emissionen aus der Verbrennung des Kraftstoffs bei seiner Endverwendung [gCO ₂ eq/MJ]
e_{ccs}	Emissionseinsparungen durch Kohlenstoffdioxidabscheidung und geologische Speicherung in [gCO ₂ eq/MJ]

Im Gegensatz zur Wertschöpfungskette von Biokraftstoffen, in der klar zwischen Zwischenprodukten und Fertigkraftstoffen unterschieden werden kann, ist diese Unterscheidung in der Wertschöpfungskette für RFNBO und RCF nicht immer möglich. So kann RFNBO-H₂ sowohl als Treibstoff in einer Brennstoffzelle als auch als Input und damit als Zwischenprodukt in der Wertschöpfungskette für die Methanolproduktion genutzt werden.

Wirtschaftsbeteiligte, die Teil der RFNBO- und/oder RCF-Wertschöpfungskette sind, müssen die Emissionen in ihrem spezifischen Produktionsschritt/an ihrer Position in der Wert-

schöpfungskette ermitteln, d.h. die Emissionen müssen dort ermittelt werden, wo sie anfallen.

Kraftstoffhersteller, die ein Zwischenprodukt an ein nachgelagertes Unternehmen liefern, müssen die THG-Emissionsintensität für das von ihnen hergestellte Zwischenprodukt auf der Grundlage der in diesem Dokument beschriebenen Methodik bestimmen. Emissionen aus der Verbrennung von Kraftstoffzwischenprodukten (e_u) müssen nicht berechnet werden, da diese nur für den finalen Kraftstoff relevant sind.

Die Kraftstoffproduzenten, die den aus der Wertschöpfungskette resultierenden finalen Kraftstoff herstellen, stellen die so genannte letzte Schnittstelle der Wertschöpfungskette von RFNBO und RCF dar. Sie müssen die Gesamtemissionen aus der Verwendung des Kraftstoffs, einschließlich des nachgelagerten Transports und der Verteilung sowie e_u des Fertigkraftstoffs, berechnen. Darüber hinaus muss die letzte Schnittstelle die THG-Einsparungen ermitteln, die sich aus der Verwendung des Kraftstoffs im Vergleich zur Vergleichsgröße für fossile Kraftstoffe ergeben.

Kraftstoffhersteller, die einen Kraftstoff sowohl als aus der Wertschöpfungskette resultierenden Fertigkraftstoff als auch als Zwischenprodukt (z.B. Methanol) vertreiben, müssen dokumentieren, welche Mengen für den Direktvertrieb des Kraftstoffs und welche Mengen an nachgelagerte Unternehmen geliefert wurden.

Die Formelelemente in Formel 2 und die Gesamtemissionen aus der Verwendung des RFNBO oder RCF (E) sind in der Einheit $[\text{gCO}_2\text{eq/MJ}_{\text{fuel}}]$ zu berechnen. Zu diesem Zweck werden die Gesamtemissionen des Verfahrens (in gCO_2eq) durch die Gesamtmenge des aus dem Verfahren stammenden Kraftstoffs dividiert (in MJ).

Werden Zwischenprodukte zwischen Kraftstoffherstellern gehandelt, so sind auch die aus den Verfahren bis zur Wertschöpfungsstufe resultierenden THG-Emissionen in der Einheit $[\text{gCO}_2\text{eq/MJ}_{\text{Zwischenprodukt}}]$ zu kommunizieren.

Die Treibhausgase Methan (CH_4), Distickstoffmonoxid (N_2O) und Kohlenstoffdioxid (CO_2) müssen bei der Berechnung der Emissionen berücksichtigt und gemäß Anhang V Teil C Absatz 4 der überarbeiteten Richtlinie (EU) 2018/2001 in CO_2 -Äquivalente umgerechnet werden.

Die Kraftstoffhersteller müssen sicherstellen, dass die Berechnung der Treibhausgasemissionen auf genauen, gut dokumentierten und aktuellen Daten beruht. Bei der Verwendung von Standardwerten und/oder Netzemissionsfaktoren, die in Teil B oder Teil C der Delegierten Verordnung (EU) 2023/1185 aufgeführt sind, müssen die Kraftstoffhersteller die jeweils neueste Version der Werte verwenden. Etwaige Änderungen oder

Aktualisierungen dieser Werte werden innerhalb des REDcert-EU Systems unverzüglich wirksam.

Besteht die Gesamtmenge des bei einem Verfahren anfallenden Kraftstoffs aus einem Gemisch aus RFNBO, RCF und anderen Kraftstoffarten, so ist für alle Kraftstoffe, die aus dem Verfahren hervorgehen, von der gleichen THG-Emissionsintensität auszugehen. Die Ausnahme von dieser Regel bildet die Co-Verarbeitung, bei der RFNBO und RCF einen konventionellen Input (z.B. fossilen Ursprungs) oder Biomasse in einem Verfahren nur teilweise ersetzen. Dabei werden die THG-Emissionen aus der Kraftstoffherstellung auf Basis der Energie der Inputs anteilig auf die jeweilige Kraftstoffart verteilt (siehe Abschnitte 7.12 und 7.13).

Emissionen aus der Schaffung der Infrastruktur, die für die Herstellung von RFNBO oder RCF erforderlich ist (z.B. Pipelines), müssen nicht einbezogen werden. Zudem ist es nicht erforderlich, Inputs in die Berechnung einfließen zu lassen, die nur geringe oder keine Auswirkungen auf das Ergebnis haben, so z.B. in geringen Mengen bei der Verarbeitung verwendete Chemikalien. Inputs mit allenfalls geringen Auswirkungen sind solche, die einen berechneten Anteil von weniger als 0,5 % an den Emissionen des jeweiligen Formelelements in Formel 2 haben.

7.1 Berechnungszeitraum

Die Intensität der Treibhausgasemissionen kann als Durchschnitt für die gesamte Produktion von Kraftstoffen während eines bestimmten Zeitraums berechnet werden. Der maximal zulässige Zeitraum beträgt einen Kalendermonat. Wird Elektrizität, die als vollständig erneuerbar gilt (siehe Abschnitt 4), als Input verwendet, der den Heizwert des Kraftstoffs erhöht, so muss das Zeitintervall den Anforderungen an die zeitliche Korrelation entsprechen. Es ist auch möglich, die Berechnung chargenspezifisch zu gestalten, wenn dies mit der zeitlichen Korrelation vereinbar ist. Das bedeutet, dass die Gesamtemissionen aus der Verwendung des Kraftstoffs für jede einzelne Charge ermittelt werden müssen.

Gegebenenfalls können dann die für einzelne Zeitintervalle berechneten Werte für die Intensität der Treibhausgasemissionen gemittelt werden (Formel 4). Dies ist zulässig, solange das Zeitintervall, für das der Durchschnitt ermittelt wird, nicht länger als einen Monat ist und die Einzelwerte die Mindesteinsparschwelle von 70 % gegenüber der fossilen Vergleichsgröße erreichen.

$$E_{av} = \sum_i S_i \cdot E_i$$

Formel 4

E_{av}	Durchschnittliche Gesamtemissionen aus der Verwendung des Kraftstoffs in [gCO ₂ eq/MJ]
S_i	Anteil des Kraftstoffs an der Gesamtmenge des Kraftstoffs im Zeitintervall
E_i	Gesamtemissionen aus der Verwendung des Kraftstoffanteils in [gCO ₂ eq/MJ]

7.2 Emissionen aus der Lieferung von Inputs (e_i)

Die Emissionen aus der Lieferung von Inputs, die für die Herstellung des Kraftstoffs erforderlich sind, sind mit Formel 3 zu berechnen. Formel 3 zeigt Formelelemente für die Emissionen aus der Lieferung von Inputs mit elastischem und unelastischem Angebot sowie für die Emissionen aus der bestehenden Nutzung oder Bestimmung des Inputs. Diese werden im folgenden Abschnitt näher beschrieben.

7.3 Emissionen aus der Lieferung von Inputs mit unelastischem Angebot (e_{rigid})

Bei Inputs mit unelastischem Angebot handelt es sich um Inputs, deren Lieferung kurzfristig nicht erhöht werden kann, um zusätzliche Kraftstoffmengen zu produzieren. So sind beispielsweise die Kohlenstoffquellen, die für die Herstellung von RCF in Frage kommen, allesamt Inputs mit unelastischem Angebot. Inputs gelten auch dann als unelastisch, wenn sie aus integrierten Verfahren¹¹ stammen, bei denen die Outputs in einem festen Verhältnis erzeugt werden, und der zur Herstellung des Kraftstoffs verwendete Input (entsprechend dem Output des integrierten Verfahrens) weniger als 10 % des wirtschaftlichen Werts des Outputs ausmacht.

¹¹ Integrierte Verfahren sind Verfahren, die im selben Industriekomplex stattfinden wie die Kraftstoffherstellung oder

a) Inputs über eine dedizierte Versorgungsleitung liefern oder
b) mehr als die Hälfte der Energie liefern, die für die RFNBO- oder RCF-Produktion benötigt wird.

Emissionen aus Inputs mit unelastischem Angebot müssen die Emissionen umfassen, die sich aus der Umleitung dieser Inputs aus einer früheren oder alternativen Verwendung ergeben. Dabei kann es sich beispielsweise um den Betrieb von Pumpen zum Zwecke der Umleitung handeln oder um zusätzlich notwendige Aufbereitungsschritte wie die Reinigung des Inputs. Darüber hinaus sind THG-Emissionen zu berücksichtigen, die dadurch entstehen, dass der Input mit unelastischem Angebot für seine bisherige Nutzung nicht mehr zur Verfügung steht. Dazu gehört der Ausfall der Produktion von Strom, Wärme oder Produkten, die zuvor mit dem Input erzeugt wurden.

Die grundlegende Methode zur Ermittlung der THG-Emissionen aufgrund der Umleitung des Inputs mit unelastischem Angebot beruht auf der Multiplikation des Betrags des Produktionsverlusts mit der entsprechenden, für den Ausgleich des Verlustes anzusetzenden Emissionsintensität (Formel 5). Zur Berechnung der zu kompensierenden Emissionen in den in Abschnitt 7.3.1, 7.3.2 und 7.3.3 beschriebenen Fällen ist Formel 5 zu verwenden. Die Emissionen aus der Lieferung von Inputs mit unelastischem Angebot (e_{rigid}) müssen dann addiert und durch die Gesamtmenge des im Zeitraum der Berechnungsmethode erzeugten Kraftstoffs dividiert werden (Formel 6).

$$e_{\text{compensation}} = |\text{Loss}| \cdot c_F \quad \text{Formel 5}$$

$$e_{\text{rigid}} = \frac{e_{\text{compensation}} + e_{\text{supply}}}{M_{\text{fuel}}} \quad \text{Formel 6}$$

$e_{\text{compensation}}$	Emissionen resultierend aus der Kompensation des Verlusts an produziertem Output in [gCO ₂ eq]
Loss	Verlustmenge, z.B. Strom- oder Wärmeerzeugung, resultierend aus der Umleitung des Inputs mit unelastischem Angebot in [MJ]
c_F	Emissionsfaktor aus der Kompensation des Verlusts notwendiger Produktion in [gCO ₂ eq/MJ]
e_{rigid}	Emissionen aus Inputs mit unelastischem Angebot in [gCO ₂ eq/MJ]
e_{supply}	Emissionen resultierend aus der Lieferung des Inputs mit unelastischem Angebot (z.B. Transport) in [gCO ₂ eq]
M_{fuel}	Gesamtmenge des im Berechnungszeitraum erzeugten Kraftstoffs in [MJ]

7.3.1 Regeln für die Berücksichtigung des Verlusts der Produktion von Strom, Wärme oder Produkten

Führt die Umleitung des Inputs mit unelastischem Angebot zu einem Verlust an Stromerzeugung, ist der Emissionsfaktor des zu berücksichtigenden Stroms der Faktor für die Netzstromerzeugung in dem Land, in dem die Umleitung stattgefunden hat.

Der Emissionsfaktor ist für jedes Land in Tabelle A von Teil C des Anhangs der Delegierten Verordnung (EU) 2023/1185 aufgeführt. Ist in Tabelle A der Delegierten Verordnung kein Emissionsfaktor für Netzstrom aufgeführt, muss dieser dem Anhang IX der Durchführungsverordnung (EU) 2022/996 oder einer amtlichen Quelle (z.B. Behörden) entnommen werden. Wahlweise kann der Emissionsfaktor auch nach der in Teil C des Anhangs der Delegierten Verordnung (EU) 2023/1185 beschriebenen Methode berechnet werden.

Kommt es durch die Umleitung des Inputs mit unelastischem Angebot zu einem Verlust an Wärmeerzeugung, sind die THG-Emissionen auf Basis der eingesetzten alternativen Wärmequelle zu ermitteln.

Führt die Umleitung des Inputs mit unelastischem Angebot zur Verwendung alternativer Inputs, z.B. für die stoffliche Verwendung, so sind die Emissionen, die sich aus der Bereitstellung dieses alternativen Inputs ergeben, nach der in diesem Dokument beschriebenen Methodik für e_i zu bestimmen.

Die Ermittlung des Verlusts an Strom, Wärme und Produkten, der aus der Umleitung des Inputs aus seiner früheren Nutzung resultiert, muss auf der Grundlage der durchschnittlichen Erzeugung von Strom, Wärme und Produkten in den ersten 20 Jahren seit Beginn der RFNBO- oder RCF-Produktion in der Anlage und in den letzten drei Jahren vor Produktionsbeginn erfolgen. 20 Jahre nach Beginn der Produktion in der RFNBO- oder RCF-Produktionsanlage wird der Verlust auf der Grundlage der Mindestziele für die Energieeffizienz ermittelt, die in den Schlussfolgerungen zu den besten verfügbaren Technologien (BVT) enthalten sind. Gibt es für das Verfahren keine BVT, wird der Verlust unter Verwendung einer vergleichbaren besten verfügbaren Technologie geschätzt.

