



Brüssel, den 13. Dezember 2017
(OR. en)

Interinstitutionelles Dossier:
2016/0382 (COD)

15236/17
ADD 1

ENER 486
CLIMA 335
CONSOM 383
TRANS 532
AGRI 666
IND 352
ENV 1015
CODEC 1969

VERMERK

Absender:	Ausschuss der Ständigen Vertreter (1. Teil)
Empfänger:	Rat
Nr. Vordok.:	8697/17 ADD 1 REV 2 ENER 149 CLIMA 106 CONSOM 165 TRANS 159 AGRI 237 IND 97 ENV 394 CODEC 698
Nr. Komm.dok.:	15120/1/16 ADD 1 ENER 417 CLIMA 168 CONSOM 298 TRANS 479 AGRI 650 IND 261 ENV 757 IA 130 CODEC 1802 REV 1
Betr.:	ANHÄNGE des Vorschlags für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung) - Allgemeine Ausrichtung

Die Delegationen erhalten beiliegend die überarbeiteten Anhänge.

Änderungen gegenüber dem Kommissionsvorschlag sind im Text durch **Fettdruck**, Streichungen durch [] gekennzeichnet.

Änderungen gegenüber der vorherigen Fassung (Dok. 8697/17 ADD 1 REV 1) sind durch **Fettdruck und Unterstreichung**, Streichungen durch [] gekennzeichnet.

ANHANG I

Nationale Gesamtziele für den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Endenergieverbrauch im Jahr 2020¹

A. NATIONALE GESAMTZIELE

	Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch im Jahr 2005 (S2005)	Zielwert für den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch im Jahr 2020 (S2020)
Belgien	2,2 %	13 %
Bulgarien	9,4 %	16 %
Tschechische Republik	6,1 %	13 %
Dänemark	17,0 %	30 %
Deutschland	5,8 %	18 %
Estland	18,0 %	25 %
Irland	3,1 %	16 %
Griechenland	6,9 %	18 %
Spanien	8,7 %	20 %
Frankreich	10,3 %	23 %
Kroatien	12,6%	20%
Italien	5,2 %	17 %

¹ Mit Blick auf die Erreichung der in diesem Anhang festgelegten nationalen Ziele ist hervorzuheben, dass in den Leitlinien für staatliche Beihilfen für den Umweltschutz die weitere Notwendigkeit von nationalen Fördermaßnahmen für die Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen anerkannt wird.

Zypern	2,9 %	13 %
Lettland	32,6 %	40 %
Litauen	15,0 %	23 %
Luxemburg	0,9 %	11 %
Ungarn	4,3 %	13 %
Malta	0,0 %	10 %
Niederlande	2,4 %	14 %
Österreich	23,3 %	34 %
Polen	7,2 %	15 %
Portugal	20,5 %	31 %
Rumänien	17,8 %	24 %
Slowenien	16,0 %	25 %
Slowakische Republik	6,7 %	14 %
Finnland	28,5 %	38 %
Schweden	39,8 %	49 %
Vereinigtes Königreich	1,3 %	15 %

ANHANG II

Normalisierungsregel für die Berücksichtigung von Elektrizität aus Wasserkraft und Windkraft

Für die Berücksichtigung der in einem bestimmten Mitgliedstaat aus Wasserkraft erzeugten Elektrizität gilt folgende Normalisierungsregel:

$(Q_{N(norm)}) / (C_N \cdot [(Q_i / C_i)]^{15})$ Dabei sind:

N	=	Bezugsjahr;
$Q_{N(norm)}$	=	normalisierte Menge der von sämtlichen Wasserkraftwerken des Mitgliedstaats im Jahr N erzeugten Elektrizität, zum Zweck der Berücksichtigung;
Q_i	=	im Jahr i von sämtlichen Wasserkraftwerken des Mitgliedstaats tatsächlich erzeugte Elektrizitätsmenge in GWh unter Ausschluss der Elektrizitätserzeugung durch Pumpspeicherkraftwerke, bei der zuvor hochgepumptes Wasser genutzt wird;
C_i	=	installierte Gesamtkapazität nach Abzug der Pumpspeicherung sämtlicher Wasserkraftwerke des Mitgliedstaats am Ende des Jahres i in MW.

Die in einem gegebenen Mitgliedstaat aus **Onshore**-Windkraft gewonnene Elektrizität wird wie folgt berechnet:

$$Q_{N(norm)} = \frac{C_N}{\sum_{j=1}^n C_j} \frac{Q_i}{\sum_{j=1}^n Q_j}$$
 Dabei sind

N	=	Bezugsjahr;
$Q_{N(norm)}$	=	normalisierte Menge der von sämtlichen Onshore -Windkraftwerken des Mitgliedstaats im Jahr N erzeugten Elektrizität zum Zweck der Berücksichtigung;
Q_i	=	im Jahr i von sämtlichen Onshore -Windkraftwerken des Mitgliedstaats tatsächlich erzeugte Elektrizitätsmenge in GWh;
C_j	=	installierte Gesamtkapazität sämtlicher Onshore -Windkraftwerke des Mitgliedstaats am Ende des Jahres j in MW;
n	=	4 bzw. Anzahl der Jahre vor dem Jahr N , für welche im betreffenden Mitgliedstaat Daten über die Produktionskapazität und -mengen verfügbar sind, je nachdem, welche Zahl niedriger ist.

Die in einem gegebenen Mitgliedstaat aus Offshore-Windkraft gewonnene Elektrizität wird wie folgt berechnet:

$(Q_{N(norm)})((C_N C_N 12)((/i)(Nn))Q_i(/j)(Nn))(C_j C_j 12))$ Dabei sind

N	=	Bezugsjahr;
$Q_{N(norm)}$	=	normalisierte Menge der von sämtlichen Offshore-Windkraftwerken des Mitgliedstaats im Jahr N erzeugten Elektrizität zum Zweck der Berücksichtigung;
Q_i	=	im Jahr i von sämtlichen Offshore-Windkraftwerken des Mitgliedstaats tatsächlich erzeugte Elektrizitätsmenge in GWh;
C_j	=	installierte Gesamtkapazität sämtlicher Offshore-Windkraftwerke des Mitgliedstaats am Ende des Jahres j in MW;
n	=	4 bzw. Anzahl der Jahre vor dem Jahr N , für welche im betreffenden Mitgliedstaat Daten über die Produktionskapazität und -mengen verfügbar sind, je nachdem, welche Zahl niedriger ist.

ANHANG III

Energiegehalt von Brennstoffen

Brennstoff	Gewichtsspezifischer Energiegehalt (unterer Heizwert in MJ/kg)	Volumenspezifischer Energiegehalt (unterer Heizwert in MJ/l)
AUS BIOMASSE UND/ODER DURCH BIOMASSEVERARBEITUNG HERGESTELLTE BRENNSTOFFE		
Biopropan	46	24
Reines Pflanzenöl (durch Auspressen, Extraktion oder vergleichbare Verfahren aus Ölsaaten gewonnenes Öl, roh oder raffiniert, jedoch chemisch unverändert)	37	34
Biodiesel – Fettsäuremethylester (auf Grundlage von Öl aus Biomasse erzeugter Methylester)	37	33
Biodiesel – Fettsäureethylester (auf Grundlage von Öl aus Biomasse erzeugter Ethylester)	38	34
Biogas, das durch Reinigung Erdgasqualität erreichen kann	50	-
Hydriertes (thermochemisch mit Wasserstoff behandeltes) Öl aus Biomasse zur Verwendung als Dieselmotortreibstoffersatz	44	34

Hydriertes (thermochemisch mit Wasserstoff behandeltes) Öl aus Biomasse zur Verwendung als Ottokraftstoffersatz	45	30
Hydriertes (thermochemisch mit Wasserstoff behandeltes) Öl aus Biomasse zur Verwendung als Flugturbinenkraftstoffersatz	44	34
Hydriertes (thermochemisch mit Wasserstoff behandeltes) Öl aus Biomasse zur Verwendung als Flüssiggasersatz	46	24
(In einer Raffinerie mit fossilen Brennstoffen) gemeinsam verarbeitetes Öl aus Biomasse oder pyrolisierter Biomasse zur Verwendung als Dieselkraftstoffersatz	43	36
(In einer Raffinerie mit fossilen Brennstoffen) gemeinsam verarbeitetes Öl aus Biomasse oder pyrolisierter Biomasse zur Verwendung als Ottokraftstoffersatz	44	32
(In einer Raffinerie mit fossilen Brennstoffen) gemeinsam verarbeitetes Öl aus Biomasse oder pyrolisierter Biomasse zur Verwendung als Flugturbinenkraftstoffersatz	43	33
(In einer Raffinerie mit fossilen Brennstoffen) gemeinsam verarbeitetes Öl aus Biomasse oder pyrolisierter Biomasse zur Verwendung als Flüssiggasersatz	46	23

ERNEUERBARE BRENNSTOFFE, DIE AUS VERSCHIEDENEN ERNEUERBAREN ENERGIEQUELLEN ERZEUGT WERDEN KÖNNEN, DARUNTER AUCH BIOMASSE		
Methanol aus erneuerbaren Energiequellen	20	16
Ethanol aus erneuerbaren Energiequellen	27	21
Propanol aus erneuerbaren Energiequellen	31	25
Butanol aus erneuerbaren Energiequellen	33	27
Fischer-Tropsch-Diesel (synthetischer/s Kohlenwasserstoff(gemisch) zur Verwendung als Dieselmotorsersatz)	44	34
Fischer-Tropsch-Ottomotorsstoff (aus Biomasse hergestellter/s synthetischer/s Kohlenwasserstoff(gemisch) zur Verwendung als Ottomotorsersatz)	44	33
Fischer-Tropsch-Flugturbinenmotorsstoff (aus Biomasse hergestellter/s synthetischer/s Kohlenwasserstoff(gemisch) zur Verwendung als Flugturbinenmotorsersatz)	44	33
Fischer-Tropsch-Flüssiggas (aus Biomasse hergestellter/s synthetischer/s Kohlenwasserstoff(gemisch) zur Verwendung als Flüssiggasersatz)	46	24
DME (Dimethylether)	28	19
Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen	120	-
ETBE (auf der Grundlage von Ethanol hergestellter Ethyl-Tertiär-Butylether)	36 (davon 37 % aus erneuerbaren Quellen)	27 (davon 37 % aus erneuerbaren Quellen)
MTBE (auf der Grundlage von Methanol hergestellter Methyl-Tertiär-Butylether)	35 (davon 22 % aus erneuerbaren Quellen)	26 (davon 22 % aus erneuerbaren Quellen)
TAAE (auf der Grundlage von Ethanol hergestellter Tertiär-Amyl-Ethyl-Ether)	38 (davon 29 % aus erneuerbaren Quellen)	29 (davon 29 % aus erneuerbaren Quellen)

TAME (auf der Grundlage von Ethanol hergestellter Tertiär-Amyl-Methyl-Ether)	36 (davon 18 % aus erneuerbaren Quellen)	28 (davon 18 % aus erneuerbaren Quellen)
THxEE (auf der Grundlage von Ethanol hergestellter Tertiär-Hexyl-Ethyl-Ether)	38 (davon 25 % aus erneuerbaren Quellen)	30 (davon 25 % aus erneuerbaren Quellen)
THxME (auf der Grundlage von Ethanol hergestellter Tertiär-Hexyl-Methyl-Ether)	38 (davon 14 % aus erneuerbaren Quellen)	30 (davon 14 % aus erneuerbaren Quellen)
FOSSILE BRENNSTOFFE		
Ottokraftstoff	43	32
Diesekraftstoff	43	36

[]

ANHANG IV

Zertifizierung von Installateuren

Für die in Artikel 18 Absatz 3 genannten Zertifizierungssysteme und für gleichwertige Qualifizierungssysteme gelten folgende Kriterien:

1. Das Zertifizierungs- bzw. Qualifizierungsverfahren muss transparent und vom Mitgliedstaat oder der benannten Verwaltungsstelle klar festgelegt sein.
2. Die Zertifizierung von Installateuren von Biomasseanlagen, Wärmepumpen, oberflächennahen Geothermieanlagen, Fotovoltaik- und Solarwärmeanlagen erfolgt mittels eines zugelassenen Ausbildungsprogramms oder durch eine zugelassene Ausbildungseinrichtung.
3. Die Zulassung des Ausbildungsprogramms bzw. der Ausbildungseinrichtung wird von den Mitgliedstaaten oder den von ihnen benannten Verwaltungsstellen vorgenommen. Die Zulassungsstelle gewährleistet, dass das von der Ausbildungseinrichtung angebotene Ausbildungsprogramm kontinuierlich sowie regional oder national flächendeckend angeboten wird. Die Ausbildungseinrichtung muss über angemessene technische Anlagen zur Bereitstellung der praktischen Ausbildung verfügen; dazu gehören bestimmte Laboreinrichtungen oder entsprechende Anlagen für praktische Ausbildungsmaßnahmen. Neben der Grundausbildung muss die Ausbildungseinrichtung kürzere Auffrischkurse zu bestimmten Themen (beispielsweise neue Technologien) anbieten, um zu den Anlagen ständige Fortbildungen zu ermöglichen. Ausbildungseinrichtung kann der Hersteller der betreffenden Geräte bzw. Systeme oder auch ein Institut oder Verband sein.
4. Die Ausbildung, die zur Zertifizierung oder Qualifizierung als Installateur führt, muss sowohl theoretische als auch praktische Teile enthalten. Nach Abschluss der Ausbildung muss der Installateur in der Lage sein, die betreffenden Geräte und Systeme entsprechend den Kundenanforderungen an deren Leistung und Zuverlässigkeit fachmännisch und unter Einhaltung sämtlicher einschlägigen Vorschriften und Normen, darunter jener zur Energieeffizienz und Umweltverträglichkeit, zu installieren.

5. Der Ausbildungsgang muss mit einer Prüfung abschließen, über die eine Bescheinigung ausgestellt wird oder die zu einer Qualifizierung führt. Im Rahmen der Prüfung ist die Fähigkeit zur erfolgreichen Installation von Biomassekesseln oder -öfen, Wärmepumpen, oberflächennahen Geothermieanlagen, Fotovoltaik- oder Solarwärmeanlagen praktisch zu prüfen.

6. Die in Artikel 18 Absatz 3 genannten Zertifizierungssysteme bzw. gleichwertigen Qualifizierungssysteme berücksichtigen die folgenden Leitlinien:

- a) Zugelassene Ausbildungsprogramme sollten Installateuren mit praktischer Erfahrung angeboten werden, welche die folgenden Ausbildungen absolviert haben oder durchlaufen:
 - i) Installateure von Biomassekesseln und -öfen: Eine Ausbildung zum Klempner, Rohrschlosser, Heizungsinstallateur oder Heizungs- oder Kälte- und Sanitärtechniker ist Voraussetzung;
 - ii) Installateure von Wärmepumpen: Eine Ausbildung zum Klempner oder Kältetechniker sowie grundlegende Fertigkeiten auf dem Gebiet der Elektrotechnik und Klempnerei (Schneiden von Rohren, Schweißen und Kleben von Rohrverbindungen, Ummantelung, Abdichtung von Armaturen, Prüfung auf Dichtheit und Installation von Heizungs- oder Kühlanlagen) sind Voraussetzung.
 - iii) Installateure von Fotovoltaik- und Solarwärmeanlagen: Eine Ausbildung als Klempner oder Elektrotechniker sowie Fertigkeiten auf dem Gebiet der Klempnerei, Elektrotechnik und Dachdeckerei (Schweißen und Kleben von Rohrverbindungen, Abdichtung von Armaturen, Prüfung auf Dichtheit) sowie die Fähigkeit zur Vornahme von Kabelanschlüssen, Vertrautheit mit den wichtigsten Dachmaterialien sowie Dichtungs- und Dämmmethoden sind Voraussetzung;
 - iv) eine Berufsausbildung, die einem Installateur angemessene Fertigkeiten vermittelt, einer dreijährigen Ausbildung in den unter den Buchstaben a, b oder c genannten Berufen entspricht und sowohl theoretische als auch praktische Ausbildungsmaßnahmen umfasst.

- b) Der theoretische Teil der Ausbildung zum Installateur von Biomasseöfen und -kesseln sollte einen Überblick über die Marktsituation von Biomasse geben und sich auf folgende Themen erstrecken: ökologische Aspekte, Brennstoffe aus Biomasse, Logistik, Brandschutz, einschlägige Subventionen, Verbrennungstechniken, Feuerungssysteme, optimale Hydrauliklösungen, Kosten- und Wirtschaftlichkeitsvergleich sowie Bauart, Installation und Instandhaltung von Biomassekesseln und -öfen. Daneben sollte die Ausbildung gute Kenntnisse über etwaige europäische Normen für Biomasetechnologie und Biomassebrennstoffe (z. B. Pellets) sowie einschlägiges nationales Recht und Gemeinschaftsrecht vermitteln.
- c) Der theoretische Teil der Ausbildung zum Installateur von Wärmepumpen sollte einen Überblick über die Marktsituation von Wärmepumpen geben und sich auf folgende Themen erstrecken: geothermische Ressourcen, Bodenquellentemperaturen verschiedener Regionen, Bestimmung von Böden und Gesteinen im Hinblick auf deren Wärmeleitfähigkeit, Vorschriften zur Nutzung geothermischer Ressourcen, Nutzbarkeit von Wärmepumpen in Gebäuden, Ermittlung der jeweils zweckmäßigsten Wärmepumpensysteme und technische Anforderungen derselben, Sicherheit, Luftfilterung, Anschluss an die Wärmequelle und Systemkonzeption. Daneben sollte die Ausbildung gute Kenntnisse über etwaige europäische Normen für Wärmepumpen sowie einschlägiges nationales Recht und Gemeinschaftsrecht vermitteln. Der Installateur sollte folgende Kernkompetenzen nachweisen:
- i) fundamentales Verständnis der physikalischen Grundlagen und der Funktionsweise einer Wärmepumpe sowie der Prinzipien des Wärmepumpenkreislaufs: Zusammenhang zwischen niedrigen Temperaturen des Kondensators, hohen Temperaturen des Verdampfers und der Systemeffizienz, Ermittlung der Leistungszahl und des jahreszeitenbedingten Leistungsfaktors;
 - ii) Verständnis der Bauteile — Kompressor, Expansionsventil, Verdampfer, Kondensator, Zubehör, Schmieröl, Kühlmittel, Überhitzung und Unterkühlung sowie Kühlmöglichkeiten mit Wärmepumpen — sowie deren Funktion im Wärmepumpenkreislauf;

iii) Fähigkeit zur Auswahl und Dimensionierung der Bauteile in typischen Fällen, Ermittlung der typischen Wärmelastwerte unterschiedlicher Gebäude und für die Warmwasserbereitung auf Grundlage des Energieverbrauchs, Ermittlung der Wärmepumpenkapazität anhand der Wärmelast für die Warmwasserbereitung, der Speichermasse des Gebäudes und bei diskontinuierlicher Elektrizitätsversorgung; Ermittlung des Pufferbehälters und dessen Volumens, Integration eines zweiten Heizungssystems.

d) Der theoretische Teil der Ausbildung zum Installateur von Fotovoltaik- und Solarwärmeanlagen sollte einen Überblick über die Marktsituation von Solarenergieanlagen und den Kosten- und Wirtschaftlichkeitsvergleich geben und sich auf folgende Themen erstrecken: ökologische Aspekte, Bauteile, Eigenschaften und Dimensionierung von Solarwärmesystemen, korrekte Auswahl von Systemen und Dimensionierung von Bauteilen, Ermittlung des Wärmebedarfs, Brandschutz, einschlägige Subventionen, Verbrennungstechniken, Feuerungssysteme, optimale Hydrauliklösungen, Bauart, Installation und Instandhaltung von Fotovoltaik- und Solarwärmeanlagen. Daneben sollte die Ausbildung gute Kenntnisse über etwaige europäische Normen für Solartechnologie und die Zertifizierung (z. B. Solar Keymark) sowie einschlägiges nationales Recht und Gemeinschaftsrecht europäische Rechtsvorschriften vermitteln. Der Installateur sollte folgende Kernkompetenzen nachweisen:

- i) Fähigkeit zum sicheren Arbeiten unter Verwendung der notwendigen Werkzeuge und Geräte und unter Einhaltung von Sicherheitsvorschriften und -normen sowie Fähigkeit zur Ermittlung der mit Solaranlagen verbundenen Risiken im Hinblick auf Heiz- und Sanitäreanlagen, Elektrik usw.;
- ii) Fähigkeit zur Bestimmung von Systemen und ihrer für aktive und passive Systeme spezifischen Bauteile (z. B. mechanische Auslegung) sowie zur Bestimmung der Bauteilposition, der Systemkonzeption und -konfiguration;

- iii) Fähigkeit zur Ermittlung der notwendigen Installationsfläche für die Fotovoltaik- und Solarwärmanlage sowie deren Orientierung und Neigung unter Berücksichtigung von Beschattung und Sonnenexposition, struktureller Integrität, Eignung der Anlage für das betreffende Gebäude oder Klima sowie Ermittlung unterschiedlicher Installationsmethoden für verschiedene Dachtypen und Ausgewogenheit der für die Installation nötigen Systemausrüstung und
- iv) für Fotovoltaiksysteme insbesondere die Fähigkeit zur Anpassung der elektrotechnischen Auslegung, also z. B. Ermittlung der Nennströme, Auswahl geeigneter Leiter und Nennleistungen für sämtliche Elektrizitätskreise, Ermittlung der zweckmäßigen Dimension, Nennleistung und Platzierung von Zubehör und Teilsystemen sowie Wahl eines geeigneten Zusammenschaltungspunkts.
- e) Die Zertifizierung als Installateur sollte befristet werden, sodass für eine dauerhafte Zertifizierung die Teilnahme an Auffrischungsseminaren oder -veranstaltungen notwendig ist.

