

DELEGIERTE VERORDNUNG (EU) 2023/1185 DER KOMMISSION**vom 10. Februar 2023**

zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates durch Festlegung eines Mindestschwellenwertes für die Treibhausgaseinsparungen durch wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe und einer Methode zur Ermittlung der Treibhausgaseinsparungen durch flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr sowie durch wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe

DIE EUROPÄISCHE KOMMISSION —

gestützt auf den Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union,

gestützt auf die Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen ⁽¹⁾, insbesondere auf Artikel 25 Absatz 2 und Artikel 28 Absatz 5,

in Erwägung nachstehender Gründe:

- (1) Angesichts der Tatsache, dass die Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor deutlich gesenkt werden müssen und unter anderem durch Techniken zur CO₂-Abscheidung und -Speicherung bei jedem Kraftstoff erhebliche Treibhausgaseinsparungen möglich sind, sowie unter Berücksichtigung der für andere Brennstoffe in der Richtlinie (EU) 2018/2001 festgelegten Anforderungen an die Treibhausgaseinsparungen sollte der Mindestschwellenwert für die Treibhausgaseinsparungen für alle Arten wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe 70 % betragen.
- (2) Es ist erforderlich, auf der Grundlage objektiver und diskriminierungsfreier Kriterien klare Vorschriften für die Berechnung der Treibhausgaseinsparungen durch flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr sowie durch wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe festzulegen.
- (3) Die Methode zur Berechnung der Treibhausgasemissionen sollte den Emissionen, die mit der Erzeugung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr sowie wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe verbunden sind, über deren gesamten Lebenszyklus hinweg vollständig Rechnung tragen und auf objektiven und diskriminierungsfreien Kriterien beruhen.
- (4) Für CO₂-Abscheidung, die bereits nach anderen Unionsvorschriften berücksichtigt wird, sollten keine Gutschriften gewährt werden. Dieses abgeschiedene CO₂ sollte daher bei der Ermittlung der Emissionen aufgrund der derzeitigen Nutzung oder Bestimmung der Einsatzstoffe nicht als vermieden betrachtet werden.
- (5) Der Ursprung des CO₂, das bei der Erzeugung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr sowie wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe genutzt wird, ist kurzfristig für die Ermittlung der Treibhausgaseinsparungen durch diese Kraftstoffe nicht relevant, da derzeit viele Quellen von CO₂ zur Verfügung stehen, das abgeschieden werden kann, während die Dekarbonisierung weiter vorangetrieben wird. Da sich die Wirtschaft jedoch auf dem Weg zur Klimaneutralität im Jahr 2050 befindet, sollten Quellen von abscheidbarem CO₂ mittel- bis langfristig seltener werden, wobei nach und nach nur diejenigen CO₂-Emissionen verbleiben, die am schwierigsten zu verringern sind. Zudem ist die fortgesetzte Nutzung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr sowie wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe, die CO₂ aus nicht nachhaltigen Brennstoffen enthalten, nicht mit dem Ziel der Klimaneutralität für das Jahr 2050 vereinbar, da dies bedeuten würde, dass weiterhin nicht nachhaltige Brennstoffe genutzt werden und die entsprechenden Emissionen entstehen. Die Abscheidung von Emissionen aus nicht nachhaltigen Brennstoffen sollte daher bei der Ermittlung der Treibhausgaseinsparungen durch flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr sowie durch wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe nicht für einen unbegrenzten Zeitraum als Vermeidung von Emissionen betrachtet werden. Emissionen, die bei der Verbrennung nicht nachhaltiger Brennstoffe für die Stromerzeugung abgeschieden werden, sollten bis 2035 als vermiedene Emissionen gelten, da ab diesem Zeitpunkt ein Großteil dieser Emissionen entfallen sollte, während bei anderen Verwendungszwecken nicht nachhaltiger Brennstoffe abgeschiedene Emissionen bis 2040 als vermiedene Emissionen gelten sollten, da sie noch länger anfallen werden. Diese Zeitpunkte werden unter Berücksichtigung der Umsetzung des unionsweiten Klimaziels für 2040 in den unter die Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates ⁽²⁾ fallenden Sektoren überprüft. Die Kommission muss das unionsweite Klimaziel für

⁽¹⁾ ABl. L 328 vom 21.12.2018, S. 82.

⁽²⁾ 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).

2040 gemäß der Verordnung (EU) 2021/1119 des Europäischen Parlaments und des Rates ⁽³⁾ spätestens sechs Monate nach der ersten weltweiten Bestandsaufnahme im Rahmen des Übereinkommens von Paris vorschlagen. Die Umsetzung des in der Richtlinie 2003/87/EG festgelegten Ziels bestimmt zudem die erwartete Verknappung der Emissionen.

