

Dieser Text dient lediglich zu Informationszwecken und hat keine Rechtswirkung. Die EU-Organe übernehmen keine Haftung für seinen Inhalt. Verbindliche Fassungen der betreffenden Rechtsakte einschließlich ihrer Präambeln sind nur die im Amtsblatt der Europäischen Union veröffentlichten und auf EUR-Lex verfügbaren Texte. Diese amtlichen Texte sind über die Links in diesem Dokument unmittelbar zugänglich

► **B** RICHTLINIE (EU) 2018/2001 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES

vom 11. Dezember 2018

zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen

(Neufassung)

(Text von Bedeutung für den EWR)

(ABl. L 328 vom 21.12.2018, S. 82)

Geändert durch:

			Amtsblatt		
			Nr.	Seite	Datum
► <u>M1</u>	Delegierte Verordnung (EU) 2022/759 der Kommission vom 14. Dezember 2021	L 139		1	18.5.2022

Berichtigt durch:

- **C1** Berichtigung, ABl. L 311 vom 25.9.2020, S. 11 (2018/2001)
- **C2** Berichtigung, ABl. L 41 vom 22.2.2022, S. 37 (2018/2001)



**RICHTLINIE (EU) 2018/2001 DES EUROPÄISCHEN
PARLAMENTS UND DES RATES**

vom 11. Dezember 2018

zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen

(Neufassung)

(Text von Bedeutung für den EWR)

Artikel 1

Gegenstand

Mit dieser Richtlinie wird ein gemeinsamer Rahmen für die Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen vorgeschrieben. In ihr wird ein verbindliches Unionsziel für den Gesamtanteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch der Union für 2030 festgelegt. Gleichzeitig werden Regeln für die finanzielle Förderung von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen und die Eigenversorgung mit solcher Elektrizität, für die Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen im Wärme- und Kältesektor und im Verkehrssektor, für die regionale Zusammenarbeit zwischen Mitgliedstaaten sowie zwischen Mitgliedstaaten und Drittländern, für Herkunftsnachweise, administrative Verfahren sowie Informationen und Ausbildung aufgestellt. Ferner werden Kriterien für die Nachhaltigkeit und für Treibhausgaseinsparungen für Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe vorgeschrieben.

Artikel 2

Begriffsbestimmungen

Für die Zwecke dieser Richtlinie gelten die relevanten Begriffsbestimmungen der Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates ⁽¹⁾.

Im Sinne dieser Richtlinie bezeichnet der Ausdruck

1. „Energie aus erneuerbaren Quellen“ oder „erneuerbare Energie“ Energie aus erneuerbaren, nichtfossilen Energiequellen, das heißt Wind, Sonne (Solarthermie und Photovoltaik), geothermische Energie, Umgebungsenergie, Gezeiten-, Wellen- und sonstige Meeresenergie, Wasserkraft, und Energie aus Biomasse, Deponiegas, Klärgas und Biogas;
2. „Umgebungsenergie“ natürlich vorkommende thermische Energie und in der Umwelt innerhalb eines begrenzten Gebiets angesammelte Energie, die in der Umgebungsluft, mit Ausnahme von Abluft, oder in Oberflächengewässern oder Abwässern gespeichert sein kann;
3. „geothermische Energie“ Energie, die in Form von Wärme unter der festen Erdoberfläche gespeichert ist;

⁽¹⁾ Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG (ABl. L 211 vom 14.8.2009, S. 55).

▼ B

4. „Bruttoendenergieverbrauch“ Energieprodukte, die der Industrie, dem Verkehrssektor, Haushalten, dem Dienstleistungssektor zu energetischen Zwecken geliefert werden einschließlich des Sektors der öffentlichen Dienstleistungen sowie der Land-, Forst- und Fischereiwirtschaft, des Elektrizitäts- und Wärmeverbrauchs der Energiewirtschaft bei der Produktion von Elektrizität, Wärme und Kraftstoffen für den Verkehr, sowie der bei der Verteilung und Übertragung auftretenden Elektrizitäts- und Wärmeverluste;
5. „Förderregelung“ ein Instrument, eine Regelung oder einen Mechanismus, das bzw. die bzw. der von einem Mitgliedstaat oder einer Gruppe von Mitgliedstaaten angewendet wird und die Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen dadurch fördert, dass die Kosten dieser Energie gesenkt werden, ihr Verkaufspreis erhöht wird oder ihre Absatzmenge durch eine Verpflichtung zur Nutzung erneuerbarer Energie oder auf andere Weise gesteigert wird; dazu zählen unter anderem Investitionsbeihilfen, Steuerbefreiungen oder -erleichterungen, Steuererstattungen, Förderregelungen, die zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen verpflichten, einschließlich solcher, bei denen grüne Zertifikate verwendet werden, sowie direkte Preisstützungssysteme einschließlich Einspeisetarifen und der Zahlung einer gleitenden oder festen Prämie;
6. „Verpflichtung zur Nutzung erneuerbarer Energie“ eine Förderregelung, durch die Energieproduzenten dazu verpflichtet werden, ihre Produktion zu einem bestimmten Anteil durch Energie aus erneuerbaren Quellen zu decken, durch die Energieversorger dazu verpflichtet werden, ihre Versorgung zu einem bestimmten Anteil durch Energie aus erneuerbaren Quellen zu decken, oder durch die Energieverbraucher dazu verpflichtet werden, ihren Verbrauch zu einem bestimmten Anteil durch Energie aus erneuerbaren Quellen zu decken; dazu zählen auch Regelungen, bei denen derartige Verpflichtungen durch Verwendung grüner Zertifikate erfüllt werden können;
7. „Finanzinstrument“ ein Finanzinstrument im Sinne von Artikel 2 Nummer 29 der Verordnung (EU, Euratom) 2018/1046 des Europäischen Parlaments und des Rates ⁽¹⁾;
8. „KMU“ Kleinunternehmen sowie kleine und mittlere Unternehmen gemäß Artikel 2 des Anhangs der Empfehlung 2003/361/EG der Kommission ⁽²⁾;
9. „Abwärme und -kälte“ unvermeidbare Wärme oder Kälte, die als Nebenprodukt in einer Industrieanlage, in einer Stromerzeugungsanlage oder im tertiären Sektor anfällt und die ungenutzt in Luft oder Wasser abgeleitet werden würde, wo kein Zugang zu einem Fernwärmesystem oder einem Fernkältesystem besteht, in dem ein Kraft-Wärme-Kopplungsprozess genutzt wird, genutzt werden wird oder in dem Kraft-Wärme-Kopplung nicht möglich ist;

⁽¹⁾ Verordnung (EU, Euratom) 2018/1046 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Juli 2018 über die Haushaltsordnung für den Gesamthaushaltsplan der Union, zur Änderung der Verordnungen (EU) Nr. 1296/2013, (EU) Nr. 1301/2013, (EU) Nr. 1303/2013, (EU) Nr. 1304/2013, (EU) Nr. 1309/2013, (EU) Nr. 1316/2013, (EU) Nr. 223/2014, (EU) Nr. 283/2014 und des Beschlusses Nr. 541/2014/EU sowie zur Aufhebung der Verordnung (EU, Euratom) Nr. 966/2012 (ABl. L 193 vom 30.7.2018, S. 1).