ANHANG V

Regeln für die Berechnung des Beitrags von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und des entsprechenden Vergleichswerts für fossile Brennstoffe zum Treibhauseffekt

A. TYPISCHE WERTE UND STANDARDWERTE FÜR BIOKRAFTSTOFFE BEI HERSTELLUNG OHNE NETTO-CO₂-EMISSIONEN INFOLGE VON LANDNUTZUNGSÄNDERUNGEN

Herstellungsweg des Biokraftstoffs	Typische Werte für die Minderung von Treibhausgasemissionen	Standardwerte für die Minderung von Treibhausgasemissionen
Ethanol aus Zuckerrüben (ohne Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	67 %	59 %
Ethanol aus Zuckerrüben (mit Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	77 %	73 %
Ethanol aus Zuckerrüben (ohne Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage*)	73 %	68 %
Ethanol aus Zuckerrüben (mit Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage*)	79 %	76 %

Ethanol aus Zuckerrüben (ohne Biogas aus Schlempe, Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage*)	58 %	46 %
Ethanol aus Zuckerrüben (mit Biogas aus Schlempe, Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage*)	71 %	64 %
Ethanol aus Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	48 %	40 %
Ethanol aus Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage*)	55 %	48 %
Ethanol aus Mais (Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage*)	40 %	28 %
Ethanol aus Mais (forstwirtschaftliche Reststoffe als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage*)	69 %	68 %
Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	47 %	38 %
Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage*)	53 %	46 %
Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage*)	37 %	24 %
Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (forstwirtschaftliche Reststoffe als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage*)	67 %	67 %
Ethanol aus Zuckerrohr	70 %	70 %
Ethyl-Tertiär-Butylether (ETBE), Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Herstellungsweg für Ethanol	
Tertiär-Amyl-Ethyl-Ether (TAEE), Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Herstellungsweg für Ethanol	
Biodiesel aus Raps	52 %	47 %
Biodiesel aus Sonnenblumen	57 %	52 %
Biodiesel aus Sojabohnen	55 %	50 %
Biodiesel aus Palmöl (offenes Abwasserbecken)	38 %	25 %

Biodiesel aus Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	57 %	51 %
Biodiesel aus Altspeiseöl (*)	88 %	84 %
Biodiesel aus ausgelassenen tierischen Fetten**	84 %	78 %
Hydriertes Rapsöl	51 %	47 %
Hydriertes Sonnenblumenöl	58 %	54 %
Hydriertes Sojaöl	55 %	51 %
Hydriertes Palmöl (offenes Abwasserbecken)	40 %	28 %
Hydriertes Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	59 %	55 %
Hydriertes Altspeiseöl	87 %	83 %
Hydrierte tierische Fette**	83 %	77 %
Reines Rapsöl	59 %	57 %
Reines Sonnenblumenöl	65 %	64 %
Reines Sojaöl	63 %	61 %
Reines Palmöl (offenes Abwasserbecken	46 %	36 %
Reines Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	65 %	63 %
Reines Altspeiseöl	98 %	98 %

(**) [] **Gilt nur für Biokraftstoffe** aus tierischen Nebenprodukten, die in der Verordnung (EG) Nr. 1774/2002 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 3. Oktober 2002 mit Hygienevorschriften für nicht für den menschlichen Verzehr bestimmte tierische Nebenprodukte als Material der Kategorie 1 **und 2** [] eingestuft werden, **für die Emissionen im Zusammenhang mit der Entseuchung als Teil des Auslassens nicht berücksichtigt werden.**

(*) Standardwerte für KWK-Verfahren gelten nur, wenn die GESAMTE Prozesswärme durch KWK erzeugt wird.

B. GESCHÄTZTE TYPISCHE WERTE UND STANDARDWERTE FÜR KÜNFTIGE BIOKRAFTSTOFFE, DIE IM JAHR 2016 NICHT ODER NUR IN VERNACHLÄSSIGBAREN MENGEN AUF DEM MARKT WAREN, BEI HERSTELLUNG OHNE NETTO-CO₂-EMISSION INFOLGE VON LANDNUTZUNGSÄNDERUNGEN

Herstellungsweg des Biokraftstoffs	Typische Werte für die Minderung von Treibhausgasemissionen	Standardwerte für die Minderung von Treibhausgasemissionen
Ethanol aus Weizenstroh	85 %	83 %
Fischer-Tropsch-Diesel aus Abfallholz in Einzelanlage	85 %	85 %
Fischer-Tropsch-Diesel aus Kulturholz in Einzelanlage	78 %	78 %
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus Abfallholz in Einzelanlage	85 %	85 %
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus Kulturholz in Einzelanlage	78 %	78 %
Dimethylether (DME) aus Abfallholz in Einzelanlage	86 %	86 %
DME aus Kulturholz in Einzelanlage	79 %	79 %
Methanol aus Abfallholz in Einzelanlage	86 %	86 %
Methanol aus Kulturholz in Einzelanlage	79 %	79 %
Fischer-Tropsch-Diesel aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	89 %	89 %

Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	89 %	89 %
Dimethylether (DME) aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	89 %	89 %
Methanol aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	89 %	89 %
Methyl-Tertiär-Butylether (MTBE), Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Herstellungsweg für Methanol	

C. METHODOLOGIE

1. Die Treibhausgasemissionen bei der Herstellung und Verwendung von Kraftstoffen, Biokraftstoffen und flüssigen Biobrennstoffen werden wie folgt berechnet:

a) Treibhausgasemissionen bei der Herstellung und Verwendung von Biokraftstoffen werden wie folgt berechnet:

$$E = e_{ec} + e_l + e_p + e_{td} + e_u - e_{sca} - e_{ccs} - e_{ccr}$$

wobei:

E	=	Gesamtemissionen bei der Verwendung des Kraftstoffs;
e_{ec}	=	Emissionen bei der Gewinnung oder beim Anbau der Rohstoffe;
e_l	=	auf das Jahr umgerechnete Emissionen aufgrund von Kohlenstoffbestandsänderungen infolge von Landnutzungsänderungen;
e_p	=	Emissionen bei der Verarbeitung;
e_{td}	=	Emissionen bei Transport und Vertrieb;
e_u	=	Emissionen bei der Nutzung des Kraftstoffs;

e_{sca}	=	Emissionseinsparung durch Akkumulierung von Kohlenstoff im Boden infolge besserer landwirtschaftlicher Bewirtschaftungspraktiken;
e_{ccs}	=	Emissionseinsparung durch Abscheidung und geologische Speicherung von Kohlendioxid und
e_{ccr}	=	Emissionseinsparung durch Abscheidung und Ersetzung von Kohlendioxid.

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

b) Die Treibhausgasemissionen bei der Herstellung und Verwendung von flüssigen Biobrennstoffen werden wie für Biokraftstoffe (E) berechnet; dabei ist allerdings die Erweiterung, die zur Einbeziehung der Energieumwandlung in erzeugte Elektrizität und/oder Wärme bzw. Kälte erforderlich ist, in folgender Form zu berücksichtigen:

i) Energieanlagen, die ausschließlich Wärme erzeugen:

$$EC_h = \frac{E}{\eta_h}$$

ii) Bei Energieanlagen, die ausschließlich Elektrizität erzeugen:

$$EC_{el} = \frac{E}{\eta_{el}}$$

dabei sind:

$EC_{h,el}$ = Gesamtreibhausgasemissionen durch das Endenergieprodukt;

E = Gesamtreibhausgasemissionen des flüssigen Biobrennstoffs vor der Endumwandlung;

η_{el} = elektrischer Wirkungsgrad, definiert als die jährlich erzeugte Elektrizitätsleistung, dividiert durch den jährlich eingesetzten flüssigen Biobrennstoff auf Grundlage des Energiegehalts;

η_h = Wärmewirkungsgrad, definiert als die jährlich erzeugte Nutzwärme, dividiert durch den jährlich eingesetzten flüssigen Biobrennstoff auf Grundlage des Energiegehalts;

iii) Für Elektrizität oder mechanische Energie aus Energieanlagen, die Nutzwärme zusammen mit Elektrizität und/oder mechanischer Energie erzeugen:

$$EC_{el} = \frac{E}{\eta_{el}} \left(\frac{C_{el} \cdot \eta_{el}}{C_{el} \cdot \eta_{el} + C_h \cdot \eta_h} \right)$$

iv) Für Nutzwärme aus Energieanlagen, die Wärme zusammen mit Elektrizität und/oder mechanischer Energie erzeugen:

$$EC_h = \frac{E}{\eta_h} \left(\frac{C_h \cdot \eta_h}{C_{el} \cdot \eta_{el} + C_h \cdot \eta_h} \right)$$

dabei sind:

$EC_{h,el}$ = Gesamttreibhausgasemissionen durch das Endenergieprodukt;

E = Gesamttreibhausgasemissionen des flüssigen Biobrennstoffs vor der Endumwandlung;

η_{el} = elektrischer Wirkungsgrad, definiert als die jährlich erzeugte Elektrizitätsleistung, dividiert durch den jährlich eingesetzten Brennstoff auf Grundlage des Energiegehalts;

η_h = Wärmewirkungsgrad, definiert als die jährlich erzeugte Nutzwärme, dividiert durch den jährlich eingesetzten Brennstoff auf Grundlage des Energiegehalts;

C_{el} = Exergieanteil der Elektrizität und/oder mechanischen Energie, festgesetzt auf 100 % ($C_{el} = 1$);

C_h = Carnot'scher Wirkungsgrad (Exergieanteil der Nutzwärme).

Der Carnot'sche Wirkungsgrad (C_h) für Nutzwärme bei unterschiedlichen Temperaturen ist definiert als:

$$C_h = \frac{T_h - T_0}{T_h}$$

dabei sind:

T_h = Temperatur, gemessen als absolute Temperatur (Kelvin) der Nutzwärme am Lieferort;

T_0 = Umgebungstemperatur, festgelegt auf 273 Kelvin (0 °C).

Für $T_h < 150$ °C (423,15 Kelvin) kann C_h alternativ wie folgt definiert werden:

C_h = Carnot'scher Wirkungsgrad für Wärme bei 150 °C (423,15 Kelvin) = 0,3546.

Für die Zwecke dieser Berechnung bezeichnet der Begriff

- a) „Kraft-Wärme-Kopplung“ die gleichzeitige Erzeugung thermischer Energie und elektrischer und/oder mechanischer Energie in einem Prozess;
- b) „Nutzwärme“ die in einem KWK-Prozess zur Befriedigung eines wirtschaftlich vertretbaren Wärme- oder Kältebedarfs erzeugte Wärme;
- c) „wirtschaftlich vertretbarer Bedarf“ den Bedarf, der die benötigte Wärme- oder Kälteleistung nicht überschreitet und der sonst zu Marktbedingungen gedeckt würde.

2. Die durch Biokraftstoffe und flüssige Biobrennstoffe verursachten Treibhausgasemissionen werden wie folgt angegeben:

- a) durch Biokraftstoffe verursachte Treibhausgasemissionen (E): gCO_{2eq}/MJ (Gramm CO₂-Äquivalent pro Megajoule Kraftstoff);
- b) durch flüssige Biobrennstoffe verursachte Treibhausgasemissionen (EC): gCO_{2eq}/MJ (Gramm CO₂-Äquivalent pro Megajoule Endenergieprodukt (Wärme oder Elektrizität)).

Werden Wärme und Kälte gleichzeitig mit Elektrizität erzeugt, werden die Emissionen zwischen Wärme und Elektrizität aufgeteilt (wie unter Nummer 1 Buchstabe b), unabhängig davon, ob die Wärme wirklich für Heizzwecke oder zur Kühlung² genutzt wird.

Werden Treibhausgasemissionen durch die Extraktion oder den Anbau von Rohstoffen (e_{ec}) als Einheit gCO_{2eq}/Tonne Trockenrohstoff angegeben, wird die Umwandlung in gCO_{2eq}/MJ (Gramm CO₂-Äquivalent pro Megajoule Brennstoff) wie folgt berechnet:

$$e_{ec} fuel_a \left[\frac{gCO_2eq}{MJ fuel} \right]_{ec} = \frac{e_{ec} feedstock_a \left[\frac{gCO_2eq}{t_{dry}} \right]}{LHV_a \left[\frac{MJ feedstock}{t_{dry} feedstock} \right]} * Fuel feedstock factor_a * Allocation factor fuel_a$$

dabei sind:

$$Allocation factor fuel_a = \left[\frac{Energy in fuel}{Energy fuel + Energy in co - products} \right]$$

$$Fuel feedstock factor_a = [Ratio of MJ feedstock required to make 1 MJ fuel]$$

Die Emissionen pro Tonne Trockenrohstoff werden wie folgt berechnet:

$$e_{ec} feedstock_a \left[\frac{gCO_2eq}{t_{dry}} \right] = \frac{e_{ec} feedstock_a \left[\frac{gCO_2eq}{t_{moist}} \right]}{(1 - moisture content)}$$

² Durch Absorptionskühler wird Kälte (gekühlte Luft oder gekühltes Wasser) aus Wärme oder Abwärme erzeugt. Daher ist es angebracht, nur die Emissionen in Verbindung mit der pro MJ Wärme erzeugten Wärme zu berechnen, unabhängig davon, ob die Wärme wirklich für Heizzwecke oder mittels Absorptionskühlern zur Kühlung genutzt wird.

3. Die durch die Verwendung von Biokraftstoffen und flüssigen Biobrennstoffen erzielte Einsparung bei den Treibhausgasemissionen wird wie folgt berechnet:

a) Treibhausgaseinsparungen durch Nutzung von Biokraftstoffen:

$$EINSPARUNG = (E_{F(t)} - E_B) / E_{F(t)}$$

dabei sind:

E_B		Gesamtemissionen bei der Verwendung des Biokraftstoffs;
$E_{F(t)}$		Gesamtemissionen des Komparators für Fossilbrennstoffe im Verkehrssektor.

b) Treibhausgaseinsparungen durch Nutzung flüssiger Biobrennstoffe zur Erzeugung von Wärme und Kälte sowie Elektrizität:

$$EINSPARUNG = (EC_{F(h\&c,el)} - EC_{B(h\&c,el)}) / EC_{F(h\&c,el)}$$

dabei sind:

$EC_{B(h\&c,el)}$ = Gesamtemissionen durch die Wärme- oder Elektrizitätserzeugung und

$EC_{F(h\&c,el)}$ = Gesamtemissionen des Komparators für Fossilbrennstoffe für Nutzwärme oder Elektrizität.

4. Die für die unter Nummer 1 genannten Zwecke berücksichtigten Treibhausgase sind CO₂, N₂O und CH₄. Zur Berechnung der CO₂-Äquivalenz werden diese Gase wie folgt gewichtet:

CO ₂	:	1
N ₂ O	:	296 298
CH ₄	:	23 25

5. Die Emissionen bei der Gewinnung oder beim Anbau der Rohstoffe (e_{ec}) schließen die Emissionen des Gewinnungs- oder Anbauprozesses selbst, beim Sammeln, Trocknen und Lagern der Rohstoffe, aus Abfällen und Leckagen sowie bei der Herstellung der zur Gewinnung oder zum Anbau verwendeten Chemikalien ein. Die CO₂-Bindung beim Anbau der Rohstoffe wird nicht berücksichtigt. Alternativ zu den tatsächlichen Werten können für die Emissionen beim Anbau landwirtschaftlicher Biomasse Schätzungen aus den regionalen Durchschnittswerten für die Emissionen aus dem Anbau entsprechend den in Artikel 28 Absatz 4 genannten Berichten [] **oder** aus den Angaben zu den disaggregierten Standardwerten für Emissionen aus dem Anbau in diesem Anhang abgeleitet werden,. Alternativ zu den tatsächlichen Werten können in Ermangelung einschlägiger Informationen in den genannten Berichten die Durchschnittswerte auf der Grundlage von lokalen landwirtschaftlichen Praktiken, beispielsweise anhand von Daten einer Gruppe landwirtschaftlicher Betriebe, berechnet werden .

6. Für die Zwecke der in Nummer [] **1 Buchstabe a** genannten Berechnungen werden Emissionseinsparungen infolge besserer landwirtschaftlicher Bewirtschaftungspraktiken e_{sca} , wie der Umstellung auf eine reduzierte Bodenbearbeitung oder eine Nullbodenbearbeitung, verbesserter Fruchtfolgen, der Nutzung von Deckpflanzen, einschließlich Bewirtschaftung der Ernterückstände, sowie des Einsatzes natürlicher Bodenverbesserer (z. B. Kompost, Rückstände der Mist-/Güllevergärung), nur dann berücksichtigt, wenn zuverlässige und überprüfbare Nachweise dafür vorgelegt werden, dass mehr Kohlenstoff im Boden gebunden wurde, oder wenn vernünftigerweise davon auszugehen ist, dass dies in dem Zeitraum, in dem die betreffenden Rohstoffe angebaut wurden, der Fall war; dabei ist gleichzeitig jenen Emissionen Rechnung zu tragen, die aufgrund des vermehrten Einsatzes von Dünger und Pflanzenschutzmitteln bei derartigen Praktiken entstehen.³

³ **Bei einem solchen Nachweis kann es sich um Messungen des Kohlenstoffs im Boden handeln, beispielsweise in Form einer ersten Messung vor dem Anbau und anschließender regelmäßiger Messungen im Abstand von mehreren Jahren. In diesem Fall würde vor Vorliegen des zweiten Messwerts eine Abschätzung des Anstiegs des Kohlenstoffs im Boden anhand von repräsentativen Versuchen oder Bodenmodellen vorgenommen. Ab der zweiten und für alle nachfolgenden Messungen wären die Messwerte die Grundlage anhand der bestimmt wird, ob ein Anstieg des Kohlenstoffs im Boden vorliegt und in welchem Ausmaß.**

7. Die auf Jahresbasis umgerechneten Emissionen aus Kohlenstoffbestandsänderungen infolge von Landnutzungsänderungen (e_i) werden durch gleichmäßige Verteilung der Gesamtemissionen über 20 Jahre berechnet. Diese Emissionen werden wie folgt berechnet:

$$e_i = (CS_R - CS_A) \times 3,664 \times 1/20 \times 1/P - e_B,^4$$

dabei sind:

e_i	=	auf das Jahr umgerechnete Treibhausgasemissionen aus Kohlenstoffbestandsänderungen infolge von Landnutzungsänderungen (gemessen als Masse (Gramm) an CO ₂ -Äquivalent pro Energieeinheit (Megajoule) Biokraftstoff bzw. Flüssig-Biobrennstoff); „Kulturflächen“ ⁵ und „Dauerkulturen“ ⁶ sind als eine einzige Landnutzungsart zu betrachten;
CS_R	=	der mit der Referenzlandnutzung verbundene Kohlenstoffbestand pro Flächeneinheit (gemessen als Masse (Tonnen) an Kohlenstoff pro Flächeneinheit einschließlich Boden und Vegetation). Die Referenzlandnutzung ist die Landnutzung im Januar 2008 oder 20 Jahre vor der Gewinnung des Rohstoffes, je nachdem, welcher Zeitpunkt der spätere ist;
CS_A	=	der mit der tatsächlichen Landnutzung verbundene Kohlenstoffbestand pro Flächeneinheit (gemessen als Masse (Tonnen) an Kohlenstoff pro Flächeneinheit einschließlich Boden und Vegetation). Wenn sich der Kohlenstoffbestand über mehr als ein Jahr akkumuliert, gilt als CS_A -Wert der geschätzte Kohlenstoffbestand pro Flächeneinheit nach 20 Jahren oder zum Zeitpunkt der Reife der Pflanzen, je nachdem, welcher Zeitpunkt der frühere ist;
P	=	die Pflanzenproduktivität (gemessen als Energie des Biokraftstoffs oder flüssigen Biobrennstoffs pro Flächeneinheit pro Jahr) und
e_B	=	Bonus von 29 gCO _{2eq} /MJ Biokraftstoff oder flüssiger Biobrennstoff, wenn die Biomasse unter den in Nummer 8 genannten Bedingungen auf wiederhergestellten degradierten Flächen gewonnen wird.

⁴ Der durch Division des Molekulargewichts von CO₂ (44,010 g/mol) durch das Molekulargewicht von Kohlenstoff (12,011 g/mol) gewonnene Quotient ist gleich 3,664.

⁵ Kulturflächen im Sinne der Definition des IPCC.

⁶ Dauerkulturen sind definiert als mehrjährige Kulturpflanzen, deren Stiel normalerweise nicht jährlich geerntet wird (z. B. Niederwald mit Kurzumtrieb und Ölpalmen).

8. Der Bonus von 29 gCO_{2eq}/MJ wird gewährt, wenn der Nachweis erbracht wird, dass die betreffende Fläche

- a) im Januar 2008 nicht landwirtschaftlich oder zu einem anderen Zweck genutzt wurde und
- b) aus stark degradierten Flächen einschließlich früherer landwirtschaftlicher Nutzflächen besteht.

Der Bonus von 29 gCO_{2eq}/MJ gilt für einen Zeitraum von bis zu 20 Jahren ab dem Zeitpunkt der Umwandlung der Fläche in eine landwirtschaftliche Nutzfläche, sofern ein kontinuierlicher Anstieg des Kohlenstoffbestands und ein nennenswerter Rückgang der Erosion auf unter Buchstabe b fallenden Flächen gewährleistet werden.

9. „ Stark degradierte Flächen“ sind Flächen, die während eines längeren Zeitraums entweder in hohem Maße versalzt wurden oder die einen besonders niedrigen Gehalt an organischen Stoffen aufweisen und stark erodiert sind.

10. Die Kommission überprüft auf der Basis von Band 4 der IPCC-Leitlinien für nationale Treibhausgasinventare aus dem Jahr 2006⁷ sowie im Einklang mit der Verordnung (EU) Nr. 525/2013⁸ und der Verordnung (NACH ANNAHME NUMMER EINFÜGEN⁹) bis spätestens 31. Dezember 2020 die Leitlinien für die Berechnung des Bodenkohlenstoffbestands. Die Leitlinien der Kommission werden Grundlage der Berechnung des Bodenkohlenstoffbestands für die Zwecke dieser Richtlinie sein.

⁷ **Beschluss „2010/335/EU der Kommission vom 10. Juni 2010 über Leitlinien für die Berechnung des Kohlenstoffbestands im Boden für die Zwecke des Anhangs V der Richtlinie 2009/28/EG (ABl. L 151 vom 17.6.2010).**

⁸ **Verordnung (EU) Nr. 525/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 21. Mai 2013 über ein System für die Überwachung von Treibhausgasemissionen sowie für die Berichterstattung über diese Emissionen und über andere klimaschutzrelevante Informationen auf Ebene der Mitgliedstaaten und der Union und zur Aufhebung der Entscheidung Nr. 280/2004/EG (ABl. L 165 vom 18.6.2013, S. 13).**

⁹ **Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates (DATUM DES INKRAFTTRETENS DIESER VERORDNUNG EINFÜGEN) über die Einbeziehung der Emissionen und des Abbaus von Treibhausgasen aus Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft (LULUCF) in den Rahmen für die Klima- und Energiepolitik bis 2030 und zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 525/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates über ein System für die Überwachung von Treibhausgasemissionen sowie für die Berichterstattung über diese Emissionen und über andere klimaschutzrelevante Informationen.**

11. Die Emissionen bei der Verarbeitung (e_p) schließen die Emissionen bei der Verarbeitung selbst, aus Abfällen und Leckagen sowie bei der Herstellung der zur Verarbeitung verwendeten Chemikalien oder sonstigen Produkte ein, **einschließlich der CO₂-Emissionen, die dem Kohlenstoffgehalt von fossilen Inputs entsprechen, unabhängig davon, ob sie bei dem Prozess tatsächlich verbrannt werden.**

Bei der Berücksichtigung des Verbrauchs an nicht in der Anlage zur Kraftstoffherstellung erzeugter Elektrizität wird angenommen, dass die Treibhausgasemissionsintensität bei Erzeugung und Verteilung dieser Elektrizität der durchschnittlichen Emissionsintensität bei der Produktion und Verteilung von Elektrizität in einer bestimmten Region entspricht. Abweichend von dieser Regel gilt: Die Produzenten können für die von einer einzelnen Elektrizitätserzeugungsanlage erzeugte Elektrizität einen Durchschnittswert verwenden, falls diese Anlage nicht an das Elektrizitätsnetz angeschlossen ist.

Die Emissionen bei der Verarbeitung schließen gegebenenfalls Emissionen bei der Trocknung von Zwischenprodukten und -materialien ein.

12. Die Emissionen beim Transport und Vertrieb (e_{td}) schließen die beim Transport von Rohstoffen und Halbfertigerzeugnissen sowie bei der Lagerung und dem Vertrieb von Fertigerzeugnissen anfallenden Emissionen ein. Die Emissionen beim Transport und Vertrieb, die unter Nummer 5 berücksichtigt werden, fallen nicht unter diese Nummer.