- (6) Emissionen, die bei den in Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG aufgeführten Tätigkeiten entstehen, nämlich in Industrieverfahren oder bei der Verbrennung nicht nachhaltiger Brennstoffe, sollten verhindert werden, selbst wenn sie abgeschieden und für die Erzeugung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr sowie wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe genutzt werden könnten. Diese Emissionen unterliegen der CO₂-Bepreisung, die Anreize schafft, Emissionen aus nicht nachhaltigen Brennstoffen von vornherein möglichst zu vermeiden. Soweit diese Emissionen nicht bereits in einem vorgelagerten Schritt durch eine wirksame CO₂-Bepreisung erfasst sind, müssen sie daher berücksichtigt werden und sollten nicht als vermieden gelten.
- (7) Flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr sowie wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe können in verschiedenen Verfahren erzeugt werden, mit denen auch ein Mix unterschiedlicher Kraftstoffarten erzeugt werden kann. Die Methode zur Ermittlung der Treibhausgasersparungen sollte es daher ermöglichen, die tatsächlichen Einsparungen von Emissionen bei diesen Verfahren zu ermitteln; dies gilt auch für Verfahren, mit denen sowohl flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr als auch wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe erzeugt werden.
- (8) Zur Bestimmung der Treibhausgasemissionsintensität von flüssigen oder gasförmigen erneuerbaren Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr sowie von wiederverwerteten kohlenstoffhaltigen Kraftstoffen muss der Anteil des Energiegehalts dieser Kraftstoffe am Output eines Prozesses berechnet werden. Der Anteil jeder Kraftstoffart sollte dabei durch Division der relevanten Energiezufuhr für die betreffende Kraftstoffart durch die gesamte relevante Energiezufuhr des Verfahrens bestimmt werden. Bei der Erzeugung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr muss ermittelt werden, ob der relevante eingesetzte Strom als vollständig erneuerbar anzusehen ist. Der relevante eingesetzte Strom sollte als vollständig erneuerbar betrachtet werden, wenn die Bestimmungen des Artikels 27 Absatz 3 Unterabsätze 5 und 6 der Richtlinie (EU) 2018/2001 erfüllt sind. Ansonsten sollte der über zwei Jahre vor dem betreffenden Jahr gemessene durchschnittliche Anteil von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen im Land der Erzeugung herangezogen werden, um den Anteil erneuerbarer Energien zu bestimmen. Was die Erzeugung wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe betrifft, können nur flüssige oder feste Abfallströme nicht erneuerbaren Ursprungs, die für eine stoffliche Verwertung gemäß Artikel 4 der Richtlinie 2008/98/EG des Europäischen Parlaments und des Rates ⁽⁴⁾ nicht geeignet sind, sowie Gas aus der Abfallverarbeitung und Abgas nicht erneuerbaren Ursprungs, die zwangsläufig und unbeabsichtigt infolge der Produktionsprozesse in Industrieanlagen entstehen, als relevante Energiezufuhr für die Erzeugung wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe betrachtet werden.
- (9) Der bei flüssigen oder gasförmigen erneuerbaren Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr und bei wiederverwerteten kohlenstoffhaltigen Kraftstoffen angewandte Wert für den Vergleich mit fossilen Brennstoffen (Komparator) sollte im Einklang mit dem in der Richtlinie (EU) 2018/2001 für Biokraftstoffe und flüssige Biobrennstoffe festgelegten Wert 94 g CO₂-Äq./MJ betragen.
- (10) Das Hauptziel der Förderung der Verwendung wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe ist die Verringerung der Treibhausgasemissionen durch eine effizientere Nutzung geeigneter Rohstoffe im Vergleich zur derzeitigen Nutzung. Da Rohstoffe, die für die Erzeugung wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe genutzt werden können, möglicherweise bereits für die Energieerzeugung verwendet werden, sollten bei der Berechnung der Treibhausgasemissionen diejenigen Emissionen berücksichtigt werden, die bei der Änderung der Nutzung von Einsatzstoffen, deren Angebot unelastisch ist („rigid inputs“), entstehen. Dies sollte auch für Einsatzstoffe mit unelastischem Angebot gelten, die in integrierten Verfahren gewonnen und für die Erzeugung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr verwendet werden.
- (11) Wenn der bei der Erzeugung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr genutzte Strom aus dem Netz entnommen wird und nicht als vollständig erneuerbar anzusehen ist, sollte die durchschnittliche CO₂-Intensität des Stroms in dem Mitgliedstaat, in dem der Kraftstoff erzeugt wird, zugrunde gelegt werden, da sich die Treibhausgasintensität des gesamten Verfahrens auf diese Weise am besten beschreiben lässt. Alternativ könnten dem Strom, der im Erzeugungsverfahren für flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr sowie für wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe aus

⁽³⁾ Verordnung (EU) 2021/1119 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Juni 2021 zur Schaffung des Rahmens für die Verwirklichung der Klimaneutralität und zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 401/2009 und (EU) 2018/1999 (ABl. L 243 vom 9.7.2021, S. 1).