7.3.2 Regeln für die Berücksichtigung der Umleitung von Stoffströmen industrieller Verfahren sowie des Verlusts von Produktionsmengen

Bei Inputs mit unelastischem Angebot, die aus Industrieprozessen stammen (z.B. Koksofengas, Hochofengas in einem Stahlwerk oder Raffineriegas in einer Ölraffinerie), bei denen es nicht möglich ist, die THG-Emissionen direkt zu messen, müssen diese auf der

Grundlage von Simulationen des Anlagenbetriebs vor und nach der Umrüstung zur Herstellung von RCF bestimmt werden. Wenn die Änderung der Anlage zu einer Verringerung der Produktion einiger Produkte geführt hat, müssen die Emissionen, die dem Input mit unelastischem Angebot zugerechnet werden, die Emissionen einschließen, die mit dem Ersatz der verlorenen Produkte verbunden sind.

7.3.3 Regeln für die Ermittlung der THG-Emissionen bei neuen Anlagen

Werden für das Verfahren Inputs mit unelastischem Angebot aus neuen Anlagen (z.B. einem neuen Stahlwerk) verwendet, so sind die Emissionen aus der Lieferung dieser Inputs auf der Grundlage der wirtschaftlichsten Alternative zu berechnen. Die Emissionsauswirkungen werden anhand der aus der BVT abgeleiteten Energieeffizienz berechnet. Bei Verfahren, die nicht unter eine BVT fallen, müssen die eingesparten Emissionen auf der Grundlage eines vergleichbaren Verfahrens nach dem Stand der Technik berechnet werden.

7.4 Emissionen aus der Lieferung von Inputs mit elastischem Angebot (e_{elastic})

Inputs mit elastischem Angebot sind Inputs, deren Menge kurzfristig erhöht werden kann, um zusätzliche Mengen an RFNBO oder RCF zu produzieren. Dazu gehören zum Beispiel Mineralölprodukte aus Raffinerien, Strom, Erdgas und CO₂. Inputs gelten auch dann als elastisch, wenn sie aus integrierten Verfahren¹¹ stammen, bei denen Outputs in einem festen Verhältnis erzeugt werden und dieser Output mehr als 10 % des wirtschaftlichen Werts des Outputs ausmacht.

Stammen Inputs mit elastischem Angebot aus einem integrierten Verfahren¹¹, müssen die THG-Emissionen für diesen Input auf Basis der Ist-Daten des Produktionsprozesses ermittelt werden. Bei der Berechnung der THG-Emissionen des Inputs sind die Gesamtemissionen zu berücksichtigen, die sich aus der Erzeugung dieses Inputs ergeben. Bei dieser Berechnung sind die Emissionen aus der Gewinnung von Primärenergieträgern für die Herstellung des Inputs zu berücksichtigen. Die Emissionen, die aus der Verbrennung des Input-Brennstoffs resultieren, müssen jedoch nicht in die Berechnung einbezogen werden, da diese über die letzte Schnittstelle für den Fertigungskraftstoff berechnet werden.

Stammen Inputs mit elastischem Angebot aus nicht integrierten Verfahren, so sind die in Teil B des Anhangs der Delegierten Verordnung (EU) 2023/1185 aufgeführten Werte zu

verwenden. Jede Änderung dieser Werte durch die Europäische Kommission wird unmittelbar nach der Veröffentlichung im REDcert-EU System wirksam. Ist ein Input nicht in einer der Tabellen in Teil B des Anhangs enthalten, so muss der Emissionsfaktor einer der folgenden Quellen entnommen werden (in der nachstehenden Reihenfolge):

- 1: Aktuelle Fassung des JRC-WTW-Berichts
- 2: ECOINVENT-Datenbank
- 3: Offizielle Quellen (z.B. IPCC, IEA, staatliche Behörden)
- 4: Quellen wie die E3- und GEMIS-Datenbank
- 5: Nach dem 4-Augen-Prinzip geprüfte Veröffentlichungen

7.5 Emissionen aus der derzeitigen Nutzung oder Bestimmung ($e_{\text{ex-use}}$)

Bei den Emissionen aus der derzeitigen Nutzung oder Bestimmung werden die Emissionen berücksichtigt, die durch die Abscheidung und den Einbau von CO₂-Äquivalenten in den Kraftstoff vermieden werden. Da diese Mengen aufgrund der derzeitigen Nutzung oder Bestimmung ohne Abscheidung und Einbau in die Atmosphäre emittiert würden, stellen sie eine Emissionsgutschrift dar und gehen daher mit einem negativen Vorzeichen in die Berechnung der Gesamtemissionen E ein (bereits in Formel 2 enthalten).

Eine Anrechnung der Vermeidung von CO₂-Emissionen ist nur möglich, wenn das CO₂ aus einer der folgenden Quellen stammt, nicht absichtlich erzeugt wurde und nicht bereits in einem anderen System angerechnet wurde:

- das CO₂ wurde aus einer Aktivität erfasst, die in Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG¹² aufgelistet ist, und wurde vorgelagert in einem gültigen CO₂-Bepreisungssystem erfasst. (nur bis 2036 zulässig; wenn das CO₂ aus einer anderen Quelle als der Verbrennung von Brennstoffen zur Stromerzeugung stammt, darf es bis 2041¹³ verwendet werden) oder
- das CO₂ wurde aus der Luft abgeschieden oder

¹² [Richtlinie 2003/87/EG, Anhang I](#)

¹³ Biomasse-Brennstoffe, die die Anforderungen des dritten Punktes erfüllen, sind von dieser Anforderung ausgenommen.

- das abgeschiedene CO₂ stammt aus der Herstellung oder Verbrennung von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen oder Biomasse-Brennstoffen, die die Kriterien für Nachhaltigkeit und THG-Minderung erfüllen, und die CO₂-Abscheidung wurde nicht auf Emissionseinsparungen durch Abscheidung und Ersetzung von CO₂ gemäß den Anhängen V und VI der geänderten Richtlinie (EU) 2018/2001 angerechnet, oder
- das abgeschiedene CO₂ ist biogenen Ursprungs und stammt aus einem Verfahren, das nicht in den Geltungsbereich der in der geänderten Richtlinie (EU) 2018/2001 festgelegten Kriterien für Nachhaltigkeit und THG-Minderung fällt¹⁴
- das abgeschiedene CO₂ stammt aus der Verbrennung von RFNBO oder RCF, das die Kriterien für die Einsparung von Treibhausgasemissionen gemäß Artikel 25 Absatz 2 und Artikel 28 Absatz 5 der geänderten Richtlinie (EU) 2018/2001 und der Delegierten Verordnung (EU) 2023/1185 erfüllen, oder
- das abgeschiedene CO₂ stammt aus einer geologischen CO₂-Quelle und das CO₂ wurde zuvor natürlich freigesetzt.

CO₂ gilt im Rahmen eines geltenden CO₂-Bepreisungssystems als vorgelagert, wenn die in Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG aufgeführte Aktivität unter ein CO₂-Bepreisungssystem fällt, das von der Europäischen Kommission positiv bewertet wurde, und der Erzeugungsort des CO₂ nachweisen kann, dass Emissionsrechte für die CO₂-Menge annulliert wurden. Die Liste der positiv bewerteten CO₂-Bepreisungssysteme finden Sie nachstehend oder im Anhang des Dokuments „Q&A for the certification of RFNBO and RCF“, das auf der Seite mit freiwilligen Systemen¹⁵ der Europäischen Kommission veröffentlicht wurde.

Laut dem oben genannten Dokument erfüllen die folgenden Systeme die Anforderung einer vorgelagerten Anrechnung in einem gültigen CO₂-Preissystem:

- EU-EHS, das in 30 Staaten des Europäischen Wirtschaftsraums gilt: in den EU-27-Mitgliedstaaten und in den drei EFTA-Staaten Island, Liechtenstein und Norwegen
- SWISS ETS
- UK ETS

Alle Änderungen an der Liste der gültigen CO₂-Bepreisungssysteme im Dokument „Q&A for the certification of RFNBO and RCF“ durch die Europäische Kommission treten im System unmittelbar nach der Veröffentlichung in Kraft.

¹⁴ Befindet sich die CO₂-Quelle in einem Drittland und möchte der Wirtschaftsbeteiligte den Biokraftstoff, den flüssigen Biobrennstoff oder den Biomasse-Brennstoff nicht in die EU ausführen, lässt dies nicht den Schluss zu, dass die Aktivität nicht in den Geltungsbereich der geänderten Richtlinie (EU) 2018/2001 fällt.

¹⁵ [Seite mit freiwilligen Systemen](#)

Die Kriterien, die ein CO₂-Bepreisungssystem erfüllen muss, um von der Europäischen Kommission als gültig angesehen zu werden, sind in Kapitel 12.2 aufgeführt.

Anträge auf Bewertung der CO₂-Bepreisungssysteme bestimmter Länder im Hinblick auf ihre Konformität mit der Delegierten Verordnung (EU) 2023/1185 können von den jeweils zuständigen Behörden bei der Kommission gestellt werden. Gleiches gilt für CO₂-Bepreisungssysteme auf subnationaler Ebene.

Im Falle von CO₂, das direkt in die Atmosphäre freigesetzt worden wäre, kann für absolute Emissionseinsparungen im Rahmen von $e_{\text{ex-use}}$ für jedes in den Kraftstoff eingebaute CO₂-Äquivalent eine Gutschrift von einem CO₂-Äquivalent gewährt werden.

Damit der Kraftstoffhersteller die durch den Einbau in den Kraftstoff vermiedenen CO₂-Emissionen anrechnen kann, müssen die in Abschnitt 3.3 genannten Anforderungen erfüllt sein.

Wenn der Kraftstoffhersteller einen RCF unter Verwendung von

- flüssigen oder festen Abfallströme nicht erneuerbaren Ursprungs, die nicht für eine stoffliche Verwertung gemäß Artikel 4 der Richtlinie 2008/98/EG geeignet sind, oder
- Abfallverarbeitungsgas und Abgas nicht erneuerbaren Ursprungs, das als unvermeidbare und unbeabsichtigte Folge des Produktionsprozesses in Industrieanlagen entsteht, erzeugt hat,

ist der derzeitige Nutzen oder die Bestimmung auf der Grundlage der Praxis zu bestimmen, die der Entstehungsort in den vorangegangenen drei Kalenderjahren zur Entsorgung des Stoffstroms angewandt hat. Hat der Erzeugungsort den Stoffstrom in den vorangegangenen drei Kalenderjahren ausschließlich einer Abfallverbrennungsanlage zur thermischen Verwertung zugeführt, können die Emissionseinsparungen ($e_{\text{ex-use}}$) auf Basis des zu erwartenden Verbrennungsgrades berechnet werden. Demnach kann für jedes Mol Kohlenstoff, das in den Kraftstoff eingebaut wird, nur 1 mol - X des Kohlenstoffs als vermiedene CO₂eq-Emissionen angerechnet werden, wobei X für den Anteil an Kohlenstoff steht, der nicht in Treibhausgas umgewandelt worden wäre.

Wenn bisher üblich war, die Stoffströme auf einer Deponie zu entsorgen, können nur die vermiedenen THG-Emissionen, die durch die Lagerung auf Deponien entstanden wären (z.B. Methanemissionen), als vermiedene Emissionen angerechnet werden. Es darf nicht

davon ausgegangen werden, dass der gesamte Stoffstrom in CO₂-Äquivalente umgewandelt wird.

7.6 Emissionen aus der Nutzung von elektrischem Strom (e_i oder e_p)

Die THG-Emissionen, die sich auf die Lieferung von Strom beziehen, müssen je nach Funktion in dem zu zertifizierenden Verfahren in unterschiedliche Formelelemente von Formel 2 einbezogen werden. So gilt beispielsweise Strom, der für die Elektrolyse von Wasser verwendet wird, als Input (mit elastischem Angebot), weil dieser Energie für die Kraftstoffherstellung zur Verfügung stellt und daher in e_i einbezogen werden muss. Strom, der zum Beispiel zum Betrieb von Pumpen oder Infrastruktur verwendet wird, muss dagegen in e_p einbezogen werden. Nur der Strom, der als Input für die Kraftstoffherstellung gilt, muss die in Artikel 27 Absatz 3 der überarbeiteten Richtlinie (EU) 2018/2001 festgelegten Kriterien für elektrischen Strom erfüllen, wenn der Strom für die Herstellung von RFNBO (z.B. durch Elektrolyse) verwendet wird.

Immer dann, wenn Strom genutzt wird, sei es in Form eines Inputs oder für den Betrieb von Infrastruktur, müssen die jeweiligen THG-Emissionen berücksichtigt werden, auch wenn der resultierende Output nicht als RFNBO eingestuft werden kann. Das bedeutet, dass die THG-Emissionen entsprechend berücksichtigt werden müssen, wenn Strom zur Herstellung von Wasserstoff aus dem Netz bezogen wird, der aber gemäß der überarbeiteten Richtlinie (EU) 2018/2001 nicht vollständig als erneuerbar eingestuft wird. Strom, der gemäß diesem Dokument als vollständig erneuerbar gilt, kann ein Emissionswert von 0 gCO₂eq/MJ zugeschrieben werden.

Wird Strom verwendet, der aus dem Stromnetz bezogen wird und nicht als vollständig erneuerbar gelten kann, muss die spezifische Emissionsintensität für den verwendeten Strom bestimmt werden. Eine der drei folgenden alternativen Methoden ist in jedem Kalenderjahr anzuwenden, um dem aus dem Netz¹⁶ bezogenen Strom eine Intensität der Treibhausgasemissionen zuzuschreiben:

¹⁶ Entscheidet sich ein Kraftstoffhersteller für eine Berechnungsmethode, muss diese Methode für das gesamte Kalenderjahr angewendet werden. Die Methodik kann nur zu Beginn des neuen Kalenderjahres geändert werden.