13. Die Emissionen bei der Nutzung des Kraftstoffs (e_u) werden für Biokraftstoffe und flüssige Biobrennstoffe mit null angesetzt.

Die Emissionen von anderen Treibhausgasen als CO₂ (N₂O und CH₄) bei der Nutzung von Biokraftstoffen werden in den e_u -Faktor für flüssige Biobrennstoffe einbezogen.

14. Die Emissionseinsparung durch Abscheidung und geologische Speicherung von Kohlendioxid (e_{ccs}), die nicht bereits in e_p berücksichtigt wurde, wird auf die durch Abscheidung und Speicherung von emittiertem CO₂ vermiedenen Emissionen begrenzt, die unmittelbar mit der Gewinnung, dem Transport, der Verarbeitung und dem Vertrieb von Kraftstoff verbunden sind, sofern die Speicherung im Einklang mit der Richtlinie 2009/31/EG über die geologische Speicherung von Kohlendioxid erfolgt.

15. Die Emissionseinsparung durch CO₂-Abscheidung und -ersetzung (*e_{ccr}*) steht in unmittelbarer Verbindung mit der Erzeugung des Biokraftstoffs oder flüssigen Biobrennstoffs, dem sie zugeordnet wird, und wird begrenzt auf die durch Abscheidung von CO₂ vermiedenen Emissionen, wobei der Kohlenstoff aus Biomasse stammt und [] **anstelle des auf fossile Brennstoffe zurückgehenden CO₂** verwendet wird.

16. Erzeugt eine KWK-Anlage, die Wärme und/oder Elektrizität für ein Kraftstoffherstellungsverfahren liefert, für das Emissionen berechnet werden, überschüssige Elektrizität und/oder Nutzwärme, werden die Treibhausgasemissionen entsprechend der Temperatur der Wärme (die deren Nutzen widerspiegelt) auf die Elektrizität und die Nutzwärme aufgeteilt. Der Allokationsfaktor (Carnot'scher Wirkungsgrad, *C_h*) wird für Nutzwärme bei unterschiedlichen Temperaturen wie folgt berechnet:

$$C_h = \frac{T_h - T_0}{T_h}$$

dabei sind:

T_h = Temperatur, gemessen als absolute Temperatur (Kelvin) der Nutzwärme am Lieferort;

T₀ = Umgebungstemperatur, festgelegt auf 273 Kelvin (0 °C).

Für *T_h* < 150 °C (423,15 Kelvin) kann *C_h* alternativ wie folgt definiert werden:

C_h = Carnot'scher Wirkungsgrad für Wärme bei 150 °C (423,15 Kelvin) = 0,3546.

Für die Zwecke dieser Berechnung ist der tatsächliche Wirkungsgrad zu verwenden, der als jährlich erzeugte mechanische Energie, Elektrizität bzw. Wärme dividiert durch die jährlich eingesetzte Energie definiert wird.

Für die Zwecke dieser Berechnung bezeichnet der Begriff

- a) „Kraft-Wärme-Kopplung“ die gleichzeitige Erzeugung thermischer Energie und elektrischer und/oder mechanischer Energie in einem Prozess;
- b) „Nutzwärme“ die in einem KWK-Prozess zur Befriedigung eines wirtschaftlich vertretbaren Wärme- oder Kältebedarfs erzeugte Wärme;
- c) „wirtschaftlich vertretbarer Bedarf“ den Bedarf, der die benötigte Wärme- oder Kälteleistung nicht überschreitet und der sonst zu Marktbedingungen gedeckt würde.

neu

17. Werden bei einem Kraftstoffherstellungsverfahren neben dem Kraftstoff, für den die Emissionen berechnet werden, weitere Erzeugnisse („Nebenerzeugnisse“) hergestellt, so werden die anfallenden Treibhausgasemissionen zwischen dem Kraftstoff oder dessen Zwischenerzeugnis und den Nebenerzeugnissen nach Maßgabe ihres Energiegehalts (der bei anderen Nebenerzeugnissen als Elektrizität und Wärme durch den unteren Heizwert bestimmt wird) aufgeteilt. Die Treibhausgasintensität überschüssiger Nutzwärme und Elektrizität entspricht jener von für ein Kraftstoffherstellungsverfahren gelieferten Wärme oder Elektrizität und wird durch die Berechnung der Treibhausgasintensität aller Inputs in die und Emissionen aus der KWK-, konventionellen oder sonstigen Anlage, die Wärme oder Elektrizität für ein Kraftstoffherstellungsverfahren liefert, bestimmt, einschließlich der Rohstoffe sowie CH₄- und N₂O-Emissionen. Im Falle der Kraft-Wärme-Kopplung erfolgt die Berechnung entsprechend Nummer 16.

18. Für die Zwecke der Berechnung nach Nummer 17 sind die aufzuteilenden Emissionen $e_{cc} + e_l + e_{sca}$ + die Anteile von e_p , e_{td} , e_{ccs} und e_{ccr} , die bis einschließlich zu dem Verfahrensschritt anfallen, bei dem ein Nebenerzeugnis erzeugt wird. Wurden in einem früheren Verfahrensschritt Emissionen Nebenerzeugnissen zugewiesen, so wird für diesen Zweck anstelle der Gesamtemissionen der Bruchteil dieser Emissionen verwendet, der im letzten Verfahrensschritt dem Zwischenerzeugnis zugeordnet wird.

Im Falle von Biokraftstoffen und flüssigen Brennstoffen werden sämtliche Nebenerzeugnisse [] für die Zwecke der Berechnung berücksichtigt. Abfällen und Reststoffen werden keine Emissionen zugeordnet. Für die Zwecke der Berechnung wird der Energiegehalt von Nebenerzeugnissen mit negativem Energiegehalt auf null festgesetzt.

Die Lebenszyklus-Treibhausgasemissionen von Abfällen und Reststoffen, einschließlich Baumspitzen und Ästen, Stroh, Hülsen, Maiskolben und Nussschalen, sowie Reststoffen aus der Verarbeitung einschließlich Rohglycerin (nicht raffiniertes Glycerin) und Bagasse werden bis zur Sammlung dieser Materialien auf null angesetzt, unabhängig davon, ob sie vor der Umwandlung ins Endprodukt zu Zwischenprodukten verarbeitet werden.

Bei Kraft- und Brennstoffen, die in anderen Raffinerien als einer Kombination von Verarbeitungsbetrieben mit konventionellen oder KWK-Anlagen, die dem Verarbeitungsbetrieb Wärme und/oder Elektrizität liefern, hergestellt werden, ist die Analyseeinheit für die Zwecke der Berechnung nach Nummer 17 die Raffinerie.

neu

19. Bei Biokraftstoffen ist für die Zwecke der Berechnung nach Nummer 3 die fossile Vergleichsgröße $E_{F(t)}$ 94 gCO_{2eq}/MJ.

Bei flüssigen Biobrennstoffen, die zur Elektrizitätserzeugung verwendet werden, ist für die Zwecke der Berechnung nach Nummer 3 der Vergleichswert für fossile Brennstoffe $EC_{F(e)}$ 183 gCO_{2eq}/MJ.

Bei flüssigen Biobrennstoffen, die zur Nutzwärmeerzeugung sowie zur Wärme- und/oder Kälteerzeugung verwendet werden, ist für die Zwecke der Berechnung nach Nummer 3 der Vergleichswert für fossile Brennstoffe $EC_{F(h\&c)}$ 80 gCO_{2eq}/MJ.

D. DISAGGREGIERTE STANDARDWERTE FÜR BIOKRAFTSTOFFE UND FLÜSSIGE BIOBRENNSTOFFE

Disaggregierte Standardwerte für den Anbau: „ec“ gemäß Definition in Teil C dieses Anhangs einschließlich N₂O-Bodenemissionen

Herstellungsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Typische Treibhausgasemissionen (gCO ₂ eq/MJ)	Standardtreibhausgasemissionen (gCO ₂ eq/MJ)
Ethanol aus Zuckerrüben	9,6	9,6
Ethanol aus Mais	25,5	25,5
Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais	27,0	27,0
Ethanol aus Zuckerrohr	17,1	17,1
ETBE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Herstellungsweg für Ethanol	
TAAE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Herstellungsweg für Ethanol	
Biodiesel aus Raps	32,0	32,0
Biodiesel aus Sonnenblumen	26,1	26,1
Biodiesel aus Sojabohnen	21,2	21,2
Biodiesel aus Palmöl	20,7	20,7
Biodiesel aus Altspeiseöl	0	0
Biodiesel aus ausgelassenen tierischen Fetten**	0	0

Hydriertes Rapsöl	33,4	33,4
Hydriertes Sonnenblumenöl	26,9	26,9
Hydriertes Sojaöl	22,1	22,1
Hydriertes Palmöl	21,7	21,7
Hydriertes Altspeiseöl	0	0
Hydrierte tierische Fette	0	0
Reines Rapsöl	33,4	33,4
Reines Sonnenblumenöl	27,2	27,2
Reines Sojaöl	22,2	22,2
Reines Palmöl	21,6	21,6
Reines Altspeiseöl	0	0

() Gilt nur für Biokraftstoffe aus tierischen Nebenprodukten, die in der Verordnung (EG) Nr. 1774/2002 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 3. Oktober 2002 mit Hygienevorschriften für nicht für den menschlichen Verzehr bestimmte tierische Nebenprodukte als Material der Kategorie 1 und 2 [] eingestuft werden, für die Emissionen im Zusammenhang mit der Entseuchung als Teil des Auslassens nicht berücksichtigt werden.**

Disaggregierte Standardwerte für den Anbau: „ec“ – ausschließlich für N₂O-Emissionen (diese sind bereits in den disaggregierten Werten in Tabelle „ec“ für Emissionen aus dem Anbau enthalten)

Herstellungsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Typische Treibhausgasemissionen (gCO _{2eq} /MJ)	Standardtreibhausgasemissionen (gCO _{2eq} /MJ)
Ethanol aus Zuckerrüben	4,9	4,9
Ethanol aus Mais	13,7	13,7
Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais	14,1	14,1
Ethanol aus Zuckerrohr	2,1	2,1
ETBE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Herstellungsweg für Ethanol	
TAAE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Herstellungsweg für Ethanol	
Biodiesel aus Raps	17,6	17,6
Biodiesel aus Sonnenblumen	12,2	12,2
Biodiesel aus Sojabohnen	13,4	13,4
Biodiesel aus Palmöl	16,5	16,5
Biodiesel aus Altspeiseöl	0	0
Biodiesel aus ausgelassenen tierischen Fetten**	0	0

Hydriertes Rapsöl	18,0	18,0
Hydriertes Sonnenblumenöl	12,5	12,5
Hydriertes Sojaöl	13,7	13,7
Hydriertes Palmöl	16,9	16,9
Hydriertes Altspeiseöl	0	0
Hydrierte tierische Fette**	0	0
Reines Rapsöl	17,6	17,6
Reines Sonnenblumenöl	12,2	12,2
Reines Sojaöl	13,4	13,4
Reines Palmöl	16,5	16,5
Reines Altspeiseöl	0	0

() Gilt nur für Biokraftstoffe aus tierischen Nebenprodukten, die in der Verordnung (EG) Nr. 1774/2002 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 3. Oktober 2002 mit Hygienevorschriften für nicht für den menschlichen Verzehr bestimmte tierische Nebenprodukte als Material der Kategorie 1 und 2 [] eingestuft werden, für die Emissionen im Zusammenhang mit der Entseuchung als Teil des Auslassens nicht berücksichtigt werden.**

Disaggregierte Standardwerte für die Verarbeitung : „ep“ gemäß Definition in Teil C dieses Anhangs

Herstellungsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Typische Treibhausgasemissionen (gCO _{2eq} /MJ)	Standardtreibhausgasemissionen (gCO _{2eq} /MJ)
Ethanol aus Zuckerrüben (ohne Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	18,8	26,3
Ethanol aus Zuckerrüben (mit Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	9,7	13,6
Ethanol aus Zuckerrüben (ohne Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage*)	13,2	18,5
Ethanol aus Zuckerrüben (mit Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage*)	7,6	10,6
Ethanol aus Zuckerrüben (ohne Biogas aus Schlempe, Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage*)	27,4	38,3
Ethanol aus Zuckerrüben (mit Biogas aus Schlempe, Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage*)	15,7	22,0
Ethanol aus Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	20,8	29,1
Ethanol aus Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage*)	14,8	20,8
Ethanol aus Mais (Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage*)	28,6	40,1
Ethanol aus Mais (forstwirtschaftliche Reststoffe als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage*)	1,8	2,6

Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	21,0	29,3
Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage*)	15,1	21,1
Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage*)	30,3	42,5
Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (forstwirtschaftliche Reststoffe als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage*)	1,5	2,2
Ethanol aus Zuckerrohr	1,3	1,8
ETBE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Herstellungsweg für Ethanol	
TAAE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Herstellungsweg für Ethanol	
Biodiesel aus Raps	11,7	16,3
Biodiesel aus Sonnenblumen	11,8	16,5
Biodiesel aus Sojabohnen	12,1	16,9
Biodiesel aus Palmöl (offenes Abwasserbecken)	30,4	42,6
Biodiesel aus Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	13,2	18,5
Biodiesel aus Altspeiseöl	9,3	13,0
Biodiesel aus ausgelassenen tierischen Fetten**	13,6	19,1
Hydriertes Rapsöl	10,7	15,0
Hydriertes Sonnenblumenöl	10,5	14,7

Hydriertes Sojaöl	10,9	15,2
Hydriertes Palmöl (offenes Abwasserbecken)	27,8	38,9
Hydriertes Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	9,7	13,6
Hydriertes Altspeiseöl	10,2	14,3
Hydrierte tierische Fette**	14,5	20,3
Reines Rapsöl	3,7	5,2
Reines Sonnenblumenöl	3,8	5,4
Reines Sojaöl	4,2	5,9
Reines Palmöl (offenes Abwasserbecken)	22,6	31,7
Reines Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	4,7	6,5
Reines Altspeiseöl	0,6	0,8

() Gilt nur für Biokraftstoffe aus tierischen Nebenprodukten, die in der Verordnung (EG) Nr. 1774/2002 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 3. Oktober 2002 mit Hygienevorschriften für nicht für den menschlichen Verzehr bestimmte tierische Nebenprodukte als Material der Kategorie 1 und 2 [] eingestuft werden, für die Emissionen im Zusammenhang mit der Entseuchung als Teil des Auslassens nicht berücksichtigt werden.**

Disaggregierte Standardwerte ausschließlich für die Ölgewinnung (diese sind bereits in den disaggregierten Werten in Tabelle „e_p“ für Emissionen aus der Verarbeitung enthalten)

Herstellungsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Typische Treibhausgasemissionen (gCO ₂ eq/MJ)	Standardtreibhausgasemissionen (gCO ₂ eq/MJ)
Biodiesel aus Raps	3,0	4,2
Biodiesel aus Sonnenblumen	2,9	4,0
Biodiesel aus Sojabohnen	3,2	4,4
Biodiesel aus Palmöl (offenes Abwasserbecken)	20,9	29,2
Biodiesel aus Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	3,7	5,1
Biodiesel aus Altspeiseöl	0	0
Biodiesel aus ausgelassenen tierischen Fetten**	4,3	6,1
Hydriertes Rapsöl	3,1	4,4
Hydriertes Sonnenblumenöl	3,0	4,1
Hydriertes Sojaöl	3,3	4,6
Reines Palmöl (offenes Abwasserbecken)	21,9	30,7
Hydriertes Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	3,8	5,4
Hydriertes Altspeiseöl	0	0

Hydrierte tierische Fette**	4,3	6,0
Reines Rapsöl	3,1	4,4
Reines Sonnenblumenöl	3,0	4,2
Reines Sojaöl	3,4	4,7
Reines Palmöl (offenes Abwasserbecken)	21,8	30,5
Reines Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	3,8	5,3
Reines Altspeiseöl	0	0

() Gilt nur für Biokraftstoffe aus tierischen Nebenprodukten, die in der Verordnung (EG) Nr. 1774/2002 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 3. Oktober 2002 mit Hygienevorschriften für nicht für den menschlichen Verzehr bestimmte tierische Nebenprodukte als Material der Kategorie 1 und 2 [] eingestuft werden, für die Emissionen im Zusammenhang mit der Entseuchung als Teil des Auslassens nicht berücksichtigt werden.**

Disaggregierte Standardwerte für den Transport und Vertrieb: „eta“ gemäß Definition in Teil C dieses Anhangs

Herstellungsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Typische Treibhausgasemissionen (gCO _{2eq} /MJ)	Standardtreibhausgasemissionen (gCO _{2eq} /MJ)
Ethanol aus Zuckerrüben (ohne Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	2,4	2,4
Ethanol aus Zuckerrüben (mit Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	2,4	2,4

Ethanol aus Zuckerrüben (ohne Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage*)	2,4	2,4
Ethanol aus Zuckerrüben (mit Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage*)	2,4	2,4
Ethanol aus Zuckerrüben (ohne Biogas aus Schlempe, Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage*)	2,4	2,4
Ethanol aus Zuckerrüben (mit Biogas aus Schlempe, Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage*)	2,4	2,4
Ethanol aus Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage*)	2,2	2,2
Ethanol aus Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	2,2	2,2
Ethanol aus Mais (Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage*)	2,2	2,2
Ethanol aus Mais (forstwirtschaftliche Reststoffe als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage*)	2,2	2,2
Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	2,2	2,2
Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage*)	2,2	2,2
Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage*)	2,2	2,2
Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (forstwirtschaftliche Reststoffe als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage*)	2,2	2,2

Ethanol aus Zuckerrohr	9,7	9,7
ETBE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Herstellungsweg für Ethanol	
TAAE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Herstellungsweg für Ethanol	
Biodiesel aus Raps	1,8	1,8
Biodiesel aus Sonnenblumen	2,1	2,1
Biodiesel aus Sojabohnen	8,9	8,9
Biodiesel aus Palmöl (offenes Abwasserbecken)	6,9	6,9
Biodiesel aus Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	6,9	6,9
Biodiesel aus Altspeiseöl	1,9	1,9
Biodiesel aus ausgelassenen tierischen Fetten**	1,7	1,7
Hydriertes Rapsöl	1,7	1,7
Hydriertes Sonnenblumenöl	2,0	2,0
Hydriertes Sojaöl	9,1	9,1
Reines Palmöl (offenes Abwasserbecken)	7,0	7,0
Hydriertes Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	7,0	7,0
Hydriertes Altspeiseöl	1,8	1,8

Hydrierte tierische Fette**	1,5	1,5
Reines Rapsöl	1,4	1,4

() Gilt nur für Biokraftstoffe aus tierischen Nebenprodukten, die in der Verordnung (EG) Nr. 1774/2002 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 3. Oktober 2002 mit Hygienevorschriften für nicht für den menschlichen Verzehr bestimmte tierische Nebenprodukte als Material der Kategorie 1 und 2 [] eingestuft werden, für die Emissionen im Zusammenhang mit der Entseuchung als Teil des Auslassens nicht berücksichtigt werden.**

Reines Sonnenblumenöl	1,7	1,7
Reines Sojaöl	8,8	8,8
Reines Palmöl (offenes Abwasserbecken)	6,7	6,7
Reines Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	6,7	6,7
Reines Altspeiseöl	1,4	1,4

Disaggregierte Standardwerte ausschließlich für den Transport und Vertrieb des fertigen Brennstoffs: Diese sind bereits in der Tabelle für Transport und Vertrieb: „ed“ gemäß Definition in Teil C dieses Anhangs enthalten; die folgenden Werte können jedoch hilfreich sein, wenn ein Wirtschaftsteilnehmer die tatsächlichen Transportemissionen nur für den Transport von Kulturpflanzen oder Öl angeben will.

Herstellungsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Typische Treibhausgasemissionen (gCO _{2eq} /MJ)	Standardtreibhausgasemissionen (gCO _{2eq} /MJ)
Ethanol aus Zuckerrüben (ohne Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	1,6	1,6

Ethanol aus Zuckerrüben (mit Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	1,6	1,6
Ethanol aus Zuckerrüben (ohne Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage*)	1,6	1,6
Ethanol aus Zuckerrüben (mit Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage*)	1,6	1,6
Ethanol aus Zuckerrüben (ohne Biogas aus Schlempe, Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage*)	1,6	1,6
Ethanol aus Zuckerrüben (mit Biogas aus Schlempe, Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage*)	1,6	1,6
Ethanol aus Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	1,6	1,6
Ethanol aus Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage*)	1,6	1,6
Ethanol aus Mais (Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage*)	1,6	1,6
Ethanol aus Mais (forstwirtschaftliche Reststoffe als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage*)	1,6	1,6
Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	1,6	1,6
Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage*)	1,6	1,6
Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage*)	1,6	1,6
Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (forstwirtschaftliche Reststoffe als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage*)	1,6	1,6
Ethanol aus Zuckerrohr	6,0	6,0

Ethyl-Tertiär-Butylether (ETBE), Anteil aus Ethanol aus erneuerbaren Quellen	Wird angesehen wie beim Herstellungsweg für Ethanol	
Tertiär-Amyl-Ethyl-Ether (TAEE), Anteil aus Ethanol aus erneuerbaren Quellen	Wird angesehen wie beim Herstellungsweg für Ethanol	
Biodiesel aus Raps	1,3	1,3
Biodiesel aus Sonnenblumen	1,3	1,3
Biodiesel aus Sojabohnen	1,3	1,3
Biodiesel aus Palmöl (offenes Abwasserbecken)	1,3	1,3
Biodiesel aus Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	1,3	1,3
Biodiesel aus Altspeiseöl	1,3	1,3
Biodiesel aus ausgelassenen tierischen Fetten**	1,3	1,3
Hydriertes Rapsöl	1,2	1,2
Hydriertes Sonnenblumenöl	1,2	1,2
Hydriertes Sojaöl	1,2	1,2
Hydriertes Palmöl (offenes Abwasserbecken)	1,2	1,2
Hydriertes Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	1,2	1,2
Hydriertes Altspeiseöl	1,2	1,2
Hydrierte tierische Fette**	1,2	1,2
Reines Rapsöl	0,8	0,8
Reines Sonnenblumenöl	0,8	0,8
Reines Sojaöl	0,8	0,8

Reines Palmöl (offenes Abwasserbecken)	0,8	0,8
Reines Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	0,8	0,8
Reines Altspeiseöl	0,8	0,8

() Gilt nur für Biokraftstoffe aus tierischen Nebenprodukten, die in der Verordnung (EG) Nr. 1774/2002 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 3. Oktober 2002 mit Hygienevorschriften für nicht für den menschlichen Verzehr bestimmte tierische Nebenprodukte als Material der Kategorie 1 und 2 [] eingestuft werden, für die Emissionen im Zusammenhang mit der Entseuchung als Teil des Auslassens nicht berücksichtigt werden.**

Insgesamt für Anbau, Verarbeitung, Transport und Vertrieb

Herstellungsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Typische Treibhausgasemissionen (gCO _{2eq} /MJ)	Standardtreibhausgasemissionen (gCO _{2eq} /MJ)
Ethanol aus Zuckerrüben (ohne Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	30,8	38,3
Ethanol aus Zuckerrüben (mit Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	21,7	25,6
Ethanol aus Zuckerrüben (ohne Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage*)	25,2	30,5
Ethanol aus Zuckerrüben (mit Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage*)	19,6	22,6
Ethanol aus Zuckerrüben (ohne Biogas aus Schlempe, Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage*)	39,4	50,3
Ethanol aus Zuckerrüben (mit Biogas aus Schlempe, Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage*)	27,7	34,0

Ethanol aus Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	48,5	56,8
Ethanol aus Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage*)	42,5	48,5
Ethanol aus Mais (Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage*)	56,3	67,8
Ethanol aus Mais (forstwirtschaftliche Reststoffe als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage*)	29,5	30,3
Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	50,2	58,5
Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage*)	44,3	50,3
Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage*)	59,5	71,7
Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (forstwirtschaftliche Reststoffe als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage*)	30,7	31,4
Ethanol aus Zuckerrohr	28,1	28,6
ETBE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Herstellungsweg für Ethanol	
TAEE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Herstellungsweg für Ethanol	
Biodiesel aus Raps	45,5	50,1
Biodiesel aus Sonnenblumen	40,0	44,7
Biodiesel aus Sojabohnen	42,2	47,0
Biodiesel aus Palmöl (offenes Abwasserbecken)	58,0	70,2

Biodiesel aus Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	40,8	46,1
Biodiesel aus Altspeiseöl	11,2	14,9
Biodiesel aus tierischen Fetten**	15,2	20,7
Hydriertes Rapsöl	45,8	50,1
Hydriertes Sonnenblumenöl	39,4	43,6
Hydriertes Sojaöl	42,1	46,4
Hydriertes Palmöl (offenes Abwasserbecken)	56,5	67,6
Hydriertes Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	38,4	42,3
Hydriertes Altspeiseöl	11,9	16,0
Hydrierte tierische Fette**	16,0	21,8
Reines Rapsöl	38,5	40,0
Reines Sonnenblumenöl	32,7	34,3
Reines Sojaöl	35,2	36,9
Reines Palmöl (offenes Abwasserbecken)	50,9	60,0
Reines Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	33,0	34,8
Reines Altspeiseöl	2,0	2,2

(**) **Gilt nur für Biokraftstoffe aus tierischen Nebenprodukten, die in der Verordnung (EG) Nr. 1774/2002 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 3. Oktober 2002 mit Hygienevorschriften für nicht für den menschlichen Verzehr bestimmte tierische Nebenprodukte als Material der Kategorie 1 und 2 [] eingestuft werden, für die Emissionen im Zusammenhang mit der Entseuchung als Teil des Auslassens nicht berücksichtigt werden.**

(*) Standardwerte für KWK-Verfahren gelten nur, wenn die GESAMTE Prozesswärme durch KWK erzeugt wird.