⁽⁴⁾ Richtlinie 2008/98/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. November 2008 über Abfälle und zur Aufhebung bestimmter Richtlinien (ABl. L 312 vom 22.11.2008, S. 3).

dem Stromnetz entnommen und genutzt wird und gemäß Artikel 27 Absatz 3 der Richtlinie (EU) 2018/2001 nicht als vollständig erneuerbar anzusehen ist, Werte für die Treibhausgasemissionen zugewiesen werden, die von der Anzahl der Volllaststunden abhängen, in denen die Anlagen zur Erzeugung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr und wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe betrieben werden. Ist der bei der Erzeugung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr und wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe genutzte Strom gemäß Artikel 27 der Richtlinie (EU) 2018/2001 als vollständig erneuerbar anzusehen, sollte die CO₂-Intensität mit null angesetzt werden —

HAT FOLGENDE VERORDNUNG ERLASSEN:

Artikel 1

Diese Verordnung enthält einen Mindestschwellenwert für die Treibhausgaseinsparungen durch wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe sowie die Methode zur Berechnung der Treibhausgaseinsparungen durch flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr und wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe.

Artikel 2

Die Treibhausgaseinsparungen durch die Nutzung wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe müssen mindestens 70 % betragen.

Artikel 3

Die Treibhausgaseinsparungen durch flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr und wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe werden nach der im Anhang dargelegten Methode berechnet.

Artikel 4

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

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

Brüssel, den 10. Februar 2023

Für die Kommission
Die Präsidentin
Ursula VON DER LEYEN

ANHANG

**Methode zur Bestimmung der Treibhausgaseinsparungen durch flüssige oder gasförmige
erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr sowie durch wiederverwertete
kohlenstoffhaltige Kraftstoffe**

A. METHODE

1. Die bei der Erzeugung und Nutzung von flüssigen oder gasförmigen erneuerbaren Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr oder von wiederverwerteten kohlenstoffhaltigen Kraftstoffen entstehenden Treibhausgasemissionen werden wie folgt berechnet:

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

Dabei gilt:

$E =$	Gesamtemissionen aus der Nutzung des Kraftstoffs (g CO ₂ -Äq./MJ Kraftstoff)
$e_i =$	$e_{i \text{ elastic}} + e_{i \text{ rigid}} - e_{\text{ex-use}}$: Emissionen aus der Versorgung mit Einsatzstoffen („inputs“) (g CO ₂ -Äq./MJ Kraftstoff)
$e_{i \text{ elastic}} =$	Emissionen aus Einsatzstoffen mit elastischem Angebot („elastic inputs“) (g CO ₂ -Äq./MJ Kraftstoff)
$e_{i \text{ rigid}} =$	Emissionen aus Einsatzstoffen mit unelastischem Angebot („rigid inputs“) (g CO ₂ -Äq./MJ Kraftstoff)
$e_{\text{ex-use}} =$	Emissionen aus der derzeitigen Nutzung oder Bestimmung der Einsatzstoffe (g CO ₂ -Äq./MJ Kraftstoff)
$e_p =$	Emissionen aus der Verarbeitung (g CO ₂ -Äq./MJ Kraftstoff)
$e_{td} =$	Emissionen aus Transport und Verteilung (g CO ₂ -Äq./MJ Kraftstoff)
$e_u =$	Emissionen aus der Verbrennung des Kraftstoffs bei der Endnutzung (g CO ₂ -Äq./MJ Kraftstoff)
$e_{ccs} =$	Emissionseinsparungen durch CO ₂ -Abscheidung und geologische CO ₂ -Speicherung (g CO ₂ -Äq./MJ Kraftstoff)

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

Die Treibhausgasintensität von flüssigen oder gasförmigen erneuerbaren Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr oder von wiederverwerteten kohlenstoffhaltigen Kraftstoffen wird bestimmt, indem die Gesamtemissionen des Verfahrens unter Berücksichtigung jedes Bestandteils der Formel durch die Gesamtmenge des aus dem Verfahren resultierenden Kraftstoffs geteilt werden, und wird in Gramm CO₂-Äquivalent pro MJ Kraftstoff (g CO₂-Äq./MJ Kraftstoff) ausgedrückt. Bei Kraftstoffen, die aus einer Mischung aus flüssigen oder gasförmigen erneuerbaren Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr, wiederverwerteten kohlenstoffhaltigen Kraftstoffen und anderen Kraftstoffen bestehen, wird angenommen, dass alle Arten (von Kraftstoffen) dieselbe Emissionsintensität aufweisen.

Eine Ausnahme von dieser Regel findet Anwendung, wenn flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr und wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe bei der gemeinsamen Verarbeitung einen konventionellen Einsatzstoff in einem Verfahren nur teilweise ersetzen.

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

- dem Teil des Verfahrens, in dem der konventionelle Einsatzstoff eingesetzt wird, und
- dem Teil des Verfahrens, in dem flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr und wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe eingesetzt werden, soweit die Teile des Verfahrens ansonsten identisch sind.

Werden flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr und wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe zusammen mit Biomasse verarbeitet, so wird für die Teile des Verfahrens eine analoge Unterscheidung vorgenommen.

