



Brüssel, den 14. Juli 2025
(OR. en)

11578/25
ADD 1

ENER 366
CLIMA 271
CONSUM 138
TRANS 303
AGRI 349
IND 273
ENV 697
COMPET 735
FORETS 51
DELACT 101

ÜBERMITTLUNGSVERMERK

Absender: Frau Martine DEPREZ, Direktorin, im Auftrag der Generalsekretärin der Europäischen Kommission

Eingangsdatum: 9. Juli 2025

Empfänger: Frau Thérèse BLANCHET, Generalsekretärin des Rates der Europäischen Union

Betr.: ANHANG
der
DELEGIERTEN VERORDNUNG (EU) .../... DER KOMMISSION
zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates durch Festlegung einer Methode zur Bewertung der Einsparungen an Treibhausgasemissionen durch kohlenstoffarme Brennstoffe

Die Delegationen erhalten in der Anlage das Dokument C(2025) 4674 annex.

Anl.: C(2025) 4674 annex

11578/25 ADD 1

TREE.2B

DE



EUROPÄISCHE
KOMMISSION

Brüssel, den 8.7.2025
C(2025) 4674 final

ANNEX

ANHANG

der

DELEGIERTEN VERORDNUNG (EU) .../... DER KOMMISSION

**zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des
Rates durch Festlegung einer Methode zur Bewertung der Einsparungen an
Treibhausgasemissionen durch kohlenstoffarme Brennstoffe**

DE

DE

ANHANG

Methode zur Bestimmung der Treibhausgaseinsparungen durch kohlenstoffarme Brennstoffe mit Ausnahme wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe

A. METHODE

1. Die bei der Erzeugung und Nutzung kohlenstoffärmerer Brennstoffe mit Ausnahme wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe entstehenden Treibhausgasemissionen werden wie folgt berechnet:

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

Dabei gilt:

E = Gesamtemissionen aus der Nutzung des Brennstoffs (g CO₂-Äq/MJ Brennstoff);

e_i = $e_{i\text{ elastic}}$ + $e_{i\text{ rigid}}$ - $e_{\text{ex-use}}$: Emissionen aus der Versorgung mit Einsatzstoffen („inputs“) (g CO₂-Äq/MJ Brennstoff);

$e_{i\text{ elastic}}$ = Emissionen aus Einsatzstoffen mit elastischem Angebot („elastic inputs“) (g CO₂-Äq/MJ Brennstoff);

$e_{i\text{ rigid}}$ = Emissionen aus Einsatzstoffen mit unelastischem Angebot („rigid inputs“) (g CO₂-Äq/MJ Brennstoff);

$e_{\text{ex-use}}$ = Emissionen aus der derzeitigen Nutzung oder bestimmung der Einsatzstoffe (g CO₂-Äq/MJ Brennstoff);

e_p = Emissionen aus der Verarbeitung (g CO₂-Äq/MJ Brennstoff);

e_{td} = Emissionen aus Transport und Verteilung (g CO₂-Äq/MJ Brennstoff);

e_u = Emissionen aus der Verbrennung des Brennstoffs bei der Endnutzung (g CO₂-Äq/MJ Brennstoff);

e_{ccs} = Netto-Emissionseinsparungen durch CO₂-Abscheidung und -Speicherung (g CO₂-Äq/MJ Brennstoff);

e_{ccu} = Netto-Emissionseinsparungen durch CO₂-Abscheidung und dauerhafte chemische Bindung von CO₂ in langlebigen Erzeugnissen (g CO₂-Äq/MJ Brennstoff).

Die mit der Herstellung der Anlagen und Ausrüstungen verbundenen Emissionen werden nicht berücksichtigt.

Die Treibhausgasintensität kohlenstoffärmerer Brennstoffe wird bestimmt, indem die Gesamtemissionen des Verfahrens unter Berücksichtigung jedes Bestandteils der Formel durch die Gesamtmenge des aus dem Verfahren resultierenden Brennstoffs geteilt werden, und wird in Gramm CO₂-Äquivalent je MJ Brennstoff (g CO₂-Äq/MJ Brennstoff) ausgedrückt. Bei Brennstoffen, die aus einer Mischung aus kohlenstoffarmen Brennstoffen und anderen Brennstoffen bestehen, wird angenommen, dass alle Arten von Brennstoffen dieselbe Emissionsintensität aufweisen. Eine Ausnahme von dieser Regel findet bei der gemeinsamen Verarbeitung Anwendung, wenn kohlenstoffarme Brennstoffe, erneuerbare Brennbzw. Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs, Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe einen als relevanten Einsatzstoff verwendeten konventionellen fossilen Brennstoff in einem Verfahren teilweise ersetzen.

In diesem Fall wird bei der Berechnung der Treibhausgasintensität auf der Grundlage des Energiegehalts der relevanten Energieeinsatzstoffe proportional unterschieden zwischen

- dem Teil des Verfahrens, in dem der als Einsatzstoff verwendete fossile Brennstoff sowie Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe eingesetzt werden, und
- dem Teil des Verfahrens, in dem kohlenstoffarme Brennstoffe und erneuerbare Brenn- bzw. Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs eingesetzt werden, soweit die Teile des Verfahrens ansonsten identisch sind.

Bei mehr als einem relevanten Energieeinsatzstoff im Verfahren werden die beiden Verfahrensteile auf der Grundlage des Anteils des Einsatzstoffs abgegrenzt, der als kohlenstoffarme Brennstoffe oder erneuerbarer Brenn- bzw. Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs gilt und den größten Anteil des als Einsatzstoff verwendeten konventionellen fossilen Brennstoffs ersetzt¹.

In dem Verfahren verwendete Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe werden bei der Berechnung der Emissionsintensität nur dann berücksichtigt, wenn sie als nicht relevanter Energieeinsatzstoff verwendet werden, wenn sie im Rahmen des oben beschriebenen abgegrenzten Verfahrensteils verwendet werden² oder wenn das für das Verfahren verwendete Einsatzmaterial bereits von Anfang an einen biogenen Anteil enthält, wie im Falle gemischter Siedlungsabfälle. Die Emissionsintensität von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen wird gemäß Artikel 31 der Richtlinie (EU) 2018/2001 bestimmt.

Die Treibhausgasintensität kohlenstoffärmer Brennstoffe kann als Durchschnitt für die gesamte Brennstellerzeugung während eines Zeitraums von bis zu einem Kalendermonat berechnet werden³. Wird jedoch Strom, der nach der in Artikel 27 Absatz 6 der Richtlinie (EU) 2018/2001 festgelegten Methode in vollem Umfang als aus erneuerbaren Quellen erzeugter Strom angerechnet wird, als Einsatzstoff zur Erzeugung von Wasserstoff in einem Elektrolyseur verwendet, so muss das Zeitintervall den Anforderungen an die zeitliche Korrelation entsprechen, sofern spezifische Anforderungen an die zeitliche Korrelation vorhanden sind. Die für einzelne Zeitintervalle berechneten Werte der Treibhausgasintensität können verwendet werden, um eine durchschnittliche Treibhausgasintensität für einen Zeitraum von bis zu einem Monat zu berechnen, sofern die für jeden Zeitraum berechneten Einzelwerte den Mindestschwellenwert für Einsparungen von 70 % erreichen.

¹ Dieser Anteil wird durch einen Vergleich innerhalb derselben Einsatzstoffart ermittelt, z. B. durch einen Vergleich des Anteils von kohlenstoffarmem Wasserstoff mit dem gesamten im Verfahren verwendeten Wasserstoff.

² Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe können Teil des abgegrenzten Verfahrens sein, wenn sie einen anderen Einsatzstoff als den als Einsatzstoff verwendeten konventionellen Brennstoff ersetzen, dessen größter Anteil durch kohlenstoffarme Brennstoffe und erneuerbare Brenn- bzw. Kraftstoffe ersetzt wird.

³ Werden sowohl erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs als auch kohlenstoffarme Brennstoffe in derselben Anlage hergestellt, so muss der gemäß der Verordnung (EU) 2023/1185 und der nach der vorliegenden Methode gewählte Zeitraum derselbe sein.

2. Die mit kohlenstoffarmen Brennstoffen mit Ausnahme wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe erzielten Treibhausgasemissionen werden wie folgt berechnet:

$$\text{Einsparungen} = (E_F - E) / E_F$$

Dabei gilt:

E = Gesamtemissionen bei der Verwendung des Brennstoffs;

E_F = Gesamtemissionen aus der Anwendung des Komparators für den Vergleich mit fossilen Brennstoffen.