E. GESCHÄTZTE DISAGGREGIERTE STANDARDWERTE FÜR KÜNFTIGE BOKRAFTSTOFFE UND FLÜSSIGE BIOBRENNSTOFFE, DIE 2016 NICHT ODER NUR IN VERNACHLÄSSIGBAREN MENGEN AUF DEM MARKT WAREN

Disaggregierte Standardwerte für den Anbau: „ec“ gemäß Definition in Teil C dieses Anhangs einschließlich N₂O-Emissionen (darunter Späne von Holzabfall oder Kulturholz)

Herstellungsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Typische Treibhausgasemissionen (gCO _{2eq} /MJ)	Standardtreibhausgasemissionen (gCO _{2eq} /MJ)
Ethanol aus Weizenstroh	1,8	1,8
Fischer-Tropsch-Diesel aus Abfallholz in Einzelanlage	3,3	3,3
Fischer-Tropsch-Diesel aus Kulturholz in Einzelanlage	12,4	12,4
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus Abfallholz in Einzelanlage	3,3	3,3
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus Kulturholz in Einzelanlage	12,4	12,4

Dimethylether (DME) aus Abfallholz in Einzelanlage	3,1	3,1
Dimethylether (DME) aus Kulturholz in Einzelanlage	11,4	11,4
Methanol aus Abfallholz in Einzelanlage	3,1	3,1
Methanol aus Kulturholz in Einzelanlage	11,4	11,4
Fischer-Tropsch-Diesel aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	2,5	2,5
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	2,5	2,5
Dimethylether (DME) aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	2,5	2,5
Methanol aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	2,5	2,5
MTBE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Herstellungsweg für Methanol	

Disaggregierte Standardwerte für N₂O-Bodenemissionen (diese sind bereits in den disaggregierten Werten in Tabelle „ec“ für Emissionen aus dem Anbau enthalten)

Herstellungsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Typische Treibhausgasemissionen (gCO ₂ eq/MJ)	Standardtreibhausgasemissionen (gCO ₂ eq/MJ)
Ethanol aus Weizenstroh	0	0
Fischer-Tropsch-Diesel aus Abfallholz in Einzelanlage	0	0
Fischer-Tropsch-Diesel aus Kulturholz in Einzelanlage	4,4	4,4
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus Abfallholz in Einzelanlage	0	0
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus Kulturholz in Einzelanlage	4,4	4,4
Dimethylether (DME) aus Abfallholz in Einzelanlage	0	0
Dimethylether (DME) aus Kulturholz in Einzelanlage	4,1	4,1
Methanol aus Abfallholz in Einzelanlage	0	0
Methanol aus Kulturholz in Einzelanlage	4,1	4,1
Fischer-Tropsch-Diesel aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	0	0

Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	0	0
Dimethylether (DME) aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	0	0
Methanol aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	0	0
MTBE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Herstellungsweg für Methanol	

Disaggregierte Standardwerte für die Verarbeitung: „ep“ gemäß Definition in Teil C dieses Anhangs

Herstellungsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Typische Treibhausgasemissionen (gCO _{2eq} /MJ)	Standardtreibhausgasemissionen (gCO _{2eq} /MJ)
Ethanol aus Weizenstroh	4,8	6,8
Fischer-Tropsch-Diesel aus Abfallholz in Einzelanlage	0,1	0,1
Fischer-Tropsch-Diesel aus Kulturholz in Einzelanlage	0,1	0,1
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus Abfallholz in Einzelanlage	0,1	0,1
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus Kulturholz in Einzelanlage	0,1	0,1

Dimethylether (DME) aus Abfallholz in Einzelanlage	0	0
Dimethylether (DME) aus Kulturholz in Einzelanlage	0	0
Methanol aus Abfallholz in Einzelanlage	0	0
Methanol aus Kulturholz in Einzelanlage	0	0
Fischer-Tropsch-Diesel aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	0	0
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	0	0
Dimethylether (DME) aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	0	0
Methanol aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	0	0
MTBE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Herstellungsweg für Methanol	

Disaggregierte Standardwerte für den Transport und Vertrieb: „e_{td}“ gemäß Definition in Teil C dieses Anhangs

Herstellungsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Typische Treibhausgasemissionen (gCO _{2eq} /MJ)	Standardtreibhausgasemissionen (gCO _{2eq} /MJ)
Ethanol aus Weizenstroh	7,1	7,1
Fischer-Tropsch-Diesel aus Abfallholz in Einzelanlage	10,3	10,3
Fischer-Tropsch-Diesel aus Kulturholz in Einzelanlage	8,4	8,4
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus Abfallholz in Einzelanlage	10,3	10,3
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus Kulturholz in Einzelanlage	8,4	8,4

Dimethylether (DME) aus Abfallholz in Einzelanlage	10,4	10,4
Dimethylether (DME) aus Kulturholz in Einzelanlage	8,6	8,6
Methanol aus Abfallholz in Einzelanlage	10,4	10,4
Methanol aus Kulturholz in Einzelanlage	8,6	8,6
Fischer-Tropsch-Diesel aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	7,7	7,7
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	7,9	7,9
Dimethylether (DME) aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	7,7	7,7
Methanol aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	7,9	7,9
MTBE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Herstellungsweg für Methanol	

Disaggregierte Standardwerte nur für den Transport und Vertrieb des fertigen Brennstoffs: Diese sind bereits in der Tabelle für Transport und Vertrieb: „e_{td}“ gemäß Definition in Teil C dieses Anhangs enthalten; die folgenden Werte können jedoch hilfreich sein, wenn ein Wirtschaftsteilnehmer die tatsächlichen Transportemissionen nur für den Rohstofftransport angeben will.

Herstellungsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Typische Treibhausgasemissionen (gCO _{2eq} /MJ)	Standardtreibhausgasemissionen (gCO _{2eq} /MJ)
Ethanol aus Weizenstroh	1,6	1,6
Fischer-Tropsch-Diesel aus Abfallholz in Einzelanlage	1,2	1,2
Fischer-Tropsch-Diesel aus Kulturholz in Einzelanlage	1,2	1,2
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus Abfallholz in Einzelanlage	1,2	1,2
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus Kulturholz in Einzelanlage	1,2	1,2
Dimethylether (DME) aus Abfallholz in Einzelanlage	2,0	2,0
Dimethylether (DME) aus Kulturholz in Einzelanlage	2,0	2,0
Methanol aus Abfallholz in Einzelanlage	2,0	2,0

Methanol aus Kulturholz in Einzelanlage	2,0	2,0
Fischer-Tropsch-Diesel aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	2,0	2,0
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	2,0	2,0
Dimethylether (DME) aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	2,0	2,0
Methanol aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	2,0	2,0
MTBE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Herstellungsweg für Methanol	

Insgesamt für Anbau, Verarbeitung, Transport und Vertrieb

Herstellungsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Typische Treibhausgasemissionen (gCO _{2eq} /MJ)	Standardtreibhausgasemissionen (gCO _{2eq} /MJ)
Ethanol aus Weizenstroh	13,7	15,7
Fischer-Tropsch-Diesel aus Abfallholz in Einzelanlage	13,7	13,7
Fischer-Tropsch-Diesel aus Kulturholz in Einzelanlage	20,9	20,9

Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus Abfallholz in Einzelanlage	13,7	13,7
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus Kulturholz in Einzelanlage	20,9	20,9
Dimethylether (DME) aus Abfallholz in Einzelanlage	13,5	13,5
Dimethylether (DME) aus Kulturholz in Einzelanlage	20,0	20,0
Methanol aus Abfallholz in Einzelanlage	13,5	13,5
Methanol aus Kulturholz in Einzelanlage	20,0	20,0
Fischer-Tropsch-Diesel aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	10,2	10,2
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	10,4	10,4
Dimethylether (DME) aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	10,2	10,2
Methanol aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	10,4	10,4
MTBE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Herstellungsweg für Methanol	

ANHANG VI

Regeln für die Berechnung des Beitrags von Biomasse-Brennstoffen und des entsprechenden Vergleichswerts für fossile Brennstoffe zum Treibhauseffekt

A. TYPISCHE WERTE UND STANDARDWERTE FÜR TREIBHAUSGASEINSPARUNGEN FÜR BIOMASSE-BRENNSTOFFE BEI HERSTELLUNG OHNE NETTO-CO₂-EMISSIONEN INFOLGE VON LANDNUTZUNGSÄNDERUNGEN

HOLZSCHNITZEL					
Biomasse-Brennstoff-Produktionssystem	Transportentfernung	Typische Werte für die Minderung von Treibhausgasemissionen		Standardwerte für die Minderung von Treibhausgasemissionen	
		Wärme	Elektrizität	Wärme	Elektrizität
Holzschnitzel aus forstwirtschaftlichen Reststoffen	1 bis 500 km	93 %	89 %	91 %	87 %
	500 bis 2500 km	89 %	84 %	87 %	81 %
	2500 bis 10 000 km	82 %	73 %	78 %	67 %
	Über 10 000 km	67 %	51 %	60 %	41 %
Holzschnitzel aus Niederwald mit Kurzumtrieb (Eukalyptusholz)	2500 bis 10 000 km	77 %	65 %	73 %	60 %

Holzschnitzel aus Niederwald mit Kurzumtrieb (Pappelholz, gedüngt)	1 bis 500 km	89 %	83 %	87 %	81 %
	500 bis 2500 km	85 %	78 %	84 %	76 %
	2500 bis 10 000 km	78 %	67 %	74 %	62 %
	Über 10 000 km	63 %	45 %	57 %	35 %
Holzschnitzel aus Niederwald mit Kurzumtrieb (Pappelholz, ungedüngt)	1 bis 500 km	91 %	87 %	90 %	85 %
	500 bis 2500 km	88 %	82 %	86 %	79 %
	2500 bis 10 000 km	80 %	70 %	77 %	65 %
	Über 10 000 km	65 %	48 %	59 %	39 %
Holzschnitzel aus Stammholz	1 bis 500 km	93 %	89 %	92 %	88 %
	500 bis 2500 km	90 %	85 %	88 %	82 %
	2500 bis 10 000 km	82 %	73 %	79 %	68 %
	Über 10 000 km	67 %	51 %	61 %	42 %
Holzschnitzel aus Industriereststoffen	1 bis 500 km	94 %	92 %	93 %	90 %
	500 bis 2500 km	91 %	87 %	90 %	85 %
	2500 bis 10 000 km	83 %	75 %	80 %	71 %
	Über 10 000 km	69 %	54 %	63 %	44 %

HOLZPELLETS*							
Biomasse-Brennstoff-Produktionssystem		Transportentfernung	Typische Werte für die Minderung von Treibhausgasemissionen		Standardwerte für die Minderung von Treibhausgasemissionen		
			Wärme	Elektrizität	Wärme	Elektrizität	
Holzbriketts oder -pellets aus forstwirtschaftlichen Reststoffen	Fall 1	1 bis 500 km	58 %	37 %	49 %	24 %	
		500 bis 2500 km	58 %	37 %	49 %	25 %	
		2500 bis 10 000 km	55 %	34 %	47 %	21 %	
		Über 10 000 km	50 %	26 %	40 %	11 %	
	Fall 2a	1 bis 500 km	77 %	66 %	72 %	59 %	
		500 bis 2500 km	77 %	66 %	72 %	59 %	
		2500 bis 10 000 km	75 %	62 %	70 %	55 %	
		Über 10 000 km	69 %	54 %	63 %	45 %	
	Fall 3a	1 bis 500 km	92 %	88 %	90 %	85 %	
		500 bis 2500 km	92 %	88 %	90 %	86 %	
		2500 bis 10 000 km	90 %	85 %	88 %	81 %	
		Über 10 000 km	84 %	76 %	81 %	72 %	
	Holzbriketts oder -pellets aus Niederwald mit Kurzumtrieb (Eukalyptusholz)	Fall 1	2500 bis 10 000 km	52 %	28 %	43 %	15 %
		Fall 2a	2500 bis 10 000 km	70 %	56 %	66 %	49 %
		Fall 3a	2500 bis 10 000 km	85 %	78 %	83 %	75 %

Holzbriketts oder -pellets aus Niederwald mit Kurzumtrieb (Pappelholz, gedüngt)	Fall 1	1 bis 500 km	54 %	32 %	46 %	20 %
		500 bis 10 000 km	52 %	29 %	44 %	16 %
		Über 10 000 km	47 %	21 %	37 %	7 %
	Fall 2a	1 bis 500 km	73 %	60 %	69 %	54 %
		500 bis 10 000 km	71 %	57 %	67 %	50 %
		Über 10 000 km	66 %	49 %	60 %	41 %
	Fall 3a	1 bis 500 km	88 %	82 %	87 %	81 %
		500 bis 10 000 km	86 %	79 %	84 %	77 %
		Über 10 000 km	80 %	71 %	78 %	67 %
Holzbriketts oder -pellets aus Niederwald mit Kurzumtrieb (Pappelholz, ungedüngt)	Fall 1	1 bis 500 km	56 %	35 %	48 %	23 %
		500 bis 10 000 km	54 %	32 %	46 %	20 %
		Über 10 000 km	49 %	24 %	40 %	10 %
	Fall 2a	1 bis 500 km	76 %	64 %	72 %	58 %
		500 bis 10 000 km	74 %	61 %	69 %	54 %
		Über 10 000 km	68 %	53 %	63 %	45 %
	Fall 3a	1 bis 500 km	91 %	86 %	90 %	85 %
		500 bis 10 000 km	89 %	83 %	87 %	81 %
		Über 10 000 km	83 %	75 %	81 %	71 %

Stamm- holz	Fall 1	1 bis 500 km	57 %	37 %	49 %	24 %
		500 bis 2500 km	58 %	37 %	49 %	25 %
		2500 bis 10 000 km	55 %	34 %	47 %	21 %
		Über 10 000 km	50 %	26 %	40 %	11 %
	Fall 2a	1 bis 500 km	77 %	66 %	73 %	60 %
		500 bis 2500 km	77 %	66 %	73 %	60 %
		2500 bis 10 000 km	75 %	63 %	70 %	56 %
		Über 10 000 km	70 %	55 %	64 %	46 %
	Fall 3a	1 bis 500 km	92 %	88 %	91 %	86 %
		500 bis 2500 km	92 %	88 %	91 %	87 %
		2500 bis 10 000 km	90 %	85 %	88 %	83 %
		Über 10 000 km	84 %	77 %	82 %	73 %

Holzbri- ketts oder -pellets aus Rest- stoffen der Holzin- dustrie	Fall 1	1 bis 500 km	75 %	62 %	69 %	55 %
		500 bis 2500 km	75 %	62 %	70 %	55 %
		2500 bis 10 000 km	72 %	59 %	67 %	51 %
		Über 10 000 km	67 %	51 %	61 %	42 %
	Fall 2a	1 bis 500 km	87 %	80 %	84 %	76 %
		500 bis 2500 km	87 %	80 %	84 %	77 %
		2500 bis 10 000 km	85 %	77 %	82 %	73 %
		Über 10 000 km	79 %	69 %	75 %	63 %
	Fall 3a	1 bis 500 km	95 %	93 %	94 %	91 %
		500 bis 2500 km	95 %	93 %	94 %	92 %
		2500 bis 10 000 km	93 %	90 %	92 %	88 %
		Über 10 000 km	88 %	82 %	85 %	78 %

* Fall 1 bezieht sich auf Verfahren, in denen ein Erdgaskessel genutzt wird, um der Pelletpresse Prozesswärme zu liefern. Die Elektrizität für die Pelletpresse stammt aus dem Stromnetz.

Fall 2a bezieht sich auf Verfahren, in denen ein mit vorgetrockneten Schnitzeln betriebener Holzsnitzelkessel genutzt wird, um Prozesswärme zu liefern. Die Elektrizität für die Pelletpresse stammt aus dem Stromnetz.

Fall 3a bezieht sich auf Verfahren, in denen ein mit vorgetrockneten Holzsnitzeln betriebener KWK-Kessel genutzt wird, um der Pelletpresse Elektrizität und Wärme zu liefern.

LANDWIRTSCHAFTLICHE OPTIONEN					
Biomasse- Brennstoff- Produktionssystem	Transport- entfernung	Typische Werte für die Minderung von Treibhausgasemissionen		Standardwerte für die Minderung von Treibhausgasemissionen	
		Wärme	Elektrizität	Wärme	Elektrizität
Landwirtschaftliche Reststoffe mit einer Dichte von <0,2 t/m ³ *	1 bis 500 km	95 %	92 %	93 %	90 %
	500 bis 2500 km	89 %	83 %	86 %	80 %
	2500 bis 10 000 km	77 %	66 %	73 %	60 %
	Über 10 000 km	57 %	36 %	48 %	23 %
Landwirtschaftliche Reststoffe mit einer Dichte von >0,2 t/m ³ **	1 bis 500 km	95 %	92 %	93 %	90 %
	500 bis 2500 km	93 %	89 %	92 %	87 %
	2500 bis 10 000 km	88 %	82 %	85 %	78 %
	Über 10 000 km	78 %	68 %	74 %	61 %
Strohpellets	1 bis 500 km	88 %	82 %	85 %	78 %
	500 bis 10000 km	86 %	79 %	83 %	74 %
	Über 10 000 km	80 %	70 %	76 %	64 %
Bagassebriketts	500 bis 10 000 km	93 %	89 %	91 %	87 %
	Über 10 000 km	87 %	81 %	85 %	77 %
Palmkern- Extraktionsschrot	Über 10 000 km	20 %	-18 %	11 %	-33 %

Palmkern-Extraktionsschrot (keine CH ₄ -Emissionen aus der Ölmühle)	Über 10 000 km	46 %	20 %	42 %	14 %
--	----------------	------	------	------	------

* Diese Gruppe von Materialien umfasst landwirtschaftliche Reststoffe von geringer Schüttdichte, darunter u. a. Strohballen, Haferspелzen, Reisspелzen und Rohrzuckerbagasseballen (unvollständige Liste).

** Die Gruppe von landwirtschaftlichen Reststoffen mit höherer Schüttdichte umfasst Maiskolben, Nusschalen, Sojabohnenschalen und Palmkernschalen (unvollständige Liste).

BIOGAS FÜR ELEKTRIZITÄT SERZEUGUNG*					
Biogasproduktionssystem		Technologische Optionen	Typische Werte für die Minderung von Treibhausgasemissionen	Standardwerte für die Minderung von Treibhausgasemissionen	
Gülle ¹⁰	Fall 1	Offenes Gärrückstandslager ¹¹	146 %	94 %	
		Geschlossenes Gärrückstandslager ¹²	246 %	240 %	
	Fall 2	Offenes Gärrückstandslager	136 %	85 %	
		Geschlossenes Gärrückstandslager	227 %	219 %	
	Fall 3	Offenes Gärrückstandslager	142 %	86 %	
		Geschlossenes Gärrückstandslager	243 %	235 %	

¹⁰ Die Werte für die Biogasproduktion aus Mist/Gülle schließen negative Emissionen durch Emissionseinsparungen aufgrund der Bewirtschaftung von Frischmist/-gülle ein. Der e_{sca} -Wert ist gleich $-45 \text{ gCO}_{2eq}/\text{MJ}$ für in der anaeroben Zersetzung verwendete(n) Mist/Gülle.

¹¹ Die offene Lagerung von Gärrückständen bringt zusätzliche Methan- und N₂O-Emissionen mit sich. Der Umfang dieser Emissionen hängt von den Umgebungsbedingungen, Substrattypen und der Zersetzungseffizienz ab (weitere Einzelheiten in Kapitel 5).

¹² Bei der geschlossenen Lagerung werden die Gärrückstände aus dem Zersetzungsprozess in einem gasdichten Tank gelagert und es wird davon ausgegangen, dass das zusätzlich während der Lagerung abgeschiedene Gas für die Erzeugung zusätzlicher Elektrizität oder zusätzlichen Biomethans aufgefangen wird. Dieses Verfahren schließt keine Treibhausgasemissionen ein.

Mais, gesamte Pflanze ¹ 3	Fall 1	Offenes Gärrück- standslager	36 %	21 %
		Geschlossenes Gärrückstandslager	59 %	53 %
	Fall 2	Offenes Gärrück- standslager	34 %	18 %
		Geschlossenes Gärrückstandslager	55 %	47 %
	Fall 3	Offenes Gärrück- standslager	28 %	10 %
		Geschlossenes Gärrückstandslager	52 %	43 %
Bio- abfall	Fall 1	Offenes Gärrück- standslager	47 %	26 %
		Geschlossenes Gärrückstandslager	84 %	78 %
	Fall 2	Offenes Gärrück- standslager	43 %	21 %
		Geschlossenes Gärrück-standslager	77 %	68 %
	Fall 3	Offenes Gärrück- standslager	38 %	14 %
		Geschlossenes Gärrückstandslager	76 %	66 %

* Fall 1 bezieht sich auf Optionen, in denen die für das Verfahren erforderliche Elektrizität und Wärme von der KWK-Anlage selbst geliefert werden.