Die Treibhausgasintensität kann als Durchschnitt für die gesamte Kraftstofferzeugung während eines Zeitraums von höchstens einem Kalendermonat, aber auch für kürzere Zeitintervalle berechnet werden. Wird Strom, der nach der in der Richtlinie (EU) 2018/2001 festgelegten Methode als vollständig erneuerbar gilt, als Einsatzstoff zur Erhöhung des Heizwertes des Kraftstoffes oder der Zwischenerzeugnisse verwendet, so muss das Zeitintervall den Anforderungen an die zeitliche Korrelation entsprechen. Soweit relevant, können die für einzelne Zeitintervalle berechneten Werte der Treibhausgasintensität anschließend 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.

2. Die mit flüssigen oder gasförmigen erneuerbaren Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr oder mit wiederverwerteten kohlenstoffhaltigen Kraftstoffen erzielten Treibhausgaseinsparungen werden wie folgt berechnet:

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

Dabei gilt:

$E =$ Gesamtemissionen aus der Nutzung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr oder wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe.

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

Bei allen flüssigen oder gasförmigen erneuerbaren Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr und wiederverwerteten kohlenstoffhaltigen Kraftstoffen betragen die Gesamtemissionen aus der Anwendung des Komparators für den Vergleich mit fossilen Brennstoffen 94 g CO₂-Äq./MJ.

3. Besteht der Output eines Verfahrens nicht vollständig aus flüssigen oder gasförmigen erneuerbaren Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr oder aus wiederverwerteten kohlenstoffhaltigen Kraftstoffen, so wird ihr jeweiliger Anteil am Gesamtoutput wie folgt bestimmt:
- Der Anteil der flüssigen oder gasförmigen erneuerbaren Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr wird bestimmt, indem die relevante Zufuhr von erneuerbarer Energie in dem Verfahren durch die gesamte relevante Energiezufuhr des Verfahrens geteilt wird;
 - der Anteil der wiederverwerteten kohlenstoffhaltigen Kraftstoffe wird bestimmt, indem die relevante Energiezufuhr, die als Quelle für die Erzeugung wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe in dem Verfahren anzusehen ist, durch die gesamte relevante Energiezufuhr des Verfahrens geteilt wird.

Bei eingesetztem Material ist die relevante Energie der untere Heizwert des in die Molekularstruktur des Kraftstoffs eingehenden Materials ⁽¹⁾.

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. 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 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 Kraftstoffs berücksichtigt.

4. Bei der Bestimmung der Emissionen aus der Versorgung mit Einsatzstoffen 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 CO₂-Quelle für die Erzeugung wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe gelten, sind somit Einsatzstoffe mit unelastischem Angebot, ebenso wie Outputs, die zu einem festen Anteil in einem integrierten Verfahren erzeugt werden ⁽²⁾ 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 Erdölzeugnisse aus Raffinerien, da Raffinerien das Verhältnis ihrer Erzeugnisse ändern können.
5. Bei Strom, der gemäß Artikel 27 Absatz 3 der Richtlinie (EU) 2018/2001 vollständig als erneuerbar gilt, wird angenommen, dass die Treibhausgasemissionen null betragen.
6. In jedem Kalenderjahr wird eine der drei folgenden alternativen Methoden angewandt, um dem Netzstrom, der gemäß Artikel 27 Absatz 3 der Richtlinie (EU) 2018/2001 nicht als vollständig erneuerbar anzusehen ist und zur Erzeugung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs und wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe verwendet wird, Treibhausgasemissionswerte zuzuordnen:
- Die Werte der Treibhausgasemissionen werden gemäß Teil C dieses Anhangs zugeordnet. Dies gilt unbeschadet beihilferechtlicher Prüfungen;

⁽¹⁾ Bei wasserhaltigem Material wird als unterer Heizwert der untere Heizwert des trockenen Teils des eingesetzten Materials 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 konventioneller Kraftstoffe genutzt werden, werden nicht berücksichtigt.

⁽²⁾ Zu den integrierten Verfahren gehören Verfahren, die in demselben Industriekomplex durchgeführt werden oder den Einsatzstoff über eine eigene Versorgungsinfrastruktur liefern oder mehr als die Hälfte der Energie aller Einsatzstoffe für die Erzeugung von flüssigen oder gasförmigen erneuerbaren Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr oder von wiederverwerteten kohlenstoffhaltigen Kraftstoffen liefern.

- b) die Werte der Treibhausgasemissionen werden in Abhängigkeit von der Anzahl der Volllaststunden zugeordnet, in denen die Anlage zur Erzeugung der flüssigen oder gasförmigen erneuerbaren Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs und die wiederverwerteten kohlenstoffhaltigen Kraftstoffe betrieben wird. Wenn die Zahl der Volllaststunden 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 Erzeugungsverfahren von flüssigen oder gasförmigen erneuerbaren Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr und wiederverwerteten kohlenstoffhaltigen Kraftstoffen genutzt wird, ein Treibhausgasemissionswert von null g CO₂-Äq./MJ zugeordnet. Ist die Zahl der Volllaststunden höher, so wird dem Netzstrom, der im Erzeugungsverfahren von flüssigen oder gasförmigen erneuerbaren Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr und wiederverwerteten kohlenstoffhaltigen Kraftstoffen genutzt wird, ein Treibhausgasemissionswert von 183 g CO₂-Äq./MJ zugeordnet; oder
- c) es kann der Wert der Treibhausgasemissionen der marginalen Stromerzeugungsanlage zum Zeitpunkt der Erzeugung der flüssigen oder gasförmigen erneuerbaren Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr in der Gebotszone verwendet werden, sofern der nationale Übertragungsnetzbetreiber diese Informationen öffentlich zugänglich macht.