Bei allen kohlenstoffarmen Brennstoffen müssen die Gesamtemissionen aus der Anwendung des Komparators für den Vergleich mit fossilen Brennstoffen dem in der Delegierten Verordnung (EU) 2023/1185 festgelegten Wert des Komparators für den Vergleich erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs mit fossilen Brennstoffen entsprechen.

3. Besteht der Output eines Verfahrens nicht vollständig aus kohlenstoffarmen Brennstoffen mit Ausnahme wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe, so wird der Anteil der kohlenstoffarmen Brennstoffe mit Ausnahme wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe bestimmt, indem die entsprechenden relevanten Energieeinsatzstoffe des Verfahrens durch die gesamten relevanten Energieeinsatzstoffe des Verfahrens geteilt werden⁴.

Bei Materialeinsatzstoffen ist die relevante Energie der untere Heizwert des in die Molekularstruktur des Brennstoffs eingehenden Materials⁵.

Bei Strom, der zur Erhöhung des Heizwerts des Brennstoffs 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. Bei Wärme, die zur Erhöhung des Heizwerts des Brennstoffs oder Zwischenerzeugnisses eingesetzt wird, ist die relevante Energie die nutzbare Energie in der Wärme, die zur Synthese des Brennstoffs genutzt wird. Nutzwärme ist die mit dem Carnot'schen Wirkungsgrad multiplizierte Gesamtwärmeenergie gemäß Anhang V Teil C Nummer 1 Buchstabe b der Richtlinie (EU) 2018/2001. Andere Einsatzstoffe werden nur bei der Bestimmung der Emissionsintensität des Brennstoffs berücksichtigt.

4. Bei der Bestimmung der Emissionen aus der Versorgung mit Einsatzstoffen e_i ist zwischen Einsatzstoffen mit elastischem Angebot und solchen mit unelastischem Angebot zu unterscheiden. Einsatzstoffe mit unelastischem Angebot sind Einsatzstoffe, deren Angebot nicht erhöht werden kann, um eine zusätzliche Nachfrage zu decken. Alle Einsatzstoffe, die als Kohlenstoffquelle für die Erzeugung wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe gelten, sind somit Einsatzstoffe mit

⁴ Wird ein Brennstoff in mehreren sich aneinander anschließenden Verfahren erzeugt, so wird der Anteil für jedes Verfahren bestimmt, es sei denn, es ist gängige industrielle Praxis, die Verfahren technisch und geografisch zu integrieren.

⁵ Bei wasserhaltigen Materialeinsatzstoffen wird als unterer Heizwert der untere Heizwert des trockenen Teils des Materialeinsatzstoffes verwendet (d. h. die für die Verdampfung des Wassers erforderliche Energie wird nicht berücksichtigt). Erneuerbare flüssige oder gasförmige Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr, die als Zwischenerzeugnisse für die Erzeugung von konventionellen Brennstoffen und Biokraftstoffen genutzt werden, werden nicht berücksichtigt.

unelastischem Angebot, ebenso wie Outputs, die zu einem festen Anteil in einem integrierten Verfahren erzeugt werden⁶ und weniger als 10 % des wirtschaftlichen Werts des Outputs ausmachen. Entfallen auf den Output mindestens 10 % des wirtschaftlichen Werts, so gilt er als Einsatzstoff mit elastischem Angebot. Einsatzstoffe mit elastischem Angebot sind grundsätzlich Einsatzstoffe, deren Angebot erhöht werden kann, um eine zusätzliche Nachfrage zu decken. In diese Kategorie fallen Erdölprodukte aus Raffinerien, da Raffinerien das Verhältnis ihrer Erzeugnisse ändern können. Emissionen aus Energiezufuhr und Materialeinsatzstoffen bei Vorgängen zur CO₂-Abscheidung und -Speicherung (CCS) (z. B. aus der Brennstoffverbrennung, aus der Wärme- und Stromnutzung sowie aus Materialien und Chemikalien) werden auf der Grundlage des unter den Nummern 5 bis 11 dargelegten Ansatzes für Verfahrenseinsatzstoffe berechnet.

5. Bei Strom, der gemäß Artikel 27 Absatz 6 Unterabsätze 2 und 3 der Richtlinie (EU) 2018/2001 in vollem Umfang als aus erneuerbaren Quellen erzeugter Strom angerechnet werden kann, wird angenommen, dass die Treibhausgasemissionen null betragen.
6. In jedem Kalenderjahr wird eine der vier nachfolgend aufgeführten alternativen Methoden angewandt, um dem Strom, der gemäß Artikel 27 Absatz 6 Unterabsätze 2 und 3 der Richtlinie (EU) 2018/2001 nicht als in vollem Umfang erneuerbar gelten kann und zur Herstellung kohlenstoffarmer Brennstoffe verwendet wird, Treibhausgasemissionswerte zuzuordnen:
 - a) Die Werte der Treibhausgasemissionen werden auf der Grundlage von Jahresmittelwerten gemäß Teil C dieses Anhangs zugeordnet;
 - b) die Treibhausgasemissionswerte werden auf der Grundlage des Stundenmittelwerts der Treibhausgasemissionen des Strommixes zum Zeitpunkt der Erzeugung der kohlenstoffarmen Brennstoffe in der Gebotszone zugeordnet, der von den Übertragungsnetzbetreibern für den Day-Ahead-Markt für die Gebotszone der Erzeugung des kohlenstoffarmen Brennstoffs zwei Stunden vor dem Schlusszeitpunkt des Day-Ahead-Markts prognostiziert wurde. Soweit verfügbar, wird zu diesem Zweck eine harmonisierte Methode angewandt. Bis zur Festlegung einer harmonisierten Methode muss die Methode von der zuständigen Behörde genehmigt worden sein;
 - c) die Werte der Treibhausgasemissionen werden in Abhängigkeit von der Anzahl der Vollaststunden zugeordnet, in denen die Anlage zur Erzeugung kohlenstoffarmer Brennstoffe in Betrieb ist. Wenn die Zahl der Vollaststunden im letzten Kalenderjahr, für das zuverlässige Daten verfügbar sind, gleich oder niedriger war als die Zahl der Stunden, in denen der Grenzpreis für Strom von Anlagen zur Erzeugung von erneuerbarem Strom oder von Kernkraftwerken bestimmt wurde, wird dem Netzstrom, der im Verfahren zur Erzeugung kohlenstoffarmer Brennstoffe genutzt wird, ein Treibhausgasemissionswert von 0 g CO₂-Äq/MJ zugeordnet. Ist die Zahl der Vollaststunden höher, so wird dem Netzstrom, der im Verfahren zur Erzeugung kohlenstoffarmer Brennstoffe

⁶ Zu den integrierten Verfahren gehören Verfahren, die

- in demselben Industriekomplex durchgeführt werden und
- Wärme oder andere schwierig zu transportierende Outputs eines der Verfahren wiederverwenden.

- genutzt wird, ein Treibhausgasemissionswert von 183 g CO₂-Äq/MJ zugeordnet;
- d) die Treibhausgasemissionswerte werden als Stundenmittelwerte auf der Grundlage des Treibhausgasemissionswerts der den Clearingpreis für Strom bestimmenden marginalen Technologie in einer bestimmten Marktzeiteinheit zum Zeitpunkt der Erzeugung der kohlenstoffarmen Brennstoffe in der Gebotszone berechnet. Diese Option kann nur angewendet werden, sofern der nationale Übertragungsnetzbetreiber diesen Wert veröffentlicht hat.

Bei Anwendung der unter Buchstabe c dargelegten Methode wird die Methode auf den gesamten Strom angewandt, der zur Erzeugung kohlenstoffärmerer Brennstoffe verwendet wird, einschließlich Strom, der gemäß Artikel 27 Absatz 6 Unterabsätze 2 und 3 der Richtlinie (EU) 2018/2001 in vollem Umfang als erneuerbar angerechnet werden kann.