⁽²⁾ Empfehlung der Kommission 2003/361/EG vom 6. Mai 2003 betreffend die Definition der Kleinunternehmen sowie der kleinen und mittleren Unternehmen (ABl. L 124 vom 20.5.2003, S. 36).

▼B

10. „Repowering“ die Modernisierung von Kraftwerken, die erneuerbare Energie produzieren, einschließlich des vollständigen oder teilweisen Austauschs von Anlagen oder Betriebssystemen und -geräten zum Austausch von Kapazität oder zur Steigerung der Effizienz oder der Kapazität der Anlage;
11. „Verteilernetzbetreiber“ eine natürliche oder juristische Person im Sinne des Artikels 2 Nummer 6 der Richtlinie 2009/72/EG und des Artikels 2 Nummer 6 der Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates ⁽¹⁾;
12. „Herkunftsnachweis“ ein elektronisches Dokument, das ausschließlich als Nachweis gegenüber einem Endkunden dafür dient, dass ein bestimmter Anteil oder eine bestimmte Menge an Energie aus erneuerbaren Quellen produziert wurde;
13. „Restenergiemix“ den jährlichen Gesamtenergiemix eines Mitgliedstaats unter Ausschluss des durch entwertete Herkunftsnachweise abgedeckten Anteils;
14. „Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität“ einen Endkunden, der an Ort und Stelle innerhalb definierter Grenzen oder, sofern die Mitgliedstaaten das gestatten, an einem anderen Ort für seine Eigenversorgung erneuerbare Elektrizität erzeugt und eigen-erzeugte erneuerbare Elektrizität speichern oder verkaufen darf, sofern es sich bei diesen Tätigkeiten — im Falle gewerblicher Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität — nicht um die gewerbliche oder berufliche Haupttätigkeit handelt;
15. „gemeinsam handelnde Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität“ eine Gruppe von zumindest zwei gemeinsam handelnden Eigenversorgern im Bereich erneuerbare Elektrizität im Sinne der Nummer 14, die sich in demselben Gebäude oder Mehrfamilienhaus befinden;
16. „Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft“ eine Rechtsperson,
 - a) die, im Einklang mit den geltenden nationalen Rechtsvorschriften, auf offener und freiwilliger Beteiligung basiert, unabhängig ist und unter der wirksamen Kontrolle von Anteilseignern oder Mitgliedern steht, die in der Nähe der Projekte im Bereich erneuerbare Energie, deren Eigentümer und Betreiber diese Rechtsperson ist, angesiedelt sind,
 - b) deren Anteilseigner oder Mitglieder natürliche Personen, lokale Behörden einschließlich Gemeinden, oder KMU sind,
 - c) deren Ziel vorrangig nicht im finanziellen Gewinn, sondern darin besteht, ihren Mitgliedern oder Anteilseignern oder den Gebieten vor Ort, in denen sie tätig ist, ökologische, wirtschaftliche oder sozialgemeinschaftliche Vorteile zu bringen;
17. „Vertrag über den Bezug von erneuerbarem Strom“ einen Vertrag, bei dem sich eine natürliche oder juristische Person bereit erklärt, unmittelbar von einem Elektrizitätsproduzenten erneuerbare Elektrizität zu beziehen;

⁽¹⁾ Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/55/EG (ABl. L 211 vom 14.8.2009, S. 94).

▼ B

18. „Peer-to-Peer-Geschäft“ im Bereich erneuerbare Energie den Verkauf erneuerbarer Energie zwischen Marktteilnehmern auf Grundlage eines Vertrags mit vorab festgelegten Bedingungen für die automatische Abwicklung und Abrechnung der Transaktion, die entweder direkt zwischen den Beteiligten oder auf indirektem Wege über einen zertifizierten dritten Marktteilnehmer, beispielsweise einen Aggregator, erfolgt. Die Rechte und Pflichten der als Endkunden, Produzenten, Versorger oder Aggregatoren beteiligten Parteien bleiben vom Recht auf Peer-to-Peer-Geschäfte unberührt;
19. „Fernwärme“ oder „Fernkälte“ die Verteilung thermischer Energie in Form von Dampf, heißem Wasser oder kalten Flüssigkeiten von zentralen oder dezentralen Produktionsquellen über ein Netz an mehrere Gebäude oder Anlagen zur Nutzung von Raum- oder Prozesswärme oder -kälte;
20. „effiziente Fernwärme- und Fernkälteversorgung“ effiziente Fernwärme- und Fernkälteversorgung im Sinne von Artikel 2 Nummer 41 der Richtlinie 2012/27/EU;
21. „hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung“ hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung im Sinne von Artikel 2 der Richtlinie 2012/27/EU;
22. „Ausweis über die Gesamtenergieeffizienz“ einen Ausweis über die Gesamtenergieeffizienz im Sinne von Artikel 2 Nummer 12 der Richtlinie 2010/31/EU;
23. „Abfall“ Abfall im Sinne des Artikels 3 Nummer 1 der Richtlinie 2008/98/EG, mit Ausnahme von Stoffen, die absichtlich verändert oder kontaminiert wurden, um dieser Definition zu entsprechen;
24. „Biomasse“ den biologisch abbaubaren Teil von Produkten, Abfällen und Reststoffen biologischen Ursprungs der Landwirtschaft, einschließlich pflanzlicher und tierischer Stoffe, der Forstwirtschaft und damit verbundener Wirtschaftszweige, einschließlich der Fischerei und der Aquakultur sowie den biologisch abbaubaren Teil von Abfällen, darunter auch Industrie- und Haushaltsabfälle biologischen Ursprungs;
25. „landwirtschaftliche Biomasse“ Biomasse aus der Landwirtschaft;
26. „forstwirtschaftliche Biomasse“ Biomasse aus der Forstwirtschaft;
27. „Biomasse-Brennstoffe“ gasförmige und feste Kraft- und Brennstoffe, die aus Biomasse hergestellt werden;
28. „Biogas“ gasförmige Kraft- und Brennstoffe, die aus Biomasse hergestellt werden;
29. „Bioabfall“ Bioabfall im Sinne des Artikels 3 Nummer 4 der Richtlinie 2008/98/EG;
30. „Gewinnungsgebiet“ das geografisch definierte Gebiet, in dem die forstwirtschaftlichen Biomasse-Rohstoffe gewonnen werden, zu dem zuverlässige und unabhängige Informationen verfügbar sind und in dem die Bedingungen homogen genug sind, um das Risiko in Bezug auf die Nachhaltigkeit und Rechtmäßigkeit der forstwirtschaftlichen Biomasse zu bewerten;