7.6.1 Ermittlung der Emissionsintensität auf Basis der Stunden mit voller Produktionslast

Ist die Zahl der Stunden mit voller Produktionslast gleich oder niedriger als die Anzahl der Stunden, in denen der marginale Preis für Strom in der Gebotszone von Anlagen, die Strom aus erneuerbaren Quellen erzeugen, oder von Kernkraftwerken im laufenden Kalenderjahr festgelegt wurde, kann eine Intensität der Treibhausgasemissionen von 0 gCO₂eq/MJ verwendet werden. Dazu muss der Kraftstoffhersteller in der Lage sein, die entsprechende Dokumentation über die Stunden mit voller Produktionslast und die Anzahl der Stunden, in denen der marginale Preis von den oben genannten Kraftwerken aus einer geeigneten Quelle festgelegt wurde, vorzuweisen.

Überschreitet diese Anzahl von Volllaststunden die Anzahl der Stunden, in denen der Grenzpreis von den oben genannten Kraftwerken festgelegt wurde, muss für die zusätzlichen Stunden eine Emissionsintensität von 183 gCO₂eq/MJ verwendet werden.

7.6.2 Ermittlung der Emissionsintensität auf Grundlage der marginalen Einheit, die Strom erzeugt

Sofern vom nationalen Übertragungsnetzbetreiber bereitgestellt, kann die Emissionsintensität der marginalen Einheit, die in der Gebotszone Strom erzeugt, verwendet werden. Es muss sichergestellt werden, dass die zeitliche Korrelation zwischen Strom und RFNBO-Produktion erhalten bleibt, d.h., dass die Kraftstoffproduktion im selben Zeitraum von einer Stunde stattfand, in dem die marginale Einheit produzierte.

7.6.3 Ermittlung der Emissionsintensität auf Grundlage der Methode in Teil C des Anhangs der Delegierten Verordnung (EU) 2023/1185

Die THG-Emissionsintensität von Strom, der aus dem Netz entnommen wird, muss auf Länder- oder Gebotszonenebene festgelegt werden. Die Intensität der Treibhausgasemissionen von elektrischem Strom darf auf nur dann auf Gebotszonenebene bestimmt werden, wenn die erforderlichen Daten öffentlich zugänglich und aktuell sind.

Ist ein Emissionsfaktor in Tabelle A des Anhangs Teil C der Delegierten Verordnung (EU) 2023/1185 aufgeführt, so ist dieser zu verwenden. Ist in Tabelle A kein Emissionsfaktor für Netzstrom aufgeführt, kann der Emissionsfaktor dem Anhang IX der Durchführungs-

verordnung (EU) 2022/996 entnommen werden, oder er muss nach der unten beschriebenen Methode berechnet werden.

Bei der Berechnung der Emissionsintensität von Strom aus dem Stromnetz, ausgedrückt in $\text{gCO}_2 \text{ eq/kWh}$, sind alle potenziellen Primärenergieträger für die Stromerzeugung, die Art der Anlage, die Konversionswirkungsgrade und der Eigenstromverbrauch im Kraftwerk (z.B. Kohle zu Strom) sowie die in den Kraftwerken für den Kraftwerksbetrieb verbrauchte Strommenge zu berücksichtigen.

Die THG-Emissionen dürfen nur in $\text{gCO}_2 \text{ eq}$ berechnet werden. Das bedeutet, dass die Emissionen von Methan (CH_4) und Distickoxid (N_2O) basierend auf dem individuellen Treibhauspotenzial des Treibhausgases in CO_2 -Äquivalente umgerechnet werden müssen (Tabelle 1). Dies kann erreicht werden, indem einfach die Menge der aus dem Verfahren emittierten Treibhausgase mit dem relevanten Treibhauspotenzial multipliziert wird.

Tabelle 1: Emissionspotenzial verschiedener Treibhausgase¹⁷

Treibhausgas	Treibhauspotenzial
CO₂	1
CH₄	28
N₂O	265

Bei Brennstoffen, die zur Stromerzeugung eingesetzt werden, muss zwischen biologischem und fossilem Ursprung unterschieden werden. CO_2 -Emissionen aus Biomasse-Brennstoffen (z.B. Verbrennung von Biomethan) müssen, sofern der Nachweis einer Zertifizierung nach REDcert-EU oder einem anderen von der Europäischen Kommission offiziell anerkannten Zertifizierungssystem erbracht werden kann, nicht berücksichtigt werden. Berücksichtigt werden müssen jedoch die CH_4 - und N_2O -Emissionen, die aus der Verwendung von Biomasse-Brennstoffen resultieren, sowie die THG-Emissionen aus dem Anbau, der Sammlung, der Verarbeitung und dem Transport der Biomasse-Brennstoffe.

Alle vorgelagerten THG-Emissionen, die aus der Nutzung fossiler Brennstoffe resultieren, müssen berücksichtigt werden. Torf und die Bestandteile von Abfallstoffen, die fossilen Ursprungs sind, müssen als fossile Brennstoffe behandelt werden. Darüber hinaus müssen die vorgelagerten THG-Emissionen, die aus den Verfahren resultieren, die erforderlich sind,

¹⁷Jede Aktualisierung dieser Werte durch die Europäische Kommission wird unmittelbar nach der Veröffentlichung im REDcert-System wirksam.

um den Brennstoff für die Stromerzeugung lieferfähig zu machen (Gewinnung, Raffination, Transport usw.), in die Berechnung einbezogen werden.

Für die Berechnung der THG-Emissionen aus der Verbrennung von Brennstoffen sind die in Teil C des Anhangs der Delegierten Verordnung (EU) 2023/1185 aufgeführten Standardwerte für stationäre Feuerungsanlagen zu verwenden.

Bei der Berechnung des Anteils von Strom aus erneuerbaren Quellen (Wind, Sonne, Wasserkraft und Geothermie) wird der Emissionsfaktor als null angesehen. Der Grund dafür ist, dass die Emissionen aus Bau, Stilllegung und Entsorgung der Anlagen nicht enthalten sind. Dies ist unabhängig davon, ob die Anlage Strom aus erneuerbaren oder konventionellen Rohstoffen produziert. Emissionen aus Bau, Stilllegung und Entsorgung sind bei der Berechnung der THG-Emissionen nicht zu berücksichtigen.

Zur Berechnung der THG-Emissionsintensität des aus dem Netz bezogenen Stroms (c_i) muss zunächst die THG-Emissionsintensität der Bruttostromerzeugung des in das Netz eingespeisten Stroms ($e_{\text{gross_prod}}$) unter Verwendung von Formel 7 sowie der Nettostromerzeugung (E_{netto}) nach Formel 8 bestimmt werden.

Die Berechnung der Emissionsintensität der Bruttostromerzeugung in reinen Elektrizitätsanlagen basiert auf den für die Brennstoffart spezifischen Emissionsintensitäten und dem Verbrauch für die Erzeugung der erzeugten Strommenge.

Bei der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) werden die Brennstoffe, die für die bei der KWK erzeugte Wärme verwendet werden, unter Berücksichtigung einer alternativen Wärmeerzeugung mit einem durchschnittlichen Gesamtwirkungsgrad von 85 % gezählt, während der Rest der Stromerzeugung zugerechnet wird.

Bei Kernkraftwerken wird von einem Konversionswirkungsgrad von Kernwärme von 33 % ausgegangen, oder die Daten stammen von Eurostat oder einer ähnlichen, akkreditierten Quelle.

$$e_{\text{gross-prod}} = \sum_i (c_{i\text{-ups}} + c_{i\text{-comb}}) \cdot B_i \quad \text{Formel 7}$$

$e_{\text{gross-prod}}$ CO₂-Äquivalent-Emissionen [gCO₂eq]

$c_{i\text{-ups}}$ Emissionsfaktoren für vorgelagerte CO₂-Äquivalente [gCO₂eq/MJ]

C_{i-comb} Emissionsfaktoren für CO₂-Äquivalente aus der Verbrennung von Brennstoffen [gCO₂eq/MJ]

B_i Brennstoffverbrauch für die Stromerzeugung [MJ]

$$E_{\text{net}} = E_{\text{gross}} - E_{\text{own}} - E_{\text{pumps}} \quad \text{Formel 8}$$

E_{net} Netto-Stromerzeugung [MJ]

E_{gross} Bruttostromerzeugung [MJ]

E_{own} Eigenstromverbrauch im Kraftwerk [MJ]

E_{pumps} Strom für die Pumpen [MJ]

Der THG-Emissionsfaktor des aus dem Netz bezogenen Stroms kann nun anhand des Quotienten der abgeleiteten Werte (Formel 9) bestimmt werden.

$$c_i = \frac{e_{\text{gross-prod}}}{E_{\text{net}}} \quad \text{Formel 9}$$

c_i Emissionsfaktor des aus dem Netz bezogenen Stroms in [gCO₂eq/MJ]

Zur Bestimmung der THG-Emissionsintensität sind Daten aus aussagekräftiger Literatur zulässig. Daten zur Stromerzeugung und zum Kraftstoffverbrauch finden sich in Daten und Statistiken der Internationalen Energieagentur (z.B. [USA](#)). Wenn der Strom aus einem EU-Mitgliedstaat stammt, sind die Daten von Eurostat detaillierter und müssen stattdessen verwendet werden.

Wird die THG-Emissionsintensität auf Gebotszonenebene bestimmt, so sind Daten aus amtlichen nationalen Statistiken zu verwenden, die den gleichen Detaillierungsgrad wie die IEA-Daten haben.

Die Angaben zum Brennstoffverbrauch müssen Daten mit der höchsten Detailgenauigkeit aus den nationalen Statistiken enthalten, d.h., die Angaben zum Brennstoffverbrauch müssen mindestens für die folgenden Brennstoffarten verfügbar sein: feste fossile Brennstoffe,

Industriegase, Torf und Torfprodukte, Ölschiefer und Ölsande, Erdöl und Erdölerzeugnisse, Erdgas, erneuerbare Energien und Biokraftstoffe, nicht erneuerbare Abfälle und Kernenergie. Die Kategorie „erneuerbare Energien und Biokraftstoffe“ umfasst Biokraftstoffe, erneuerbare kommunale Abfälle, Wasserkraft, Gezeiten- und Wellenkraft, Geothermie, Wind, Sonne und Wärmepumpen.

Der Anhang der Delegierten Verordnung (EU) 2023/1185 enthält verbindliche Standardwerte für die Bestimmung der THG-Emissionsintensität. Jede Änderung dieser Werte durch die Europäische Kommission wird unmittelbar nach der Veröffentlichung im REDcert-System wirksam.

7.7 Emissionen aus der Verarbeitung (e_p)

Zu den Emissionen aus der Verarbeitung gehören direkte Treibhausgasemissionen aus der Verarbeitung selbst, aus der Abfallbehandlung und Leckagen sowie aus der Herstellung von Chemikalien oder anderen Produkten, die für die Verarbeitung genutzt werden (Formel 10).

$$e_p = \frac{M_{\text{electricity}} \cdot c_{\text{electricity}} + M_{\text{waste}} \cdot c_{\text{waste}} + e_{\text{direct}} + \sum_i e_{i,\text{other}}}{M_{\text{fuel}}} \quad \text{Formel 10}$$

wobei gilt: $e_{i,\text{other}} = M_i \cdot c_i$ Formel 11

e_p	Emissionen aus der Verarbeitung im Berechnungszeitraum in [gCO ₂ eq/MJ]
$M_{\text{electricity}}$	Im Berechnungszeitraum verbrauchte Strommenge in [MJ]
$c_{\text{electricity}}$	Emissionsfaktor des eingesetzten Stroms in [gCO ₂ eq/MJ]
M_{waste}	Menge der im Berechnungszeitraum erzeugten Abfälle [t]
c_{waste}	Emissionsfaktor der Abfallbehandlung [gCO ₂ eq/t]
e_{direct}	Direkte THG-Emissionen im Berechnungszeitraum aus dem Verfahren [gCO ₂ eq]
$e_{i,\text{other}}$	Emissionen aus anderen verfahrensrelevanten Prozessen oder aus dem Prozess der Abscheidung und dauerhaften geologischen Speicherung von CO ₂ [gCO ₂ eq]
M_{fuel}	Gesamtmenge des im Berechnungszeitraum erzeugten Kraftstoffs in [MJ]

Kraftstoffhersteller müssen alle für die Verarbeitung relevanten Prozesse, die nicht bereits als Inputs in e_i in die Berechnung der Emissionen aus der Verarbeitung einbezogen wurden, berücksichtigen (z.B. Stromverbrauch für den Betrieb der Anlage, Kühlung, Abfallbehandlung). Dazu müssen alle für die Verarbeitung erforderlichen Prozesse sowie die entsprechenden Emissionsfaktoren dokumentiert werden. Darüber hinaus müssen direkte

THG-Emissionen (zum Beispiel Prozessabgase) in die Berechnung einbezogen werden. Die Emissionen aus der Verarbeitung müssen direkt oder auf Basis der technischen Spezifikationen der Verarbeitungsanlage gemessen werden.

7.8 Emissionen aus der Brennstoffverbrennung während der Endverwendung (e_u)

Im Gegensatz zu Biokraftstoffen sieht die Methode zur Berechnung der Gesamtemissionen aus der Verwendung des Brennstoffs nicht pauschal vor, dass die THG-Emissionen aus der Verbrennung von RFNBO oder RCF während des Endverbrauchs gleich null sind. Einen Sonderfall bildet jedoch Wasserstoff, der als Kraftstoff verwendet wird, da er bei der Umwandlung mit Sauerstoff keine direkten THG-Emissionen verursacht.