- 7. Die Treibhausgasmissionen (THG-Emissionen) von Einsatzstoffen mit elastischem Angebot, die in einem integrierten Verfahren erzeugt werden, werden auf der Grundlage der Daten des tatsächlichen Erzeugungsverfahrens dieser Einsatzstoffe bestimmt. Dazu zählen alle Emissionen, die durch die Erzeugung dieser Einsatzstoffe über die gesamte Lieferkette hinweg entstehen (einschließlich der Emissionen aus der Gewinnung der für die Erzeugung, die Verarbeitung und den Transport des Einsatzstoffes erforderlichen Primärenergie). Emissionen, die aufgrund des Kohlenstoffgehalts des Brennstoff-Einsatzstoffes bei der Verbrennung entstehen, werden nicht berücksichtigt⁷.

THG-Emissionen aus Einsatzstoffen mit elastischem Angebot, die nicht in einem integrierten Verfahren gewonnen werden, werden auf der Grundlage der Werte aus Teil B dieses Anhangs bestimmt. Ist der Einsatzstoff nicht in der Liste enthalten, können Informationen über die Emissionsintensität aus der neuesten Fassung des JEC-WTW-Berichts, der ECOINVENT-Datenbank sowie von offiziellen Quellen wie IPCC, IEA oder der Regierung, anderen überprüften Quellen wie der E3-Datenbank und der Datenbank des Globalen Emissionsmodells integrierter Systeme (GEMIS) sowie von Sachverständigen geprüfte Veröffentlichungen genutzt werden.

Die Methanintensität der Erzeugung fossiler Einsatzstoffe mit elastischem Angebot wird auf folgender Grundlage berechnet:

- a) Sie wird berechnet als Summe der Methanintensität der Erzeugung der Einsatzstoffe und des Transports der Einsatzstoffe.
- b) Die Methanintensität der Erzeugung fossiler Einsatzstoffe mit elastischem Angebot wird für in der Union erzeugte Einsatzstoffe auf der Grundlage der von den Erzeugern in der Union gemäß Artikel 12 der Verordnung (EU) 2024/1787 gemeldeten Methanemissionen berechnet und für Einsatzstoffe, die in die Union eingeführt oder für die Herstellung kohlenstoffärmerer Brennstoffe außerhalb der Union verwendet werden, auf der Grundlage der von den

⁷

Wird die CO₂-Intensität Teil B dieses Anhangs entnommen, werden die Emissionen aus der Verbrennung nicht berücksichtigt. Der Grund dafür ist, dass Emissionen aus der Verbrennung bei der Verarbeitung oder bei den Emissionen aus der Verbrennung des Enderzeugnisses angerechnet werden.

Importeuren gemäß Artikel 28 Absätze 1, 2 und 5 der Verordnung (EU) 2024/1787 vorgelegten Informationen über die Methanemissionen⁸.

- c) Die Methanintensität des Transports fossiler Einsatzstoffe mit elastischem Angebot wird für in der Union erzeugte Einsatzstoffe auf der Grundlage der von Erzeugern und Anlagenbetreibern in der Union gemäß Artikel 12 der Verordnung (EU) 2024/1787 gemeldeten Methanemissionen berechnet und für Einsatzstoffe, die in die Union eingeführt oder für kohlenstoffarme Brennstoffe außerhalb der Union verwendet werden, auf der Grundlage der Werte zur Schätzung der Methanemissionen im Zusammenhang mit dem Transport von Rohöl, Erdgas und Kohle aus Drittländern, die gemäß Artikel 30 Nummer 2 Buchstabe d Ziffer ii der Verordnung (EU) 2024/1787 in der Methan-Transparenzdatenbank veröffentlicht werden, ergänzt durch einschlägige Informationen zu den Methanemissionen, die von Anlagenbetreibern gemäß Artikel 12 der Verordnung (EU) 2024/1787 und von Importeuren gemäß Artikel 27 Absatz 1, Artikel 28 Absätze 1, 2 und 5 sowie Anhang IX der Verordnung (EU) 2024/1787 vorgelegt werden.

Kann die Methanintensität jedoch aufgrund mangelnder Daten nicht berechnet werden oder erhöht der Einsatzstoff nicht den Heizwert des kohlenstoffarmen Brennstoffs, kann die Methanintensität der fossilen Einsatzstoffe mit elastischem Angebot als relevanter Wert für die vorgelagerten Methanemissionen je Einheit der in Teil B dieses Anhangs aufgeführten Brennstoffe herangezogen werden.

8. Der Lieferant eines Einsatzstoffes mit elastischem Angebot, dessen Werte nicht aus Teil B dieses Anhangs entnommen werden, berechnet die Emissionsintensität⁹ des Einsatzstoffes nach den in diesem Anhang beschriebenen Verfahren und leitet den Wert an den nächsten Erzeugungsschritt oder an den Enderzeuger des Brennstoffs weiter. Dies gilt auch für die Lieferanten von Einsatzstoffen aus weiter vorgelagerten Teilen der Lieferkette.
9. Emissionen aus Einsatzstoffen mit unelastischem Angebot (*e i rigid*) umfassen die Emissionen, die sich durch die Änderung der Nutzung dieser Einsatzstoffe gegenüber einer früheren oder alternativen Nutzung ergeben. Bei diesen Emissionen werden die entgangene Erzeugung von Strom, Wärme oder Erzeugnissen, die zuvor mithilfe des Einsatzstoffes erzeugt wurden, sowie alle Emissionen infolge einer zusätzlichen Behandlung des Einsatzstoffes und des Transports berücksichtigt. Dabei gelten folgende Regeln:
- a) Emissionen, die der Versorgung mit Einsatzstoffen mit unelastischem Angebot zugeordnet werden, werden ermittelt, indem die entgangene Erzeugung von Strom, Wärme oder sonstigen Erzeugnissen mit dem entsprechenden Emissionsfaktor multipliziert wird. Bei entganger Stromerzeugung sind die Emissionsfaktoren für die Netzstromerzeugung in dem Land zu berücksichtigen, in dem die Nutzungsänderung stattgefunden hat, und nach der

⁸ Die gemeldeten Werte werden nach der von der Kommission gemäß Artikel 29 Absatz 4 der Verordnung (EU) 2024/1787 festgelegten Methode berechnet. Bis zu dem Zeitpunkt, an dem diese Methode festgelegt ist, können gegebenenfalls andere wissenschaftliche Methoden, z. B. die OGMP-2.0-Methode, angewandt werden.

⁹ Im Einklang mit Nummer 6 umfasst die Emissionsintensität nicht die mit dem Kohlenstoffgehalt des gelieferten Einsatzstoffes verbundenen Emissionen.

Methode gemäß den Nummern 5 oder 6 zu ermitteln¹⁰. Bei einer Änderung der Nutzung von Material werden die dem Ersatzmaterial zuzuordnenden Emissionen wie für Materialeinsatzstoffe berechnet. In den ersten 20 Jahren nach Beginn der Erzeugung kohlenstoffärmer Brennstoffe wird die entgangene Erzeugung von Strom, Wärme und Material auf der Grundlage der durchschnittlichen Menge an Strom und Wärme bestimmt, die in den letzten drei Jahren vor dem Beginn der Erzeugung kohlenstoffärmer Brennstoffe mithilfe des Einsatzstoffes mit unelastischem Angebot erzeugt wurde. Nach einer Erzeugungszeit von 20 Jahren wird die entgangene Erzeugung von Strom, Wärme oder anderen Erzeugnissen auf der Grundlage der Mindestvorgaben für die Energieeffizienz bestimmt, die in den einschlägigen Schlussfolgerungen zu den besten verfügbaren Technologien (BVT) enthalten sind. Ist das Verfahren nicht Gegenstand einer BVT-Schlussfolgerung, so muss die Schätzung der Erzeugungsverluste auf einem vergleichbaren Verfahren auf der Grundlage des neuesten Stands der Technik beruhen.