▼B

31. „Walderneuerung“ die Wiederaufforstung eines Waldbestands mit Hilfe natürlicher oder künstlicher Mittel nach der Entnahme des früheren Bestands durch Fällung oder aufgrund natürlicher Ursachen, einschließlich Feuer oder Sturm;
32. „flüssige Biobrennstoffe“ flüssige Brennstoffe, die aus Biomasse hergestellt werden und für den Einsatz zu energetischen Zwecken, mit Ausnahme des Transports, einschließlich Elektrizität, Wärme und Kälte, bestimmt sind;
33. „Biokraftstoffe“ flüssige Kraftstoffe für den Verkehr, die aus Biomasse hergestellt werden;
34. „fortschrittliche Biokraftstoffe“ Biokraftstoffe, die aus in Anhang IX Teil A aufgeführten Rohstoffen hergestellt werden;
35. „wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe“ flüssige und gasförmige Kraftstoffe, die aus flüssigen oder festen Abfallströmen nicht erneuerbaren Ursprungs, die für eine stoffliche Verwertung gemäß Artikel 4 der Richtlinie 2008/98/EG nicht geeignet sind, hergestellt werden, sowie aus Gas aus der Abfallverarbeitung und Abgas nicht erneuerbaren Ursprungs, die zwangsläufig und unbeabsichtigt infolge der Produktionsprozesse in Industrieanlagen entstehen;
36. „flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe für den Verkehr nicht biogenen Ursprungs“ flüssige oder gasförmige im Verkehrssektor eingesetzte Kraftstoffe mit Ausnahme von Biokraftstoffen oder Biogas, deren Energiegehalt aus erneuerbaren Energiequellen mit Ausnahme von Biomasse stammt;
37. „Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe, bei denen ein geringes Risiko indirekter Landnutzungsänderungen besteht“ Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe, deren Rohstoffe im Rahmen von Systemen hergestellt wurden, bei denen die Verdrängungseffekte von aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen produzierten Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen durch verbesserte Landbewirtschaftungsmethoden sowie den Anbau von Kulturpflanzen auf zuvor nicht für den Anbau genutzten Flächen vermieden werden, und die in Einklang mit den in Artikel 29 aufgeführten Nachhaltigkeitskriterien für Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe hergestellt wurden;
38. „Kraftstoffanbieter“ eine Rechtsperson, die für die Abgabe von Kraftstoff an einer Verbrauchsteuerstelle zuständig ist oder, im Fall von Elektrizität, oder in dem Fall, dass keine Verbrauchsteuer anfällt, oder in anderen hinreichend begründeten Fällen, jede andere von einem Mitgliedstaat benannte Rechtsperson;
39. „Kulturpflanzen mit hohem Stärkegehalt“ Pflanzen, unter die überwiegend Getreide, ungeachtet dessen, ob nur die Körner oder, wie bei Grünmais, die gesamte Pflanze verwendet wird, Knollen- und Wurzelfrüchte, wie Kartoffeln, Topinambur, Süßkartoffeln, Maniok und Yamswurzeln, sowie Knollenfrüchte, wie Taro und Cocoyam, fallen;

▼B

40. „Nahrungs- und Futtermittelpflanzen“ Kulturpflanzen mit hohem Stärkegehalt, Zuckerpflanzen oder Ölpflanzen, die als Hauptkulturen auf landwirtschaftlichen Flächen produziert werden, ausgenommen Reststoffe, Abfälle und lignozellulosehaltiges Material, und Zwischenfrüchte wie Zweitfrüchte und Deckpflanzen, es sei denn, die Verwendung solcher Zwischenfrüchte führt zu einer zusätzlichen Nachfrage nach Land;
41. „lignozellulosehaltiges Material“ Material, das aus Lignin, Zellulose und Hemizellulose besteht, wie Biomasse aus Wäldern, holzartige Energiepflanzen sowie Reststoffe und Abfälle aus der forstbasierten Wirtschaft;
42. „zellulosehaltiges Non-Food-Material“ Rohstoffe, die überwiegend aus Zellulose und Hemizellulose bestehen und einen niedrigeren Lignin-Gehalt als lignozellulosehaltiges Material haben; es umfasst Reststoffe von Nahrungs- und Futtermittelpflanzen wie Stroh, Spelzen, Hülsen und Schalen, grasartige Energiepflanzen mit niedrigem Stärkegehalt wie Weidelgras, Rutenhirse, Miscanthus, und Pfahlrohr, Zwischenfrüchte vor und nach Hauptkulturen, Untersaaten, industrielle Reststoffe, einschließlich Nahrungs- und Futtermittelpflanzen nach Extraktion von Pflanzenölen, Zucker, Stärken und Protein, sowie Material aus Bioabfall; als Untersaaten und Deckpflanzen werden vorübergehend angebaute Weiden mit Gras-Klee-Mischungen mit einem niedrigen Stärkegehalt bezeichnet, die zur Fütterung von Vieh sowie dazu dienen, die Bodenfruchtbarkeit im Interesse höherer Ernteerträge bei den Ackerhauptkulturen zu verbessern;
43. „Reststoff“ einen Stoff, der kein Endprodukt ist, dessen Produktion durch den Produktionsprozess unmittelbar angestrebt wird; er stellt nicht das primäre Ziel des Produktionsprozesses dar, und der Prozess wurde nicht absichtlich geändert, um ihn zu produzieren;
44. „Reststoffe aus Landwirtschaft, Aquakultur, Fischerei und Forstwirtschaft“ Reststoffe, die unmittelbar in der Landwirtschaft, Aquakultur, Fischerei und Forstwirtschaft entstanden sind; sie umfassen keine Reststoffe aus damit verbundenen Wirtschaftszweigen oder aus der Verarbeitung;
45. „tatsächlicher Wert“ die Treibhausgaseinsparungen bei einigen oder allen Schritten eines speziellen Produktionsverfahrens für Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe oder Biomasse-Brennstoffe, berechnet anhand der Methode in Anhang V Teil C oder Anhang VI Teil B;
46. „typischer Wert“ den Schätzwert der Treibhausgasemissionen und der entsprechenden Treibhausgaseinsparungen bei einem bestimmten Produktionsweg für Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe oder Biomasse-Brennstoffe, der für den Verbrauch in der Union repräsentativ ist;
47. „Standardwert“ den von einem typischen Wert durch Anwendung vorab festgelegter Faktoren abgeleiteten Wert, der unter in dieser Richtlinie festgelegten Bedingungen anstelle eines tatsächlichen Werts verwendet werden kann.

*Artikel 3***Verbindliches Gesamtziel der Union für 2030**

(1) Die Mitgliedstaaten stellen gemeinsam sicher, dass der Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch der Union im Jahr 2030 mindestens 32 % beträgt. Die Kommission beurteilt dieses Ziel, um bis 2023 einen Gesetzgebungsvorschlag zu unterbreiten, mit dem der Zielwert nach oben korrigiert wird, wenn sich bei der Produktion erneuerbarer Energie weitere wesentliche Kostensenkungen ergeben, wenn dies notwendig ist, damit die Union ihre internationalen Dekarbonisierungsverpflichtungen erfüllen kann, oder wenn dies aufgrund eines wesentlichen Rückgangs des Energieverbrauchs in der Union gerechtfertigt ist.