Für RFNBO und RCF, deren Verbrennung mit der Emission von Treibhausgasen (CO_2 , CH_4 oder N_2O) einhergeht, müssen die Emissionen aus der Kraftstoffverbrennung während ihrer endgültigen Verwendung durch die letzte Schnittstelle auf Basis der vollständigen Verbrennung bestimmt werden. Im Anhang der Delegierten Verordnung (EU) 2023/1185 sind in Teil B die Emissionsfaktoren für die Verbrennung ausgewählter Kraftstoffarten aufgeführt, die gegebenenfalls als gleichwertig für die RFNBO oder RCF verwendet werden können. Ist der Emissionsfaktor des Kraftstoffs nicht in der Tabelle aufgeführt, kann auf eine wissenschaftliche Quelle oder eine wissenschaftlich anerkannte Datenbank (z.B. ecoinvent-Datenbank) zurückgegriffen werden. Alternativ kann die vollständige Verbrennung von Kraftstoffen auf Basis der Stöchiometrie berücksichtigt und die THG-Emissionen berechnet werden.

Fällt bei der Herstellung neben dem Kraftstoff oder der Kraftstofffraktion ein Nebenerzeugnis an, so sind zunächst die bis zu dem Punkt in der Wertschöpfungskette erzeugten THG-Emissionen zuzuordnen (Abschnitt 7.12). Danach sind die Gesamtemissionen, die sich aus der Verwendung des Brennstoffs ergeben, wie folgt zu berechnen:

$$E = E_{\text{fuel,ex-}e_u} + \frac{e_u}{M_{\text{fuel}}} \quad \text{Formel 12}$$

E Gesamtemissionen aus der Verwendung des Kraftstoffs in $[\text{gCO}_2\text{eq/MJ}]$

$E_{\text{fuel, ex-e}_u}$	Emissionen bis zum Zeitpunkt der Produktallokation [gCO ₂ eq/MJ]
e_u	Emissionen aus der Verbrennung des Kraftstoffs bei seiner Endverwendung [gCO ₂ eq]
M_{fuel}	Gesamtmenge des im Berechnungszeitraum erzeugten Kraftstoffs in [MJ]

Entstehen bei einem Verfahren zwei oder mehr Brennstoffe und Nebenerzeugnisse, so sind die bis zu dem Punkt in der Wertschöpfungskette erzeugten THG-Emissionen zunächst gemäß Abschnitt 7.12 zuzuordnen. Nach der Allokation sind die Gesamtemissionen, die aus der Verwendung der Kraftstoffe resultieren, für jeden Kraftstoff spezifisch zu berechnen, indem die kraftstoffspezifischen Emissionen aus der Verbrennung des Kraftstoffs addiert werden. Dies wird im Folgenden am Beispiel von Kraftstoff a (Formel 13) demonstriert.

$$E_a = E_{\text{fuel, ex-e}_u} + \frac{e_{u,a}}{M_{\text{fuel,a}}} \quad \text{Formel 13}$$

E_a	Gesamtemissionen aus der Verwendung von Kraftstoff a in [gCO ₂ eq/MJ]
$E_{\text{fuel, ex-e}_u}$	Emissionen bis zum Zeitpunkt der Produktallokation [gCO ₂ eq/MJ]
e_u	Emissionen aus der Verbrennung des Kraftstoffs bei seiner Endverwendung [gCO ₂ eq]
$M_{\text{fuel,a}}$	Gesamtmenge des im Berechnungszeitraum erzeugten Kraftstoffs a [MJ]

7.9 Emissionen aus Transport und Verteilung (e_{td})

Zu den Emissionen aus Transport und Verteilung gehören alle Emissionen, die beim Transport von Zwischenprodukten sowie bei der Lagerung und Verteilung von Fertigbrennstoffen entstehen, einschließlich Leckagen (z.B. CH₄). Darüber hinaus werden in diesem Formel-element alle Emissionen berücksichtigt, die am Ort der Verteilung (z.B. der Tankstelle)

entstehen. Emissionen aus der Lieferung von Inputs werden hier nicht berücksichtigt, da diese bereits in e_i enthalten sind.

$$e_{td} = \frac{(d_{loaded} \cdot K_{loaded} + d_{empty} \cdot K_{empty}) \cdot C_{operating resources}}{M_{fuel}} \quad \text{Formel 14}$$

e_{td}	Emissionen aus Transport und Verteilung im Berechnungszeitraum in [gCO ₂ eq/MJ]
$d_{loaded/empty}$	Transportdistanz bei beladenem oder leerem Fahrzeug in [km]
$K_{loaded/empty}$	Kraftstoffverbrauch des beladenen oder leeren Transportmittels in [L/km]
$C_{operating resources}$	Emissionsfaktor der Betriebsmittel (Kraftstoff) [gCO ₂ eq/L]
M_{fuel}	Gesamtmenge des im Berechnungszeitraum erzeugten Kraftstoffs [MJ]

Alternativ kann Formel 15 zur Berechnung der Transportemissionen verwendet werden:

$$e_{td} = \frac{(m_{transported}) \cdot d_{transport} \cdot C_{means of transport}}{M_{fuel}} \quad \text{Formel 15}$$

e_{td}	Emissionen aus Transport und Verteilung im Berechnungszeitraum in [gCO ₂ eq/MJ]
$m_{transported}$	Transportierte Masse im Berechnungszeitraum in [t]
$d_{transport}$	Transportdistanz, über die der Kraftstoff transportiert wurde, in [km]
$C_{means of transport}$	Emissionsfaktor des spezifischen Transportmittels [gCO ₂ eq/t·km]
M_{fuel}	Gesamtmenge des im Berechnungszeitraum erzeugten Kraftstoffs [MJ]

Neben den Daten, die für die Berechnung der Transportemissionen zu dokumentieren sind, muss auch das gewählte Transportmittel dokumentiert werden. Geeignete Emissionsfaktoren sind Anhang IX der Durchführungsverordnung (EU) 2022/996 und dem Anhang der Delegierten Verordnung (EU) 2023/1185 zu entnehmen. Alternativ kann eine wissenschaftlich anerkannte Datenbank oder Quelle verwendet werden. Ist ein Element jedoch von einem der Rechtsakte abgedeckt, müssen gute Gründe für die Verwendung alternativer Werte angegeben werden.

7.10 Emissionseinsparungen durch CO₂-Abscheidung und geologische CO₂-Speicherung (e_{ccs})

Verursacht ein Verfahren zur Herstellung von flüssigen und gasförmigen erneuerbaren Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs oder wiederverwerteten kohlenstoffhaltigen Kraftstoffen CO₂-Emissionen, die gemäß der Richtlinie 2009/31/EG per geologischer Speicherung von Kohlendioxid dauerhaft gespeichert werden, so kann dies den Produkten des Verfahrens als Verringerung der Emissionen im Rahmen von e_{ccs} angerechnet werden. Emissionen, die durch den Prozess der Abscheidung und geologischen Speicherung, einschließlich des Transports und des direkten Gasverlusts von CO₂, entstehen, sind ebenfalls unter e_p zu berücksichtigen.

Die Berechnung der Emissionseinsparungen aus der CO₂-Abscheidung und der geologischen Speicherung muss direkt mit dem jeweiligen Berechnungszeitraum verknüpft werden. Da die Prozessemissionen aus der Abscheidung und geologischen Speicherung bereits in e_p berücksichtigt sind, muss zur Ermittlung der Emissionsminderung nur die eindeutig verifizierbare dauerhaft gespeicherte Menge an CO₂ durch die im Berechnungszeitraum produzierte Brennstoffmenge dividiert werden (Formel 16).

$$e_{\text{ccs}} = \frac{M_{\text{CO}_2}}{M_{\text{fuel}}} \quad \text{Formel 16}$$

e_{ccs}	Emissionseinsparungen durch CO ₂ -Abscheidung und geologische CO ₂ -Speicherung [gCO ₂ eq/MJ]
M_{CO_2}	Gesamtmenge an dauerhaft gespeichertem CO ₂ in [gCO ₂ eq]
M_{fuel}	Gesamtmenge des im Berechnungszeitraum erzeugten Kraftstoffs [MJ]

7.11 Umgang mit vorgelagerten Emissionen

Wie in diesem Kapitel beschrieben, müssen die Wirtschaftsbeteiligten die Gesamtemissionen aus der Verwendung des Brennstoffs ermitteln. Die Herstellung des RFNBO oder RCF kann zwar von einem Wirtschaftsbeteiligten durchgeführt werden, es ist aber auch möglich, dass mehrere Wirtschaftsbeteiligte Teil der RFNBO- oder RCF-Wertschöpfungskette sind. Damit die letzte Schnittstelle die tatsächlichen THG-Emissionen berechnen kann, müssen die Emissionen, die aus den Prozessen der vorgelagerten Wirtschaftsbeteiligte resultieren, entlang der Wertschöpfungskette weitergegeben werden (siehe Abschnitt 8.1).

Die vorgelagerten THG-Emissionen, die mit dem eingehenden Rohstoff verbunden sind, müssen mit dem so genannten Rohstofffaktor umgerechnet werden. Dieser Faktor beschreibt das Verhältnis des Ausgangsmaterials, das zur Herstellung von 1 MJ Brennstoff erforderlich ist (Formel 17). Durch die Anwendung dieses Faktors werden die vorgelagerten Emissionen von $\text{gCO}_2\text{eq/kg}_{\text{Rohstoff}}$ oder $\text{gCO}_2\text{eq/MJ}_{\text{Rohstoff}}$ in $\text{gCO}_2\text{eq/MJ}$ Kraftstoff umgerechnet.

$$ff_{\text{fuel}} = \frac{M_{\text{feedstock}}}{1 \text{ MJ}_{\text{fuel}}} \quad \text{Formel 17}$$

ff_{fuel} Kraftstoff-Rohstofffaktor

$M_{\text{feedstock}}$ Menge des für die Herstellung von 1 MJ Kraftstoff benötigten Ausgangsmaterials [kg oder MJ]

$1 \text{ MJ}_{\text{fuel}}$ Menge des produzierten Kraftstoffs

Wenn beispielsweise ein Kraftstoffhersteller RFNBO-CH₄ durch katalytische Methanisierung herstellt und das RFNBO-H₂ von einem vorgelagerten Brennstoffhersteller erhält, müssen die mit der Herstellung des Wasserstoffs verbundenen Emissionen anhand des Kraftstoff-Rohstofffaktors angepasst werden.

Unter der Annahme, dass die mit der Wasserstoffproduktion verbundenen Emissionen $5 \text{ gCO}_2\text{eq/MJ}_{\text{hydrogen}}$ betragen und der Kraftstoff-Rohstofffaktor $1,2 \text{ MJ}_{\text{hydrogen}}/\text{MJ}_{\text{methane}}$ betragen würde, betragen die Emissionen des Wasserstoffs als Input mit elastischem Angebot, die berücksichtigt werden müssen, $6 \text{ gCO}_2\text{eq/MJ}_{\text{methane}}$.

7.12 Verfahren mit mehreren Outputs und Allokationsregeln

Besteht die Gesamtmenge des bei einem Verfahren produzierten Kraftstoffs aus einem Gemisch aus RFNBO, RCF und anderen Kraftstoffarten, so ist für alle Kraftstoffe, die aus dem Verfahren hervorgehen, von der gleichen THG-Emissionsintensität auszugehen. Die Ausnahme von dieser Regel bildet die Co-Verarbeitung, bei der RFNBO und RCF einen konventionellen Input (z.B. fossilen Ursprungs) oder Biomasse in einem Verfahren nur teilweise ersetzen (siehe Abschnitt 7.13). Dabei werden die THG-Emissionen aus der Kraftstoffherstellung auf Basis der Energie der Inputs anteilig auf die jeweilige Kraftstoffart verteilt.

Besteht die Gesamtmenge des Kraftstoffs, die aus einem Verfahren hervorgeht, aus einem Gemisch aus RFNBO, RCF oder anderen Kraftstoffarten, so ist der Anteil an RFNBO nach Formel 18 und der Anteil an RCF nach Formel 19 zu bestimmen.

Um den Anteil von RFNBO an einem Gemisch verschiedener Kraftstoffarten zu bestimmen, muss der Kraftstoffhersteller den relevanten Input an erneuerbarer Energie in den Prozess durch den gesamten relevanten Energie-Input in den Prozess dividieren (Formel 18).

$$S_{\text{RFNBO}} = \frac{\epsilon_{\text{RFNBO,relevant}}}{\epsilon_{\text{total}}} \cdot 100\% \quad \text{Formel 18}$$

S_{RFNBO}	Teil des Outputs, der als RFNBO qualifiziert ist
$\epsilon_{\text{RFNBO,relevant}}$	Relevanter Input an erneuerbarer Energie in [MJ]
ϵ_{total}	Gesamter relevanter Energie-Input des Prozesses in [MJ]

Um den Anteil von RCF an einem Gemisch verschiedener Kraftstoffarten zu bestimmen, muss der Kraftstoffhersteller den relevanten Input an erneuerbarer Energie in den Prozess, der als Quelle für die Erzeugung von RCF qualifiziert ist, durch den gesamten relevanten Energie-Input in den Prozess dividieren (Formel 19).

$$S_{\text{RCF}} = \frac{\epsilon_{\text{RCF,relevant}}}{\epsilon_{\text{total}}} \cdot 100\% \quad \text{Formel 19}$$

S_{RCF}	Teil des Outputs, der als RCF qualifiziert ist
$E_{RCF, relevant}$	Relevanter RCF-Energie-Input [MJ]
E_{gesamt}	Gesamter relevanter Energie-Input des Prozesses in [MJ].

Bei eingesetztem Material ist die relevante Energie der untere Heizwert des in die Molekülstruktur des Kraftstoffs eingehenden Materials. Bei wasserhaltigem eingesetztem Material gilt als unterer Heizwert der untere Heizwert des trockenen Teils des Materials (d.. ohne Berücksichtigung der Energie, die zum Verdampfen des Wassers benötigt wird). RFNBO oder RCF, die für die Herstellung konventioneller (fossiler) Kraftstoffe verwendet werden, müssen nicht berücksichtigt werden.