- b) Bei Einsatzstoffen mit unelastischem Angebot, bei denen es sich um Zwischenströme in Industrieverfahren handelt, wie Kokereigas, Hochofengas in einem Stahlwerk oder Raffineriegas in einer Ölraffinerie, werden die durch die Nutzungsänderung von Einsatzstoffen bedingten Emissionen anhand von Simulationen des Anlagenbetriebs vor und nach der Änderung bestimmt, wenn die Auswirkungen der Nutzungsänderung zugunsten der Brennstofferzeugung nicht direkt gemessen werden können. Hat die Änderung der Anlage bei einigen Erzeugnissen zu einer Verringerung des Outputs geführt, so umfassen die Emissionen, die dem Einsatzstoff mit unelastischem Angebot zugeordnet werden, auch die Emissionen, die sich durch den Ersatz der entgangenen Erzeugung ergeben.
 - c) Werden bei dem Verfahren Einsatzstoffe mit unelastischem Angebot aus neuen Anlagen verwendet, so sind die Auswirkungen der Nutzungsänderung des Einsatzstoffes gegenüber der wirtschaftlichsten alternativen Nutzung zu berücksichtigen. Anschließend werden die Auswirkungen auf die Emissionen anhand der in den einschlägigen BVT-Schlussfolgerungen enthaltenen Mindestvorgaben für die Energieeffizienz berechnet. Bei Industrieverfahren, die nicht Gegenstand von BVT-Schlussfolgerungen sind, werden die eingesparten Emissionen nach einem vergleichbaren Verfahren auf der Grundlage des neuesten Stands der Technik berechnet.
10. Die Emissionen aus der derzeitigen Nutzung oder Bestimmung (e_{ex-use}) umfassen alle Emissionen aus der derzeitigen Nutzung oder Bestimmung des Einsatzstoffes, die vermieden werden, wenn der Einsatzstoff für die Brennstofferzeugung verwendet wird. Diese Emissionen umfassen auch das CO₂-Äquivalent des in der chemischen Zusammensetzung des Brennstoffs enthaltenen Kohlenstoffs, der andernfalls in die Atmosphäre emittiert worden wäre. Dies schließt alle Formen von Kohlenstoff ein, sofern mindestens eine der folgenden Bedingungen erfüllt ist:

¹⁰ Um die Emissionsfaktoren für die entgangene Stromerzeugung aufgrund der Verwendung von Gas aus der Abfallverarbeitung und Abgas nicht erneuerbaren Ursprungs, die zwangsläufig und unbeabsichtigt infolge der Produktionsprozesse in Industrieanlagen entstehen, zu bestimmen, können Vorschriften angewandt werden, die den in Artikel 27 Absatz 6 für erneuerbare Brenn- bzw. Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs festgelegten Vorschriften gleichwertig sind.

- a) Das CO₂ wurde bei einer in Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates¹¹ aufgeführten Tätigkeit oder bei der Verbrennung von Siedlungsabfällen abgeschieden und in einem vorgelagerten Schritt in einem wirksamen CO₂-Bepreisungssystem berücksichtigt, und es geht vor dem 1. Januar 2036 in die chemische Zusammensetzung des Brennstoffs ein. Stammt das CO₂ nicht aus der Verbrennung von Brennstoffen zur Stromerzeugung, endet dieser Zeitraum erst am 1. Januar 2041;
- b) das CO₂ wurde aus der Luft abgeschieden;
- c) das abgeschiedene CO₂ oder Kohlenmonoxid stammt von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen oder Biomasse-Brennstoffen, die die Nachhaltigkeitskriterien und Kriterien für Treibhausgaseinsparungen nach Artikel 29 der Richtlinie (EU) 2018/2001 erfüllen;
- d) das abgeschiedene CO₂ oder Kohlenmonoxid stammt von erneuerbaren Brennstoffen nicht biogenen Ursprungs oder kohlenstoffarmen Brennstoffen, die die Kriterien für Treibhausgaseinsparungen gemäß Artikel 29a der Richtlinie (EU) 2018/2001 und der vorliegenden Verordnung erfüllen;
- e) das abgeschiedene CO₂ stammt aus einer geologischen CO₂-Quelle und das CO₂ wurde zuvor auf natürliche Weise freigesetzt;
- f) der Kohlenstoff stammt aus Einsatzstoffen, die als Energiequelle für die Erzeugung wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe gelten.

Ausgenommen ist abgeschiedenes CO₂ aus einem Brennstoff, der gezielt ausschließlich zum Zweck der Erzeugung von CO₂ verbrannt wird, ohne dass die dabei entstehende Energie genutzt wird, sowie CO₂, für dessen Abscheidung nach anderen Rechtsvorschriften eine Emissionsgutschrift gewährt wurde.

Emissionen im Zusammenhang mit bei der CO₂-Abscheidung genutzten Einsatzstoffen wie Strom, Wärme und Verbrauchsmaterialien werden bei der Berechnung der den Einsatzstoffen zugeordneten Emissionen ebenfalls berücksichtigt.

11. Die unter Nummer 10 Buchstabe a genannten Zeitpunkte unterliegen der Überprüfung, wobei die Umsetzung des gemäß Artikel 4 Absatz 3 der Verordnung (EU) 2021/1119 des Europäischen Parlaments und des Rates¹² festgelegten unionsweiten Klimaziels für 2040 in den unter die Richtlinie 2003/87/EG fallenden Sektoren berücksichtigt wird.
12. Die Emissionen aus der Verarbeitung (e_p) umfassen direkte atmosphärische Emissionen aus der Verarbeitung selbst, aus der Abfallbehandlung und aus Leckagen sowie

¹¹ Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates (ABl. L 275 vom 25.10.2003, S. 32, ELI: <http://data.europa.eu/eli/dir/2003/87/oj>).

¹² Verordnung (EU) 2021/1119 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Juni 2021 zur Schaffung des Rahmens für die Verwirklichung der Klimaneutralität und zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 401/2009 und (EU) 2018/1999 („Europäisches Klimagesetz“) (ABl. L 243 vom 9.7.2021, S. 1, ELI: <http://data.europa.eu/eli/reg/2021/1119/oj>).

- a) alle fossilen CO₂-Ströme, die die Verarbeitungsanlage verlassen, in der Anlage zur CO₂-Abscheidung abgeschieden und unter e ccs oder e ccu berücksichtigt werden, und
 - b) das gesamte fossile CO₂, das am Ende der Lebensdauer der Nebenerzeugnisse in die Atmosphäre freigesetzt wird, berechnet auf stöchiometrischer Basis für den in der chemischen Zusammensetzung aller Nebenerzeugnisse enthaltenen Kohlenstoff, es sei denn, der Anlagenbetreiber weist nach, dass dieses CO₂ abgeschieden und dauerhaft gespeichert oder in langlebigen Erzeugnissen gemäß der Verordnung (EU) 2024/2620 der Kommission dauerhaft chemisch gebunden wird. Fester Kohlenstoff, der in Nebenerzeugnissen enthalten ist, weil er in langlebigen Erzeugnissen gemäß der Delegierten Verordnung (EU) 2024/2620 der Kommission dauerhaft chemisch gebunden ist, oder fester Kohlenstoff, der im Einklang mit den einschlägigen Anforderungen zur Gewährleistung der dauerhaften Speicherung gemäß der nach Artikel 8 Absatz 2 der Verordnung (EU) 2024/3012 angenommenen Methode gespeichert wird, gilt nicht als emittiert.
13. Die Emissionen aus der Verbrennung des Brennstoffs (*e u*) sind die gesamten Emissionen aus der Verbrennung des Brennstoffs bei der Nutzung, einschließlich der Emissionen aus der Verbrennung von Kohlenstoff biologischen Ursprungs.
14. Die bei den Emissionsberechnungen berücksichtigten Treibhausgase und ihre CO₂-Äquivalente müssen den Angaben in Anhang V Teil C Nummer 4 der Richtlinie (EU) 2018/2001 entsprechen.
15. Entstehen bei einem Verfahren mehrere Nebenerzeugnisse wie Brennstoffe oder Chemikalien sowie energetische Nebenerzeugnisse wie Wärme, Strom oder mechanische Energie, die aus der Anlage ausgeführt werden, werden diesen Nebenerzeugnissen wie folgt Treibhausgasemissionen zugeordnet:
- a) Die Zuordnung erfolgt am Ende des Verfahrens, in dem die Nebenerzeugnisse entstehen. Die zugeordneten Emissionen umfassen die Emissionen aus dem Verfahren selbst sowie die Emissionen, die den Einsatzstoffen des Verfahrens zugeordnet werden.
 - b) Die zuzuordnenden Emissionen betragen *e i* zuzüglich etwaiger Anteile von *e p*, *e td* und *e ccs*, die bis einschließlich zu dem Verfahrensschritt 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. Emissionen aus der derzeitigen Nutzung oder Bestimmung (*e ex-use*) dürfen nur Nebenerzeugnissen zugeordnet werden, die als erneuerbare Brenn- bzw. Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs oder als kohlenstoffarme Brennstoffe gelten.
 - c) Wird in einer Anlage innerhalb der Projektgrenzen nur eines der Nebenerzeugnisse des Projekts behandelt, so werden die Emissionen dieser Anlage vollständig diesem Nebenerzeugnis zugeordnet.
 - d) 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.