Bei Anwendung der unter Buchstabe b dargelegten Methode wird die Methode auch auf Strom angewandt, der zur Erzeugung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs und wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe verwendet wird und gemäß Artikel 27 Absatz 3 der Richtlinie (EU) 2018/2001 als vollständig erneuerbar gilt.

7. Die 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 des Einsatzstoffes erforderlichen Primärenergie sowie aus der Verarbeitung und dem Transport des Einsatzstoffes). Emissionen, die aufgrund des Kohlenstoffgehalts des Kraftstoff-Einsatzstoffes bei der Verbrennung entstehen, werden nicht berücksichtigt ^(*).

THG-Emissionen aus Einsatzstoffen mit elastischem Angebot, die nicht in einem integrierten Verfahren gewonnen werden, werden jedoch 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- und GEMIS-Datenbank und von Sachverständigen geprüfte Veröffentlichungen genutzt werden.

8. Der Lieferant eines Einsatzstoffes, dessen Werte nicht aus Teil B dieses Anhangs entnommen werden, berechnet die Emissionsintensität ^(*) des Einsatzstoffes nach den in diesem Dokument beschriebenen Verfahren und leitet den Wert an den nächsten Erzeugungsschritt oder an den Enderzeuger des Kraftstoffs weiter. Dies gilt auch für die Lieferanten von Einsatzstoffen aus weiter vorgelagerten Teilen der Lieferkette.
9. Emissionen aus Einsatzstoffen mit unelastischem Angebot 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 Produkten, 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 einem Verlust an Stromerzeugung sind die Emissionsfaktoren für die Netzstromerzeugung in dem Land zu berücksichtigen, in dem die Nutzungsänderung stattgefunden hat, und nach der entsprechenden Methode gemäß den Nummern 5 oder 6 zu ermitteln. Bei einer Änderung der Nutzung von Material werden die dem Ersatzmaterial zuzuordnenden Emissionen nach der Methode für Materialeinsatzstoffe berechnet. In den ersten 20 Jahren nach Beginn der Erzeugung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr oder wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe 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 flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr oder wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe 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.

^(*) Wenn die CO₂-Intensität der Tabelle in Teil B entnommen wird, werden die Emissionen aus der Verbrennung nicht berücksichtigt, da die Emissionen aus der Verbrennung im Zusammenhang mit der Verarbeitung oder als Emissionen aus der Verbrennung des Enderzeugnisses angerechnet werden.

^(*) Im Einklang mit Abschnitt 6 umfasst die Emissionsintensität nicht die mit dem Kohlenstoffgehalt des gelieferten Einsatzstoffes verbundenen Emissionen.