(2) Die Mitgliedstaaten legen nationale Beiträge fest, um das in Absatz 1 festgesetzte verbindliche Gesamtziel der Union im Rahmen ihrer integrierten nationalen Energie- und Klimapläne im Einklang mit den Artikeln 3 bis 5 und den Artikeln 9 bis 14 der Verordnung (EU) 2018/1999 gemeinsam zu erreichen. Bei der Ausarbeitung der Entwürfe ihrer integrierten nationalen Energie- und Klimapläne können die Mitgliedstaaten die in Anhang II der genannten Verordnung angeführte Formel berücksichtigen.

Kommt die Kommission aufgrund ihrer Bewertung der gemäß Artikel 9 der Verordnung (EU) 2018/1999 vorgelegten Entwürfe der integrierten nationalen Energie- und Klimapläne zu dem Schluss, dass die nationalen Beiträge der Mitgliedstaaten für die gemeinsame Verwirklichung des verbindlichen Gesamtziels der Union unzureichend sind, so wendet sie das Verfahren nach Artikel 9 und 31 der genannten Verordnung an.

(3) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass ihre nationalen Strategien, einschließlich der Verpflichtungen nach den Artikeln 25 bis 28 dieser Richtlinie, und ihrer Förderregelungen, so konzipiert sind, dass die Abfallhierarchie gemäß Artikel 4 der Richtlinie 2008/98/EG gebührend berücksichtigt wird, damit unverhältnismäßige wettbewerbsverzerrende Auswirkungen auf die Rohstoffmärkte möglichst vermieden werden. Die Mitgliedstaaten gewähren für erneuerbare Energie, die durch Verbrennung von Abfällen gewonnen wird, keine Förderung, wenn die Verpflichtungen, die gemäß der genannten Richtlinie für die getrennte Sammlung von Abfällen gelten, nicht eingehalten wurden.

(4) Ab dem 1. Januar 2021 darf der Anteil Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch in den einzelnen Mitgliedstaaten nicht unter den in der dritten Spalte der Tabelle in Anhang I Teil A dieser Richtlinie als Ausgangswert festgelegten Anteil sinken. Die Mitgliedstaaten ergreifen die erforderlichen Maßnahmen, um die Einhaltung jenes als Ausgangswerts festgelegten Anteils zu gewährleisten. Hält ein Mitgliedstaat seinen als Ausgangswert festgelegten Anteil, ermittelt über einen Zeitraum von einem Jahr, nicht ein, so gelangen Artikel 32 Absatz 4 der Verordnung (EU) 2018/1999 zur Anwendung.

(5) Die Kommission unterstützt die ehrgeizige Zielsetzung der Mitgliedstaaten durch einen Regulierungsrahmen, der die verstärkte Nutzung von Unionsmitteln ermöglicht, einschließlich zusätzlicher Mitteln zur Erleichterung des gerechten Übergangs zu einem höheren Anteil erneuerbarer Energie in CO₂-intensiven Regionen, insbesondere von Finanzinstrumenten, und vor allem folgenden Zwecken dient:

a) der Verringerung der Kapitalkosten von Projekten im Bereich erneuerbare Energie;

▼B

- b) der Entwicklung von Projekten und Programmen zur Integration erneuerbarer Quellen in das Energiesystem, zur Flexibilisierung des Energiesystems, zur Gewährleistung der Netzstabilität und zum Ausgleich von Netzengpässen;
 - c) dem Ausbau von Übertragungs- und Verteilernetzinfrastruktur, intelligenten Netzen, Speicheranlagen und Verbindungsleitungen, um bis 2030 ein Stromverbundziel von 15 % zu erreichen und dadurch den technisch machbaren und wirtschaftlich tragbaren Anteil von erneuerbarer Energie im Stromsystem zu erhöhen;
 - d) der verstärkten regionalen Zusammenarbeit zwischen Mitgliedstaaten sowie zwischen Mitgliedstaaten und Drittländern im Rahmen gemeinsamer Projekte, gemeinsamer Förderregelungen und durch die Öffnung von Förderregelungen im Bereich erneuerbare Elektrizität für Produzenten mit Sitz in anderen Mitgliedstaaten.
- (6) Die Kommission unterstützt Mitgliedstaaten, die sich dafür entscheiden, durch Nutzung von Kooperationsmechanismen zum verbindlichen Gesamtziel der Union nach Absatz 1 beizutragen, indem sie eine Unterstützungsplattform einrichtet.

*Artikel 4***Förderregelungen für Energie aus erneuerbaren Quellen**

- (1) Die Mitgliedstaaten können Förderregelungen anwenden, um das in Artikel 3 Absatz 1 festgelegte Unionsziel für den Einsatz von erneuerbarer Energie und ihren jeweiligen auf nationaler Ebene festgelegten Beitrag zu diesem Ziel zu erreichen oder zu übertreffen.
- (2) Die Förderregelungen für Elektrizität aus erneuerbaren Quellen haben Anreize für die marktbasierende und marktorientierte Integration von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen in den Elektrizitätsmarkt zu setzen, wobei unnötige Wettbewerbsverzerrungen auf den Elektrizitätsmärkten zu vermeiden und etwaige Systemintegrationskosten und die Netzstabilität zu berücksichtigen sind.
- (3) Förderregelungen von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen sind so auszugestalten, dass die Integration von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen in den Elektrizitätsmarkt maximiert wird, und sichergestellt ist, dass die Produzenten erneuerbarer Energie auf die Preissignale des Marktes reagieren und ihre Einnahmen maximieren.

Dazu wird bei direkten Preisstützungssystemen Förderung in Form einer Marktprämie gewährt, bei der es sich unter anderem um eine gleitende oder feste Prämie handeln kann.

Die Mitgliedstaaten dürfen, unbeschadet der für Elektrizität geltenden Binnenmarktvorschriften der Union, für Kleinanlagen und Demonstrationsvorhaben Ausnahmen von diesem Absatz vorsehen.

- (4) Die Mitgliedstaaten sorgen dafür, dass Elektrizität aus erneuerbaren Quellen auf offene, transparente, wettbewerbsfördernde, nichtdiskriminierende und kosteneffiziente Weise gefördert wird.

▼B

Die Mitgliedstaaten können in Bezug auf Ausschreibungsverfahren für Kleinanlagen und Demonstrationsvorhaben Ausnahmen vorsehen.

Sie können auch den Einsatz von Mechanismen in Erwägung ziehen, die für eine regionale Diversifizierung beim Einsatz von erneuerbarer Elektrizität sorgen, um insbesondere eine kostenwirksame Systemintegration sicherzustellen.

(5) Die Mitgliedstaaten können Ausschreibungsverfahren auf bestimmte Technologien beschränken, wenn eine allen Produzenten von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen offenstehende Förderregelung angesichts folgender Gründe zu einem suboptimalen Ergebnis führen würde:

- a) das langfristige Potenzial einer bestimmten Technologie;
- b) die Notwendigkeit einer Diversifizierung;
- c) Netzintegrationskosten;
- d) Netzeinschränkungen und Netzstabilität;
- e) im Fall von Biomasse, die Notwendigkeit Wettbewerbsverzerrungen auf den Rohstoffmärkten zu vermeiden.