- e) 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 Energiegehalt. Erfolgt die Zuordnung für die ausgeführte Wärme auf der Grundlage des Energiegehalts, so wird nur der nutzbare Teil der Wärme gemäß Anhang V Teil C Nummer 16 der Richtlinie (EU) 2018/2001 berücksichtigt.
 - f) Ist das Verhältnis der Erzeugnisse unveränderlich und handelt es sich bei einigen der Nebenerzeugnisse um Materialien ohne Energiegehalt, richtet sich die Zuordnung nach dem wirtschaftlichen Wert der Nebenerzeugnisse. Der zugrunde gelegte wirtschaftliche Wert ist der durchschnittliche Erzeugerpreis der Erzeugnisse in den letzten drei Jahren. Liegen diese Daten nicht vor, so wird der Wert anhand der Rohstoffpreise abzüglich der Transport- und Lagerkosten geschätzt.
16. Die Emissionen aus Transport und Verteilung (e_{td}) umfassen die Emissionen aus der Lagerung und Verteilung der fertigen Brennstoffe. Emissionen e_i , die den Einsatzstoffen zugeordnet werden, umfassen auch die Emissionen aus Transport und Lagerung der Einsatzstoffe.
17. Entstehen bei einem Verfahren zur Erzeugung kohlenstoffärmer Brennstoffe CO₂-Emissionen, die dauerhaft in einer geologischen Speicherstätte gespeichert werden, so kann dieser Kohlenstoff (ausgedrückt als CO₂-Äq) bei den Erzeugnissen des Verfahrens als Emissionsreduktion unter e_{ccs} (in g CO₂-Äq/MJ Brennstoff) gutgeschrieben werden. Unter e_{ccs} werden die Abscheidungsrate von CO₂ aus der Erzeugung kohlenstoffärmer Brennstoffe und alle Emissionen aus den CO₂-Abscheidungstätigkeiten, aus dem Transport des CO₂ sowie die Emissionen aus der Einspeicherung in die Stätte für die dauerhafte Speicherung, die unter e_p angerechnet werden, wie folgt berücksichtigt:

$$e_{ccs} = cCO_2 - e_{CO_2-c} - e_{CO_2-t} - e_{CO_2-i}$$

Dabei gilt:

cCO_2 : in der CO₂-Abscheidungsanlage abgeschiedenes CO₂ (g CO₂-Äq/MJ Brennstoff);

e_{CO_2-c} : Emissionen im Zusammenhang mit allen Vorgängen zur CO₂-Abscheidung, -Trocknung, -Verdichtung und -Verflüssigung (g CO₂-Äq/MJ Brennstoff);

e_{CO_2-t} : Emissionen aus dem Transport von CO₂ mittels Pipelines, Schiffen, Schleppkähnen, Zügen oder Lkw vom Abscheidungsstandort zur Stätte für die dauerhafte Speicherung (g CO₂-Äq/MJ Brennstoff);

e_{CO_2-i} : Emissionen aus Vorgängen zur Einspeicherung von CO₂ in die Stätte für die dauerhafte Speicherung (g CO₂-Äq/MJ Brennstoff).

Unter e_{ccs} werden berücksichtigt:

- a) THG-Emissionen je MJ Brennstoff, abgeschieden in der CO₂-Abscheidungsanlage (cCO_2) zum Zweck der dauerhaften geologischen Speicherung in einer Speicherstätte, die gemäß der Richtlinie 2009/31/EG des Europäischen Parlaments und des Rates oder nach geltendem nationalem Recht in Drittländern genehmigt wurde, wobei das CO₂ nicht zur Steigerung der

- Ausbeute bei der Öl- und Gasförderung (enhanced oil and gas recovery) verwendet wird. Das geltende nationale Recht für geologische Speicherstätten muss angemessene Überwachungs-, Berichterstattungs- und Überprüfungsanforderungen zur Erkennung von Leckagen vorsehen und den Speicheranlagenbetreiber verpflichten, im Einklang mit den in der Union geltenden Rechtsvorschriften für die Sanierung zu sorgen. Im Falle von Leckagen wird die entsprechende Menge an CO₂-Emissionen nicht als Emissionsreduktion unter e CCS gutgeschrieben. In geologischen Speicherstätten, in denen wiederholt Leckagen auftreten, sollte keine Einspeicherung (e CO₂-i) zugelassen werden;
- b) THG-Emissionen je MJ Brennstoff aus Vorgängen zur Abscheidung von CO₂ (e CO₂-c). Diese Emissionen umfassen Emissionen aus der Brennstoff-, Wärme- und Stromnutzung und aus der Nutzung der Materialeinsatzstoffe für die Abscheidung sowie aus der Nutzung aller Ersatzmaterialien (Ersatz aufgrund von Verlusten oder Abnutzung). Diese Emissionen werden gemäß Anhang IV Abschnitt 21 der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2066 der Kommission¹³ berechnet;
 - c) THG-Emissionen je MJ Brennstoff aus dem Transport von CO₂ (e CO₂-t) mittels Pipelines, Schiffen oder anderen Wasserfahrzeugen, Zügen oder Lkw vom Abscheidungsstandort. Die durch den Transport von CO₂ verursachten THG-Emissionen werden auf der Grundlage der zurückgelegten Strecke, des Verkehrsträgertyps und der Ladung berechnet. Wird das CO₂ mit zwei oder mehr verschiedenen Verkehrsträgern zum Einspeicherort transportiert, so werden die Emissionen als Summe für jeden Verkehrsträger berechnet. Die Zuordnung der Transportemissionen mehrerer Quellen erfolgt nach der Methode der massenbasierten Zuordnung. Wird über eine Pipeline CO₂ zu mehreren geologischen Speicherstätten transportiert oder wird die Pipeline für mehrere Zwecke genutzt, so erfolgt die Zuordnung der Emissionen aus dem Transport des CO₂ nach der Methode für die massenbasierte Zuordnung. THG-Emissionen aus dem Transport von CO₂ über Pipelines werden gemäß Anhang IV Abschnitt 22 der Verordnung (EU) 2018/2066 berechnet;
 - d) THG-Emissionen je MJ Brennstoff aus der Einspeicherung (e CO₂-i) in eine Stätte für die dauerhafte geologische Speicherung, die gemäß der Richtlinie 2009/31/EG oder nach geltendem nationalem Recht in Drittländern genehmigt wurde. Diese Emissionen umfassen alle Emissionen aus der Brennstoffverbrennung in beim CO₂-Transport verwendeten ortsfesten Anlagen, einschließlich Emissionen aus Strom und Emissionen aus Brennstoffen, die beim CO₂-Transport von zugehörigen Verdichteranlagen und bei anderen Verbrennungstätigkeiten, auch in Kraftwerken am Standort, eingesetzt werden. Diese Emissionen werden gemäß Anhang IV Abschnitt 23 der Verordnung (EU) 2018/2066 der Kommission berechnet.

¹³

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

THG-Emissionen aus der Brennstoff-, Wärme- und Stromnutzung und der Nutzung der Materialeinsatzstoffe für die Abscheidung sowie aus Vorgängen zur Trocknung, Verdichtung und Verflüssigung werden für alle Stufen der CO₂-Wertschöpfungskette von der Abscheidung bis zur Speicherung, berücksichtigt.

In den Fällen, die nicht unter die vorstehend beschriebenen spezifischen Berechnungsmethoden fallen, werden die Emissionen aus Energie- und Materialeinsatzstoffen bei CCS-Vorgängen (z. B. aus der Brennstoffverbrennung, aus der Wärme- und Stromnutzung sowie aus Materialien und Chemikalien) unter analoger Anwendung des unter den Nummern 5 bis 11 dargelegten Ansatzes für Verfahrenseinsatzstoffe berechnet.

Berücksichtigt werden alle Emissionen aus dem Ablassen sowie flüchtige Emissionen und andere CO₂-Leckagen aus der CO₂-Abscheidung, -Trocknung, -Verdichtung und -Verflüssigung, aus dem Transport von CO₂ und aus Einspeichervorgängen.