- 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 für die Erzeugung wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe bestimmt, wenn die Auswirkungen der Nutzungsänderung zugunsten der Kraftstofferzeugung 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, z. B. aus einem neuen Stahlwerk, in dem das Hochofengas für die Erzeugung wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe genutzt wird, 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 umfassen alle Emissionen aus der derzeitigen Nutzung oder Bestimmung des Einsatzstoffes, die vermieden werden, wenn der Einsatzstoff für die Kraftstofferzeugung verwendet wird. Diese Emissionen umfassen auch das CO₂-Äquivalent des in der chemischen Zusammensetzung des Kraftstoffs enthaltenen Kohlenstoffs, der andernfalls als CO₂ in die Atmosphäre emittiert worden wäre. Dazu gehört CO₂, das abgeschieden wurde und in den Kraftstoff eingegangen ist, sofern mindestens eine der folgenden Bedingungen erfüllt ist:
- a) Das CO₂ wurde bei einer in Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG aufgeführten Tätigkeit abgeschieden und in einem vorgelagerten Schritt in einem wirksamen CO₂-Bepreisungssystem berücksichtigt und es geht vor 2036 in die chemische Zusammensetzung des Kraftstoffs ein. Stammt das CO₂ nicht aus der Verbrennung von Brennstoffen zur Stromerzeugung, endet dieser Zeitraum erst 2041; oder
- b) das CO₂ wurde aus der Luft abgeschieden; oder
- c) das abgeschiedene CO₂ stammt aus der Erzeugung oder Verbrennung von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen oder Biomasse-Brennstoffen, die den Kriterien für Nachhaltigkeit und Treibhausgaseinsparungen entsprechen, und für die CO₂-Abscheidung und -Ersetzung gemäß den Anhängen V und VI der Richtlinie (EU) 2018/2001 wurden keine Gutschriften für eingesparte Emissionen erteilt; oder
- d) das abgeschiedene CO₂ stammt aus der Verbrennung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr oder wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe, die die Kriterien für Treibhausgaseinsparungen gemäß Artikel 25 Absatz 2 und Artikel 28 Absatz 5 der Richtlinie (EU) 2018/2001 und der vorliegenden Verordnung erfüllen; oder
- e) das abgeschiedene CO₂ stammt aus einer geologischen CO₂-Quelle und das CO₂ wurde zuvor auf natürliche Weise freigesetzt.
- Abgeschiedenes CO₂ aus einem Brennstoff, der gezielt für den Zweck der Erzeugung von CO₂ verbrannt wird, sowie für CO₂, für dessen Abscheidung nach anderen Rechtsvorschriften eine Emissionsgutschrift gewährt wurde, ist ausgenommen.
- Emissionen im Zusammenhang mit Einsatzstoffen wie Strom, Wärme und Verbrauchsmaterialien, die bei der CO₂-Abscheidung verwendet werden, werden bei der Berechnung der den Einsatzstoffen zugeordneten Emissionen ebenfalls berücksichtigt.
11. Die unter Nummer 10 Buchstabe a festgelegten Zeitpunkte können geändert werden, wobei die Umsetzung des gemäß Artikel 4 Absatz 3 der Verordnung (EU) 2021/1119 festgelegten unionsweiten Klimaziels für 2040 in den unter die Richtlinie 2003/87/EG fallenden Sektoren berücksichtigt wird.
12. Die Emissionen aus der Verarbeitung umfassen direkte atmosphärische Emissionen aus der Verarbeitung selbst, aus der Abfallbehandlung und aus Leckagen.
13. Die Emissionen aus der Verbrennung des Kraftstoffs sind die gesamten Emissionen aus der Verbrennung des Kraftstoffs bei der Nutzung.
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_{id} 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.
 - 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 Material 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 ⁽ⁱ⁾ geschätzt.
16. Die Emissionen aus Transport und Verteilung umfassen die Emissionen aus der Lagerung und Verteilung der fertigen Kraftstoffe. 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 flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr oder wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe CO₂-Emissionen, die gemäß der Richtlinie 2009/31/EG über die geologische Speicherung von Kohlendioxid dauerhaft gespeichert werden, so kann dies bei den Erzeugnissen des Verfahrens als Verringerung der Emissionen unter e_{ccs} berücksichtigt werden. Emissionen, die beim Speichervorgang (einschließlich des Transports von CO₂) entstehen, werden unter e_p ebenfalls berücksichtigt.

B. „STANDARDWERTE“ FÜR TREIBHAUSGASINTENSITÄTEN VON EINSATZSTOFFEN MIT ELASTISCHEM ANGEBOT

Die nachstehende Tabelle enthält die THG-Intensitäten anderer Einsatzstoffe als Strom:

	Gesamtemissionen g CO ₂ -Äq./MJ	Vorgelagerte Emissionen g CO ₂ -Äq./MJ	Emissionen aus der Verbrennung g CO ₂ -Äq./MJ
Erdgas	66,0	9,7	56,2
Diesel	95,1	21,9	73,2
Benzin	93,3	19,9	73,4
Schweres Heizöl	94,2	13,6	80,6
Methanol	97,1	28,2	68,9
Steinkohle	112,3	16,2	96,1
Braunkohle	116,7	1,7	115,0

⁽ⁱ⁾ Da die relativen Werte der Nebenerzeugnisse maßgeblich sind, spielt die allgemeine Inflation in diesem Zusammenhang keine Rolle.

	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 ₃ PO ₄)	3 124,7
Kaliumhydroxid (KOH)	419,1
Reines CaO für Prozesse	1 193,2
Natriumcarbonat (Na ₂ CO ₃)	1 245,1
Natriumchlorid (NaCl)	13,3
Natriumhydroxid (NaOH)	529,7
Natriummethoxid (Na(CH ₃ O))	2 425,5
SO ₂	53,3
Schwefelsäure (H ₂ SO ₄)	217,5
Harnstoff	1 846,6

C. THG-EMISSIONSINTENSITÄT VON STROM

Die Treibhausgasemissionsintensität von Strom wird für einzelne Länder oder für einzelne Gebotszonen bestimmt. Die Treibhausgasemissionsintensität von Strom kann für Gebotszonen nur dann bestimmt werden, wenn die erforderlichen Daten öffentlich zugänglich sind. Bei der Berechnung der CO₂-Intensität von Strom, die als g CO₂-Äq. je kWh Strom ausgedrückt wird, werden alle potenziellen Primärenergiequellen für die Stromerzeugung, die Art der Anlage, die Umwandlungswirkungsgrade und der Eigenstromverbrauch der Stromerzeugungsanlage berücksichtigt.

Bei der Berechnung werden alle CO₂-Äquivalent-Emissionen berücksichtigt, die mit der Verbrennung und Lieferung der bei der Stromerzeugung genutzten Brennstoffe verbunden sind. Maßgeblich sind dabei die Menge der einzelnen Brennstoffe, die in den Stromerzeugungsanlagen verbraucht werden, die Emissionsfaktoren der Brennstoffverbrennung und die Emissionsfaktoren der Brennstoffverbrennung in vorgelagerten Erzeugungsschritten.