Bei Strom, der zur Erhöhung des Heizwerts des Kraftstoffs oder der Zwischenerzeugnisse eingesetzt wird, ist die relevante Energie die elektrische Energie.

Bei Industrieabgasen ist die relevante Energie die Energie im Abgas auf der Grundlage des unteren Heizwerts. Ist das Abgas nicht erneuerbaren Ursprungs und enthält es Wasserstoff, so ist dessen Energie in Formel 19 zu berücksichtigen.

Bei Wärme, die zur Erhöhung des Heizwerts des Kraftstoffs oder Zwischenerzeugnisses eingesetzt wird, ist die relevante Energie die nutzbare Energie in der Wärme, die zur Synthese des Kraftstoffs genutzt wird (Nutzwärme). Nutzwärme ist die mit dem Carnot'schen Wirkungsgrad multiplizierte Gesamtwärmeenergie, die dem Prozess zugeführt wird, um den Heizwert des Brennstoffs oder Zwischenprodukts zu erhöhen, gemäß Anhang V Teil C Nummer 1 Buchstabe b der überarbeiteten Richtlinie (EU) 2018/2001.

Die nach Formel 18 und Formel 19 ermittelten Anteile müssen auf jeden Output angewandt werden, der als Kraftstoff (Material mit einem Heizwert) gilt.

Verwendet ein Kraftstoffhersteller beispielsweise feste Abfallströme nicht erneuerbaren Ursprungs in einem Vergasungsprozess zur Herstellung eines Synthesegases und fügt RFNBO-H₂ im nachgelagerten Fischer-Tropsch-Prozess hinzu, so haben alle Kraftstoffe aus diesem Prozess die gleichen THG-Emissionen, ausgedrückt in gCO₂eq/MJ.

Um zu bestimmen, welcher Anteil des Kraftstoffs aus diesem Prozess als RCF und welcher Anteil als RFNBO klassifiziert werden kann, muss folgende (vereinfachte) Berechnung durchgeführt werden:

$$S_{RCF} = \frac{E_{\text{syngas}}}{E_{\text{syngas}} + E_{\text{RFNBO-H}_2}} \cdot 100\% \quad S_{\text{RFNBO}} = \frac{E_{\text{RFNBO-H}_2}}{E_{\text{syngas}} + E_{\text{RFNBO-H}_2}} \cdot 100\%$$

Ein weiteres Beispiel für die Bestimmung des Anteils von RFNBO-H₂ und Nicht-RFNBO-H₂ im Falle der Verwendung von teilweise erneuerbarem Strom ist dem Anhang zu diesem Dokument zu entnehmen.

Fallen bei einem Prozess mehrere Nebenerzeugnisse an, von denen nur ausgewählte Fraktionen für die Verwendung als Brennstoff geeignet sind, so sind die THG-Emissionen den resultierenden Nebenerzeugnissen zuzuordnen. Nebenerzeugnisse können z.B. Stoffe sein, die keinen Heizwert haben, aber für stoffliche Anwendungen in der chemischen Industrie genutzt werden können (umgangssprachlich als Chemikalien bezeichnet), aber auch die Wärme, der Strom oder die mechanische Energie, die von der Anlage erzeugt wird.

$$E_{\text{fuel, ex-e}_u} = \frac{\alpha_{\text{fuel}} \cdot E_{\text{ex-e}_u}}{M_{\text{fuel fraction}}} \quad \text{Formel 20}$$

E_{fuel, ex-e_u}	Emissionen bis zum Zeitpunkt der Produktallokation [gCO ₂ eq/MJ]
α_{fuel}	Allokationsfaktor der Kraftstofffraktion
M_{fuel fraction}	Gesamtmenge des im Berechnungszeitraum erzeugten Kraftstoffs [MJ]
E_{ex-e_u}	Gesamtemissionen bis zum Allokationspunkt ohne e _e in [gCO ₂ eq]

Für die Allokation gelten folgende Regeln:

- Die Zuordnung der THG-Emissionen erfolgt am Ende des Verfahrens, in dem die Nebenerzeugnisse entstehen. Die zugeordneten Emissionen umfassen die Emissio-

nen aus dem Verfahren selbst sowie die Emissionen, die den Inputs des Verfahrens zugeordnet werden.

- Die zuzuordnenden Emissionen betragen e_i zuzüglich etwaiger Anteile von e_p , e_{td} und e_{ccs} , die bis zu dem Verfahrensschritt (einschließlich) entstehen, bei dem die Nebenerzeugnisse erzeugt werden. Ist ein Einsatzstoff in einem Verfahren selbst ein Nebenerzeugnis eines anderen Verfahrens, werden bei der Ermittlung der Emissionen, die dem Einsatzstoff zuzuordnen sind, die Emissionen zunächst für das andere Verfahren ermittelt.
- Wird ein Nebenerzeugnis weiterverarbeitet, so werden diese THG-Emissionen aus dem nachgelagerten Prozess nur dem jeweiligen Nebenerzeugnis zugeordnet.
- Ist es in einem Verfahren möglich, das Verhältnis der Nebenerzeugnisse zu ändern, so erfolgt die Zuordnung auf der Grundlage physischer Erwägungen, wobei die Auswirkungen einer Erhöhung des Outputs an nur einem Nebenerzeugnis bei einem ansonsten konstant bleibenden Output auf die Emissionen des Verfahrens ermittelt werden. Dazu wird der Anteil des Nebenerzeugnisses erhöht, wobei davon ausgegangen wird, dass der Output der restlichen Produkte konstant bleibt. Die THG-Emissionen, die sich aus der Änderung des Produktverhältnisses ergeben, sind dem Nebenerzeugnis zuzuordnen.
- Ist das Verhältnis der Erzeugnisse unveränderlich und handelt es sich bei den Nebenerzeugnissen ausschließlich um Brennstoffe, Strom oder Wärme, richtet sich die Zuordnung nach dem Anteil des Energiegehalts des Erzeugnisses am Gesamtenergie-Output des Verfahrens (Formel 21). Werden THG-Emissionen der Wärme aus dem Verfahren zugeordnet, wird nur der nutzbare Teil der Wärme gemäß Anhang V Teil C Nummer 16 der überarbeiteten Richtlinie (EU) 2018/2001 berücksichtigt.

$$\alpha_{\epsilon, \text{fuel}} = \frac{\epsilon_{\text{fuel}}}{\epsilon_{\text{total}}} = \frac{\sum_n M_{\text{fuel},n} \cdot \text{LHV}_{\text{fuel},n}}{\sum_n M_{\text{fuel},n} \cdot \text{LHV}_{\text{fuel},n} + \sum_n M_{\text{energy},n}} \quad \text{Formel 21}$$

$\alpha_{\epsilon, \text{fuel}}$	Allokationsfaktor basierend auf dem Energiegehalt des Brennstoffs und des Gesamtenergie-Outputs
ϵ_{fuel}	Energiegehalt des Kraftstoffs oder der Produkte, die als Kraftstoff gelten, in [MJ]

E_{gesamt}	Energiegehalt des Gesamt-Output des Prozesses (Gesamtenergie-Output) in [MJ]
M_{fuel,n}	Gesamtmenge des im Berechnungszeitraum erzeugten Kraftstoffs n [MJ]
LHV_{fuel,n}	Unterer Heizwert des jeweiligen Kraftstoffs [MJ/kg]
M_{energy}	Menge der aus dem Prozess hervorgehenden Nutzenergie (z.B. Wärme) in [MJ]

- Ist das Verhältnis der Erzeugnisse unveränderlich und handelt es sich bei einigen der Nebenerzeugnisse um Material ohne Energiegehalt, richtet sich die Zuordnung nach dem wirtschaftlichen Wert der Nebenerzeugnisse. Dazu ist der Anteil des Kraftstoffs am gesamten wirtschaftlichen Wert aller Nebenerzeugnisse zu ermitteln (Formel 22). Der zugrunde gelegte wirtschaftliche Wert ist der durchschnittliche Erzeugerpreis der Erzeugnisse in den letzten drei Jahren. Liegen diese Daten nicht vor, weil es sich z.B. um eine neue Anlage handelt, so wird der Wert anhand der Rohstoffpreise abzüglich der Transport- und Lagerkosten geschätzt.

$$\alpha_{v, \text{fuel}} = \frac{v_{\text{fuel}}}{v_{\text{total}}} = \frac{M_{\text{fuel}} \cdot EV_{\text{fuel}}}{M_{\text{fuel}} \cdot EV_{\text{fuel}} + M_{\text{co-product}} \cdot EV_{\text{co-product}}} \quad \text{Formel 22}$$

$\alpha_{v, \text{fuel}}$	Allokationsfaktor auf der Grundlage des wirtschaftlichen Werts des Kraftstoffs und des wirtschaftlichen Gesamtwerts des Outputs
v_{fuel}	Wirtschaftlicher Wert des Kraftstoffs oder der Erzeugnisse, die als Brennstoff gelten, in [€ oder \$]
v_{total}	Wirtschaftlicher Wert des gesamten Prozess-Outputs (wirtschaftlicher Gesamtwert) in [€ oder \$]
M_{fuel}	Gesamtmenge des im Berechnungszeitraum erzeugten Kraftstoffs [kg]
M_{co-product}	Gesamtmenge des im Berechnungszeitraum erzeugten Nebenerzeugnisses [kg]
EV	Wirtschaftlicher Wert der jeweiligen Komponente [€/kg oder \$/kg]

7.13 Co-Verarbeitung: Ermittlung der THG-Emissionen

Wird in einem Verfahren ein RFNBO oder RCF verwendet, um einen konventionellen Input teilweise zu ersetzen, gelten die Anforderungen an die Co-Verarbeitung, und die Emissionen müssen auf der Grundlage aller relevanten Energie-Inputs berechnet werden, die in stöchiometrischer Hinsicht für die Umwandlung des RFNBO/RCF-Inputs erforderlich sind.

Abbildung 1 zeigt ein Verfahren, bei dem vier verschiedene Inputs – A, B, C und D – gemeinsam zu den Kraftstoffen A, B und C verarbeitet werden. Ersetzt ein Kraftstoffhersteller wie im Beispiel 50 % des Inputs D durch das RFNBO-Äquivalent, reduziert sich der gesamte relevante Energie-Input in den Prozess auf den Betrag, der stöchiometrisch für die Umwandlung des RFNBO erforderlich ist. Folglich werden nur 50 % der Inputs A, B und C benötigt.

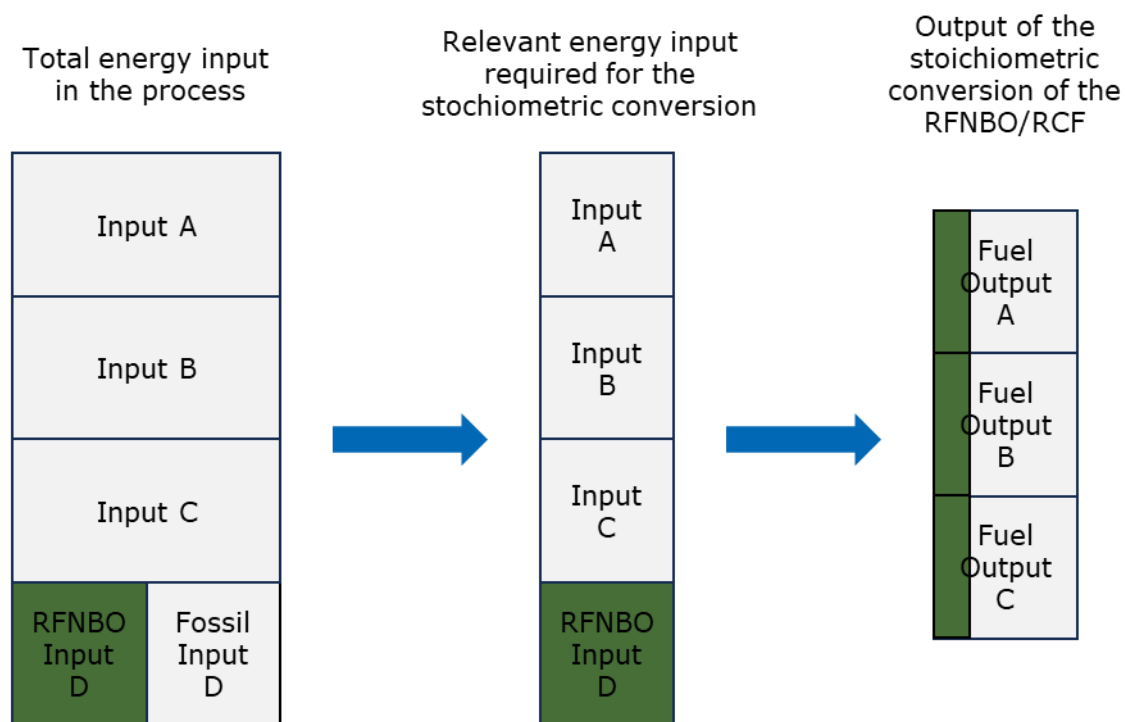


Abbildung 1: Eine Darstellung der Behandlung von Co-Prozessen.

Im Falle eines Co-Prozesses sind die Gesamtemissionen aus der Verwendung des Kraftstoffs gemäß Formel 23 zu berechnen. Es ist davon auszugehen, dass die Emissionen aller Kraftstoffarten, die aus dem Prozess hervorgehen, gleich sind. Die Emissionen aus der Lieferung von Inputs (e_i) müssen daher auf der Grundlage des entsprechenden Energieanteils des Inputs für den Prozess betrachtet werden. Danach sind nur die Emissionen aus der Verbrennung von Brennstoffen während der Endverwendung auf brennstoffspezifischer Basis zu addieren (Abschnitt 7.8).