(6) Wenn die Förderung für Elektrizität aus erneuerbaren Quellen über ein Ausschreibungsverfahren gewährt wird, stellen die Mitgliedstaaten eine hohe Projektrealisierungsrate sicher, indem sie

- a) nichtdiskriminierende und transparente Kriterien für die Teilnahme an Ausschreibungsverfahren festlegen und veröffentlichen und genaue Fristen und Regeln für die Projektdurchführung festlegen;
- b) Informationen über frühere Ausschreibungsverfahren, einschließlich der dabei erzielten Projektrealisierungsraten, veröffentlichen.

(7) Damit in Gebieten in äußerster Randlage und auf kleinen Inseln mehr Energie aus erneuerbaren Quellen erzeugt wird, können die Mitgliedstaaten finanzielle Förderregelungen bei Projekten in diesen Gebieten so anpassen, dass die Produktionskosten, die durch die besonderen Umstände — Abgelegenheit und Abhängigkeit von außen — bedingt sind, berücksichtigt werden.

(8) Bis zum 31. Dezember 2021, und anschließend alle drei Jahre, erstattet die Kommission dem Europäischen Parlament und dem Rat über die Ergebnisse der über Ausschreibungsverfahren in der Union gewährten Förderung für Elektrizität aus erneuerbaren Quellen Bericht, wobei sie insbesondere analysiert, inwiefern mit den Ausschreibungsverfahren Folgendes erreicht werden konnte:

- a) Kostensenkungen;
- b) technologische Verbesserungen;
- c) hohe Realisierungsraten;
- d) die diskriminierungsfreie Teilnahme kleiner Marktteilnehmer und, gegebenenfalls, lokaler Behörden;
- e) eine Begrenzung der Auswirkungen auf die Umwelt;
- f) Akzeptanz vor Ort;
- g) Versorgungssicherheit und Netzintegration.

▼B

(9) Dieser Artikel gilt unbeschadet der Artikel 107 und 108 AEUV.

*Artikel 5***Öffnung der Förderregelungen für Elektrizität aus erneuerbaren Quellen**

(1) Die Mitgliedstaaten haben das Recht, gemäß den Artikeln 7 bis 13 dieser Richtlinie zu entscheiden, in welchem Umfang sie die in einem anderen Mitgliedstaat produzierte Elektrizität aus erneuerbaren Quellen fördern. Die Mitgliedstaaten können die Teilnahme an Förderregelungen für Elektrizität aus erneuerbaren Quellen jedoch unter den in diesem Artikel festgelegten Bedingungen für Produzenten mit Sitz in anderen Mitgliedstaaten öffnen.

Wenn sie die Teilnahme an Förderregelungen für Elektrizität aus erneuerbaren Quellen öffnen, können die Mitgliedstaaten vorsehen, dass Anlagen in anderen Mitgliedstaaten ein inidkativer Prozentsatz der in jedem Jahr neu geförderten Kapazität oder der in jedem Jahr dafür bereitgestellten Mittel offensteht.

Diese indikativen Prozentsätze können in jedem Jahr zwischen 2023 und 2026 bei mindestens 5 % und zwischen 2027 und 2030 bei mindestens 10 % oder, falls dieses niedriger ist, auf dem Niveau des Verbundgrads des betreffenden Mitgliedstaats in einem bestimmten Jahr liegen.

Um bezüglich der Umsetzung neue Erfahrungen zu sammeln, können die Mitgliedstaaten ein oder mehrere Pilotprojekte ausrichten, bei denen die Förderung Produzenten mit Sitz in anderen Mitgliedstaaten offensteht.

(2) Die Mitgliedstaaten können einen Nachweis für den physikalischen Import von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen verlangen. Zu diesem Zweck können sie die Teilnahme an Förderregelungen auf Produzenten in Mitgliedstaaten beschränken, zu denen eine direkte Verbindung über Verbindungsleitungen besteht. Sie dürfen zonenübergreifende Fahrpläne und Kapazitätsvergaben jedoch nicht deswegen ändern oder in anderer Weise beeinflussen, weil Erzeuger an grenzüberschreitenden Förderregelungen teilnehmen. Grenzüberschreitende Stromübertragungen werden ausschließlich anhand des Ergebnisses der Kapazitätsvergabe nach den unionsrechtlichen Bestimmungen über den Binnenmarkt für Elektrizität bestimmt.

(3) Wenn ein Mitgliedstaat beschließt, die Teilnahme an Förderregelungen für Produzenten mit Sitz in einem anderen Mitgliedstaat zu öffnen, vereinbaren die beteiligten Mitgliedstaaten, welche Grundsätze für diese Teilnahme gelten sollen. Diese Vereinbarungen umfassen zumindest die Grundsätze für die Anrechnung von erneuerbarer Elektrizität, die Gegenstand einer grenzüberschreitenden Förderung ist.

(4) Die Kommission unterstützt die beteiligten Mitgliedstaaten auf deren Ersuchen während des gesamten Verhandlungsprozesses und bei der Festlegung der Kooperationsvereinbarungen, indem sie während des gesamten Prozesses Informationen und Analysen, einschließlich quantitativer und qualitativer Daten zu den direkten und indirekten Kosten und Vorteilen der Zusammenarbeit, sowie Empfehlungen und technisches Fachwissen bereitstellt. Die Kommission kann den Austausch über bewährte Verfahren unterstützen oder erleichtern und Muster für Kooperationsvereinbarungen ausarbeiten, die den Verhandlungsprozess voranbringen. Die Kommission bewertet bis 2025 die Kosten und den Nutzen der in diesem Artikel festgelegten Bestimmungen für den Einsatz von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen in der Union.

▼B

(5) Bis 2023 führt die Kommission eine Bewertung der Umsetzung dieses Artikels durch. Dabei beurteilt sie, ob die Mitgliedstaaten verpflichtet werden müssen, ihre Förderregelungen für Elektrizität aus erneuerbaren Quellen teilweise für die Teilnahme von in anderen Mitgliedstaaten ansässige Produzenten zu öffnen, mit dem Ziel einer Öffnung im Umfang von 5 % bis 2025 und 10 % bis 2030.

*Artikel 6***Stabilität der finanziellen Förderung**

(1) Unbeschadet der zur Einhaltung der Artikel 107 und 108 AEUV erforderlichen Anpassungen stellen die Mitgliedstaaten sicher, dass die Höhe der für Projekte im Bereich erneuerbare Energie gewährten Förderung sowie die damit verknüpften Bedingungen nicht in einer Weise überarbeitet werden, die sich negativ auf die daraus erwachsenden Rechte auswirkt und die Rentabilität von Projekten, denen bereits Förderung zugute kommt, infrage stellt.