In Anlagen, die vor dem [Inkrafttreten dieser Verordnung] in Betrieb genommen wurden, kann das CO₂ einem Teil des Gesamtoutputs des Verfahrens zugeordnet werden, sofern die CO₂-Abscheidungsrate für den Teil des integrierten Verfahrens 100 % nicht übersteigt. Bei allen anderen Anlagen müssen die Netto-Emissionseinsparungen proportional zur gesamten Brennstofferzeugung zugeordnet werden.

18. Entstehen bei einem Verfahren zur Erzeugung kohlenstoffärmer Brennstoffe CO₂-Emissionen, die in einem der Erzeugnisse, die in dem gemäß Artikel 12 Absatz 3b Unterabsatz 2 der Richtlinie 2003/87/EG erlassenen delegierten Rechtsakt aufgeführt sind, dauerhaft chemisch gebunden sind, so wird dies den Erzeugnissen des Verfahrens als Emissionsreduktion unter e_{ccu} (in g CO₂-Äq/MJ Brennstoff) gutgeschrieben. Unter e_{ccu} werden die Abscheidungsrate von CO₂ aus der Erzeugung kohlenstoffärmer Brennstoffe und alle Emissionen aus den CO₂-Abscheidungstätigkeiten, aus dem Transport des CO₂ sowie die Emissionen aus dem Umwandlungs- und Nutzungsverfahren zur dauerhaften chemischen Bindung des CO₂ in einem Erzeugnis wie folgt berücksichtigt:

$$e_{ccu} = c_{CO2} - e_{CO2-c} - e_{CO2-t} - e_{CO2-u}$$

Dabei gilt:

c_{CO2} : in der CO₂-Abscheidungsanlage abgeschiedenes CO₂ (g CO₂-Äq/MJ Brennstoff);

e_{CO2-c} : Emissionen im Zusammenhang mit allen Vorgängen zur CO₂-Abscheidung, -Trocknung, -Verdichtung und -Verflüssigung (g CO₂-Äq/MJ Brennstoff);

e_{CO2-t} : Emissionen aus dem Transport von CO₂ mittels Pipelines, Schiffen, Schleppkähnen, Zügen oder Lkw vom Abscheidungsstandort zum Nutzungsstandort (g CO₂-Äq/MJ Brennstoff);

e_{CO2-u} : Emissionen aus der Nutzung von CO₂ zur dauerhaften chemischen Bindung von CO₂ in Erzeugnissen (g CO₂-Äq/MJ Brennstoff).

Emissionen gelten nur dann als in einem Erzeugnis dauerhaft chemisch gebunden, wenn das Erzeugnis in dem gemäß Artikel 12 Absatz 3b Unterabsatz 2 der Richtlinie 2003/87/EG erlassenen delegierten Rechtsakt aufgeführt ist.

In Anlagen, die vor dem [Inkrafttreten dieser Verordnung] in Betrieb genommen wurden, kann das CO₂ einem Teil des Gesamtoutputs des Verfahrens zugeordnet werden, sofern die CO₂-Abscheidungsrate für den Teil des integrierten Verfahrens 100 % nicht übersteigt. Bei allen anderen Anlagen müssen die Netto-Emissionseinsparungen proportional zur gesamten Brennstofferzeugung zugeordnet werden.

B. „STANDARDWERTE“ FÜR THG-INTENSITÄTEN VON EINSATZSTOFFEN

Die Tabellen 1 und 2 enthalten die THG-Emissionsintensitäten von anderen Einsatzstoffen als Strom:

Tabelle 1: Standardmäßige Lebenszyklus-THG-Emissionen verschiedener Energieeinsatzstoffe, ausgedrückt in g Stoff/MJ des Erzeugnisses; andere Treibhausgase als CO₂ werden durch Multiplikation ihrer Menge mit den entsprechenden Werten für ihr Treibhauspotenzial gemäß dem Anhang der Verordnung (EU) 2020/1044 der Kommission in CO₂-Äquivalent umgerechnet. Ausgenommen sind Emissionen aus der Verbrennung des Brennstoffs in der Nutzungsphase.

Brennstoff	CO₂	CH₄ (*)	N₂O
Feste fossile Brennstoffe			
Anthrazit	6,50	0,390	0,00026
Kokskohle	6,50	0,390	0,00026
Sonstige bituminöse Kohle	6,50	0,390	0,00026
Subbituminöse Kohle	1,70	0	0
Braunkohle	1,70	0	0
Steinkohlebriketts	5,00	0,228	0
Kokereikoks	5,00	0,228	0
Gaskoks	5,00	0,228	0
Kohlenteer	5,00	0,228	0
Braunkohlebriketts	1,70	0	0
Industriell erzeugte Gase			
Ortgas	5,00	0,228	0
Kokereigas	5,00	0,228	0
Hochofengas	5,00	0,228	0
Sonstiges Konvertergas	5,00	0,228	0
Torf und Torferzeugnisse			
Ölschiefer und bituminöse Sande	5,00	0,228	0
Rohöl und Mineralölerzeugnisse			
Rohöl	5,00	0,228 (CH ₄ _crude)	0
Flüssigerdgas	5,00	0,228	0
Raffinerieeinsatzmaterial	5,00	0,228	0
Additive und Oxygenate	5,00	0,228	0
Sonstige Kohlenwasserstoffe	5,00	0,228	0
Raffineriegas	5,00	0,228	0
Ethan	5,00	0,228	0
Verflüssigtes Erdgas	5,00	0,228	0
Motorenbenzin	13,40	1,08* CH ₄ _crude	0
Flugbenzin	13,40	1,08* CH ₄ _crude	0
Flugturbinenkraftstoff auf Naphtabasis	13,40	1,08* CH ₄ _crude	0
Flugturbinenkraftstoff auf Petroleumbasis	13,40	1,08* CH ₄ _crude	0
Sonstiges Kerosin	13,40	1,08* CH ₄ _crude	0
Naphta	13,40	1,08* CH ₄ _crude	0

Gasöl und Dieselöl	15,65	1,09* CH ₄ _crude	0
Heizöl	0	1,01* CH ₄ _crude	0
Testbenzin und Industriebrennstoffe	13,40	1,08* CH ₄ _crude	0
Schmiermittel	15,65	1,09* CH ₄ _crude	0
Bitumen	5,00	0,228	0
Petrolkoks	5,00	0,228	0
Paraffinwachse	5,00	0,228	0
Sonstige Mineralölerzeugnisse	5,00	0,228	0
Erdgas (ausgenommen Verflüssigung, Transport und Rückvergasung von LNG) (**)	4,90	0,190	0,00037
Abfälle			
Industrieabfälle (nicht erneuerbar)	0	0	0
Siedlungsabfälle (nicht erneuerbar)	0	0	0
Kernkraft			
Nukleare Wärme	0,50	0	0

(*) Bei der Berechnung der vorgelagerten Emissionen von Erdölerzeugnissen (aus dem Faktor für die tatsächlichen vorgelagerten Methanemissionen des betreffenden Rohöls) wird jeweils ein Zuordnungsfaktor herangezogen: 1,09, 1,08 und 1,01 (MJ Rohöl/MJ Erzeugnis) für Diesel, Benzin bzw. schweres Heizöl.

(**) Bei Erdgas, das in flüssiger Form transportiert wurde, müssen zusätzliche Treibhausgasemissionen (CO₂, CH₄ und N₂O) aufgrund der Verflüssigung, des Transports und der Rückvergasung des Erdgases hinzugefügt werden.

In Bezug auf Methanemissionen aus der Verflüssigung, dem Transport und der Rückvergasung von LNG müssen die Betreiber nach Nummer 7 dieses Anhangs und im Einklang mit der Verordnung (EU) 2024/1787 vorgehen.