Entstehen bei der Co-Verarbeitung ein oder mehrere Brennstoffe und Nebenerzeugnisse, so sind die Allokationsregeln zu befolgen (Abschnitt 7.12).

$$E_{\text{fuel}} = \sum_n S_n \cdot e_{i,n} + e_p + e_{td} + e_u - e_{\text{ccs}} \quad \text{Formel 23}$$

wobei gilt:

$$S_n = \frac{\epsilon_{n,\text{in}}}{\epsilon_{\text{educts}}} \quad \text{Formel 24}$$

E_{fuel}	Gesamtemissionen aus der Verwendung des Kraftstoffs in [gCO ₂ eq/MJ]
S_n	Relevanter Energieanteil am Input
$\epsilon_{n,\text{in}}$	Relevanter Energieeintrag durch Input n [MJ]
ϵ_{educts}	Gesamter relevanter Energie-Input des Prozesses für die stöchiometrische Umwandlung des RFNBO/RCF-Inputs in [MJ].
$e_{i,n}$	Gesamter relevanter Energie-Input des Prozesses in [MJ].
e_p	Emissionen aus der Verarbeitung in [gCO ₂ eq/MJ]
e_{td}	Emissionen aus Transport und Verteilung in [gCO ₂ eq/MJ]
e_u	Emissionen aus der Verbrennung des Kraftstoffs bei seiner Endverwendung [gCO ₂ eq/MJ]
e_{ccs}	Emissionseinsparungen durch Kohlenstoffdioxidabscheidung und geologische Speicherung in [gCO ₂ eq/MJ]

7.14 Ermittlung des THG-Minderungspotenzials durch die letzte Schnittstelle

Das THG-Minderungspotenzial des RFNBO oder RCF muss anhand Formel 25 der in der Delegierten Verordnung (EU) 2023/1185 festgelegten Vergleichsgröße für fossile Brennstoffe berechnet werden.

$$\Delta E = \frac{E_F - E}{E_F} \cdot 100\%$$

Formel 25

ΔE	THG-Minderungspotenzial des RFNBO oder RCF in %
E	Gesamtemissionen aus der Verwendung des Kraftstoffs in [gCO ₂ eq/MJ]
E_F	Gesamtemissionen aus der Vergleichsgröße für fossile Brennstoffe (94 gCO ₂ eq/MJ)

8 Anforderungen an die Massenbilanz

Die Anforderungen an die Massenbilanz im REDcert-EU System finden Sie im Dokument „Systemgrundsätze für die Massenbilanz“. Sie müssen im Rahmen der RFNBO- und RCF-Zertifizierung ebenfalls erfüllt werden.

8.1 Zu dokumentierende Nachhaltigkeitseigenschaften

Informationen über die Nachhaltigkeitseigenschaften des relevanten Energie-Inputs müssen entlang der Lieferkette von einer Produktionsstufe zur nächsten weitergegeben werden. Auf jeder Stufe können neue Informationen ergänzt oder die vorhandenen Informationen aggregiert werden. Eine Übertragung von Nachhaltigkeitseigenschaften von einer Stufe (Betrieb) auf eine andere sowie zwischen verschiedenen Standorten auf derselben Stufe muss immer mit einer physischen Übertragung von Material einhergehen.

Informationen folgender Art müssen bei jeder Stufe (falls zutreffend) dokumentiert und an die nächste Stufe weitergegeben werden:

- Name des freiwilligen Systems und Zertifikatsnummer
- Nummer des Nachhaltigkeitsnachweises
- Kraftstoffart
- Land der Kraftstoffherstellung
- Daten zu THG-Emissionen (einschließlich E , $E_{\text{fuel,ex-eu}}$ und den entsprechenden Formelelementen)

- Beschreibung, wann die Kraftstoffproduktionsanlage ihren Betrieb aufgenommen hat
- Informationen über etwaige Beihilfen/Subventionen und die Art der Beihilfe (im Erneuerbare Energien Sektor), die das Material bislang erhalten hat

8.2 Zu dokumentierende Rückverfolgbarkeitsinformationen

Um eine Sendung entlang der Lieferkette zurückverfolgen zu können, ist eine Reihe von Transaktionsdaten erforderlich, die dokumentiert werden müssen:

- Name und Anschrift des liefernden Betriebes
- Name und Anschrift des kaufenden Unternehmens
- eindeutige Transaktions-ID (z.B. Liefernummer)
- Datum der (physischen) Verladung
- Ort der (physischen) Verladung oder Umschlagplatz oder Eintrittspunkt der Verteilungsinfrastruktur
- Ort der (physischen) Lieferung oder Umschlagplatz oder Austrittspunkt der Verteilungsinfrastruktur
- Volumen oder Gewicht (bei einer bestimmten Dichte) und Energiegehalt der Lieferung

8.3 Ausstellung von Nachhaltigkeitsnachweisen

Die Wirtschaftsbeteiligten müssen einen „Nachhaltigkeitsnachweis“ (Proof of Sustainability: PoS) ausstellen, der alle erforderlichen Informationen über die Nachhaltigkeitseigenschaften einer Lieferung enthält. In der Regel wird dieser Nachweis zum Zeitpunkt der Lieferung ausgestellt, um dem Empfänger alle erforderlichen Informationen für die weitere Verarbeitung und Handhabung zu liefern, jedoch nicht später als am Enddatum des entsprechenden Massenbilanzzeitraums.

Unter Berücksichtigung der besonderen Bedingungen im Gassektor können sich diese Fristen um 30 Tage verschieben, weil die Bestätigung der Netzbetreiber über die eingespeiste Menge an gasförmigem Brennstoff, die von den am Einspeisepunkt gemessenen Werten abweichen kann, zusätzliche Zeit benötigt.

Da die Methode zur Bestimmung der Gesamtemissionen aus der Verwendung des Brennstoffs eine Mittelung der THG-Emissionen für Werte ermöglicht, die für einzelne Zeitintervalle bis zu einem Zeitraum von einem Monat berechnet wurden, kann ein einziger PoS für die Gesamtmenge des Brennstoffs ausgestellt werden, dessen Emissionen über diesen Zeitraum gemittelt wurden, solange die einzelnen Werte die Mindesteinsparschwelle von 70 % erreichen.

9 Strom-Kraftstoff-Bilanz

Alle Wirtschaftsbeteiligten müssen ein Massenbilanzsystem gemäß den „Systemgrundsätze für die Massenbilanzierung“ von REDcert-EU einführen. Kraftstoffhersteller, die teilweise und/oder vollständig erneuerbaren Strom als relevanten Energie-Input nutzen, müssen zusätzlich ein Dokumentationssystem einführen, das eine Strom-Kraftstoff-Bilanz für die RFNBO-Produktionsschritt darstellt. Diese Bilanz muss im Einklang mit den Anforderungen an die zeitliche Korrelation (Abschnitt 4.4)¹⁸ geführt werden.

Hierfür ist die Dokumentation folgender Strom- und Kraftstoffmengen erforderlich:

- die Menge an Strom aus dem Netz, die nicht als vollständig erneuerbar (teilweise erneuerbar) gilt, sowie der Anteil erneuerbarer Elektrizität
- die Menge an Strom, die als vollständig erneuerbar gilt, weil sie über eine Direktleitung zu einer Anlage zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen bezogen wurde
- die Menge an Strom, die als vollständig erneuerbar gilt, weil sie in einer Gebotszone bezogen wurde, in der der durchschnittliche Anteil an erneuerbarem Strom mehr als 90 % beträgt.
- die Menge an Strom, die als vollständig erneuerbar gilt, weil sie die im Abschnitt „Strombezugsvertrag und Stromemissionsintensität < 18 gCO₂eq/MJ“ genannten Bedingungen erfüllt
- die Menge an Strom, die als vollständig erneuerbar gilt, weil sie die Anforderungen in den Abschnitten „Bedingung der Zusätzlichkeit“, „Zeitliche Korrelationsbedingungen“ und „Geographische Korrelationsbedingungen“ erfüllt

¹⁸ Daher ist ein negativer Saldo zu keinem Zeitpunkt zulässig.

- die Menge an Strom, die als vollständig erneuerbar gilt, weil sie die Bedingungen im Abschnitt „Stromverbrauch während eines Bilanzkreisabrechnungszeitintervalls“ erfüllt
- die Brennstoffmenge, die die Anforderungen für die Herstellung von RFNBO erfüllt, sowie die Brennstoffmenge, die nicht den Anforderungen für die Herstellung von RFNBO genügt (so genanntes Nicht-RFNBO)

Darüber hinaus müssen die Kraftstoffhersteller die Menge an erneuerbarem Strom dokumentieren, die von Anlagen erzeugt wird, die erneuerbaren Strom erzeugen. Dies gilt unabhängig davon, ob die Anlagen direkt an einen Elektrolyseur angeschlossen sind und ob der erneuerbare Strom für die Herstellung des RFNBO oder für andere Zwecke verwendet wird.

Der Kraftstoffhersteller muss sicherstellen, dass die Strommenge und die Kraftstoffmenge mit geeigneten geeichten Messsystemen gemessen werden. Darüber hinaus muss der Kraftstoffhersteller sicherstellen, dass der Erzeuger des erneuerbaren Stroms die Informationen über die in das Netz eingespeiste Strommenge, die dem Kraftstoffhersteller gemäß dem Strombezugsvertrag für erneuerbare Energien zur Verfügung gestellt wird, in den Zeiten zur Verfügung stellt, die zur Erfüllung der zeitlichen Korrelation erforderlich sind.

Wenn der Kraftstoffhersteller einen oder mehrere Verträge über den Bezug von Strom aus erneuerbaren Energien mit Wirtschaftsbeteiligten geschlossen hat, die Strom aus erneuerbaren Quellen erzeugen, muss die erhaltene Strommenge der entsprechenden Anlage zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien zugeordnet werden, die im zugehörigen Strombezugsvertrag angegeben ist.

Nutzt der Kraftstoffhersteller einen Stromspeicher, der gemäß den Anforderungen an die zeitliche Korrelation geladen wird, muss der Kraftstoffhersteller eine individuelle Strombilanz für diesen Speicher erstellen. Wenn der Strom im Speicher gespeichert und die Einhaltung der zeitlichen Korrelation nachgewiesen wurde, kann der Strom flexibel zur Erzeugung von RFNBO eingesetzt werden. Allerdings muss dann auch der aus dem Speicher entnommene Strom in der Strom-Kraftstoff-Bilanz dokumentiert werden.

Unter der Annahme, dass ein Kraftstoffhersteller Strom aus einer Anlage bezieht, die erneuerbaren Strom erzeugt und zusätzlich an das Stromnetz angeschlossen ist, um eine konstante Stromversorgung zu gewährleisten, muss die Dokumentation mindestens die im Beispiel angegebenen Angaben enthalten.

Zeitraum 01.–31. Januar				
Art des elektrischen Stroms	Menge [MWh]	Menge [MJ]	Menge an H ₂ [MJ]*	Art des Brennstoffs
Teilweise erneuerbar (Netzanteil)	80	0.288×10^6	0.187×10^6	RFNBO
80 % erneuerbarer Anteil	20	0.072×10^6	$0,047 \times 10^6$	Nicht-RFNBO
Vollständig erneuerbar (Direktleitung)	1000	3.60×10^6	2.34×10^6	RFNBO
Gesamtmenge an RFNBO [MJ]	2.527×10^6			
Gesamtmenge an Nicht-RFNBO [MJ]	$0,047 \times 10^6$		*angenommener Konversionsfaktor 1,54 MJ/MJ _{hydrogen}	

Muss der erzeugte Strom innerhalb desselben Zeitraums von einer Stunde verbraucht werden, müssen die Angaben pro Stunde dokumentiert werden.

Die Kategorisierung, ob der Kraftstoff in diesem Beispiel als RFNBO oder Nicht-RFNBO klassifiziert werden kann, basiert auf der Stromart. Bitte beachten Sie, dass das RFNBO auch die Anforderung an die Mindesteinsparung von THG-Emissionen erfüllen muss.

Die gezeigte Tabelle ist nur ein Beispiel und daher keine verpflichtende Art der Dokumentation. Kraftstoffhersteller können eine eigene Dokumentationsstruktur erstellen, sofern die erforderlichen Angaben enthalten sind.

Die Kraftstoffhersteller müssen dem Auditor ihre Strom-Kraftstoff-Bilanz im Vorfeld des geplanten Audits zur Verfügung stellen.

10 Anforderungen an die Neutrale Kontrolle

Die Anforderungen an die neutrale Kontrolle im REDcert-EU System finden Sie im Dokument „Systemgrundsätze für die Neutrale Kontrolle“. Sie müssen auch im Rahmen der RFNBO- und RCF-Zertifizierung angewendet werden.

Abgesehen von den in diesem Dokument dargelegten Anforderungen müssen die Auditoren die auf der Homepage¹⁹ der Europäischen Kommission zu der freiwilligen Systemen veröffentlichten „Q&A for the certification of RFNBO and RCF“ als Leitfaden verwenden. Wenn die Leitlinien im Q&A-Dokument aktualisiert werden, müssen sich die Auditoren mit den Aktualisierungen vertraut machen und die neuen Leitlinien bei der Durchführung von Audits berücksichtigen.

10.1 Geltungsbereich der Zertifizierung

Der Geltungsbereich der Zertifizierung für Kraftstoffhersteller kann je nach Organisationsstruktur variieren, aber im Allgemeinen benötigt jeder Kraftstoffhersteller eine individuelle Zertifizierung. Dabei ist zu unterscheiden zwischen Kraftstoffherstellern, die nur eine bestimmte Tätigkeit ausüben (z.B. Elektrolyse), und Kraftstoffherstellern, die zwei oder mehr Verfahren kombinieren und somit Verbundsysteme bilden (z.B. Elektrolyse, CO₂-Quelle und Kraftstoffherstellung an einem Standort).