(2) Die Mitgliedstaaten können die Höhe der Förderung nach objektiven Kriterien anpassen, sofern die betreffenden Kriterien in der Förderregelung von Anbeginn festgelegt waren.

(3) Die Mitgliedstaaten veröffentlichen als Referenzdokument einen mindestens auf die nächsten fünf oder — im Falle von Haushaltsplanungszwängen — drei Jahre ausgelegten langfristigen Zeitplan mit der voraussichtlichen Zuteilung von Fördermitteln, der, soweit angebracht, auch Richtwerte zu den Fristen und Angaben zur Häufigkeit von Ausschreibungsverfahren, zur voraussichtlichen Kapazität und zum voraussichtlichen Budget bzw. zum Höchstbetrag der voraussichtlich gewährten individuellen Förderung und gegebenenfalls zu den voraussichtlich förderfähigen Technologien enthält. Dieser Zeitplan wird jährlich oder immer dann aktualisiert, wenn es nötig ist, um den jüngsten Marktentwicklungen oder der voraussichtlichen Zuteilung von Fördermitteln Rechnung zu tragen.

(4) Die Mitgliedstaaten bewerten mindestens alle fünf Jahre die Wirksamkeit ihrer Förderregelungen für Elektrizität aus erneuerbaren Quellen und deren wichtigste Verteilungseffekte in Bezug auf unterschiedliche Verbrauchergruppen und auf Investitionen. Dabei gehen sie auch auf die Auswirkungen möglicher Änderungen der Förderregelungen ein. Den Ergebnissen dieser Bewertung wird bei der indikativen langfristigen Planung der Entscheidungen über die Förderung und die Gestaltung neuer Förderung Rechnung getragen. Die Mitgliedstaaten nehmen diese Bewertung in die entsprechenden aktualisierten Fassungen ihrer integrierten nationalen Energie- und Klimaschutzpläne und ihrer Fortschrittsberichte gemäß der Verordnung (EU) 2018/1999 auf.

*Artikel 7***Berechnung des Anteils von Energie aus erneuerbaren Quellen**

(1) Der Bruttoendenergieverbrauch aus erneuerbaren Quellen in den einzelnen Mitgliedstaaten wird berechnet als Summe

- a) des Bruttoendenergieverbrauchs von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen,
- b) des Bruttoendenergieverbrauchs aus erneuerbaren Quellen im Wärme- und Kältesektor und

▼B

- c) des Endenergieverbrauchs von Energie aus erneuerbaren Quellen im Verkehrssektor.

Für die Zwecke der Berechnung des Anteils von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch nach Unterabsatz 1 Buchstaben a, b oder c werden Gas, Elektrizität und Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen nur einmal berücksichtigt.

Vorbehaltlich Artikel 29 Absatz 1 werden Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe, die die in Artikel 29 Absätze 2 bis 7 und 10 festgelegten Kriterien für die Nachhaltigkeit und für Treibhausgaseinsparungen nicht erfüllen, nicht berücksichtigt.

- (2) Für die Zwecke des Absatzes 1 Unterabsatz 1 Buchstabe a wird der Bruttoendenergieverbrauch von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen als die in einem Mitgliedstaat aus erneuerbaren Quellen produzierte Elektrizität berechnet, einschließlich der von Eigenversorgern im Bereich erneuerbare Elektrizität und Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften produzierten Elektrizität sowie unter Ausschluss der in Pumpspeicherkraftwerken mit zuvor hochgepumptem Wasser produzierten Elektrizität.

Bei Hybridanlagen, die Brennstoffe sowohl aus erneuerbaren als auch aus nicht erneuerbaren Quellen nutzen, wird nur der aus erneuerbaren Energiequellen produzierte Elektrizitätsanteil berücksichtigt. Hierfür wird der Anteil der einzelnen Energiequellen auf der Grundlage ihres Energiegehalts berechnet.

Mit Wasserkraft und Windkraft erzeugte Elektrizität wird gemäß den Normalisierungsregeln in Anhang II berücksichtigt.

- (3) Für die Zwecke des Absatzes 1 Unterabsatz 1 Buchstabe b wird der Bruttoendenergieverbrauch aus erneuerbaren Quellen im Wärme- und Kältesektor als die Menge an Fernwärme und Fernkälte berechnet, die in einem Mitgliedstaat aus erneuerbaren Quellen produziert wird, zuzüglich des Verbrauchs anderer Energie aus erneuerbaren Quellen in der Industrie, in Haushalten, im Dienstleistungssektor und in der Land-, Forst- und Fischereiwirtschaft zu Heizungs-, Kühlungs- und Prozesszwecken.

Bei Hybridanlagen, die Brennstoffe sowohl aus erneuerbaren als auch aus nicht erneuerbaren Quellen nutzen, wird nur der aus erneuerbaren Energiequellen produzierte Wärme- und Kälteanteil berücksichtigt. Hierfür wird der Anteil der einzelnen Energiequellen auf der Grundlage ihres Energiegehalts berechnet.

Umgebungsenergie und geothermische Energie, die mit Wärmepumpen und Fernkältesystemen für die Wärme- und Kälteversorgung verwendet wird, wird für die Zwecke des Absatzes 1 Unterabsatz 1 Buchstabe b berücksichtigt, sofern der Endenergieoutput den für den Betrieb der Wärmepumpen erforderlichen Primärenergieinput deutlich überschreitet. Die Menge an Wärme oder Kälte, die im Sinne dieser Richtlinie als Energie aus erneuerbaren Quellen betrachtet werden kann, berechnet sich nach der in Anhang VII vorgesehenen Methode und trägt dem Energieverbrauch in allen Endverbrauchssektoren Rechnung.

▼B

Thermische Energie, die durch passive Energiesysteme erzeugt wird, bei denen ein niedrigerer Energieverbrauch auf passive Weise durch die Baukonstruktion oder durch aus Energie aus nicht erneuerbaren Quellen erzeugte Wärme erreicht wird, wird für die Zwecke des Absatzes 1 Unterabsatz 1 Buchstabe b nicht berücksichtigt.

Die Kommission erlässt bis zum 31. Dezember 2021 im Einklang mit Artikel 35 delegierte Rechtsakte, um diese Richtlinie durch Festlegung einer Methode für die Berechnung der Menge an erneuerbarer Energie, die für die Kälteversorgung und Fernkälte genutzt wird, zu ergänzen sowie um Anhang VII zu ändern.

Diese Methode muss saisonbezogene Mindestleistungsfaktoren für Umkehrwärmepumpen beinhalten.