Quelle: Interne Ausarbeitung der JRC auf der Grundlage von:

- JEC v5, IPCC 2006 & 2019 Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, V2Ch2, Stationary combustion
- IFEU 2023
- Energy and Environmental Research Associates, LLC 2024
- UNECE 2022, Carbon Neutrality in the UNECE region: Integrated Life-cycle Assessment of Electricity Sources

Tabelle 2: Standardmäßige Lebenszyklus-THG-Emissionen von Materialeinsatzstoffen

Materialeinsatzstoffe	Gesamtemissionen g CO ₂ -Äq/kg
Ammoniak	2 351,3
Calciumchlorid (CaCl ₂)	38,8
Cyclohexan	723,0

Salzsäure (HCl)	1 061,1
Schmiermittel	947,0
Magnesiumsulfat (MgSO_4)	191,8
Stickstoff	56,4
Phosphorsäure (H_3PO_4)	3 124,7
Kaliumhydroxid (KOH)	419,1
Reines CaO für Prozesse	1 193,2
Natriumcarbonat (Na_2CO_3)	1 245,1
Natriumchlorid (NaCl)	13,3
Natriumhydroxid (NaOH)	529,7
Natriummethoxid ($\text{Na}(\text{CH}_3\text{O})$)	2 425,5
Schwefeldioxid (SO_2)	53,3
Schwefelsäure (H_2SO_4)	217,5
Harnstoff	1 846,6

Quelle: JEC-WTW-Bericht und Berechnungen nach der Erneuerbare-Energien-Richtlinie.

C. THG-EMISSIONSINTENSITÄT VON STROM

1. Methode zur Berechnung der THG-Emissionsintensitäten von Strom

Die THG-Emissionsintensität von Strom wird für einzelne Länder oder für einzelne Gebietszonen bestimmt. Die THG-Emissionsintensität von Strom kann für Gebietszonen nur dann bestimmt werden, wenn die erforderlichen Daten öffentlich zugänglich sind. Die CO_2 -Intensität von Strom, ausgedrückt als g CO_2 -Äq je MJ Strom, wird durch Berücksichtigung aller potenzieller Primärenergiequellen für die Stromerzeugung, der tatsächlichen Art der Anlage, der Umwandlungswirkungsgrade und des Eigenstromverbrauchs der Stromerzeugungsanlage berechnet.

Bei der Berechnung werden alle CO_2 -Äquivalent-Emissionen berücksichtigt, die mit der Verbrennung und Lieferung der für die Stromerzeugung genutzten Brennstoffe verbunden sind. Die Berechnung beruht auf der Menge der einzelnen Brennstoffe, die in den Stromerzeugungsanlagen eingesetzt werden, sowie auf den Emissionsfaktoren der Brennstoffverbrennung und den Faktoren für die vorgelagerten Brennstoffemissionen (aus Erzeugung, Raffination und Transport).

Andere Treibhausgase als CO_2 werden durch Multiplikation ihrer Menge mit den entsprechenden Werten für ihr Treibhauspotenzial gemäß dem Anhang der Verordnung (EU) 2020/1044 der Kommission in CO_2 -Äquivalent umgerechnet. Bei der Verbrennung biogener Brennstoffe werden die CO_2 -Emissionen aufgrund ihres biogenen Ursprungs nicht berücksichtigt, die Emissionen von CH_4 und N_2O sind jedoch anzurechnen.

Für die Berechnung von THG-Emissionen aus der Brennstoffverbrennung sind die IPCC-Standardemissionsfaktoren für die stationäre Verbrennung in der Energiewirtschaft zu verwenden (siehe Tabelle 3). Die vorgelagerten Emissionen umfassen Emissionen aus allen Verfahren und Phasen, die erforderlich sind, um den Brennstoff für den Einsatz bei der Stromerzeugung vorzubereiten. Sie entstehen bei der Gewinnung, der Raffination und dem Transport des für die Stromerzeugung verwendeten Brennstoffs.

Darüber hinaus sind alle vorgelagerten Emissionen aus dem Anbau, der Ernte, der Sammlung, der Verarbeitung und dem Transport von Biomasse zu berücksichtigen. Torf und die Bestandteile fossilen Ursprungs von Abfallmaterialien werden wie fossile Brennstoffe behandelt.

Die für die Bruttostromerzeugung in reinen Stromerzeugungsanlagen verwendeten Brennstoffe werden auf der Grundlage der Stromerzeugung und des Wirkungsgrads bei der Umwandlung in Strom bestimmt. Bei Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) werden die Brennstoffe, die für die bei der KWK erzeugte Wärme verwendet werden, anhand einer alternativen Wärmeerzeugung mit einem durchschnittlichen Gesamtwirkungsgrad von 85 % berechnet, während der Rest der Stromerzeugung zugeordnet wird.

Bei Kernkraftwerken wird angenommen, dass der Umwandlungswirkungsgrad aus nuklearer Wärme 33 % beträgt, oder es werden Daten von Eurostat oder einer ähnlichen, akkreditierten Quelle zugrunde gelegt.

Bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen, wie Wasserkraft, Sonnen- und Windenergie sowie Geothermie, werden keine Brennstoffe eingesetzt. Die Emissionen aus dem Bau, der Stilllegung und der Abfallsorgung von Stromerzeugungsanlagen werden nicht berücksichtigt. Die CO₂-Äquivalent-Emissionen bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen (Wind, Sonne, Wasserkraft und Geothermie) werden daher mit null angesetzt.

Die CO₂-Äquivalent-Emissionen aus der Bruttostromerzeugung umfassen die in Tabelle 1 aufgeführten vorgelagerten Emissionen und die in den Tabellen 3 und 4 aufgeführten Standardemissionsfaktoren für die stationäre Verbrennung. Die vorgelagerten Emissionen der Versorgung mit dem genutzten Brennstoff werden anhand der in Tabelle 1 aufgeführten Emissionsfaktoren für vorgelagerte Emissionen berechnet.

Die CO₂-Intensität von Strom wird nach den folgenden Formeln berechnet:

$$e_{gross_prod} = \sum_{i=1}^k (c_{i-ups} + c_{i-comb}) \times B_i$$

Dabei

gilt: = CO₂-Äquivalent-Emissionen [g CO₂-Äq]

e_gross_prod

c_{i-ups}

= Faktoren für vorgelagerte CO₂-Äquivalent-Emissionen [g CO₂-Äq/MJ]

c_{i-comb}

= Faktoren für die CO₂-Äquivalent-Emissionen aus der Brennstoffverbrennung [g CO₂-Äq/MJ]

Äq/MJ] gemäß den Tabellen 3 und 4, einschließlich CH_4 - und N_2O -Emissionen, ausgedrückt als CO_2 - Äq/MJ . In den Fällen, in denen das CO_2 in CCS-Anlagen dauerhaft gespeichert wird, müssen für den Faktor für die CO_2 -Emissionen aus der Brennstoffverbrennung die in Tabelle 3 angegebenen Standardwerte für CO_2 , verringert um die CCS-Nettoauswirkungen, verwendet werden.

B_i = Verbrauch von Brennstoff i für die Stromerzeugung [MJ]

$i = 1 \dots k$ = für die Stromerzeugung genutzte Brennstoffe.

Der Wert der Nettostromerzeugung hängt von der Bruttostromerzeugung, dem Eigenverbrauch in der Stromerzeugungsanlage und den Stromverlusten bei der Pumpspeicherung ab.

$$E_{\text{net}} = E_{\text{gross}} - E_{\text{own}} - E_{\text{pump}}$$

Dabei gilt:

E_{net}	=	Nettostromerzeugung [MJ]
E_{gross}	=	Bruttostromerzeugung [MJ]
E_{own}	=	interner Eigenstromverbrauch in der Stromerzeugungsanlage [MJ]
E_{pump}	=	Stromverluste bei der Pumpspeicherung [MJ]

Die CO_2 -Intensität des erzeugten Nettostroms wird durch die gesamten Brutto-GHG-Emissionen bei der Erzeugung des Nettostroms bestimmt:

$$CI = e_{\text{gross_prod}} / E_{\text{net}}$$

Dabei gilt: $CI = \text{CO}_2$ -Äquivalent-Emissionen aus der Stromerzeugung, ausgedrückt in [g CO_2 - Äq/MJ].

Daten zu Stromerzeugung und Brennstoffverbrauch

Die Daten zu Stromerzeugung und Brennstoffverbrauch sind für die Mitgliedstaaten und assoziierten Staaten der IEA den IEA-Daten und -Statistiken zu Energiebilanzen und dem mit verschiedenen Brennstoffen erzeugten Strom zu entnehmen, z. B. auf der IEA-Website, Bereich „Daten und Statistiken“ („Energy Statistics Data Browser“)¹⁴.