Fall 2 bezieht sich auf Optionen, in denen die für das Verfahren erforderliche Elektrizität dem Stromnetz entnommen, die Prozesswärme jedoch von der KWK-Anlage selbst geliefert wird. In einigen Mitgliedstaaten ist es Betreibern nicht gestattet, Beihilfen für die Bruttoerzeugung zu beantragen, sodass eine Zusammensetzung wie in Fall 1 wahrscheinlicher ist.

¹³ Der Begriff „Mais, gesamte Pflanze“ sollte als Mais ausgelegt werden, der zur Verwendung als Futtermittel geerntet und zur Haltbarmachung siliert wurde.

Fall 3 bezieht sich auf Optionen, in denen die für das Verfahren erforderliche Elektrizität dem Stromnetz entnommen und die Prozesswärme von einem Biogaskessel geliefert wird. Dieser Fall gilt für einige Anlagen, bei denen der KWK-Kessel nicht vor Ort ist und Biogas verkauft (aber nicht zu Biomethan aufbereitet) wird.

BIOGAS ZUR ELEKTRIZITÄT SERZEUGUNG – VERMISCHUNG VON MIST/GÜLLE UND MAIS				
Biogasproduktions-system		Technologische Optionen	Typische Werte für die Minderung von Treibhausgasemissionen	Standardwerte für die Minderung von Treibhausgasemissionen
Mist/ Gülle – Mais 80 %– 20 %	Fall 1	Offenes Gärrückstandslager	72 %	45 %
		Geschlossenes Gärrückstandslager	120 %	114 %
	Fall 2	Offenes Gärrückstandslager	67 %	40 %
		Geschlossenes Gärrückstandslager	111 %	103 %
	Fall 3	Offenes Gärrückstandslager	65 %	35 %
		Geschlossenes Gärrückstandslager	114 %	106 %
Mist/ Gülle – Mais 70 %– 30 %	Fall 1	Offenes Gärrückstandslager	60 %	37 %
		Geschlossenes Gärrückstandslager	100 %	94 %
	Fall 2	Offenes Gärrückstandslager	57 %	32 %
		Geschlossenes Gärrückstandslager	93 %	85 %
	Fall 3	Offenes Gärrückstandslager	53 %	27 %
		Geschlossenes Gärrückstandslager	94 %	85 %
Mist/ Gülle – Mais 60 %– 40 %	Fall 1	Offenes Gärrückstandslager	53 %	32 %
		Geschlossenes Gärrückstandslager	88 %	82 %
	Fall 2	Offenes Gärrückstandslager	50 %	28 %
		Geschlossenes Gärrückstandslager	82 %	73 %
	Fall 3	Offenes Gärrückstandslager	46 %	22 %
		Geschlossenes Gärrückstandslager	81 %	72 %

BIOMETHAN FÜR DEN VERKEHRSSSEKTOR*			
Biomethan- produktions- system	Technologische Optionen	Typische Werte für die Minderung von Treibhaus- gasemissionen	Standardwerte für die Minderung von Treibhaus- gasemissionen
Gülle	Offenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung	117 %	72 %
	Offenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung	133 %	94 %
	Geschlossenes Gärrückstands- lager, keine Abgasverbrennung	190 %	179 %
	Geschlossenes Gärrückstands- lager, Abgasverbrennung	206 %	202 %
Mais, gesamte Pflanze	Offenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung	35 %	17 %
	Offenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung	51 %	39 %
	Geschlossenes Gärrückstands- lager, keine Abgasverbrennung	52 %	41 %
	Geschlossenes Gärrückstands- lager, Abgasverbrennung	68 %	63 %
Bioabfall	Offenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung	43 %	20 %
	Offenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung	59 %	42 %
	Geschlossenes Gärrückstands- lager, keine Abgasverbrennung	70 %	58 %
	Geschlossenes Gärrückstands- lager, Abgasverbrennung	86 %	80 %

* Die Einsparungen für Biomethan beziehen sich ausschließlich auf komprimiertes Biomethan gegenüber dem Komparator für Fossilbrennstoffe im Verkehrssektor in Höhe von 94 gCO_{2eq}/MJ.

BIOMETHAN – VERMISCHUNG VON MIST/GÜLLE UND MAIS*			
Biomethan- produktions- system	Technologische Optionen	Typische Werte für die Minderung von Treibhaus- gasemissionen	Standardwerte für die Minderung von Treibhausgasemissionen
Mist/Gülle – Mais 80 %–20 %	Offenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung ¹⁴	62 %	35 %
	Offenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung ¹⁵	78 %	57 %
	Geschlossenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung	97 %	86 %
	Geschlossenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung	113 %	108 %
Mist/Gülle – Mais 70 %–30 %	Offenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung	53 %	29 %
	Offenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung	69 %	51 %
	Geschlossenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung	83 %	71 %
	Geschlossenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung	99 %	94 %

¹⁴ Diese Kategorie umfasst die folgenden technologischen Kategorien zur Aufbereitung von Biogas zu Biomethan: Druckwechsel-Adsorption (Pressure Swing Adsorption – PSA), Druckwasserwäsche (Pressurised Water Scrubbing – PWS), Membrantrenntechnik, kryogene Trennung und physikalische Absorption mit einem organischen Lösungsmittel (Organic Physical Scrubbing – OPS). Dies schließt die Emission von 0,03 MJ CH₄/MJ Biomethan für die Emission von Methan in den Abgasen ein.

¹⁵ Diese Kategorie umfasst die folgenden technologischen Kategorien zur Aufbereitung von Biogas zu Biomethan: Druckwasserwäsche (Pressurised Water Scrubbing – PWS), sofern das Wasser aufbereitet wird, Druckwechsel-Adsorption (Pressure Swing Adsorption – PSA), chemische Absorption (Chemical Scrubbing), physikalische Absorption mit einem organischen Lösungsmittel (Organic Physical Scrubbing – OPS), Membrantrenntechnik und kryogene Trennung. Für diese Kategorie werden keine Methanemissionen berücksichtigt (das Methan im Abgas verbrennt gegebenenfalls).

Mist/Gülle – Mais 60 %–40 %	Offenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung	48 %	25 %
	Offenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung	64 %	48 %
	Geschlossenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung	74 %	62 %
	Geschlossenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung	90 %	84 %

* Die Treibhausgaseinsparungen für Biomethan beziehen sich ausschließlich auf komprimiertes Biomethan gegenüber dem Komparator für Fossilbrennstoffe im Verkehrssektor in Höhe von 94 gCO_{2eq}/MJ.

B. METHODOLOGIE

1. Die Treibhausgasemissionen bei der Herstellung und Verwendung von Biomasse-Brennstoffen werden wie folgt berechnet:

- a) Die Treibhausgasemissionen bei der Herstellung und Verwendung von Biomasse-Brennstoffen vor der Umwandlung in Elektrizität, Wärme und Kälte werden wie folgt berechnet:

$$E = e_{ec} + e_l + e_p + e_{td} + e_u - e_{sca} - e_{ccs} - e_{ccr},$$

wobei:

E = Gesamtemissionen bei der Herstellung des Brennstoffs vor der Energieumwandlung;

e_{ec} = Emissionen bei der Gewinnung oder beim Anbau der Rohstoffe;

e_l = auf das Jahr umgerechnete Emissionen durch Kohlenstoffbestandsänderungen infolge von Landnutzungsänderungen;

e_p = Emissionen bei der Verarbeitung;

e_{td} = Emissionen bei Transport und Vertrieb;

e_u = Emissionen bei der Nutzung des Brennstoffs;

e_{sca} = Emissionseinsparung durch Akkumulierung von Kohlenstoff im Boden infolge besserer landwirtschaftlicher Bewirtschaftungspraktiken;

e_{ccs} = Emissionseinsparung durch Abscheidung und geologische Speicherung von Kohlendioxid und

e_{ccr} = Emissionseinsparung durch Abscheidung und Ersetzung von Kohlendioxid.

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

- b) Bei der Co-Vergärung verschiedener Substrate in einer Biogas-Anlage zur Erzeugung von Biogas oder Biomethan werden die typischen Werte und die Standardwerte für Treibhausgasemissionen wie folgt berechnet:

$$E = \sum_1^n S_n \cdot E_n$$

dabei sind:

E = Treibhausgasemissionen pro MJ Biogas oder Biomethan, das mittels Co-Vergärung einer bestimmten Mischung von Substraten erzeugt wird;

S_n = Rohstoffanteil n am Energiegehalt;

E_n = Emissionen in gCO₂/MJ für Option n gemäß Teil D dieses Dokuments*;

$$S_n = \frac{P_n \cdot W_n}{\sum_1^n P_n \cdot W_n}$$

dabei sind:

P_n = Energieausbeute [MJ] pro Kilogramm Flüssiginput des Rohstoffs n**;

W_n = Gewichtungsfaktor des Substrats n, definiert als:

$$W_n = \frac{I_n}{\sum_1^n I_n} \cdot \left(\frac{1 - AM_n}{1 - SM_n} \right)$$

dabei sind:

I_n = jährliches Input in den Vergärer des Substrats n [Tonne Frischmasse];

AM_n = jährliche Durchschnittsfeuchte des Substrats n [kg Wasser/kg Frischmasse];

SM_n = Standardfeuchte des Substrats n***.

* Bei Verwendung von Mist/Gülle als Substrat wird ein Bonus von 45 gCO_{2eq}/MJ Gülle (-54 kgCO_{2eq}/t Frischmasse) für die verbesserte landwirtschaftliche und Mist-/Güllebewirtschaftung angerechnet.

** Für die Berechnung der typischen Werte und der Standardwerte werden die folgenden Werte für P_n verwendet:

P(Mais): 4,16 [MJ_{Biogas}/kg Feuchtmais @ 65 % Feuchte]

P(Mist/Gülle): 0,5 [MJ_{Biogas}/kg Gülle @ 90 % Feuchte]

P(Bioabfall): 3,41 [MJ_{Biogas}/kg Feuchtbioabfall @ 76 % Feuchte]

*** Die folgenden Standardfeuchtwerte werden für Substrat SM_n verwendet:

SM(Mais): 0,65 [kg Wasser/kg Frischmasse]

SM(Mist/Gülle): 0,90 [kg Wasser/kg Frischmasse]

SM(Bioabfall): 0,76 [kg Wasser/kg Frischmasse]

- c) Bei der Co-Vergärung von n-Substraten in einer Biogas-Anlage zur Erzeugung von Elektrizität oder Biomethan werden die tatsächlichen Treibhausgasemissionen des Biogases oder Biomethans wie folgt berechnet:

$$E = \sum_1^n S_n \cdot (e_{ec,n} + e_{td,feedstock,n} + e_{l,n} - e_{sca,n}) + e_p + e_{td,product} + e_u - e_{ccs} - e_{ccr}$$

dabei sind:

E = Gesamtemissionen bei der Herstellung des Biogases oder Biomethans vor der Energieumwandlung;

S_n = Rohstoffanteil n am Anteil des Inputs in den Vergärer;

e_{ec} = Emissionen bei der Gewinnung oder beim Anbau des Rohstoffs n;

$e_{td,Rohstoff,n}$ = Emissionen beim Transport des Rohstoffs n zum Vergärer;

e_l = auf das Jahr umgerechnete Emissionen durch Kohlenstoffbestandsänderungen infolge von Landnutzungsänderungen für Rohstoff n;

e_{sca} = Emissionseinsparung infolge besserer landwirtschaftlicher Bewirtschaftungspraktiken des Rohstoffs n*;

e_p = Emissionen bei der Verarbeitung;

$e_{td,Produkt}$ = Emissionen bei Transport und Vertrieb des Biogases und/oder Biomethans;

e_u = Emissionen bei der Nutzung des Brennstoffs, d. h. bei der Verbrennung emittierte Treibhausgase;

e_{ccs} = Emissionseinsparung durch Abscheidung und geologische Speicherung von Kohlendioxid und

e_{ccr} = Emissionseinsparung durch Abscheidung und Ersetzung von Kohlendioxid.

* Bei Verwendung von Mist/Gülle als Substrat für die Produktion von Biogas und Biomethan wird ein Bonus von 45 gCO_{2eq}/MJ Mist/Gülle für die verbesserte landwirtschaftliche und Mist-/Güllebewirtschaftung auf e_{sca} angerechnet.

d) Treibhausgasemissionen bei der Nutzung von Biomasse-Brennstoffen bei der Erzeugung von Elektrizität sowie Wärme und Kälte, einschließlich der Energieumwandlung zu erzeugter Elektrizität sowie Wärme und Kälte werden wie folgt berechnet:

i) Bei Energieanlagen, die ausschließlich Wärme erzeugen:

$$EC_h = \frac{E}{\eta_h}$$

ii) Bei Energieanlagen, die ausschließlich Elektrizität erzeugen:

$$EC_{el} = \frac{E}{\eta_{el}}$$

dabei sind:

$EC_{h,el}$ = Gesamttreibhausgasemissionen durch das Endenergieprodukt;

E = Gesamttreibhausgasemissionen des Brennstoffs vor der Endumwandlung;

η_{el} = elektrischer Wirkungsgrad, definiert als die jährlich erzeugte Elektrizitätsleistung, dividiert durch den jährlich eingesetzten Brennstoff auf Grundlage des Energiegehalts;

η_h = Wärmewirkungsgrad, definiert als die jährlich erzeugte Nutzwärme, dividiert durch den jährlich eingesetzten Brennstoff auf Grundlage des Energiegehalts;

iii) Für Elektrizität oder mechanische Energie aus Energieanlagen, die Nutzwärme zusammen mit Elektrizität und/oder mechanischer Energie erzeugen:

$$EC_{el} = \frac{E}{\eta_{el}} \left(\frac{C_{el} \cdot \eta_{el}}{C_{el} \cdot \eta_{el} + C_h \cdot \eta_h} \right)$$

iv) Für Nutzwärme aus Energieanlagen, die Wärme zusammen mit Elektrizität und/oder mechanischer Energie erzeugen:

$$EC_h = \frac{E}{\eta_h} \left(\frac{C_h \cdot \eta_h}{C_{el} \cdot \eta_{el} + C_h \cdot \eta_h} \right)$$

dabei sind:

$EC_{h,el}$ = Gesamttreibhausgasemissionen durch das Endenergieprodukt;

E = Gesamttreibhausgasemissionen des Brennstoffs vor der Endumwandlung;

η_{el} = elektrischer Wirkungsgrad, definiert als die jährlich erzeugte Elektrizitätsleistung, dividiert durch die jährlich eingesetzte Energie auf Grundlage des Energiegehalts;

η_h = Wärmewirkungsgrad, definiert als die jährlich erzeugte Nutzwärme, dividiert durch die jährlich eingesetzte Energie auf Grundlage des Energiegehalts;

C_{el} = Exergieanteil der Elektrizität und/oder mechanischen Energie, festgesetzt auf 100 % ($C_{el} = 1$);

C_h = Carnot'scher Wirkungsgrad (Exergieanteil der Nutzwärme).

Der Carnot'sche Wirkungsgrad (C_h) für Nutzwärme bei unterschiedlichen Temperaturen ist definiert als:

$$C_h = \frac{T_h - T_0}{T_h}$$

dabei sind:

T_h = Temperatur, gemessen als absolute Temperatur (Kelvin) der Nutzwärme am Lieferort;

T_0 = Umgebungstemperatur, festgelegt auf 273,15 Kelvin (0 °C).

Für $T_h < 150$ °C (423,15 Kelvin) kann C_h alternativ wie folgt definiert werden:

C_h = Carnot'scher Wirkungsgrad für Wärme bei 150 °C (423,15 Kelvin) = 0,3546.

Für die Zwecke dieser Berechnung bezeichnet der Begriff

i) „Kraft-Wärme-Kopplung“ die gleichzeitige Erzeugung thermischer Energie und elektrischer und/oder mechanischer Energie in einem Prozess;

ii) „Nutzwärme“ die in einem KWK-Prozess zur Befriedigung eines wirtschaftlich vertretbaren Wärme- oder Kältebedarfs erzeugte Wärme;

iii) „wirtschaftlich vertretbarer Bedarf“ den Bedarf, der die benötigte Wärme- oder Kälteleistung nicht überschreitet und der sonst zu Marktbedingungen gedeckt würde.

2. Die Treibhausgasemissionen aus Biomasse-Brennstoffen werden wie folgt angegeben:

- a) durch Biomasse-Brennstoffe verursachte Treibhausgasemissionen (E) werden in gCO_{2eq}/MJ (Gramm CO₂-Äquivalent pro Megajoule Biomasse-Brennstoffe) angegeben;
- b) durch für die Wärme- oder Elektrizitätserzeugung genutzte Biomasse-Brennstoffe verursachte Treibhausgasemissionen (EC) werden in gCO_{2eq}/MJ (Gramm CO₂-Äquivalent pro Megajoule Endenergieprodukt (Wärme oder Elektrizität)) angegeben;

Werden Wärme und Kälte gleichzeitig mit Elektrizität erzeugt, werden Emissionen zwischen Wärme und Elektrizität aufgeteilt (wie unter Nummer 1 Buchstabe d), unabhängig davon, ob die Wärme wirklich für Heizzwecke oder zur Kühlung¹⁶ genutzt wird.

Werden Treibhausgasemissionen durch die Extraktion oder den Anbau von Rohstoffen (*e_{ec}*) als Einheit gCO_{2eq}/Tonne Trockenrohstoff angegeben, wird die Umwandlung in gCO_{2eq}/MJ (Gramm CO₂-Äquivalent pro Megajoule Brennstoff) wie folgt berechnet:

$$e_{ec} fuel_a \left[\frac{gCO_2eq}{MJ fuel} \right]_{ec} = \frac{e_{ec} feedstock_a \left[\frac{gCO_2eq}{t_{dry}} \right]}{LHV_a \left[\frac{MJ feedstock}{t_{dry} feedstock} \right]} * Fuel feedstock factor_a * Allocation factor fuel_a$$

¹⁶ Durch Absorptionskühler wird Kälte (gekühlte Luft oder gekühltes Wasser) aus Wärme oder Abwärme erzeugt. Daher ist es angebracht, nur die Emissionen in Verbindung mit der pro MJ Wärme erzeugten Wärme zu berechnen, unabhängig davon, ob die Wärme wirklich für Heizzwecke oder mittels Absorptionskühlern zur Kühlung genutzt wird.

wobei:

$$\text{Allocation factor fuel}_a = \left[\frac{\text{Energy in fuel}}{\text{Energy fuel} + \text{Energy in co-products}} \right]$$

$$\text{Fuel feedstock factor}_a = [\text{Ratio of MJ feedstock required to make 1 MJ fuel}]$$

Die Emissionen pro Tonne Trockenrohstoff werden wie folgt berechnet:

$$e_{ec} \text{ feedstock}_a \left[\frac{gCO_2eq}{t_{dry}} \right] = \frac{e_{ec} \text{ feedstock}_a \left[\frac{gCO_2eq}{t_{moist}} \right]}{(1 - \text{moisture content})}$$

3. Die Treibhausgasemissionseinsparungen durch Biomasse-Brennstoffe werden wie folgt angegeben:

a) Treibhausgasemissionen durch Nutzung von Biomasse-Brennstoffen als Kraftstoffe:

$$\text{EINSPARUNG} = (E_{F(t)} - E_{B \square}) / E_{F(t) \square}$$

dabei sind:

$E_{B \square}$ = Gesamtemissionen bei der Verwendung des Biokraftstoffs oder flüssigen Biobrennstoffs und

$E_{F(t)}$ = Gesamtemissionen des Komparators für Fossilbrennstoffe im Verkehrssektor;

b) Treibhausgaseinsparungen durch Nutzung von Biomasse-Brennstoffen zur Erzeugung von Wärme und Kälte sowie Elektrizität:

$$\text{EINSPARUNG} = (EC_{F(h\&c,el)} - EC_{B(h\&c,el)}) / EC_{F(h\&c,el)}$$

dabei sind:

$EC_{B(h\&c,el)}$ = Gesamtemissionen durch die Wärme- oder Elektrizitätserzeugung;

$EC_{F(h\&c,el)}$ = Gesamtemissionen des Komparators für Fossilbrennstoffe für Nutzwärme oder Elektrizität.

4. Die für die unter Nummer 1 genannten Zwecke berücksichtigten Treibhausgase sind CO₂, N₂O und CH₄. Zur Berechnung der CO₂-Äquivalenz werden diese Gase wie folgt gewichtet:

CO₂: 1

N₂O: 298

CH₄: 25

5. Die Emissionen bei der Gewinnung, Ernte oder beim Anbau der Rohstoffe (e_{ec}) schließen die Emissionen des Gewinnungs-, Ernte- oder Anbauprozesses selbst, beim Sammeln, Trocknen und Lagern der Rohstoffe, aus Abfällen und Leckagen sowie bei der Herstellung der zur Gewinnung oder zum Anbau verwendeten Chemikalien ein. Die CO₂-Bindung beim Anbau der Rohstoffe wird nicht berücksichtigt. Alternativ zu den tatsächlichen Werten können für die Emissionen beim Anbau landwirtschaftlicher Biomasse Schätzungen aus den regionalen Durchschnittswerten für die Emissionen aus dem Anbau entsprechend den in Artikel 28 Absatz 4 dieser Richtlinie genannten Berichten [] **oder** aus den Angaben zu den disaggregierten Standardwerten für Emissionen aus dem Anbau in diesem Anhang abgeleitet werden. Alternativ zu den tatsächlichen Werten können in Ermangelung einschlägiger Informationen in den genannten Berichten die Durchschnittswerte auf der Grundlage von lokalen landwirtschaftlichen Praktiken, beispielsweise anhand von Daten einer Gruppe landwirtschaftlicher Betriebe, berechnet werden.

Alternativ zu den tatsächlichen Werten können für die Emissionen beim Anbau und bei der Ernte forstwirtschaftlicher Biomasse Schätzungen aus den auf nationaler Ebene für geografische Gebiete berechneten Durchschnittswerten für die Emissionen aus dem Anbau und der Ernte abgeleitet werden.