(4) Für die Zwecke des Absatzes 1 Unterabsatz 1 Buchstabe c gilt Folgendes:

a) Der Endverbrauch von Energie aus erneuerbaren Quellen im Verkehrssektor wird berechnet als Summe aller Biokraftstoffe, Biomasse-Brennstoffe sowie flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe für den Verkehr nicht biogenen Ursprungs, die im Verkehrssektor verbraucht werden. Allerdings werden flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe für den Verkehr nicht biogenen Ursprungs, die mit erneuerbarer Elektrizität produziert werden, nur dann in die Berechnung gemäß Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstabe a einbezogen, wenn die Menge der in einem Mitgliedstaat aus erneuerbaren Quellen produzierten Elektrizität berechnet wird.

b) Bei der Berechnung des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor werden die in Anhang III festgelegten Werte für den Energiegehalt von Kraftstoffen für den Verkehr verwendet. Zur Bestimmung des Energiegehalts von Kraftstoffen für den Verkehr, die nicht in Anhang III aufgeführt sind, gelten die entsprechenden Normen zur Bestimmung der Heizwerte von Kraftstoffen der Europäischen Normungsorganisation (ESO). In Fällen, für die keine solche Norm zu diesem Zweck erlassen wurde, sind die entsprechenden Normen der Internationalen Organisation für Normung (ISO) zu verwenden.

(5) Der Anteil der Energie aus erneuerbaren Quellen wird als der Bruttoendenergieverbrauch von Energie aus erneuerbaren Quellen, dividiert durch den Bruttoendenergieverbrauch von Energie aus allen Energiequellen berechnet und als Prozentsatz ausgedrückt.

Für die Zwecke des Unterabsatzes 1 dieses Absatzes wird die in Absatz 1 Unterabsatz 1 dieses Artikels genannte Summe gemäß den Artikeln 8, 10, 12 und 13 angepasst.

Wenn der Bruttoendenergieverbrauch eines Mitgliedstaats berechnet wird, um zu ermitteln, inwieweit der Mitgliedstaat die in dieser Richtlinie festgelegten Zielvorgaben und indikativen Zielpfade erfüllt, wird davon ausgegangen, dass der Energieverbrauch im Luftverkehr nicht über 6,18 % des Bruttoendenergieverbrauchs dieses Mitgliedstaats liegt. Für Zypern und Malta wird davon ausgegangen, dass der Energieverbrauch im Luftverkehr nicht über 4,12 % des Bruttoendenergieverbrauchs dieser Mitgliedstaaten liegt.

(6) Für die Berechnung des Anteils der Energie aus erneuerbaren Quellen werden die Methodik und die Begriffsbestimmungen gemäß der Verordnung (EG) Nr. 1099/2008 verwendet.

Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass die für die Berechnung des sektorspezifischen Anteils und des Gesamtanteils verwendeten statistischen Angaben und die der Kommission gemäß der genannten Verordnung übermittelten statistischen Angaben kohärent sind.



Artikel 8

Plattform der Union für die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energie und statistische Transfers zwischen Mitgliedstaaten

(1) Die Mitgliedstaaten können sich auf den statistischen Transfer einer bestimmten Menge an Energie aus erneuerbaren Quellen aus einem Mitgliedstaat in einen anderen Mitgliedstaat einigen. Die transferierte Menge wird

a) von der Menge an Energie aus erneuerbaren Quellen subtrahiert, die bei der Berechnung des Energieanteils aus erneuerbaren Quellen des den Transfer durchführenden Mitgliedstaats für die Zwecke dieser Richtlinie berücksichtigt wird, und

b) zu der Menge an Energie aus erneuerbaren Quellen addiert, die bei der Berechnung des Energieanteils aus erneuerbaren Quellen des den Transfer akzeptierenden Mitgliedstaats für die Zwecke dieser Richtlinie berücksichtigt wird.

(2) Um die Erfüllung des verbindlichen Gesamtziels der Union gemäß Artikel 3 Absatz 1 und der jeweiligen Beiträge der Mitgliedstaaten zu diesem Ziel gemäß Artikel 3 Absatz 2 dieser Richtlinie sowie um die statistischen Transfers nach Absatz 1 dieses Artikels zu erleichtern, richtet die Kommission eine Plattform der Union für die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energie (Union renewable development platform — „URDP“) ein. Die Mitgliedstaaten können freiwillig jährlich Daten zu ihren nationalen Beiträgen zum Ziel der Union, sowie jedwede Bezugswerte für die Überwachung der Fortschritte hinsichtlich der Verordnung (EU) 2018/1999, einschließlich einer Einschätzung, inwieweit der Anteil der erneuerbaren Energie voraussichtlich über oder unter ihren Beiträgen liegen wird, sowie einen Richtwert für den Preis, zu dem sie akzeptieren würden, die Überschussproduktion von Energie aus erneuerbaren Quellen an einen anderen Mitgliedstaat oder von einem anderen Mitgliedstaat zu transferieren, freiwillig bei der URDP einreichen. Der tatsächliche Preis dieser Transfers wird im Einzelfall mithilfe des auf der URDP bereitgestellten Mechanismus zur Abstimmung zwischen Angebot und Nachfrage festgesetzt.

(3) Die Kommission sorgt dafür, dass Angebot und Nachfrage bezüglich der Mengen erneuerbarer Energie, die bei der Berechnung des Anteils erneuerbarer Energie eines Mitgliedstaats berücksichtigt werden, über die URDP auf der Grundlage des Preises oder anderer Kriterien des den Transfer akzeptierenden Mitgliedstaats zusammengeführt werden können.

Der Kommission wird die Befugnis übertragen, im Einklang mit Artikel 35 delegierte Rechtsakte zu erlassen, um diese Richtlinie durch Einrichtung der URDP und durch Festlegung der Kriterien für den Abschluss von Transaktionen gemäß Absatz 5 zu ergänzen.

(4) Die in den Absätzen 1 und 2 genannten Vereinbarungen können für ein oder mehrere Kalenderjahre gelten. Solche Vereinbarungen zwischen den Mitgliedstaaten müssen spätestens 12 Monate nach Ablauf jedes Jahres, in dem sie gültig sind, der Kommission mitgeteilt oder auf der URDP abgeschlossen werden. Die der Kommission übermittelten Angaben umfassen auch die Menge und den Preis der betreffenden Energie. Wenn Transfers auf der URDP abgeschlossen werden, werden die beteiligten Parteien und die Informationen über den betreffenden Transfer dieser Transaktionen veröffentlicht.

(5) Ein Transfer wird wirksam, nachdem alle anzuwendenden Clearing-Bedingungen auf der URDP erfüllt sind oder alle am Transfer beteiligten Mitgliedstaaten der Kommission den Transfer mitgeteilt haben.