Andere Treibhausgase als CO₂ werden gemäß Anhang V Teil C Nummer 4 der Richtlinie (EU) 2018/2001 in CO₂-Äquivalent umgerechnet; dazu wird ihre Menge mit ihrem auf CO₂ sowie auf einen Zeitraum von 100 Jahren bezogenen globalen Erwärmungspotential (GWP) multipliziert. Aufgrund ihres biogenen Ursprungs werden CO₂-Emissionen aus der Verbrennung von Biomasse-Brennstoffen nicht berücksichtigt, die Emissionen von CH₄ und N₂O werden jedoch angerechnet.

Für die Berechnung der THG-Emissionen aus der Brennstoffverbrennung sind die IPCC-Standardemissionsfaktoren für die stationäre Verbrennung in der Energiewirtschaft zu verwenden (IPCC 2006). Die vorgelagerten Emissionen umfassen Emissionen aus allen Verfahren und Phasen, die erforderlich sind, um den Brennstoff für den Einsatz in 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 der 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 Abfallentsorgung 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 3 aufgeführten vorgelagerten Emissionen gemäß dem JEC-Well-To-Wheels-Bericht, Version 5 (JEC WTW v5), (Prussi et al., 2020) und die in den Tabellen 1 und 2 aufgeführten Standardemissionsfaktoren für die stationäre Verbrennung gemäß den IPCC-Richtlinien für nationale Treibhausgasinventare (IPCC 2006). Die vorgelagerten Emissionen zur Versorgung mit dem genutzten Brennstoff werden anhand der Emissionsfaktoren für vorgelagerte Emissionen gemäß JEC WTW v5 (Prussi et al., 2020) berechnet.

Die CO₂-Intensität von Strom wird nach folgender Formel berechnet:

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

Dabei gilt:

$e_{\text{gross_prod}}$ = CO₂-Äquivalent-Emissionen [gCO_{2eq}]

$c_{i-\text{ups}}$ = Faktoren für vorgelagerte CO₂-Äquivalent-Emissionen $\left[\frac{\text{gCO}_{2\text{eq}}}{\text{MJ}} \right]$

$c_{i-\text{comb}}$ = Faktoren für die CO₂-Äquivalent-Emissionen aus der Brennstoffverbrennung $\left[\frac{\text{gCO}_{2\text{eq}}}{\text{MJ}} \right]$

B_i = Brennstoffverbrauch 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} = Pumpstromverbrauch [MJ]

Die CO₂-Intensität des erzeugten Nettostroms wird durch die gesamten Brutto-Treibhausgasemissionen bei der Erzeugung oder Nutzung des Nettostroms bestimmt:

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

Dabei gilt: CI = CO₂-Äquivalent-Emissionen aus der Stromerzeugung $\left[\frac{\text{gCO}_{2\text{eq}}}{\text{MJ}} \right]$

Daten zu Stromerzeugung und Brennstoffverbrauch

Die Daten zu Stromerzeugung und Brennstoffverbrauch sind 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“) ⁽⁶⁾.

⁽⁶⁾ Beispiel: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/energy-statistics-data-browser?country=GERMANY&energy=Coal&year=2022>.

Für EU-Mitgliedstaaten sind die Eurostat-Daten detaillierter und können stattdessen verwendet werden. Wird die Treibhausgasemissionsintensität für Gebotszonen bestimmt, so sind Daten aus amtlichen nationalen Statistiken 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 Torferzeugnisse, Ölschiefer und bituminöse Sande, Rohöl und Mineralölerzeugnisse, Erdgas, erneuerbare Energien und Biobrennstoffe, nicht erneuerbare Abfälle und Kernenergie. Zu den erneuerbaren Energien und Biobrennstoffen zählen Biobrennstoffe, erneuerbare Siedlungsabfälle, Wasserkraft, Meeresenergie, Geothermie, Wind- und Sonnenenergie sowie Wärmepumpen.

Daten zu Einsatzstoffen aus Literaturquellen

Tabelle 1

Standardemissionsfaktoren für die stationäre Verbrennung von Brennstoffen [g/M] Brennstoff auf der Grundlage des unteren Heizwerts]