Für die EU-Mitgliedstaaten sind die Eurostat-Daten detaillierter und können stattdessen verwendet werden. Wird die THG-Emissionsintensität für Gebotszonen bestimmt, so sind Daten aus amtlichen nationalen Statistiken, Daten der Übertragungsnetzbetreiber oder des Europäischen Verbunds der Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) zu verwenden, die ebenso detailliert sind wie die IEA-Daten. Die Daten zum Brennstoffverbrauch müssen die verfügbaren Daten der nationalen Statistiken mit dem höchsten Detailgrad umfassen: feste fossile Brennstoffe, industriell erzeugte Gase, Torf- und

¹⁴ Beispiel: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/energy-statistics-data-browser?country=GERMANY&fuel=Energy%20supply&indicator=TESbySource>.

Torferzeugnisse, Ölschiefer und bituminöse Sande, Rohöl und Mineralölerzeugnisse, Erdgas, erneuerbare Energien und Biobrennstoffe, nicht erneuerbare Abfälle und Kernenergie. Erneuerbare Energien und Biokraftstoffe umfassen alle biogenen Brennstoffe, biogene Abfälle, Wasserkraft, Meeres-, Gezeiten- und Wellenenergie, geothermische Energie, Windkraft, Solarenergie und Umgebungsenergie von Wärmepumpen.

Nettostromhandel

Nachdem die nationale Stromerzeugung und ihre CO₂-Intensität berechnet sind, werden die jährlichen Nettoimporte aus anderen Ländern berücksichtigt. Für jedes Land, mit dem ein Austausch stattfindet, werden die Nettoimporte als Differenz von Importen und Exporten berechnet. Sofern die Differenz größer als null ist, d. h. wenn das Land ein Nettoimporteur von Strom ist, wird die nationale CO₂-Intensität unter proportionaler Berücksichtigung der mit dem Nettostromimport verbundenen Emissionen berechnet. Um auch den Importen des Exportlandes Rechnung zu tragen, sollte diese Berechnung iterativ mindestens dreimal durchgeführt werden, bis sich die Werte annähern. Wird die THG-Emissionsintensität von Strom auf der Ebene der Gebotszonen bestimmt, so wird derselbe Ansatz auf der Ebene der Gebotszonen angewandt.

Daten zu Einsatzstoffen aus Literaturquellen

Tabelle 3

Standardemissionsfaktoren für die stationäre Verbrennung [g CO₂-Äq/MJ Brennstoff auf der Grundlage des unteren Heizwerts]

Brennstoff	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
<i>Feste fossile Brennstoffe</i>			
Anthrazit	98,3	0,03	0,41
Kokskohle	94,6	0,03	0,41
Sonstige bituminöse Kohle	94,6	0,03	0,41
Subbituminöse Kohle	96,1	0,03	0,41
Braunkohle	101,0	0,03	0,41
Steinkohlebriketts	97,5	0,03	0,41
Kokereikoks	107,0	0,03	0,41
Gaskoks	107,0	0,03	0,03
Kohlenteer	80,7	0,03	0,41
Braunkohlebriketts	97,5	0,03	0,41
<i>Industriell erzeugte Gase</i>			
Ortsgas	44,4	0,03	0,03
Kokereigas	44,4	0,03	0,03

Hochfengas	260,0	0,03	0,03
Sonstiges Konvertergas	182,0	0,03	0,03
Torf und Torferzeugnisse	106,0	0,03	0,41
Ölschiefer und bituminöse Sande	107,0	0,03	0,41
Rohöl und Mineralölerzeugnisse			
Rohöl	73,3	0,09	0,16
Flüssigerdgas	64,2	0,09	0,16
Raffinerieeinsatzmaterial	73,3	0,09	0,16
Additive und Oxygenate	73,3	0,09	0,16
Sonstige Kohlenwasserstoffe	73,3	0,09	0,16
Raffineriegas	57,6	0,03	0,03
Ethan	61,6	0,03	0,03
Verflüssigtes Erdgas	63,1	0,03	0,03
Motorenbenzin	69,3	0,09	0,16
Flugbenzin	70,0	0,09	0,16
Flugturbinenkraftstoff auf Naphtabasis	70,0	0,09	0,16
Flugturbinenkraftstoff auf Petroleumbasis	71,5	0,09	0,16
Sonstiges Kerosin	71,9	0,09	0,16
Naphta	73,3	0,09	0,16
Gasöl und Dieselöl	74,1	0,09	0,16
Heizöl	77,4	0,09	0,16
Testbenzin und Industriebrennstoffe	73,3	0,09	0,16
Schmiermittel	73,3	0,09	0,16
Bitumen	80,7	0,09	0,16
Petrolkoks	97,5	0,09	0,16
Paraffinwachse	73,3	0,09	0,16
Sonstige Mineralölerzeugnisse	73,3	0,09	0,16
Erdgas	56,1	0,03	0,03
Abfälle			
Industrieabfälle (nicht erneuerbar)	143,0	0,89	1,09
Siedlungsabfälle (nicht erneuerbar)	91,7	0,89	1,09

Quelle:

IPCC, 2006.

Tabelle 4

Standardemissionsfaktoren für die stationäre Verbrennung von Brennstoffen aus Biomasse

[g CO₂-Äq/MJ Brennstoff auf der Grundlage des unteren Heizwerts]

Brennstoff	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
Primäre feste Biokraftstoffe	0	0,89	1,09
Holzkohle	0	5,96	1,09
Biogase	0	0,03	0,03
Siedlungsabfälle (erneuerbar)	0	0,89	1,09
Reines Biobenzin	0	0,09	0,16
Beigemischtes Biobenzin	0	0,09	0,16
Reine Biodieselkraftstoffe	0	0,09	0,16
Beigemischte Biodieselkraftstoffe	0	0,09	0,16
Reiner Bioflugturbinenkraftstoff	0	0,09	0,16
Beigemischter Bioflugturbinenkraftstoff	0	0,09	0,16
Andere flüssige Biokraftstoffe	0	0,09	0,16

Quelle:

IPCC, 2006.

Tabelle 5 enthält die Jahresmittelwerte für die THG-Emissionsintensität von Strom, die nach den in diesem Teil C vorstehend genannten Formeln in der Union auf Länderebene berechnet wurden. Für Strom aus den jeweiligen Ländern kann einer der fünf aktuellsten verfügbaren Jahreswerte ausgewählt werden¹⁵.

Tabelle 5

Emissionsintensität des erzeugten Stroms und des Nettoimportstroms in den Mitgliedstaaten in den Jahren 2019 bis 2023

Land	Emissionsintensität des erzeugten Stroms und des Nettoimportstroms (g CO ₂ -Äq/MJ)				
	2019	2020	2021	2022	2023
Österreich	65,2	55,6	62,7	65,3	43,8

¹⁵

Die Europäische Kommission stellt regelmäßig aktualisierte Daten bereit.

Belgien	57,0	58,2	47,9	53,2	48,2
Bulgarien	136,7	117,6	129,4	149,7	100,5
Kroatien	76,1	63,0	79,9	87,8	64,3
Zypern	203,4	199,3	194,3	191,7	184,6
Tschechien	146,5	132,0	142,5	146,7	127,6
Dänemark	37,1	22,6	27,5	26,3	15,9
Estland	162,6	88,8	111,0	135,4	78,0
Finnland	24,3	18,7	21,5	18,9	12,5
Frankreich	18,8	17,8	18,3	25,0	15,4
Deutschland	110,5	99,7	110,2	117,2	103,8
Griechenland	158,3	127,9	115,5	115,4	101,1
Ungarn	80,2	73,0	70,8	71,3	54,6
Irland	100,0	92,2	110,5	101,4	85,6
Italien	97,6	92,4	97,0	108,1	87,9
Lettland	84,7	57,5	68,4	85,9	44,6
Litauen	33,8	31,8	35,6	32,1	19,1
Luxemburg	86,2	76,5	76,1	87,1	70,6
Malta	122,7	129,8	120,4	121,7	115,7
Niederlande	123,9	99,7	101,8	96,0	77,8
Polen	211,9	198,1	211,2	202,8	174,8
Portugal	81,0	64,4	53,1	56,9	39,1
Rumänien	108,0	91,3	88,1	93,9	73,1
Slowakei	85,8	79,1	86,6	93,2	60,9
Slowenien	72,3	66,4	68,8	67,9	54,2
Spanien	69,4	54,7	52,6	60,8	47,3
Schweden	4,3	3,3	3,7	3,6	3,4

Quelle: JRC, 2025 aus Eurostat-Daten.