Im Falle eines Verbundsystems ist zwischen einem gemeinsamen Rechtsträger und mehreren getrennten Rechtsträgern zu unterscheiden. Handelt es sich bei den Anlagen innerhalb eines Verbundsystems um getrennte Rechtsträger, so muss der Umfang der Zertifizierung für jeden Rechtsträger gewählt werden, d.h. entsprechend der Tätigkeit, die der betreffende Rechtsträger ausübt. Wenn die Anlagen innerhalb des Verbundsystems als ein Rechtsträger agieren, kann dieses Verbundsystem als Ganzes betrachtet werden. Der Kraftstoffhersteller muss jedoch für jede Anlage ein Massenbilanzsystem einrichten, das die Anforderungen des Dokuments „Systemgrundsätze für die Massenbilanz“ erfüllt, die THG-Emissionen für jede Anlage individuell und im Einklang mit den in diesem Dokument beschriebenen Anforderungen berechnen und für die Anlagen den Nachweis der Systemkonformität erbringen.

Das Zertifikat, das die Systemkonformität nachweist und den Geltungsbereich der Zertifizierung angibt, wird (für die spezifische Tätigkeit oder das Verbundsystem) nach einer positiven Entscheidung der Zertifizierungsstelle ausgestellt.

¹⁹ [Seite mit freiwilligen Systemen](#)

10.2 Zertifizierung von Entstehungsbetrieben

Die Zertifizierung von Entstehungsbetrieben kann entweder durch Einzelzertifizierung oder durch Gruppenzertifizierung erfolgen. Nach erfolgreichem Abschluss des Zertifizierungsprozesses für die Einzelzertifizierung erhält der Erzeugungsort ein separates Zertifikat. Die Zertifizierung muss in Einklang mit den Systemgrundsätzen für die Neutrale Kontrolle durchgeführt werden.

Ohne Einzelzertifikat ist der Erzeugungsort verpflichtet, die Einhaltung der in Abschnitt 3.3 genannten Anforderungen nachzuweisen. Zudem muss er den periodischen Kontrollen durch eine von REDcert anerkannte Zertifizierungsstelle in Form einer unterschriebenen Selbsterklärung zustimmen. Bezieht ein Kraftstoffhersteller Stoffströme nur von einem Entstehungsbetrieb, der eine unterzeichnete Selbsterklärung für den spezifischen Stoffstrom übermittelt hat, so ist dieser Entstehungsbetrieb in das Zertifizierungsverfahren des Kraftstoffherstellers einzubeziehen. Wenn ein Kraftstoffhersteller Stoffströme von mehr als einem Entstehungsbetrieb bezieht, kann im Zertifizierungsverfahren für diese Gruppe von Entstehungsbetrieben der Ansatz der Gruppenzertifizierung angewendet werden, sofern der Kraftstoffhersteller die Rolle der Gruppenverwaltung übernimmt (wie in den Systemgrundsätzen für die Neutrale Kontrolle beschrieben). Die Gruppenzertifizierung muss im Einklang mit den Systemgrundsätzen für die Neutrale Kontrolle durchgeführt werden.

10.3 Qualifikation der Auditoren

Zusätzlich zu den Anforderungen, die in Abschnitt 7 der Systemgrundsätze für die neutrale Kontrolle an Auditoren gestellt werden, müssen insbesondere folgende Anforderungen von Auditoren erfüllt werden, die Kontrollen im Bereich von wiederverwerteten kohlenstoffhaltigen Kraftstoffen und/oder erneuerbaren flüssigen und gasförmigen Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs durchführen:

- mindestens zwei Jahre Erfahrung mit der Ökobilanzierung von Kraft-/Brennstoffen
- Erfahrung mit der Prüfung von THG-Emissionsberechnungen gemäß der in den Anhängen V und VI der geänderten Richtlinie (EU) 2018/2001 dargelegten Methodik
- Kenntnis der Anforderungen der Delegierten Verordnung (EU) 2023/1184 und der Delegierten Verordnung (EU) 2023/1185
- Erfahrung in Ökologie, Naturwissenschaften, Ingenieurwesen, Energiewirtschaft oder einem verwandten Bereich

11 Mitgeltende Dokumente

Die Dokumentationsstruktur des REDcert-EU Systems umfasst Folgendes:

Nr.	Dokument	Herausgegeben/überarbeitet
1	Geltungsbereich und grundlegende Vorgaben des Systems	Die aktuelle Version der REDcert-EU Systemgrundsätze ist auf der Homepage unter www.redcert.org veröffentlicht.
2	Systemgrundsätze für die Massenbilanzierung	
3	Systemgrundsätze für die Neutrale Kontrolle	
4	Systemgrundsätze für das Integritätsmanagement	
5	Stufenspezifische Checklisten	
6	Definitionen im REDcert-EU System	
Überarbeitete Richtlinie (EU) 2018/2001. Abrufbar unter: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:02018L2001-20240716		

REDcert behält sich vor, bei Bedarf weitere ergänzende Systemgrundsätze zu erstellen und zu veröffentlichen.

Die gesetzlichen EU-Regelungen und -Vorschriften für nachhaltige Biomasse sowie erneuerbare Kraft-/Brennstoffe und wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe einschließlich weiterer einschlägiger Referenzen, welche die Grundlage der REDcert EU-Dokumentation darstellen, sind auf der REDcert-Homepage unter www.redcert.org gesondert veröffentlicht. Bei Verweis auf die Rechtsgrundlagen ist immer die jeweils aktuell geltende Fassung anzunehmen.

12 Anhang

12.1 Einschlägige Rechtsvorschriften

Richtlinie (EU) 2018/2001	Link
Richtlinie (EU) 2023/2413	Link
Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184	Link
Delegierte Verordnung (EU) 2023/1185	Link
Durchführungsverordnung (EU) 2022/996	Link
Richtlinie 2008/98/EG	Link

12.2 Kriterien für gültige CO₂-Bepreisungssysteme

Die *Berücksichtigung in einem vorgelagerten Schritt* in einem effektiven CO₂-Bepreisungssystem bedeutet, dass die Emissionen bei der Ersterzeugung der RFNBO oder RCF einem CO₂-Preis unterliegen. Beispielsweise, wenn Emissionen aus einem industriellen Prozess einer CO₂-Bepreisung unterliegen, wenn sie abgeschieden und zur Herstellung eines RFNBO oder RCF (z.B. E-Kerosin) verwendet werden. Im Gegensatz dazu bedeutet die Berücksichtigung in einem nachgelagerten Schritt, dass die CO₂-Bepreisung nur dann angewendet wird, wenn die Emissionen letztendlich aus dem RFNBO oder RCF in die Atmosphäre freigesetzt werden (z.B., wenn das E-Kerosin in der Luftfahrt verwendet wird).

Bezüglich der Frage, was ein *wirksames CO₂-Bepreisungssystem* gemäß den „Q&A for the certification of RFNBO and RCF“ ist, muss das System Mindestkriterien erfüllen, die eine wirksame Durchsetzung gewährleisten, sodass für jede emittierte Tonne bezahlt wird:

- Es muss über einen robusten MRV-Prozess (Monitoring, Reporting, Verification) verfügen.
- Es muss für seine Teilnehmer verbindlich sein.
- Es muss stabil sein.
- Es muss den CO₂-Preis zumindest auf den gesamten Sektor anwenden, der RFNBO oder RCF herstellt.
- Es muss eine strenge Durchsetzung gewährleisten.

- Es muss staatlich geleitet werden.

Darüber hinaus muss das System so gestaltet sein, dass gewährleistet ist, dass der CO₂-Preis seinen Zweck erreicht, Emissionsreduktionen zur Erzielung von Klimaneutralität zu bewirken:

- im Falle eines Emissionshandelssystems (ETS): mit einer absoluten und letztlich sinkenden Obergrenze, die sich am Klimaneutralitätsziel des Landes orientiert, um die Paris-konforme nationale Festlegung des Landes zu erreichen
- im Falle einer Steuer: mit steigendem Bemessungswert im Einklang mit dem Klimaneutralitätsziel des Landes zur Erreichung der Paris-konformen nationalen Festlegung des Landes
- für ETS und Steuer gleichermaßen: ohne Gestaltungsmerkmale, die die Obergrenze oder Steuer unwirksam machen

12.3 Beispiele

12.3.1 Nutzung von vollständig und teilweise erneuerbarem Strom

Kraftstoffhersteller können verschiedene Optionen kombinieren, um Strom aus erneuerbaren Quellen zu beziehen, sofern die Art und Weise, wie Strom bezogen wird, im Einklang mit den Anforderungen in Abschnitt 9 dieses Dokuments vollständig dokumentiert ist. Dies gilt auch für Strom, der im gleichen Zeitraum bezogen wird. Für jede Art der Strombeschaffung gelten die entsprechenden Regeln. Strom gilt aber immer entweder als vollständig erneuerbar oder als teilweise erneuerbar.

Abbildung 2 zeigt ein Beispiel für einen Elektrolyseur, der vollständig erneuerbaren Strom über eine Direktleitung und teilweise erneuerbaren Strom aus dem Netz bezieht. Für eine Konfiguration dieser Art sind zwei Optionen für den Betrieb des Elektrolyseurs möglich. Option 1 ist die Produktion in Chargen, bei der dedizierter RFNBO-H₂ mit vollständig erneuerbarem Strom produziert wird. Nur wenn die Anlage zur Erzeugung erneuerbarer Elektrizität gerade keinen Strom erzeugt, bezieht der Brennstoffhersteller Strom aus dem Netz. Option 2 ist die Kombination von vollständig erneuerbarem Strom mit teilweise erneuerbarem Strom, so dass keine dedizierte Produktion von RFNBO-H₂ erfolgt.

Unabhängig davon, ob Option 1 oder Option 2 angewendet wird, gilt: Wenn der Elektrolyseur mit 50 % Strom gespeist wird, der als vollständig erneuerbar gilt, und 50 % Strom, der nur zu 40 % erneuerbar ist, sind 70 % des insgesamt produzierten Wasserstoffs erneuerbar (RFNBO-H₂). Die restlichen 30 % können nicht durch Anwendung der Regeln

der Delegierten Verordnung (EU) 2023/1184 (Nicht-RFNBO-H₂) als erneuerbar deklariert werden. Die restlichen 30 % können im Rahmen des künftigen Zertifizierungsrahmens, der im Paket zur Dekarbonisierung der Wasserstoff- und Gasmärkte geplant ist, als kohlenstoffarmer Wasserstoff gelten.

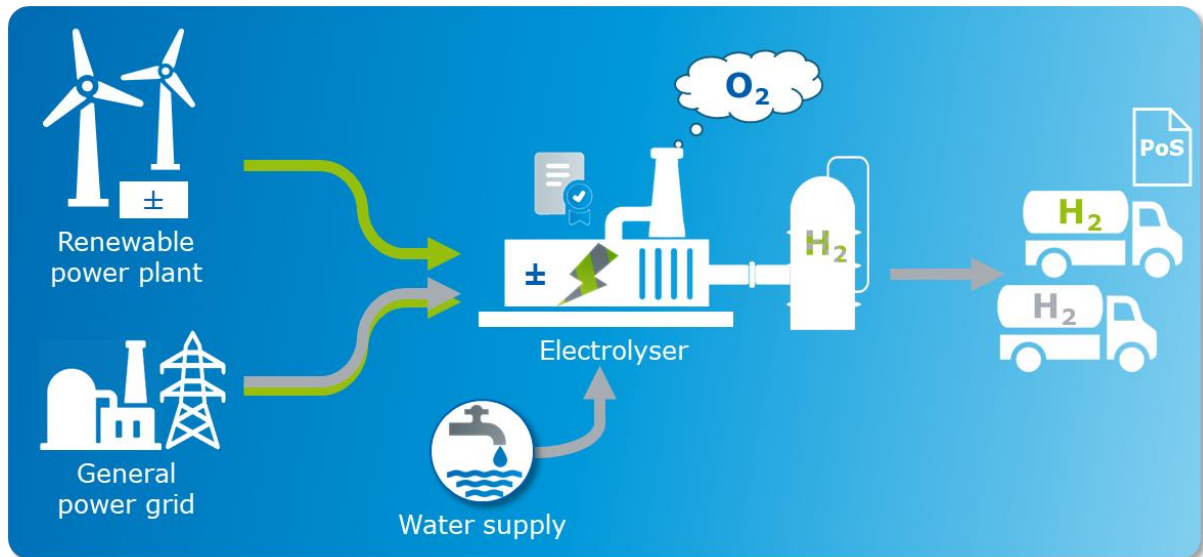


Abbildung 2: Beispiel für einen Elektrolyseur, der Wasserstoff entweder mit vollständig erneuerbarem oder teilweise erneuerbarem Strom erzeugt.

Bei der Ermittlung der THG-Emissionen ist die vom Brennstoffhersteller gewählte Option für die Produktion wichtig. Die Berechnung für beide Optionen ist nachstehend beschrieben.

Option 1: Es wird der Fall angenommen, dass der Kraftstoffhersteller 130 MJ RFNBO-H₂ unter Verwendung von 200 MJ vollständig erneuerbarem Strom und 130 MJ Wasserstoff unter Verwendung von 200 MJ teilweise erneuerbarem Strom mit einem Anteil an erneuerbaren Energien von 40 % erzeugt. Es kann nachgewiesen werden, dass bei der Wasserstoffherstellung keine „Vermischung“ der verschiedenen Stromarten stattgefunden hat und Wasserstoff daher in definierbaren Chargen hergestellt wurde. Darüber hinaus wird davon ausgegangen, dass der Brennstoffhersteller in einer Gebotszone tätig ist, in der der Emissionsfaktor für Strom 10 gCO₂ eq/MJ beträgt. Das Wasser wird direkt aus einer regionalen Wasserleitung zugeführt und vor der Einspeisung in den Elektrolyseur deionisiert. Es wird davon ausgegangen, dass die für die Wasseraufbereitungsanlage benötigte Energie direkt von der Anlage zur Erzeugung von erneuerbarem Strom stammt. Daher wird ein Emissionsfaktor $e_{i,water}$ von 0 angenommen. Die Emissionen aus der Verarbeitung (e_p) belaufen sich auf 1,2 gCO₂eq/MJ und die Emissionen aus Transport und Verteilung (e_{td}) auf 0,5 gCO₂eq/MJ.