6. Für die Zwecke der in Nummer **1 Buchstabe a** genannten Berechnungen werden Emissionseinsparungen infolge besserer landwirtschaftlicher Bewirtschaftungspraktiken e_{sca} , wie der Umstellung auf eine reduzierte Bodenbearbeitung oder eine Nullbodenbearbeitung, verbesserter Fruchtfolgen, der Nutzung von Deckpflanzen, einschließlich Bewirtschaftung der Ernterückstände, sowie des Einsatzes natürlicher Bodenverbesserer (z. B. Kompost, Rückstände der Mist-/Gülle-
vergärung), nur dann berücksichtigt, wenn zuverlässige und überprüfbare Nachweise dafür vorgelegt werden, dass mehr Kohlenstoff im Boden gebunden wurde, oder wenn vernünftigerweise davon auszugehen ist, dass dies in dem Zeitraum, in dem die betreffenden Rohstoffe angebaut wurden, der Fall war; dabei ist gleichzeitig jenen Emissionen Rechnung zu tragen, die aufgrund des vermehrten Einsatzes von Dünger und Pflanzenschutzmitteln bei derartigen Praktiken entstehen.¹⁷

7. Die auf Jahresbasis umgerechneten Emissionen aus Kohlenstoffbestandsänderungen infolge von Landnutzungsänderungen (e_l) werden durch gleichmäßige Verteilung der Gesamtemissionen über 20 Jahre berechnet. Diese Emissionen werden wie folgt berechnet:

$$e_l = (CS_R - CS_A) \times 3,664 \times 1/20 \times 1/P - e_B,^{(18)}$$

dabei sind:

e_l = auf das Jahr umgerechnete Treibhausgasemissionen aus Kohlenstoffbestandsänderungen infolge von Landnutzungsänderungen (gemessen als Masse an CO₂-Äquivalent pro Biomasse-Brennstoff-Energieeinheit); „Kulturflächen“⁽¹⁹⁾ und „Dauerkulturen“⁽²⁰⁾ sind als eine einzige Landnutzungsart zu betrachten;

CS_R = der mit der Referenzlandnutzung verbundene Kohlenstoffbestand pro Flächeneinheit (gemessen als Masse (Tonnen) an Kohlenstoff pro Flächeneinheit einschließlich Boden und Vegetation). Die Landnutzung der Bezugsflächen ist die Landnutzung im Januar 2008 oder 20 Jahre vor der Gewinnung des Rohstoffs, je nachdem, welcher Zeitpunkt der spätere ist;

¹⁷ **Bei einem solchen Nachweis kann es sich um Messungen des Kohlenstoffs im Boden handeln, beispielsweise in Form einer ersten Messung vor dem Anbau und anschließender regelmäßiger Messungen im Abstand von mehreren Jahren. In diesem Fall würde vor Vorliegen des zweiten Messwerts eine Abschätzung des Anstiegs des Kohlenstoffs im Boden anhand von repräsentativen Versuchen oder Bodenmodellen vorgenommen. Ab der zweiten und für alle nachfolgenden Messungen wären die Messwerte die Grundlage anhand der bestimmt wird, ob ein Anstieg des Kohlenstoffs im Boden vorliegt und in welchem Ausmaß.**

¹⁸ **Der durch Division des Molekulargewichts von CO₂ (44,010 g/mol) durch das Molekulargewicht von Kohlenstoff (12,011 g/mol) gewonnene Quotient ist gleich 3,664.**

¹⁹ **Kulturflächen im Sinne der Definition des IPCC.**

²⁰ **Dauerkulturen sind definiert als mehrjährige Kulturpflanzen, deren Stiel normalerweise nicht jährlich geerntet wird (z. B. Niederwald mit Kurzumtrieb und Ölpalmen).**

CS_A = der mit der tatsächlichen Landnutzung verbundene Kohlenstoffbestand pro Flächeneinheit (gemessen als Masse (Tonnen) an Kohlenstoff pro Flächeneinheit einschließlich Boden und Vegetation). Wenn sich der Kohlenstoffbestand über mehr als ein Jahr akkumuliert, gilt als CS_A -Wert der geschätzte Kohlenstoffbestand pro Flächeneinheit nach 20 Jahren oder zum Zeitpunkt der Reife der Pflanzen, je nachdem, welcher Zeitpunkt der frühere ist;

P = Pflanzenproduktivität (gemessen als Energie des Biomasse-Brennstoffs pro Flächeneinheit und Jahr) und

e_B = Bonus von 29 gCO_{2eq}/MJ Biokraftstoff oder flüssiger Biobrennstoff, wenn die Biomasse unter den in Nummer 8 genannten Bedingungen auf wiederhergestellten degradierten Flächen gewonnen wird.

8. Der Bonus von 29 gCO_{2eq}/MJ wird gewährt, wenn der Nachweis erbracht wird, dass die betreffende Fläche

a) im Januar 2008 nicht landwirtschaftlich genutzt wurde und

b) aus stark degradierten Flächen einschließlich früherer landwirtschaftlicher Nutzflächen besteht.

Der Bonus von 29 gCO_{2eq}/MJ gilt für einen Zeitraum von bis zu 20 Jahren ab dem Zeitpunkt der Umwandlung der Fläche in eine landwirtschaftliche Nutzfläche, sofern ein kontinuierlicher Anstieg des Kohlenstoffbestands und ein nennenswerter Rückgang der Erosion auf unter Buchstabe b fallenden Flächen gewährleistet werden.

9. „Stark degradierte Flächen“ sind Flächen, die während eines längeren Zeitraums entweder in hohem Maße versalzt wurden oder die einen besonders niedrigen Gehalt an organischen Stoffen aufweisen und stark erodiert sind.

10. Entsprechend Anhang V Teil C Nummer 10 dieser Richtlinie dienen die Leitlinien für die Berechnung des Bodenkohlenstoffbestands²¹, die auf der Basis von Band 4 der IPCC-Leitlinien für nationale Treibhausgasinventare aus dem Jahr 2006 sowie im Einklang mit der Verordnung (EU) Nr. 525/2013²² und der Verordnung (NACH ANNAHME NUMMER EINFÜGEN²³) erstellt werden, als Grundlage für die Berechnung des Bodenkohlenstoffbestands.

11. Die Emissionen bei der Verarbeitung (e_p) schließen die Emissionen bei der Verarbeitung selbst, aus Abfällen und Leckagen sowie bei der Herstellung der zur Verarbeitung verwendeten Chemikalien oder sonstigen Produkte ein, **einschließlich der CO₂-Emissionen, die dem Kohlenstoffgehalt von fossilen Inputs entsprechen, unabhängig davon, ob sie bei dem Prozess tatsächlich verbrannt werden.**

Bei der Berücksichtigung des Verbrauchs an nicht in der Anlage zur Herstellung **feste oder** gasförmiger Biomasse-Brennstoffe erzeugter Elektrizität wird angenommen, dass die Treibhausgasemissionsintensität bei Erzeugung und Verteilung dieser Elektrizität der durchschnittlichen Emissionsintensität bei der Produktion und Verteilung von Elektrizität in einer bestimmten Region entspricht. Abweichend von dieser Regel gilt: Die Produzenten können für die von einer einzelnen Elektrizitätserzeugungsanlage erzeugte Elektrizität einen Durchschnittswert verwenden, falls diese Anlage nicht an das Elektrizitätsnetz angeschlossen ist.

[]

Die Emissionen bei der Verarbeitung schließen gegebenenfalls Emissionen bei der Trocknung von Zwischenprodukten und -materialien ein.

²¹ Beschluss „2010/335/EU der Kommission vom 10. Juni 2010 über Leitlinien für die Berechnung des Kohlenstoffbestands im Boden für die Zwecke des Anhangs V der Richtlinie 2009/28/EG (ABl. L 151 vom 17.6.2010).

²² Verordnung (EU) Nr. 525/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 21. Mai 2013 über ein System für die Überwachung von Treibhausgasemissionen sowie für die Berichterstattung über diese Emissionen und über andere klimaschutzrelevante Informationen auf Ebene der Mitgliedstaaten und der Union und zur Aufhebung der Entscheidung Nr. 280/2004/EG (ABl. L 165 vom 18.6.2013, S. 13).

²³ Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates (DATUM DES INKRAFTTRETENS DIESER VERORDNUNG EINFÜGEN) über die Einbeziehung der Emissionen und des Abbaus von Treibhausgasen aus Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft (LULUCF) in den Rahmen für die Klima- und Energiepolitik bis 2030 und zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 525/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates über ein System für die Überwachung von Treibhausgasemissionen sowie für die Berichterstattung über diese Emissionen und über andere klimaschutzrelevante Informationen.

12. Die Emissionen beim Transport und Vertrieb (e_{td}) schließen die beim Transport von Rohstoffen und Halbfertigerzeugnissen sowie bei der Lagerung und dem Vertrieb von Fertigerzeugnissen anfallenden Emissionen ein. Die Emissionen beim Transport und Vertrieb, die unter Nummer 5 berücksichtigt werden, fallen nicht unter diese Nummer.
13. Die CO₂-Emissionen bei der Nutzung des Brennstoffs (e_u) werden für Biomasse-Brennstoffe mit null angesetzt. Die Emissionen von anderen Treibhausgasen als CO₂ (CH₄ und N₂O) bei der Nutzung von Brennstoffen werden in den e_u -Faktor einbezogen.
14. Die Emissionseinsparung durch Abscheidung und geologische Speicherung von Kohlendioxid (e_{ccs}), die nicht bereits in e_p berücksichtigt wurde, wird auf die durch Abscheidung und Speicherung von emittiertem CO₂ vermiedenen Emissionen begrenzt, die unmittelbar mit der Gewinnung, dem Transport, der Verarbeitung und dem Vertrieb von Biomasse-brennstoff verbunden sind, sofern die Speicherung im Einklang mit der Richtlinie 2009/31/EG über die geologische Speicherung von Kohlendioxid erfolgt.
15. Die Emissionseinsparung durch CO₂-Abscheidung und -ersetzung (e_{ccr}) steht in unmittelbarer Verbindung mit der Erzeugung des Biomasse-Brennstoffs, dem sie zugeordnet wird, und wird begrenzt auf die durch Abscheidung von CO₂ vermiedenen Emissionen, wobei der Kohlenstoff aus Biomasse stammt und anstelle des auf fossile Brennstoffe zurückgehenden CO₂ verwendet wird [].
16. Erzeugt eine KWK-Anlage, die Wärme und/oder Elektrizität für ein Verfahren zur Herstellung von Biomasse-Brennstoff liefert, für das Emissionen berechnet werden, überschüssige Elektrizität und/oder Nutzwärme, werden die Treibhausgasemissionen entsprechend der Temperatur der Wärme (die deren Nutzen widerspiegelt) auf die Elektrizität und die Nutzwärme aufgeteilt. Der Allokationsfaktor (Carnot'scher Wirkungsgrad, C_h) wird für Nutzwärme bei unterschiedlichen Temperaturen wie folgt berechnet:

$$C_h = \frac{T_h - T_0}{T_h}$$

dabei sind:

T_h = Temperatur, gemessen als absolute Temperatur (Kelvin) der Nutzwärme am Lieferort;

T_0 = Umgebungstemperatur, festgelegt auf 273,15 Kelvin (0 °C).

Für $T_h < 150$ °C (423,15 Kelvin) kann C_h alternativ wie folgt definiert werden:

C_h = Carnot'scher Wirkungsgrad für Wärme bei 150 °C (423,15 Kelvin) = 0,3546.

Für die Zwecke dieser Berechnung ist der tatsächliche Wirkungsgrad zu verwenden, der als jährlich erzeugte mechanische Energie, Elektrizität bzw. Wärme dividiert durch die jährlich eingesetzte Energie definiert wird.

Für die Zwecke dieser Berechnung bezeichnet der Begriff

- a) „Kraft-Wärme-Kopplung“ die gleichzeitige Erzeugung thermischer Energie und elektrischer und/oder mechanischer Energie in einem Prozess;
- b) „Nutzwärme“ die in einem KWK-Prozess zur Befriedigung eines wirtschaftlich vertretbaren Wärme- oder Kältebedarfs erzeugte Wärme;
- c) „wirtschaftlich vertretbarer Bedarf“ den Bedarf, der die benötigte Wärme- oder Kälteleistung nicht überschreitet und der sonst zu Marktbedingungen gedeckt würde.

17. Werden bei einem Verfahren zur Herstellung von Biomasse-Brennstoff neben dem Brennstoff, für den die Emissionen berechnet werden, weitere Erzeugnisse („Nebenerzeugnisse“) hergestellt, so werden die anfallenden Treibhausgasemissionen zwischen dem Kraftstoff oder dessen Zwischenerzeugnis und den Nebenerzeugnissen nach Maßgabe ihres Energiegehalts (der bei anderen Nebenerzeugnissen als Elektrizität und Wärme durch den unteren Heizwert bestimmt wird) aufgeteilt. Die Treibhausgasintensität überschüssiger Nutzwärme und Elektrizität entspricht jener von für ein Verfahren zur Herstellung von Biomasse-Brennstoff gelieferten Wärme oder Elektrizität und wird durch die Berechnung der Treibhausgasintensität aller Inputs in die und Emissionen aus der KWK-, konventionellen oder sonstigen Anlage, die Wärme oder Elektrizität für ein Verfahren zur Herstellung von Biomasse-Brennstoff liefert, bestimmt, einschließlich der Rohstoffe sowie CH₄- und N₂O-Emissionen. Im Falle der Kraft-Wärme-Kopplung erfolgt die Berechnung entsprechend Nummer 16.

18. Für die Zwecke der Berechnung nach Nummer 17 sind die aufzuteilenden Emissionen $e_{ec} + e_l + e_{sca}$ + die Anteile von e_p , e_{td} , e_{ccs} und e_{ccr} , die bis einschließlich zu dem Verfahrensschritt anfallen, bei dem ein Nebenerzeugnis erzeugt wird. Wurden in einem früheren Verfahrensschritt Emissionen Nebenerzeugnissen zugewiesen, so wird für diesen Zweck anstelle der Gesamtemissionen der Bruchteil dieser Emissionen verwendet, der im letzten Verfahrensschritt dem Zwischenerzeugnis zugeordnet wird.

Im Falle von Biogas und Biomethan werden sämtliche Nebenerzeugnisse, die nicht unter Nummer 7 fallen, für die Zwecke der Berechnung berücksichtigt. Abfällen und Reststoffen werden keine Emissionen zugeordnet. Für die Zwecke der Berechnung wird der Energiegehalt von Nebenerzeugnissen mit negativem Energiegehalt auf null festgesetzt.

Die Lebenszyklus-Treibhausgasemissionen von Abfällen und Reststoffen, einschließlich Baumspitzen und Ästen, Stroh, Hülsen, Maiskolben und Nussschalen, sowie Reststoffen aus der Verarbeitung einschließlich Rohglycerin (nicht raffiniertes Glycerin) und Bagasse werden bis zur Sammlung dieser Materialien auf null angesetzt, unabhängig davon, ob sie vor der Umwandlung ins Endprodukt zu Zwischenprodukten verarbeitet werden.

Bei Biomasse-Brennstoffen, die in anderen Raffinerien als einer Kombination von Verarbeitungsbetrieben mit konventionellen oder KWK-Anlagen, die dem Verarbeitungsbetrieb Wärme und/oder Elektrizität liefern, hergestellt werden, ist die Analyseeinheit für die Zwecke der Berechnung nach Nummer 17 die Raffinerie.

19. Bei Biomasse-Brennstoffen, die zur Elektrizitätserzeugung verwendet werden, ist für die Zwecke der Berechnung nach Nummer 3 der Komparator für Fossilbrennstoffe ECF(el) 183 gCO₂eq/MJ Elektrizität oder, für Gebiete in äußerster Randlage, 212 gCO₂eq/MJ Elektrizität.

Bei Biomasse-Brennstoffen, die zur Erzeugung von Nutzwärme sowie Wärme und Kälte verwendet werden, ist für die Zwecke der Berechnung nach Nummer 3 der Komparator für Fossilbrennstoffe ECF(h) 80 gCO₂eq/MJ Wärme.

Bei Biomasse-Brennstoffen, die zur Erzeugung von Nutzwärme verwendet werden, bei der eine direkte physische Substitution von Kohle nachgewiesen werden kann, ist für die Zwecke der Berechnung nach Nummer 3 der Komparator für Fossilbrennstoffe ECF(h) 124 gCO₂eq/MJ Wärme.

Bei Biomasse-Brennstoffen, die zur Kraftstofferzeugung verwendet werden, ist für die Zwecke der Berechnung nach Nummer 3 der Komparator für Fossilbrennstoffe ECF(t) 94 gCO₂eq/MJ.

C. DISAGREGIERTE STANDARDWERTE FÜR BIOMASSE-BRENNSTOFFE:

Holzbriketts oder -pellets

Biomasse-Brennstoff-Produktionssystem	Transportentfernung	Typische Treibhausgasemissionen (gCO _{2eq} /MJ)				Standardtreibhausgasemissionen (gCO _{2eq} /MJ)			
		Anbau	Verarbeitung	Transport	Nicht-CO ₂ -Emissionen bei der Nutzung des Brennstoffs	Anbau	Verarbeitung	Transport	Nicht-CO ₂ -Emissionen bei der Nutzung des Brennstoffs
Holzschnitzel aus forstwirtschaftlichen Reststoffen	1 bis 500 km	0,0	1,6	3,0	0,4	0,0	1,9	3,6	0,5
	500 bis 2500 km	0,0	1,6	5,2	0,4	0,0	1,9	6,2	0,5
	2500 bis 10 000 km	0,0	1,6	10,5	0,4	0,0	1,9	12,6	0,5
	Über 10 000 km	0,0	1,6	20,5	0,4	0,0	1,9	24,6	0,5
Holzschnitzel aus Niederwald mit Kurzumtrieb (Eukalyptusholz)	2500 bis 10 000 km	4,4	0,0	11,0	0,4	4,4	0,0	13,2	0,5

Holzschnitzel aus Niederwald mit Kurzumtrieb (Pappelholz, gedüngt)	1 bis 500 km	3,9	0,0	3,5	0,4	3,9	0,0	4,2	0,5
	500 bis 2500 km	3,9	0,0	5,6	0,4	3,9	0,0	6,8	0,5
	2500 bis 10 000 km	3,9	0,0	11,0	0,4	3,9	0,0	13,2	0,5
	Über 10 000 km	3,9	0,0	21,0	0,4	3,9	0,0	25,2	0,5
Holzschnitzel aus Niederwald mit Kurzumtrieb (Pappelholz, ungedüngt)	1 bis 500 km	2,2	0,0	3,5	0,4	2,2	0,0	4,2	0,5
	500 bis 2500 km	2,2	0,0	5,6	0,4	2,2	0,0	6,8	0,5
	2500 bis 10 000 km	2,2	0,0	11,0	0,4	2,2	0,0	13,2	0,5
	Über 10 000 km	2,2	0,0	21,0	0,4	2,2	0,0	25,2	0,5

Holzschnitzel aus Stammholz	1 bis 500 km	1,1	0,3	3,0	0,4	1,1	0,4	3,6	0,5
	500 bis 2500 km	1,1	0,3	5,2	0,4	1,1	0,4	6,2	0,5
	2500 bis 10 000 km	1,1	0,3	10,5	0,4	1,1	0,4	12,6	0,5
	Über 10 000 km	1,1	0,3	20,5	0,4	1,1	0,4	24,6	0,5
Holzschnitzel aus Reststoffen der Holzindustrie	1 bis 500 km	0,0	0,3	3,0	0,4	0,0	0,4	3,6	0,5
	500 bis 2500 km	0,0	0,3	5,2	0,4	0,0	0,4	6,2	0,5
	2500 bis 10 000 km	0,0	0,3	10,5	0,4	0,0	0,4	12,6	0,5
	Über 10 000 km	0,0	0,3	20,5	0,4	0,0	0,4	24,6	0,5

Holzbriketts oder -pellets

Bio-masse-Brennstoff-Produktions-system	Transport-entfernung	Typische Werte für die Minderung von Treibhausgasemissionen (gCO ₂ eq/MJ)					Standardtreibhausgasemissionen (gCO ₂ eq/MJ)			
		Anbau	Verarbeitung	Transport und Vertrieb	Nicht-CO ₂ -Emissionen bei der Nutzung des Brennstoffs	Anbau	Verarbeitung	Transport und Vertrieb	Nicht-CO ₂ -Emissionen bei der Nutzung des Brennstoffs	
Holzbri-ketts oder -pellets aus forst-wirt-schaft-lichen Reststof-fen (Fall 1)	1 bis 500 km	0,0	25,8	2,9	0,3	0,0	30,9	3,5	0,3	
	500 bis 2500 km	0,0	25,8	2,8	0,3	0,0	30,9	3,3	0,3	
	2500 bis 10 000 km	0,0	25,8	4,3	0,3	0,0	30,9	5,2	0,3	
	Über 10 000 km	0,0	25,8	7,9	0,3	0,0	30,9	9,5	0,3	
Holzbri-ketts oder -pellets aus forst-wirt-schaft-lichen Reststoffen (Fall 2a)	1 bis 500 km	0,0	12,5	3,0	0,3	0,0	15,0	3,6	0,3	
	500 bis 2500 km	0,0	12,5	2,9	0,3	0,0	15,0	3,5	0,3	
	2500 bis 10 000 km	0,0	12,5	4,4	0,3	0,0	15,0	5,3	0,3	
	Über 10 000 km	0,0	12,5	8,1	0,3	0,0	15,0	9,8	0,3	

Holzbri-ketts oder -pellets aus forst- wirtschaft- lichen Reststoffen (Fall 3a)	1 bis 500 km	0,0	2,4	3,0	0,3	0,0	2,8	3,6	0,3
	500 bis 2500 km	0,0	2,4	2,9	0,3	0,0	2,8	3,5	0,3
	2500 bis 10 000 km	0,0	2,4	4,4	0,3	0,0	2,8	5,3	0,3
	Über 10 000 km	0,0	2,4	8,2	0,3	0,0	2,8	9,8	0,3
Holzbri-ketts oder -pellets aus Nieder- wald mit Kurzum-trieb (Euka- lyptus-holz – Fall 1)	2500 bis 10 000 km	3,9	24,5	4,3	0,3	3,9	29,4	5,2	0,3
		5,0	10,6	4,4			12,7	5,3	
Holz-bri-ketts oder -pellets aus Nieder- wald mit Kurzum-trieb (Euka- lyptus-holz – Fall 2a)	2500 bis 10 000 km	5,0	10,6	4,4	0,3	5,0	12,7	5,3	0,3

Holzbri-ketts oder -pellets aus Nieder- wald mit Kurzum-trieb (Euka- lyptus-holz – Fall 3a)	2500 bis 10 000 km	5,3	0,3	4,4	0,3	5,3	0,4	5,3	0,3									
										1 bis 500 km	3,4	24,5	2,9	0,3	3,4	29,4	3,5	0,3
										500 bis 10 000 km	3,4	24,5	4,3	0,3	3,4	29,4	5,2	0,3
Kurzum-trieb (Pappel-holz, gedüngt – Fall 1)	Über 10 000 km	3,4	24,5	7,9	0,3	3,4	29,4	9,5	0,3									
										1 bis 500 km	4,4	10,6	3,0	0,3	4,4	12,7	3,6	0,3
										500 bis 10 000 km	4,4	10,6	4,4	0,3	4,4	12,7	5,3	0,3
Kurzum-trieb (Pappel-holz, gedüngt – Fall 2a)	Über 10 000 km	4,4	10,6	8,1	0,3	4,4	12,7	9,8	0,3									

Holzbri-ketts oder -pellets aus Nieder- wald mit Kurzum-trieb (Pappel-holz, gedüngt – Fall 3a)	1 bis 500 km	4,6	0,3	3,0	0,3	4,6	0,4	3,6	0,3
	500 bis 10 000 km	4,6	0,3	4,4	0,3	4,6	0,4	5,3	0,3
	Über 10 000 km	4,6	0,3	8,2	0,3	4,6	0,4	9,8	0,3
Holzbri-ketts oder -pellets aus Nieder- wald mit Kurzum-trieb (Pappel-holz, ungedüngt – Fall 1)	1 bis 500 km	2,0	24,5	2,9	0,3	2,0	29,4	3,5	0,3
	500 bis 2500 km	2,0	24,5	4,3	0,3	2,0	29,4	5,2	0,3
	2500 bis 10 000 km	2,0	24,5	7,9	0,3	2,0	29,4	9,5	0,3
Holzbriketts oder -pellets aus Nieder- wald mit Kurzum-trieb (Pappelholz, ungedüngt – Fall 2a)	1 bis 500 km	2,5	10,6	3,0	0,3	2,5	12,7	3,6	0,3
	500 bis 10 000 km	2,5	10,6	4,4	0,3	2,5	12,7	5,3	0,3
	Über 10 000 km	2,5	10,6	8,1	0,3	2,5	12,7	9,8	0,3