Brennstoff	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
Feste fossile Brennstoffe			
Anthrazit	98,3	0,001	0,0015
Kokskohle	94,6	0,001	0,0015
Sonstige bituminöse Kohle	94,6	0,001	0,0015
Subbituminöse Kohle	96,1	0,001	0,0015
Braunkohle	101	0,001	0,0015
Steinkohlebriketts	97,5	0,001	0,0015
Kokereikoks	107	0,001	0,0015
Gaskoks	107	0,001	0,0001
Kohlenteer	80,7	0,001	0,0015
Braunkohlebriketts	97,5	0,001	0,0015
Industriell erzeugte Gase			
Ortsgas	44,4	0,001	0,0001
Kokereigas	44,4	0,001	0,0001
Hochofengas	260	0,001	0,0001
Sonstiges Konvertergas	182	0,001	0,0001
Torf und Torferzeugnisse	106	0,001	0,0015
Ölschiefer und bituminöse Sande	73,3	0,003	0,0006
Rohöl und Mineralölerzeugnisse			
Rohöl	73,3	0,003	0,0006
Flüssigerdgas	64,2	0,003	0,0006
Raffinerieeinsatzmaterial	73,3	0,003	0,0006
Additive und Oxygenate	73,3	0,003	0,0006
Sonstige Kohlenwasserstoffe	73,3	0,003	0,0006
Raffineriegas	57,6	0,001	0,0001
Ethan	61,6	0,001	0,0001
Verflüssigtes Erdgas	63,1	0,001	0,0001
Motorenbenzin	69,3	0,003	0,0006

Flugbenzin	70	0,003	0,0006
Flugturbinenkraftstoff auf Naphtabasis	70	0,003	0,0006
Flugturbinenkraftstoff auf Petroleumbasis	71,5	0,003	0,0006
Sonstiges Kerosin	71,5	0,003	0,0006
Naphta	73,3	0,003	0,0006
Gasöl und Dieselöl	74,1	0,003	0,0006
Heizöl	77,4	0,003	0,0006
Testbenzin und Industriebrennstoffe	73,3	0,003	0,0006
Schmiermittel	73,3	0,003	0,0006
Bitumen	80,7	0,003	0,0006
Petrolkoks	97,5	0,003	0,0006
Paraffinwachse	73,3	0,003	0,0006
Sonstige Mineralölerzeugnisse	73,3	0,003	0,0006
Erdgas	56,1	0,001	0,0001

Abfälle

Industrieabfälle (nicht erneuerbar)	143	0,03	0,004
Siedlungsabfälle (nicht erneuerbar)	91,7	0,03	0,004

Hinweis: Die Werte müssen mit den GWP-Faktoren aus Anhang V Teil C Nummer 4 der Richtlinie (EU) 2018/2001 multipliziert werden.

Quelle: IPCC, 2006.

Tabelle 2

Standardemissionsfaktoren für die stationäre Verbrennung von Brennstoffen aus Biomasse [g/M] Brennstoff auf der Grundlage des unteren Heizwerts]

Brennstoff	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
Primäre feste Biokraftstoffe	0	0,03	0,004
Holzkohle	0	0,2	0,004
Biogase	0	0,001	0,0001
Siedlungsabfälle (erneuerbar)	0	0,03	0,004
Reines Biobenzin	0	0,003	0,0006
Beigemischtes Biobenzin	0	0,003	0,0006
Reine Biodieselmkraftstoffe	0	0,003	0,0006
Beigemischte Biodieselmkraftstoffe	0	0,003	0,0006
Reiner Bioflugturbinenkraftstoff	0	0,003	0,0006
Beigemischter Bioflugturbinenkraftstoff	0	0,003	0,0006
Andere flüssige Biokraftstoffe	0	0,003	0,0006

Quelle: IPCC, 2006.

Tabelle 3

Emissionsfaktoren für die vorgelagerten Brennstoffemissionen [g CO₂-Äq./MJ] Brennstoff auf der Grundlage des unteren Heizwerts]

Brennstoff	Emissionsfaktor
Steinkohle	15,9
Braunkohle	1,7
Torf	0
Kohlegase	0
Mineralölerzeugnisse	11,6
Erdgas	12,7
Feste Biobrennstoffe	0,7
Flüssige Biobrennstoffe	46,8
Industrieabfälle	0
Siedlungsabfälle	0
Biogase	13,7
Kernkraft	1,2
Quelle: JEC WTW v5	

Tabelle A enthält die Werte für die THG-Emissionsintensität von Strom für die einzelnen Länder der Europäischen Union. Wird die Treibhausgasemissionsintensität von Strom auf Länderebene bestimmt, so sind diese Werte für den in der Europäischen Union erzeugten Strom so lange zu verwenden, bis neuere Daten vorliegen, um die Emissionsintensität von Strom zu bestimmen ⁽⁷⁾.

Tabelle A

Emissionsintensität von Strom in der Europäischen Union 2020

Land	Emissionsintensität des erzeugten Stroms (g CO ₂ -Äq./MJ)
Österreich	39,7
Belgien	56,7
Bulgarien	119,2
Zypern	206,6
Tschechien	132,5
Deutschland	99,3
Dänemark	27,1
Estland	139,8
Griechenland	125,2
Spanien	54,1
Finnland	22,9
Frankreich	19,6
Kroatien	55,4

⁽⁷⁾ Die Europäische Kommission stellt regelmäßig aktualisierte Daten bereit.

Ungarn	72,9
Irland	89,4
Italien	92,3
Lettland	39,4
Litauen	57,7
Luxemburg	52,0
Malta	133,9
Niederlande	99,9
Polen	196,5
Portugal	61,6
Rumänien	86,1
Slowakei	45,6
Slowenien	70,1
Schweden	4,1

Quelle: JRC, 2022.