Die Kraftstofffraktionen, die mit vollständig erneuerbarem Strom erzeugt werden, und die Kraftstofffraktionen, die mit teilweise erneuerbarem Strom erzeugt werden, sind getrennt voneinander zu betrachten.

Für RFNBO-H₂, der mit vollständig erneuerbarem Strom erzeugt wird, kann für den eingesetzten Strom ein Emissionsfaktor von null angenommen werden. Daher werden die Gesamtemissionen aus der Verwendung des Kraftstoffs (E) und die Einsparungen bei den Treibhausgasemissionen (ΔE) wie folgt berechnet:

$$E = e_i + e_p + e_{td} + e_u - e_{ccs}$$

$$E = 0 \frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{\text{MJ}} + 1.2 \frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{\text{MJ}} + 0.5 \frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{\text{MJ}} + 0 \frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{\text{MJ}} - 0 \frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{\text{MJ}} = 1.7 \frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{\text{MJ}}$$

$$\Delta E = \frac{94 \frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{\text{MJ}} - 1.7 \frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{\text{MJ}}}{94 \frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{\text{MJ}}} = 0,98 \rightarrow 98 \%$$

Die Verwendung von Wasserstoff, der mit vollständig erneuerbarem Strom erzeugt wurde, bewirkt eine Reduzierung der Treibhausgasemissionen um 98 %.

Bei RFNBO-H₂, der mit teilweise erneuerbarem Strom erzeugt wird, sind die Emissionen des zur Erhöhung des Heizwerts eingesetzten Stroms gemäß dem gewählten Verfahren zu berücksichtigen (Abschnitt 7.6).

Daher werden die Gesamtemissionen aus der Verwendung des Kraftstoffs (E) und die Einsparungen bei den Treibhausgasemissionen (ΔE) wie folgt berechnet:

$$E = e_i + e_p + e_{td} + e_u - e_{ccs}$$

$$e_i = e_{\text{elastic}} + e_{\text{rigid}} - e_{\text{ex-use}}$$

$$e_i = \frac{10 \frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{\text{MJ}} \cdot 200 \text{ MJ}}{130 \text{ MJ}} + 0 \frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{\text{MJ}} - 0 \frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{\text{MJ}} = 15.4 \frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{\text{MJ}}$$

$$E = (15.4 + 1.2 + 0.5 + 0 - 0) \frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{\text{MJ}} = 17.1 \frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{\text{MJ}}$$

$$\Delta E = \frac{94 \frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{\text{MJ}} - 17.1 \frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{\text{MJ}}}{94 \frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{\text{MJ}}} = 0,82 \rightarrow 82 \%$$

Die Verwendung von Wasserstoff, der mit teilweise erneuerbarem Strom erzeugt wurde, bewirkt eine Reduzierung der Treibhausgasemissionen um 82 %. Aufgrund der Verwendung von teilweise erneuerbarem Strom mit einem erneuerbaren Anteil von 40 % können jedoch nur 40 % ($S_{\text{RFNBO}} = 0,4$) – also nur 52 MJ – als RFNBO-H₂ verkauft werden.

Option 2: In diesem Beispiel wird von denselben Bedingungen wie bei Option 1 ausgegangen, aber hier hat der Brennstoffhersteller 130 MJ Wasserstoff mit 100 MJ vollständig erneuerbarem Strom und 100 MJ teilweise erneuerbarem Strom erzeugt, der gleichzeitig in die Elektrolyse eingespeist wird. Daher erfolgte keine Produktion in Chargen.

Wie in Abschnitt 7.12 dargelegt, ist für alle Brennstoffe, die aus dem Verfahren hervorgehen, von der gleichen THG-Emissionsintensität auszugehen, wenn die Gesamtmenge des Brennstoffs, die aus einem Verfahren resultiert, aus einem Gemisch von Kraftstoffen besteht (in diesem Beispiel RFNBO und Nicht-RFNBO). Eine getrennte Berücksichtigung der produzierten Brennstoffe ist daher nicht möglich.

Daher werden die Gesamtemissionen aus der Verwendung des Kraftstoffs (E) und die Einsparungen bei den Treibhausgasemissionen (ΔE) wie folgt berechnet:

$$E = e_i + e_p + e_{td} + e_u - e_{ccs}$$

$$e_i = e_{\text{elastic}} + e_{\text{rigid}} - e_{\text{ex-use}}$$

$$e_i = \frac{(10 \frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{\text{MJ}} \cdot 100 \text{ MJ} + 0 \frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{\text{MJ}} \cdot 100 \text{ MJ})}{130 \text{ MJ}} + 0 \frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{\text{MJ}} - 0 \frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{\text{MJ}} = 7.7 \frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{\text{MJ}}$$

$$E = (7.7 + 1.2 + 0.5 + 0 - 0) \frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{\text{MJ}} = 9.4 \frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{\text{MJ}}$$

$$\Delta E = \frac{94 \frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{\text{MJ}} - 9.4 \frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{\text{MJ}}}{94 \frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{\text{MJ}}} = 0.90 \rightarrow 90 \%$$

Die Verwendung von Wasserstoff, der aus einem „Mix“ von teilweise und vollständig erneuerbarem Strom erzeugt wurde, bewirkt eine Reduzierung der Treibhausgasemissionen um 90 %. Da der gesamte Anteil erneuerbarer Elektrizität jedoch 70 % beträgt, können nur 70 % ($S_{\text{RFNBO}} = 0,7$) – also nur 91 MJ – als RFNBO-H₂ verkauft werden.

12.3.2 Herstellung von RFNBO-Diesel aus Methanol und Wasserstoff

Abbildung 3 zeigt einen möglichen Herstellungsweg für RFNBO-Diesel auf. Dabei wird Methanol über die Olefinsynthese (mit Dimethylether als Zwischenschritt) in Diesel umgewandelt. Dazu führt der Kraftstoffhersteller zunächst eine Olefinsynthese an einer externen Betriebsstätte durch (daher Einzelzertifizierung) und anschließend werden die Olefin-Oligomere mit RFNBO-H₂ hydriert. Es wird jedoch davon ausgegangen, dass beide Betriebsstätten vom gleichen Kraftstoffhersteller betrieben werden.

Für die Olefinsynthese bezieht der Kraftstoffhersteller RFNBO-Methanol aus Übersee und RFNBO-H₂ von einem lokalen zertifizierten Kraftstoffhersteller. Der Methanolbedarf für die Herstellung von Diesel wird mit $1,2 \text{ MJ}_{\text{Methanol}}/\text{MJ}_{\text{Diesel}}$ und der Wasserstoffbedarf mit $0,025 \text{ MJ}_{\text{Wasserstoff}}/\text{MJ}_{\text{Diesel}}$ angenommen.

Es wird davon ausgegangen, dass die Emissionen aus der Verarbeitung $6 \text{ gCO}_2\text{eq}/\text{MJ}$ betragen und dass der finale Kraftstoff per Lkw mit folgenden Spezifikationen transportiert wird:

Nutzlast	27 t	Tank	2 t
Beladen	25 t	Strecke	550 km
Kraftstoffart	Fossiler Diesel	EF_{Kraftstoff}	95,1 gCO ₂ eq/MJ
Wirkungsgrad	0,87 MJ/t.km	LHV_{Diesel}	43,1 MJ/kg

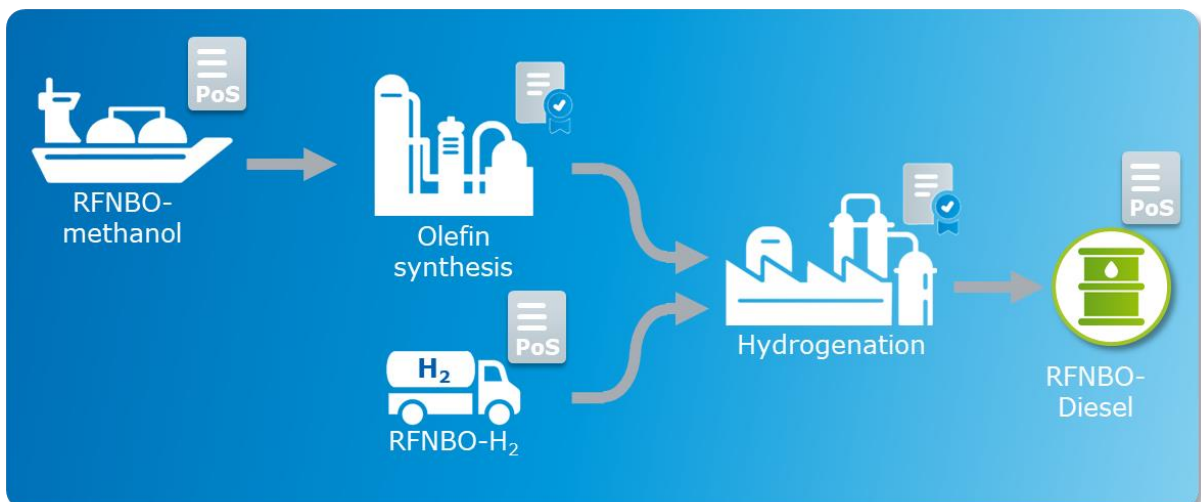


Abbildung 3: Beispiel für einen möglichen RFNBO-Diesel-Herstellungsweg, bei dem RFNBO-Methanol und RFNBO-H₂ am Ende der Wertschöpfungskette zur Herstellung des fertigen Kraftstoffs eingesetzt werden.

Berechnung der Emissionen aus der Lieferung von Inputs

Die für Methanol und Wasserstoff dokumentierten vorgelagerten Emissionen müssen unter Verwendung des in Abschnitt 7.11 beschriebenen Kraftstoff-Rohstofffaktors von $\text{gCO}_2\text{eq/MJ}_{\text{Methanol}}$ und $\text{gCO}_2\text{eq/MJ}_{\text{Wasserstoff}}$ in $\text{gCO}_2\text{eq/MJ}_{\text{Diesel}}$ umgewandelt werden. Da es sich bei beiden RFNBO um die relevanten Energie-Inputs für die Dieselsynthese handelt, müssen die Emissionen dem Formelelement $e_{i,\text{elastic}}$ zugeordnet werden.

Die Lieferscheine für das RFNBO-Methanol und RFNBO-H₂ enthalten folgende Daten:

	Methanol	Wasserstoff
	[gCO₂eq/MJ_{Methanol}]	[gCO₂eq/MJ_{Wasserstoff}]
E	4,8	1,7
E_{fuel,ex-e_u}	-64,1	1,7
e_i	-72,8	0
e_p	6,0	1,2
e_{td}	2,7	0,5
e_u	68,9	0
e_{ccs}	0	0

Die Berechnung der Emissionen aus der Lieferung von Inputs muss auf der Grundlage der Gesamtemissionen aus der Verwendung des Kraftstoffs ohne den Formelbestandteil e_u ($E_{\text{fuel,ex-e}_u}$) erfolgen.

$$e_{i,\text{elastic}} = -64.1 \frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{\text{MJ}_{\text{methanol}}} \cdot 1.2 \frac{\text{MJ}_{\text{methanol}}}{\text{MJ}_{\text{diesel}}} + 1.7 \frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{\text{MJ}_{\text{hydrogen}}} \cdot 0.025 \frac{\text{MJ}_{\text{hydrogen}}}{\text{MJ}_{\text{diesel}}} = -71.3 \frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{\text{MJ}_{\text{diesel}}}$$

Da die Emissionen aus Inputs mit unelastischem Angebot und die Emissionen aus der bestehenden Verwendung oder Bestimmung der Inputs gleich null sind, gilt Folgendes:

$$e_i = e_{i,\text{elastic}}$$

Berechnung der Emissionen aus Transport und Verteilung des Fertigungskraftstoffs

Wie im Abschnitt 7.9 beschrieben, kann Formel 15 zur Berechnung von e_{td} verwendet werden. Basierend auf den obigen Angaben muss die Berechnung wie folgt erfolgen:

$$e_{td} = \frac{27 \text{ t} \cdot 550 \text{ km} \cdot (0,87 \frac{\text{MJ}}{\text{t.km}} \cdot 95,1 \frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{\text{MJ}})}{25 \text{ t} \cdot 1000 \frac{\text{kg}}{\text{t}} \cdot 43,1 \frac{\text{MJ}}{\text{kg}}} = 1,1 \frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{\text{MJ}}$$

Berechnung der Gesamtemissionen aus der Verwendung des Brennstoffs und der THG-Emissionseinsparungen

Gemäß dem Anhang Teil B der Delegierten Verordnung (EU) 2023/1185 betragen die Verbrennungsemissionen von Diesel 73,2 gCO₂eq/MJ. Daher werden die Gesamtemissionen aus der Verwendung von Dieselmotorkraftstoff (E) und die Einsparungen bei den Treibhausgasemissionen (ΔE) wie folgt berechnet:

$$E = e_i + e_p + e_{td} + e_u - e_{ccs}$$

$$E = (-71,3 + 6,0 + 1,1 + 73,2 - 0) \frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{\text{MJ}} = 9,0 \frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{\text{MJ}}$$

$$\Delta E = \frac{94 \frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{\text{MJ}} - 9,0 \frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{\text{MJ}}}{94 \frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{\text{MJ}}} = 0,90 \rightarrow 90 \%$$

Nach der Gesamtproduktion des fertigen Kraftstoffs bewirkt der Einsatz des Diesels eine Reduzierung der Treibhausgasemissionen um 90 %. Da nur RFNBO als relevanter Energie-Input verwendet werden, können 100 % des Diesels als RFNBO-Diesel eingestuft werden.

Impressum

REDcert GmbH

Schwertberger Straße 16

53177 Bonn

Deutschland

+49 (0) 228 3506 200

www.redcert.org