Holzbriketts oder -pellets aus Nieder- wald mit Kurzumtrieb (Pappelholz, ungedüngt – Fall 3a)	1 bis 500 km	2,6	0,3	3,0	0,3	2,6	0,4	3,6	0,3
	500 bis 10 000 km	2,6	0,3	4,4	0,3	2,6	0,4	5,3	0,3
	Über 10 000 km	2,6	0,3	8,2	0,3	2,6	0,4	9,8	0,3
Holzbriketts oder -pellets aus Stamm- holz (Fall 1)	1 bis 500 km	1,1	24,8	2,9	0,3	1,1	29,8	3,5	0,3
	500 bis 2500 km	1,1	24,8	2,8	0,3	1,1	29,8	3,3	0,3
	2500 bis 10 000 km	1,1	24,8	4,3	0,3	1,1	29,8	5,2	0,3
	Über 10 000 km	1,1	24,8	7,9	0,3	1,1	29,8	9,5	0,3
Holzbriketts oder -pellets aus Stamm- holz (Fall 2a)	1 bis 500 km	1,4	11,0	3,0	0,3	1,4	13,2	3,6	0,3
	500 bis 2500 km	1,4	11,0	2,9	0,3	1,4	13,2	3,5	0,3
	2500 bis 10 000 km	1,4	11,0	4,4	0,3	1,4	13,2	5,3	0,3
	Über 10 000 km	1,4	11,0	8,1	0,3	1,4	13,2	9,8	0,3

Holzbri-ketts oder -pellets aus Stamm- holz (Fall 3a)	1 bis 500 km	1,4	0,8	3,0	0,3	1,4	0,9	3,6	0,3
	500 bis 2500 km	1,4	0,8	2,9	0,3	1,4	0,9	3,5	0,3
	2500 bis 10 000 km	1,4	0,8	4,4	0,3	1,4	0,9	5,3	0,3
	Über 10 000 km	1,4	0,8	8,2	0,3	1,4	0,9	9,8	0,3
Holzbri-ketts oder -pellets aus Rest- stoffen der Holzin- dustrie (Fall 1)	1 bis 500 km	0,0	14,3	2,8	0,3	0,0	17,2	3,3	0,3
	500 bis 2500 km	0,0	14,3	2,7	0,3	0,0	17,2	3,2	0,3
	2500 bis 10 000 km	0,0	14,3	4,2	0,3	0,0	17,2	5,0	0,3
	Über 10 000 km	0,0	14,3	7,7	0,3	0,0	17,2	9,2	0,3
Holzbri-ketts oder -pellets aus Rest- stoffen der Holzin- dustrie (Fall 2a)	1 bis 500 km	0,0	6,0	2,8	0,3	0,0	7,2	3,4	0,3
	500 bis 2500 km	0,0	6,0	2,7	0,3	0,0	7,2	3,3	0,3
	2500 bis 10 000 km	0,0	6,0	4,2	0,3	0,0	7,2	5,1	0,3
	Über 10 000 km	0,0	6,0	7,8	0,3	0,0	7,2	9,3	0,3

Holzbri-ketts oder -pellets aus Rest- stoffen der Holzin- dustrie (Fall 3a)	1 bis 500 km	0,0	0,2	2,8	0,3	0,0	0,3	3,4	0,3
	500 bis 2500 km	0,0	0,2	2,7	0,3	0,0	0,3	3,3	0,3
	2500 bis 10 000 km	0,0	0,2	4,2	0,3	0,0	0,3	5,1	0,3
	Über 10 000 km	0,0	0,2	7,8	0,3	0,0	0,3	9,3	0,3

Landwirtschaftliche Optionen

Biomasse-Brennstoff- Produktionssystem	Transport- entfernung	Typische Werte für die Minderung von Treibhausgasemissionen (gCO _{2eq} /MJ)				Standardtreibhausgasemissionen (gCO _{2eq} /MJ)			
		Anbau	Verarbei- tung	Transport und Vertrieb	Nicht-CO ₂ - Emissionen bei der Nutzung des Brennstoffs	An- bau	Verar- beitung	Trans- port und Vertrieb	Nicht-CO ₂ - Emissionen bei der Nutzung des Brennstoffs
Landwirtschaftliche Reststoffe mit einer Dichte von <0,2 t/m ³	1 bis 500 km	0,0	0,9	2,6	0,2	0,0	1,1	3,1	0,3
	500 bis 2500 km	0,0	0,9	6,5	0,2	0,0	1,1	7,8	0,3
	2500 bis 10 000 km	0,0	0,9	14,2	0,2	0,0	1,1	17,0	0,3
	Über 10 000 km	0,0	0,9	28,3	0,2	0,0	1,1	34,0	0,3

Landwirtschaftliche Reststoffe mit einer Dichte von >0,2 t/m ³	1 bis 500 km	0,0	0,9	2,6	0,2	0,0	1,1	3,1	0,3
	500 bis 2500 km	0,0	0,9	3,6	0,2	0,0	1,1	4,4	0,3
	2500 bis 10 000 km	0,0	0,9	7,1	0,2	0,0	1,1	8,5	0,3
	Über 10 000 km	0,0	0,9	13,6	0,2	0,0	1,1	16,3	0,3
Strohpellets	1 bis 500 km	0,0	5,0	3,0	0,2	0,0	6,0	3,6	0,3
	500 bis 10 000 km	0,0	5,0	4,6	0,2	0,0	6,0	5,5	0,3
	Über 10 000 km	0,0	5,0	8,3	0,2	0,0	6,0	10,0	0,3
Bagassebriketts	500 bis 10 000 km	0,0	0,3	4,3	0,4	0,0	0,4	5,2	0,5
	Über 10 000 km	0,0	0,3	8,0	0,4	0,0	0,4	9,5	0,5
Palmkern-Extraktionsschrot	Über 10 000 km	21,6	21,1	11,2	0,2	21,6	25,4	13,5	0,3
	Über 10 000 km	21,6	3,5	11,2	0,2	21,6	4,2	13,5	0,3

Disaggregierte Standardwerte für Biogas zur Elektrizitätserzeugung

Biomasse-Brennstoff-Produktions-system	Technologie	TYPISCH [gCO _{2eq} /MJ]				STANDARD [gCO _{2eq} /MJ]					
		Anbau	Verarbeitung	Nicht-CO ₂ -Emissionen bei der Nutzung des Brennstoffs	Transport	Gutschrift für Mist-/Gülle-nutzung	Anbau	Verarbeitung	Nicht-CO ₂ -Emissionen bei der Nutzung des Brennstoffs	Transport	Gut-schrift für Mist-/Gülle-nutzung
Fall 1	Offenes Gärrückstands-lager	0,0	69,6	8,9	0,8	-107,3	0,0	97,4	12,5	0,8	-107,3
	Geschlossenes Gärrückstands-lager	0,0	0,0	8,9	0,8	-97,6	0,0	0,0	12,5	0,8	-97,6
Fall 2	Offenes Gärrückstands-lager	0,0	74,1	8,9	0,8	-107,3	0,0	103,7	12,5	0,8	-107,3
	Geschlossenes Gärrückstands-lager	0,0	4,2	8,9	0,8	-97,6	0,0	5,9	12,5	0,8	-97,6
Fall 3	Offenes Gärrückstands-lager	0,0	83,2	8,9	0,9	-120,7	0,0	116,4	12,5	0,9	-120,7
	Geschlossenes Gärrückstands-lager	0,0	4,6	8,9	0,8	-108,5	0,0	6,4	12,5	0,8	-108,5

1 Die Werte für die Biogasproduktion aus Mist/Gülle schließen negative Emissionen durch Emissionseinsparungen aufgrund der Bewirtschaftung von Frischmist/-gülle ein. Der e_{scf}-Wert ist gleich -45 gCO_{2eq}/MJ für in der anaeroben Zersetzung verwendete(n) Mist/Gülle.

Mais, gesamte Pflanze¹	Fall 1	Offenes Gärrückstands-lager	15,6	13,5	8,9	0,0 ²	-	15,6	18,9	12,5	0,0	-	
		Geschlossenes Gärrückstands-lager	15,2	0,0	8,9	0,0	-	15,2	0,0	12,5	0,0	-	
	Fall 2	Offenes Gärrückstands-lager	15,6	18,8	8,9	0,0	-	15,6	26,3	12,5	0,0	-	
		Geschlossenes Gärrückstands-lager	15,2	5,2	8,9	0,0	-	15,2	7,2	12,5	0,0	-	
	Fall 3	Offenes Gärrückstands-lager	17,5	21,0	8,9	0,0	-	17,5	29,3	12,5	0,0	-	
		Geschlossenes Gärrückstands-lager	17,1	5,7	8,9	0,0	-	17,1	7,9	12,5	0,0	-	
	Bioabfall	Fall 1	Offenes Gärrückstands-lager	0,0	21,8	8,9	0,5	-	0,0	30,6	12,5	0,5	-
			Geschlossenes Gärrückstands-lager	0,0	0,0	8,9	0,5	-	0,0	0,0	12,5	0,5	-
		Fall 2	Offenes Gärrückstands-lager	0,0	27,9	8,9	0,5	-	0,0	39,0	12,5	0,5	-
			Geschlossenes Gärrückstands-lager	0,0	5,9	8,9	0,5	-	0,0	8,3	12,5	0,5	-
	Fall 3	Offenes Gärrückstands-lager	0,0	31,2	8,9	0,5	-	0,0	43,7	12,5	0,5	-	
		Geschlossenes Gärrückstands-lager	0,0	6,5	8,9	0,5	-	0,0	9,1	12,5	0,5	-	

¹ Der Begriff „Mais, gesamte Pflanze“ sollte als Mais ausgelegt werden, der zur Verwendung als Futtermittel geerntet und zur Haltbarmachung siliert wurde.

² Der Wert für den „Anbau“ beinhaltet gemäß der im Bericht KOM/2010/11 enthaltenen Methode den Transport von landwirtschaftlichen Rohstoffen zur Umwandlungsanlage. Der Wert für den Transport von Maissilage liegt bei 0,4 gCO₂eq/MJ Biogas.

Disaggregierte Standardwerte für Biomethan

Biomethanproduktions-system	Technologische Optionen		TYPISCH [gCO _{2,eq} /MJ]						STANDARD [gCO _{2,eq} /MJ]					
			Anbau	Verarbeitung	Aufbereitung	Transport	Kompression an der Tankstelle	Gutschrift für Mist-/Güllenutzung	Anbau	Verarbeitung	Aufbereitung	Transport	Kompression an der Tankstelle	Gutschrift für Mist-/Güllenutzung
Gülle	Offenes Gärrückstands-lager	keine Abgasverbrennung	0,0	84,2	19,5	1,0	3,3	-124,4	0,0	117,9	27,3	1,0	4,6	-124,4
		Abgasverbrennung	0,0	84,2	4,5	1,0	3,3	-124,4	0,0	117,9	6,3	1,0	4,6	-124,4
	Geschlossenes Gär-rückstands-lager	keine Abgasverbrennung	0,0	3,2	19,5	0,9	3,3	-111,9	0,0	4,4	27,3	0,9	4,6	-111,9
		Abgasverbrennung	0,0	3,2	4,5	0,9	3,3	-111,9	0,0	4,4	6,3	0,9	4,6	-111,9
Mais, gesamte Pflanze	Offenes Gärrückstands-lager	keine Abgasverbrennung	18,1	20,1	19,5	0,0	3,3	-	18,1	28,1	27,3	0,0	4,6	-
		Abgasverbrennung	18,1	20,1	4,5	0,0	3,3	-	18,1	28,1	6,3	0,0	4,6	-
	Geschlossenes Gärrückstands-lager	keine Abgasverbrennung	17,6	4,3	19,5	0,0	3,3	-	17,6	6,0	27,3	0,0	4,6	-
		Abgasverbrennung	17,6	4,3	4,5	0,0	3,3	-	17,6	6,0	6,3	0,0	4,6	-

Bioabfall	Offenes Gärück- standslager	keine Abgasverbrennung	0,0	30,6	19,5	0,6	3,3	-	0,0	42,8	27,3	0,6	4,6	-
		Abgasverbrennung	0,0	30,6	4,5	0,6	3,3	-	0,0	42,8	6,3	0,6	4,6	-
	Geschloss- enes Gärück- standslager	keine Abgasverbrennung	0,0	5,1	19,5	0,5	3,3	-	0,0	7,2	27,3	0,5	4,6	-
		Abgasverbrennung	0,0	5,1	4,5	0,5	3,3	-	0,0	7,2	6,3	0,5	4,6	-

D. TYPISCHE GESAMTWERTE UND STANDARDGESAMTWERTE FÜR TREIBHAUSGASEMISSIONEN DER BIOMASSE-BRENNSTOFFOPTIIONEN

Biomasse-Brennstoff-Produktionssystem	Transportentfernung	Typische Werte für die Minderung von Treibhausgasemissionen (gCO_{2eq}/MJ)	Standardtreibhausgasemissionen (gCO_{2eq}/MJ)
Holzschnitzel aus forstwirtschaftlichen Reststoffen	1 bis 500 km	5	6
	500 bis 2500 km	7	9
	2500 bis 10 000 km	12	15
	Über 10 000 km	22	27
Holzschnitzel aus Niederwald mit Kurzumtrieb (Eukalyptusholz)	2500 bis 10 000 km	16	18
Holzschnitzel aus Niederwald mit Kurzumtrieb (Pappelholz, gedüngt)	1 bis 500 km	8	9
	500 bis 2500 km	10	11
	2500 bis 10 000 km	15	18
	2500 bis 10 000 km	25	30
Holzschnitzel aus Niederwald mit Kurzumtrieb (Pappelholz, ungedüngt)	1 bis 500 km	6	7
	500 bis 2500 km	8	10
	2500 bis 10 000 km	14	16
	2500 bis 10 000 km	24	28
Holzschnitzel aus Stammholz	1 bis 500 km	5	6
	500 bis 2500 km	7	8
	2500 bis 10 000 km	12	15
	2500 bis 10 000 km	22	27
Holzschnitzel aus Industriereststoffen	1 bis 500 km	4	5
	500 bis 2500 km	6	7
	2500 bis 10 000 km	11	13
	Über 10 000 km	21	25

Holzbriketts oder -pellets aus forstwirtschaftlichen Reststoffen (Fall 1)	1 bis 500 km	29	35
	500 bis 2500 km	29	35
	2500 bis 10 000 km	30	36
	Über 10 000 km	34	41
Holzbriketts oder -pellets aus forstwirtschaftlichen Reststoffen (Fall 2a)	1 bis 500 km	16	19
	500 bis 2500 km	16	19
	2500 bis 10 000 km	17	21
	Über 10 000 km	21	25
Holzbriketts oder -pellets aus forstwirtschaftlichen Reststoffen (Fall 3a)	1 bis 500 km	6	7
	500 bis 2500 km	6	7
	2500 bis 10 000 km	7	8
	Über 10 000 km	11	13
Holzbriketts oder -pellets aus Niederwald mit Kurzumtrieb (Eukalyptusholz – Fall 1)	2500 bis 10 000 km	33	39
Holzbriketts oder -pellets aus Niederwald mit Kurzumtrieb (Eukalyptusholz – Fall 2a)	2500 bis 10 000 km	20	23
Holzbriketts oder -pellets aus Niederwald mit Kurzumtrieb (Eukalyptusholz – Fall 3a)	2500 bis 10 000 km	10	11
Holzbriketts oder -pellets aus Niederwald mit Kurzumtrieb (Pappelholz, gedüngt – Fall 1)	1 bis 500 km	31	37
	500 bis 10 000 km	32	38
	Über 10 000 km	36	43
Holzbriketts oder -pellets aus Niederwald mit Kurzumtrieb (Pappelholz, gedüngt – Fall 2a)	1 bis 500 km	18	21
	500 bis 10 000 km	20	23
	Über 10 000 km	23	27

Holzbriketts oder -pellets aus Niederwald mit Kurzumtrieb (Pappelholz, gedüngt – Fall 3a)	1 bis 500 km	8	9
	500 bis 10 000 km	10	11
	Über 10 000 km	13	15
Holzbriketts oder -pellets aus Niederwald mit Kurzumtrieb (Pappelholz, ungedüngt – Fall 1)	1 bis 500 km	30	35
	500 bis 10 000 km	31	37
	Über 10 000 km	35	41
Holzbriketts oder -pellets aus Niederwald mit Kurzumtrieb (Pappelholz, ungedüngt – Fall 2a)	1 bis 500 km	16	19
	500 bis 10 000 km	18	21
	Über 10 000 km	21	25
Holzbriketts oder -pellets aus Niederwald mit Kurzumtrieb (Pappelholz, ungedüngt – Fall 3a)	1 bis 500 km	6	7
	500 bis 10 000 km	8	9
	Über 10 000 km	11	13
Holzbriketts oder -pellets aus Stammholz (Fall 1)	1 bis 500 km	29	35
	500 bis 2500 km	29	34
	2500 bis 10 000 km	30	36
	Über 10 000 km	34	41
Holzbriketts oder -pellets aus Stammholz (Fall 2a)	1 bis 500 km	16	18
	500 bis 2500 km	15	18
	2500 bis 10 000 km	17	20
	Über 10 000 km	21	25

Holzbriketts oder -pellets aus Stammholz (Fall 3a)	1 bis 500 km	5	6
	500 bis 2500 km	5	6
	2500 bis 10 000 km	7	8
	Über 10 000 km	11	12
Holzbriketts oder -pellets aus Reststoffen der Holzindustrie (Fall 1)	1 bis 500 km	17	21
	500 bis 2500 km	17	21
	2500 bis 10 000 km	19	23
	Über 10 000 km	22	27
Holzbriketts oder -pellets aus Reststoffen der Holzindustrie (Fall 2a)	1 bis 500 km	9	11
	500 bis 2500 km	9	11
	2500 bis 10 000 km	10	13
	Über 10 000 km	14	17
Holzbriketts oder -pellets aus Reststoffen der Holzindustrie (Fall 3a)	1 bis 500 km	3	4
	500 bis 2500 km	3	4
	2500 bis 10 000 km	5	6
	Über 10 000 km	8	10

Fall 1 bezieht sich auf Verfahren, in denen ein Erdgaskessel genutzt wird, um der Pelletpresse Prozesswärme zu liefern. Der Prozessstrom wird aus dem Netz bezogen.

Fall 2 bezieht sich auf Verfahren, in denen ein mit Holzschnitzeln betriebener Kessel genutzt wird, um der Pelletpresse Prozesswärme zu liefern. Der Prozessstrom wird aus dem Netz bezogen.

Fall 3 bezieht sich auf Verfahren, in denen eine mit Holzschnitzeln betriebene KWK-Anlage genutzt wird, um der Pelletpresse Wärme und Elektrizität zu liefern.

Biomasse-Brennstoff-Produktionssystem	Transportentfernung	Typische Werte für die Minderung von Treibhausgasemissionen (gCO_{2eq}/MJ)	Standard-treibhausgasemissionen (gCO_{2eq}/MJ)
Landwirtschaftliche Reststoffe mit einer Dichte von <0,2 t/m ³ ¹	1 bis 500 km	4	4
	500 bis 2500 km	8	9
	2500 bis 10 000 km	15	18
	Über 10 000 km	29	35
Landwirtschaftliche Reststoffe mit einer Dichte von >0,2 t/m ³ ²	1 bis 500 km	4	4
	500 bis 2500 km	5	6
	2500 bis 10 000 km	8	10
	Über 10 000 km	15	18
Strohpellets	1 bis 500 km	8	10
	500 bis 10 000 km	10	12
	Über 10 000 km	14	16
Bagassebriketts	500 bis 10 000 km	5	6
	Über 10 000 km	9	10
Palmkern-Extraktionsschrot	Über 10 000 km	54	61
Palmkern-Extraktionsschrot (keine CH ₄ -Emissionen aus der Ölmühle)	Über 10 000 km	37	40

¹ **Diese Gruppe von Materialien umfasst landwirtschaftliche Reststoffe von geringer Schüttdichte, darunter u. a. Strohballen, Haferspелzen, Reisspелzen und Rohrzuckerbagasseballen (unvollständige Liste).**

² **Die Gruppe von landwirtschaftlichen Reststoffen mit höherer Schüttdichte umfasst Maiskolben, Nussschalen, Sojabohnenschalen und Palmkernschalen (unvollständige Liste).**

Typische Werte und Standardwerte – Biogas zur Elektrizitätserzeugung

Biogasproduktionssystem	Technologische Optionen		Typischer Wert	Standardwert
			Treibhausgasemissionen (gCO _{2eq} /MJ)	Treibhausgasemissionen (gCO _{2eq} /MJ)
Biogas aus Gülle zur Elektrizitätserzeugung	Fall 1	Offenes Gärrückstandslager ¹	-28	3
		Geschlossenes Gärrückstandslager ²	-88	-84
	Fall 2	Offenes Gärrückstandslager	-23	10
		Geschlossenes Gärrückstandslager	-84	-78
	Fall 3	Offenes Gärrückstandslager	-28	9
		Geschlossenes Gärrückstandslager	-94	-89
Biogas aus Mais (gesamte Pflanze) zur Elektrizitätserzeugung	Fall 1	Offenes Gärrückstandslager	38	47
		Geschlossenes Gärrückstandslager	24	28
	Fall 2	Offenes Gärrückstandslager	43	54
		Geschlossenes Gärrückstandslager	29	35
	Fall 3	Offenes Gärrückstandslager	47	59
		Geschlossenes Gärrückstandslager	32	38
Biogas aus Bioabfall zur Elektrizitätserzeugung	Fall 1	Offenes Gärrückstandslager	31	44
		Geschlossenes Gärrückstandslager	9	13
	Fall 2	Offenes Gärrückstandslager	37	52
		Geschlossenes Gärrückstandslager	15	21
	Fall 3	Offenes Gärrückstandslager	41	57
		Geschlossenes Gärrückstandslager	16	22

¹ Die offene Lagerung von Gärrückständen bringt zusätzliche Methanemissionen in Abhängigkeit von Wetter, Substrat und Vergärungseffizienz mit sich. Bei diesen Berechnungen entsprechen der Betrag für Mist/Gülle 0,05 MJ CH₄/MJ Biogas, für Mais 0,035 MJ CH₄/MJ Biogas und für Bioabfall 0,01 MJ CH₄/MJ Biogas.

² Bei der geschlossenen Lagerung werden die Gärrückstände aus dem Zersetzungsprozess in einem gasdichten Tank gelagert und es wird davon ausgegangen, dass das zusätzlich während der Lagerung abgeschiedene Gas für die Erzeugung zusätzlicher Elektrizität oder zusätzlichen Biomethans aufgefangen wird.

Typische Werte und Standardwerte für Biomethan

Biomethan-produktions-system	Technologische Optionen	Typische Treibhausgasemissionen (gCO _{2eq} /MJ)	Standardtreibhausgasemissionen (gCO _{2eq} /MJ)
Biomethan aus Gülle	Offenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung ¹	-20	22
	Offenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung ²	-35	1
	Geschlossenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung	-88	-79
	Geschlossenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung	-103	-100
Biomethan aus Mais (gesamte Pflanze)	Offenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung	58	73
	Offenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung	43	52
	Geschlossenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung	41	51
	Geschlossenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung	26	30
Biomethan aus Bioabfall	Offenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung	51	71
	Offenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung	36	50
	Geschlossenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung	25	35
	Geschlossenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung	10	14

¹ Diese Kategorie umfasst die folgenden technologischen Kategorien zur Aufbereitung von Biogas zu Biomethan: Druckwechsel-Adsorption (Pressure Swing Adsorption – PSA), Druckwasserwäsche (Pressurised Water Scrubbing – PWS), Membrantrenntechnik, kryogene Trennung und physikalische Absorption mit einem organischen Lösungsmittel (Organic Physical Scrubbing – OPS). Dies schließt die Emission von 0,03 MJ CH₄/MJ Biomethan für die Emission von Methan in den Abgasen ein.

² Diese Kategorie umfasst die folgenden technologischen Kategorien zur Aufbereitung von Biogas zu Biomethan: Druckwasserwäsche (Pressurised Water Scrubbing – PWS), sofern das Wasser aufbereitet wird, Druckwechsel-Adsorption (Pressure Swing Adsorption – PSA), chemische Absorption (Chemical Scrubbing), physikalische Absorption mit einem organischen Lösungsmittel (Organic Physical Scrubbing – OPS), Membrantrenntechnik und kryogene Trennung. Für diese Kategorie werden keine Methanemissionen berücksichtigt (das Methan im Abgas verbrennt gegebenenfalls).

Typische Werte und Standardwerte – Biogas zur Elektrizitätserzeugung – Vermischung von Mist/Gülle und Mais: Treibhausgasemissionen mit Anteilsangaben auf Grundlage von Frischmasse

Biogasproduktionssystem		Technologische Optionen	Typische Treibhausgasemissionen (gCO _{2eq} /MJ)	Standardtreibhausgasemissionen (gCO _{2eq} /MJ)
Mist/Gülle – Mais 80 %–20 %	Fall 1	Offenes Gärrückstandslager	17	33
		Geschlossenes Gärrückstandslager	-12	-9
	Fall 2	Offenes Gärrückstandslager	22	40
		Geschlossenes Gärrückstandslager	-7	-2
	Fall 3	Offenes Gärrückstandslager	23	43
		Geschlossenes Gärrückstandslager	-9	-4
Mist/Gülle – Mais 70 %–30 %	Fall 1	Offenes Gärrückstandslager	24	37
		Geschlossenes Gärrückstandslager	0	3
	Fall 2	Offenes Gärrückstandslager	29	45
		Geschlossenes Gärrückstandslager	4	10
	Fall 3	Offenes Gärrückstandslager	31	48
		Geschlossenes Gärrückstandslager	4	10
Mist/Gülle – Mais 60 %–40 %	Fall 1	Offenes Gärrückstandslager	28	40
		Geschlossenes Gärrückstandslager	7	11
	Fall 2	Offenes Gärrückstandslager	33	47
		Geschlossenes Gärrückstandslager	12	18
	Fall 3	Offenes Gärrückstandslager	36	52
		Geschlossenes Gärrückstandslager	12	18

Anmerkungen

Fall 1 bezieht sich auf Optionen, in denen die für das Verfahren erforderliche Elektrizität und Wärme von der KWK-Anlage selbst geliefert werden.

Fall 2 bezieht sich auf Optionen, in denen die für das Verfahren erforderliche Elektrizität dem Stromnetz entnommen, die Prozesswärme jedoch von der KWK-Anlage selbst geliefert wird. In einigen Mitgliedstaaten ist es Betreibern nicht gestattet, Beihilfen für die Bruttoerzeugung zu beantragen, sodass eine Zusammensetzung wie in Fall 1 wahrscheinlicher ist.

Fall 3 bezieht sich auf Optionen, in denen die für das Verfahren erforderliche Elektrizität dem Stromnetz entnommen und die Prozesswärme von einem Biogaskessel geliefert wird. Dieser Fall gilt für einige Anlagen, bei denen der KWK-Kessel nicht vor Ort ist und Biogas verkauft (aber nicht zu Biomethan aufbereitet) wird.

Typische Werte und Standardwerte – Biomethan – Vermischung von Mist/Gülle und Mais: Treibhausgasemissionen mit Anteilsangaben auf Grundlage von Frischmasse

Biomethanproduktionssystem	Technologische Optionen	Typisch	Standard
		(gCO _{2eq} /MJ)	(gCO _{2eq} /MJ)
Mist/Gülle – Mais 80 %–20 %	Offenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung	32	57
	Offenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung	17	36
	Geschlossenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung	-1	9
	Geschlossenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung	-16	-12

Mist/Gülle – Mais 70 %–30 %	Offenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung	41	62
	Offenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung	26	41
	Geschlossenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung	13	22
	Geschlossenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung	-2	1
Mist/Gülle – Mais 60 %–40 %	Offenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung	46	66
	Offenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung	31	45
	Geschlossenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung	22	31
	Geschlossenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung	7	10

Bei Biomethan, das in Form von komprimiertem Biomethan als Kraftstoff verwendet wird, müssen zu den typischen Werten 3,3 gCO_{2eq}/MJ Biomethan und zu den Standardwerten 4,6 gCO_{2eq}/MJ Biomethan addiert werden.

[]

ANHANG VII

Berücksichtigung von Energie aus Wärmepumpen

Die Menge der durch Wärmepumpen gebundenen aerothermischen, geothermischen oder hydrothermischen Energie, die für die Zwecke dieser Richtlinie als Energie aus erneuerbaren Quellen betrachtet wird, E_{RES} , wird nach folgender Formel berechnet:

$$E_{RES} = Q_{usable} * (1 - 1/SPF)$$

Dabei sind:

- Q_{usable} = die geschätzte, durch Wärmepumpen, die die in Artikel 7 Absatz 4 genannten Kriterien erfüllen, erzeugte gesamte Nutzwärme, wie folgt umgesetzt: Nur Wärmepumpen, für die $SPF > 1,15 * 1/\eta$, werden berücksichtigt;
- SPF = der geschätzte jahreszeitbedingte Leistungsfaktor für diese Wärmepumpen;
- η die Ratio zwischen der gesamten Bruttoelektrizitätserzeugung und dem Primärenergieverbrauch für die Elektrizitätserzeugung; sie wird als ein EU-Durchschnitt auf der Grundlage von Eurostat-Daten berechnet.

ANHANG VIII

**TEIL A. VORLÄUFIGE GESCHÄTZTE EMISSIONEN INFOLGE VON INDIREKTEN
LANDNUTZUNGSÄNDERUNGEN DURCH BIOKRAFTSTOFFE UND FLÜSSIGE
BIOBRENNSTOFFE (gCO_{2EQ}/MJ) ¹**

Rohstoffgruppe	Mittelwert ²	Aus der Sensitivitätsanalyse abgeleitete Bandbreite zwischen den Perzentilen ³
Getreide und sonstige Kulturpflanzen mit hohem Stärkegehalt	12	8 bis 16
Zuckerpflanzen	13	4 bis 17
Ölpflanzen	55	33 bis 66

¹ Die hier gemeldeten Mittelwerte stellen einen gewichteten Durchschnitt der individuell modellierten Rohstoffwerte dar. Die Höhe der Werte in diesem Anhang kann durch die Bandbreite der Grundannahmen (wie etwa Behandlung von Nebenprodukten, Entwicklung der Erträge, Kohlenstoffbestände und Verdrängung anderer Grundstoffe) beeinflusst werden, die in den für deren Schätzung herangezogenen Wirtschaftsmodellen verwendet werden. Obwohl es daher nicht möglich ist, die mit derartigen Schätzungen verbundene Unsicherheitsbandbreite vollständig zu beschreiben, wurde eine Sensitivitätsanalyse der Ergebnisse durchgeführt, die auf einer zufälligen Variation der Kernparameter basiert (sogenannte Monte-Carlo-Analyse).

² Die hier aufgenommenen Mittelwerte stellen einen gewichteten Durchschnitt der individuell dargestellten Rohstoffwerte dar.

³ Die hier berücksichtigte Bandbreite entspricht 90 % der Ergebnisse unter Verwendung des aus der Analyse resultierenden fünften und fünfundneunzigsten Perzentilwerts. Das fünfte Perzentil deutet auf einen Wert hin, unter dem 5 % der Beobachtungen angesiedelt waren (d. h. 5 % der verwendeten Gesamtdaten zeigten Ergebnisse unter 8, 4 und 33 gCO_{2eq}/MJ). Das fünfundneunzigste Perzentil deutet auf einen Wert hin, unter dem 95 % der Beobachtungen angesiedelt waren (d. h. 5 % der verwendeten Gesamtdaten zeigten Ergebnisse über 16, 17 und 66 gCO_{2eq}/MJ).

TEIL B. BIOKRAFTSTOFFE UND FLÜSSIGE BIOBRENNSTOFFE, BEI DENEN DIE EMISSIONEN INFOLGE INDIREKTER LANDNUTZUNGSÄNDERUNGEN MIT NULL ANGESETZT WERDEN

Bei Biokraftstoffen und flüssigen Biobrennstoffen, die aus den folgenden Kategorien von Rohstoffen hergestellt werden, werden die geschätzten Emissionen infolge indirekter Landnutzungsänderungen mit Null angesetzt:

1. Rohstoffe, die nicht in Teil A dieses Anhangs aufgeführt sind;
2. Rohstoffe, deren Anbau zu direkten Landnutzungsänderungen geführt hat, d. h. zu einem Wechsel von einer der folgenden Kategorien des IPCC in Bezug auf die Bodenbedeckung — bewaldete Flächen, Grünland, Feuchtgebiete, Ansiedlungen oder sonstige Flächen — zu Kulturflächen oder Dauerkulturen ¹. In diesem Fall hätte ein „Emissionswert für direkte Landnutzungsänderungen (e)“ nach Anhang V Teil C Nummer 7 berechnet werden müssen.

¹ **Dauerkulturen sind definiert als mehrjährige Kulturpflanzen, deren Stiel normalerweise nicht jährlich geerntet wird (z. B. Niederwald mit Kurzumtrieb und Ölpalmen).**

ANHANG IX

Teil A. Rohstoffe zur Produktion moderner Biokraftstoffe, deren Beitrag zu dem in Artikel 25 Absatz 1 Unterabsatz 2 genannten Ziel mit dem Doppelten ihres Energiegehalts angesetzt wird

- a) Algen, sofern zu Land in Becken oder Photobioreaktoren kultiviert;
- b) Biomasse-Anteil gemischter Siedlungsabfälle, nicht jedoch getrennte Haushaltsabfälle, für die Recycling-Ziele gemäß Artikel 11 Absatz 2 Buchstabe a der Richtlinie 2008/98/EG gelten;
- c) Bioabfall im Sinne des Artikels 3 Absatz 4 der Richtlinie 2008/98/EG aus privaten Haushalten, der einer getrennten Sammlung im Sinne des Artikels 3 Absatz 11 der genannten Richtlinie unterliegt;
- d) Biomasse-Anteil von Industrieabfällen, der ungeeignet zur Verwendung in der Nahrungs- oder Futtermittelkette ist, einschließlich Material aus Groß- und Einzelhandel, Agrar- und Ernährungsindustrie sowie Fischwirtschaft und Aquakulturindustrie und ausschließlich der in Teil B dieses Anhangs aufgeführten Rohstoffe;
- e) Stroh;
- f) Mist/Gülle und Klärschlamm;
- g) Abwasser aus Palmölmühlen und leere Palmfruchtbündel;
- h) [] Tallölpech;
- i) Rohglyzerin;
- j) Bagasse;
- k) Traubentrester und Weintrub;
- l) Nussschalen;

- m) Hülsen;
- n) entkernte Maiskolben;
- o) Biomasse-Anteile von Abfällen und Reststoffen aus der Forstwirtschaft und forstbasierten Industrien, d. h. Rinde, Zweige, vorkommerzielles Durchforstungsholz, Blätter, Nadeln, Baumspitzen, Sägemehl, Sägespäne, Schwarzlaube, Braunlaube, Faserschlämme, Lignin **und Tallöl**;
- p) anderes zellulosehaltiges Non-Food-Material im Sinne des Artikels 2 Absatz 2 Buchstabe s;
- q) anderes lignozellulosehaltiges Material im Sinne des Artikels 2 Absatz 2 Buchstabe r mit Ausnahme von Säge- und Furnierrundholz.

Teil B. Rohstoffe zur Produktion von Biokraftstoffen, deren Beitrag zum **[] Ziel** gemäß Artikel 25 Absatz 1 begrenzt **sein kann []**:

- a) gebrauchtes Speiseöl;
- b) tierische Fette, die in die Kategorien 1 und 2 der Verordnung (EG) Nr. 1069/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates¹ eingestuft sind.

[]

¹ **Verordnung (EG) Nr. 1069/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 21. Oktober 2009 mit Hygienevorschriften für nicht für den menschlichen Verzehr bestimmte tierische Nebenprodukte und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1774/2002 (Verordnung über tierische Nebenprodukte) (ABl. L 300 vom 14.11.2009, S. 1).**

[]

ANHANG XI

Teil A

Aufgehobene Richtlinie mit ihren nachfolgenden Änderungen (gemäß Artikel 34)

Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates (ABl. L 140 vom 5.6.2009, S. 16.)	
Richtlinie 2013/18/EU des Rates (ABl. L 158 vom 10.6.2013, S. 230.)	
Richtlinie (EU) 2015/1513 (ABl. L 239 vom 15.9.2015, S. 1.)	Nur Artikel 2

Teil B

Fristen für die Umsetzung in nationales Recht

(gemäß Artikel 34)

Richtlinie	Frist für die Umsetzung
2009/28/EG	25. Juni 2009
2013/18/EU	1. Juli 2013
Richtlinie (EU) 2015/1513	10. September 2017

ANHANG XII

Entsprechungstabelle

Richtlinie 2009/28/EG	Diese Richtlinie
Artikel 1	Artikel 1
Artikel 2 Unterabsatz 1	Artikel 2 Unterabsatz 1
Artikel 2 Unterabsatz 2 Eingangsteil	Artikel 2 Unterabsatz 2 Eingangsteil
Artikel 2 Unterabsatz 2 Buchstabe a	Artikel 2 Unterabsatz 2 Buchstabe a
Artikel 2 Unterabsatz 2 Buchstaben b, c und d	—
—	Artikel 2 Unterabsatz 2 Buchstabe b
Artikel 2 Unterabsatz 2 Buchstaben e, f, g, h, i, j, k, l, m, n, o, p, q, r, s, t, u, v und w	Artikel 2 Unterabsatz 2 Buchstaben c, d, e, f, g, h, i, j, k, l, m, n, o, p, q, r, s, t und u
—	Artikel 2 Unterabsatz 2 Buchstaben x, y, z, aa, bb, cc, dd, ee, ff, gg, hh, ii, jj, kk, ll, mm, nn, oo, pp, qq, rr, ss, tt und uu
Artikel 3	—
—	Artikel 3
Artikel 4	—
—	Artikel 4
—	Artikel 5

—	Artikel 6
Artikel 5 Absatz 1 Unterabsätze 1, 2 und 3	Artikel 7 Absatz 1 Unterabsätze 1, 2 und 3
—	Artikel 7 Absatz 1 Unterabsatz 4
Artikel 5 Absatz 2	—
Artikel 5 Absätze 3 und 4	Artikel 7 Absätze 2 und 3
—	Artikel 7 Absätze 4 und 5
Artikel 5 Absätze 5, 6 und 7	Artikel 7 Absätze 6, 7 und 8
Artikel 6	Artikel 8
Artikel 7	Artikel 9
Artikel 8	Artikel 10
Artikel 9	Artikel 11
Artikel 10	Artikel 12
Artikel 11	Artikel 13
Artikel 12	Artikel 14
Artikel 13 Absatz 1 Unterabsatz 1	Artikel 15 Absatz 1 Unterabsatz 1
Artikel 13 Absatz 1 Unterabsatz 2	Artikel 15 Absatz 1 Unterabsatz 2
Artikel 13 Absatz 1 Unterabsatz 2 Buchstaben a und b	—
Artikel 13 Absatz 1 Unterabsatz 2 Buchstaben c, d, e und f	Artikel 15 Absatz 1 Unterabsatz 2 Buchstaben a, b, c und d
Artikel 13 Absatz 2	Artikel 15 Absatz 2

—	Artikel 15 Absatz 3
Artikel 13 Absätze 3, 4 und 5	Artikel 15 Absätze 4, 5 und 6
Artikel 13 Absatz 6 Unterabsatz 1	Artikel 15 Absatz 7 Unterabsatz 1
Artikel 13 Absatz 6 Unterabsätze 2, 3, 4 und 5	—
—	Artikel 15 Absätze 8 und 9
—	Artikel 16
—	Artikel 17
Artikel 14	Artikel 18
Artikel 15 Absätze 1 und 2	Artikel 19 Absätze 1 und 2
Artikel 15 Absatz 3	—
—	Artikel 19 Absätze 3 und 4
Artikel 15 Absätze 4 und 5	Artikel 19 Absätze 5 und 6
Artikel 15 Absatz 6 Unterabsatz 1 Buchstabe a	Artikel 19 Absatz 7 Unterabsatz 1 Buchstabe a
Artikel 15 Absatz 6 Unterabsatz 1 Buchstabe b Ziffer i	Artikel 19 Absatz 7 Unterabsatz 1 Buchstabe b Ziffer i
—	Artikel 19 Absatz 7 Unterabsatz 1 Buchstabe b Ziffer ii
Artikel 15 Absatz 6 Unterabsatz 1 Buchstabe b Ziffer ii	Artikel 19 Absatz 7 Unterabsatz 1 Buchstabe b Ziffer iii
—	Artikel 19 Absatz 7 Unterabsatz 2
Artikel 15 Absatz 7	Artikel 19 Absatz 8
Artikel 15 Absatz 8	—

Artikel 15 Absätze 9 und 10	Artikel 19 Absätze 9 und 10
—	Artikel 19 Absatz 11
Artikel 15 Absätze 11 und 12	Artikel 19 Absätze 12 und 13
—	Artikel 19 Absatz 14
Artikel 16 Absätze 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 und 8	—
Artikel 16 Absätze 9, 10 und 11	Artikel 20 Absätze 1, 2 und 3
—	Artikel 21
—	Artikel 22
—	Artikel 23
—	Artikel 24
—	Artikel 25
Artikel 17 Absatz 1 Unterabsätze 1 und 2	Artikel 26 Absatz 1 Unterabsätze 1 und 2
—	Artikel 26 Absatz 1 Unterabsatz 3 und 4
Artikel 17 Absatz 2 Unterabsätze 1 und 2	—
Artikel 17 Absatz 2 Unterabsatz 3	Artikel 26 Absatz 7 Unterabsatz 3
Artikel 17 Absatz 3 Unterabsatz 1	Artikel 26 Absatz 2 Unterabsatz 1
—	Artikel 26 Absatz 2 Unterabsatz 2
Artikel 17 Absatz 4	Artikel 26 Absatz 3
Artikel 17 Absatz 5	Artikel 26 Absatz 4
Artikel 17 Absätze 6 und 7	—
Artikel 17 Absatz 8	Artikel 26 Absatz 9

Artikel 17 Absatz 9	—
—	Artikel 26 Absätze 5, 6 und 8
—	Artikel 26 Absatz 7 Unterabsätze 1 und 2
—	Artikel 26 Absatz 10
Artikel 18 Absatz 1 Unterabsatz 1	Artikel 27 Absatz 1 Unterabsatz 1
Artikel 18 Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstaben a, b und c	Artikel 27 Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstaben a, c und d
—	Artikel 27 Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstabe b
Artikel 18 Absatz 2	—
—	Artikel 27 Absatz 2
Artikel 18 Absatz 3 Unterabsatz 1	Artikel 27 Absatz 3 Unterabsatz 1
Artikel 18 Absatz 3 Unterabsätze 2 und 3	—
Artikel 18 Absatz 3 Unterabsätze 4 und 5	Artikel 27 Absatz 3 Unterabsätze 2 und 3
Artikel 18 Absatz 4 Unterabsatz 1	—
Artikel 18 Absatz 4 Unterabsätze 2 und 3	Artikel 27 Absatz 4 Unterabsätze 1 und 2
Artikel 18 Absatz 4 Unterabsatz 4	—
Artikel 18 Absatz 5	Artikel 27 Absatz 5
Artikel 18 Absatz 6 Unterabsätze 1 und 2	Artikel 27 Absatz 6 Unterabsätze 1 und 2
Artikel 18 Absatz 6 Unterabsatz 3	—

Artikel 18 Absatz 6 Unterabsatz 4	Artikel 27 Absatz 6 Unterabsatz 3
—	Artikel 27 Absatz 6 Unterabsatz 4
Artikel 18 Absatz 6 Unterabsatz 5	Artikel 27 Absatz 6 Unterabsatz 5
Artikel 18 Absatz 7 Unterabsatz 1	Artikel 27 Absatz 7 Unterabsatz 1
—	Artikel 27 Absatz 7 Unterabsatz 2
Artikel 18 Absätze 8 und 9	—
Artikel 19 Absatz 1 Unterabsatz 1	Artikel 28 Absatz 1 Unterabsatz 1
Artikel 19 Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstaben a, b und c	Artikel 28 Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstaben a, b und c
—	Artikel 28 Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstabe d
Artikel 19 Absätze 2, 3 und 4	Artikel 28 Absätze 2, 3 und 4
Artikel 19 Absatz 5	—
Artikel 19 Absatz 7 Unterabsatz 1	Artikel 28 Absatz 5 Unterabsatz 1
Artikel 19 Absatz 7 Unterabsatz 1 erster, zweiter, dritter und vierter Gedankenstrich	—
Artikel 19 Absatz 7 Unterabsatz 2	Artikel 28 Absatz 5 Unterabsatz 2
Artikel 19 Absatz 7 Unterabsatz 3 Eingangsteil	Artikel 28 Absatz 5 Unterabsatz 3
Artikel 19 Absatz 7 Unterabsatz 3 Buchstabe a	Artikel 28 Absatz 5 Unterabsatz 3
Artikel 19 Absatz 7 Unterabsatz 3 Buchstabe b	—
Artikel 19 Absatz 8	Artikel 28 Absatz 6
Artikel 20	Artikel 29

Artikel 22	—
Artikel 23 Absätze 1 und 2	Artikel 30 Absätze 1 und 2
Artikel 23 Absätze 3, 4, 5, 6, 7 und 8	—
Artikel 23 Absatz 9	Artikel 30 Absatz 3
Artikel 23 Absatz 10	Artikel 30 Absatz 4
Artikel 24	—
Artikel 25 Absatz 1	Artikel 31 Absatz 1
Artikel 25 Absatz 2	—
Artikel 25 Absatz 3	Artikel 31 Absatz 2
Artikel 25a Absätze 1, 2, 3, 4 und 5	Artikel 32 Absätze 1, 2, 3, 5 und 6
—	Artikel 32 Absatz 4
Artikel 26	—
Artikel 27	Artikel 33
—	Artikel 34
Artikel 28	Artikel 35
Artikel 29	Artikel 36
Anhang I	Anhang I
Anhang II	Anhang II
Anhang III	Anhang III
Anhang IV	Anhang IV
Anhang V	Anhang V
Anhang VI	—

—	Anhang VI
Anhang VII	Anhang VII
Anhang VIII	Anhang VIII
Anhang IX	Anhang IX
—	Anhang X
—	Anhang XI
—	Anhang XII