Artikel 9

Gemeinsame Projekte zwischen Mitgliedstaaten

- (1) Zwei oder mehr Mitgliedstaaten können bei allen Arten von gemeinsamen Projekten zur Produktion von Elektrizität, Wärme oder Kälte aus erneuerbaren Quellen zusammenarbeiten. Die Zusammenarbeit kann private Betreiber einschließen.
- (2) Die Mitgliedstaaten teilen der Kommission den Prozentsatz oder die Menge der Elektrizität, der Wärme oder der Kälte aus erneuerbaren Quellen mit, der bzw. die in einem beliebigen gemeinsamen Projekt in ihrem Hoheitsgebiet, das nach dem 25. Juni 2009 in Betrieb genommen wurde, oder mittels der erhöhten Kapazität einer Anlage, die nach Inkrafttreten dieser Richtlinie umgerüstet wurde, produziert wird und für die Zwecke dieser Richtlinie als auf den Anteil erneuerbarer Energie eines anderen Mitgliedstaats anrechenbar zu betrachten ist.
- (3) Die Mitteilung nach Absatz 2 enthält Folgendes:
 - a) eine Beschreibung der vorgeschlagenen Anlage oder Angaben zur umgerüsteten Anlage,
 - b) die Angabe des Prozentsatzes oder der Menge der von der Anlage produzierten Elektrizität oder der von ihr produzierten Wärme oder Kälte, der bzw. die als auf den Anteil erneuerbarer Energie des anderen Mitgliedstaats anrechenbar zu betrachten ist,
 - c) die Angabe des Mitgliedstaats, zu dessen Gunsten die Mitteilung erfolgt, und
 - d) die Angabe des Zeitraums, in dem die von der Anlage aus erneuerbaren Quellen produzierte Elektrizität oder die von ihr aus erneuerbaren Quellen produzierte Wärme oder Kälte als auf den Anteil erneuerbarer Energie des anderen Mitgliedstaats anrechenbar zu betrachten ist, in vollen Kalenderjahren.
- (4) Die Laufzeit eines gemeinsamen Projekts nach diesem Artikel darf über das Jahr 2030 hinausgehen.
- (5) Eine nach diesem Artikel erfolgte Mitteilung darf nur in gegenseitigem Einvernehmen zwischen dem die Mitteilung machenden Mitgliedstaat und dem gemäß Absatz 3 Buchstabe c angegebenen Mitgliedstaat geändert oder widerrufen werden.
- (6) Die Kommission erleichtert auf Ersuchen der betreffenden Mitgliedstaaten die Durchführung gemeinsamer Projekte der Mitgliedstaaten, und zwar vor allem durch spezielle technische Unterstützung und Unterstützung bei der Projektentwicklung.

Artikel 10

Wirkungen gemeinsamer Projekte zwischen Mitgliedstaaten

- (1) Innerhalb von drei Monaten nach Ablauf jedes in den Zeitraum nach Artikel 9 Absatz 3 Buchstabe d fallenden Jahres versendet der Mitgliedstaat, der die Mitteilung nach Artikel 9 gemacht hat, ein Mitteilungsschreiben mit folgenden Angaben:
 - a) die Gesamtmenge an Elektrizität oder Wärme oder Kälte, die in dem betreffenden Jahr von der Anlage, die Gegenstand der Mitteilung nach Artikel 9 war, aus erneuerbaren Energiequellen produziert wurde, und

▼B

b) die Menge an Elektrizität oder Wärme oder Kälte, die in dem betreffenden Jahr von der Anlage aus erneuerbaren Energiequellen produziert wurde und gemäß der Mitteilung auf den Anteil erneuerbarer Energie eines anderen Mitgliedstaats anzurechnen ist.

(2) Der mitteilende Mitgliedstaat sendet das Mitteilungsschreiben an den Mitgliedstaat, zu dessen Gunsten die Mitteilung erfolgte, und an die Kommission.

(3) Für die Zwecke dieser Richtlinie wird die Menge an Elektrizität oder Wärme oder Kälte aus erneuerbaren Energiequellen, die gemäß Absatz 1 Buchstabe b mitgeteilt wurde,

a) von der Menge an Elektrizität, Wärme oder Kälte aus erneuerbaren Quellen subtrahiert, die bei der Berechnung des Energieanteils aus erneuerbaren Quellen des das Mitteilungsschreiben nach Absatz 1 versendenden Mitgliedstaats berücksichtigt wird, und

b) zu der Menge an Elektrizität, Wärme oder Kälte aus erneuerbaren Quellen addiert, die bei der Berechnung des Energieanteils aus erneuerbaren Quellen des das Mitteilungsschreiben nach Absatz 2 empfangenden Mitgliedstaats berücksichtigt wird.

*Artikel 11***Gemeinsame Projekte von Mitgliedstaaten und Drittländern**

(1) Ein oder mehrere Mitgliedstaaten können mit einem oder mehreren Drittländern bei allen Arten gemeinsamer Projekte zur Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen zusammenarbeiten. Die Zusammenarbeit kann private Betreiber einschließen und erfolgt unter uneingeschränkter Achtung des Völkerrechts.

(2) Aus erneuerbaren Quellen in einem Drittland produzierte Elektrizität wird bei der Berechnung der Anteile erneuerbarer Energie der Mitgliedstaaten nur berücksichtigt, wenn die folgenden Bedingungen erfüllt sind:

a) die Elektrizität wird in der Union verbraucht, was als erfüllt angesehen wird, wenn

i) eine Elektrizitätsmenge, die der angerechneten Elektrizitätsmenge entspricht, von allen zuständigen Übertragungsnetzbetreibern im Ursprungsland, im Bestimmungsland und, falls relevant, in jedem Transitdrittland der jeweils zugeteilten Verbindungskapazität fest zugewiesen wurde;

ii) eine Elektrizitätsmenge, die der angerechneten Elektrizitätsmenge entspricht, vom zuständigen Übertragungsnetzbetreiber auf der Unionsseite einer Verbindungsleitung fest im Elektrizitätsbilanzverzeichnis registriert wurde; und

iii) die ausgewiesene Kapazität und die Produktion der Elektrizität aus erneuerbaren Quellen durch die in Buchstabe b genannte Anlage denselben Zeitraum betreffen;

▼B

- b) die Elektrizität wird im Rahmen eines gemeinsamen Projekts gemäß Absatz 1 in einer Anlage produziert, die nach dem 25. Juni 2009 in Betrieb genommen, oder nach diesem Datum umgerüstet wurde;
- c) für die produzierte und exportierte Elektrizitätsmenge wurden außer Investitionsbeihilfen für die Anlage keine Förderung aus einer Förderregelung eines Drittlands gewährt; und
- d) die Elektrizität wurde im Einklang mit dem Völkerrecht in einem Drittland produziert, das die Europäische Konvention zum Schutze der Menschenrechte und Grundfreiheiten oder ein anderes internationales Übereinkommen oder einen anderen internationalen Vertrag über Menschenrechte unterzeichnet hat.

(3) Die Mitgliedstaaten können bei der Kommission beantragen, dass für die Zwecke von Absatz 4 und im Zusammenhang mit der Errichtung einer Verbindungsleitung mit einer sehr langen Vorlaufzeit zwischen einem Mitgliedstaat und einem Drittstaat die aus erneuerbaren Quellen stammende und in einem Drittstaat produzierte und konsumierte Elektrizität unter folgenden Bedingungen berücksichtigt wird:

- a) mit dem Bau der Verbindungsleitung muss bis zum 31. Dezember 2026 begonnen worden sein;
- b) die Verbindungsleitung kann nicht bis zum 31. Dezember 2030 in Betrieb genommen werden;
- c) die Verbindungsleitung kann bis zum 31. Dezember 2032 in Betrieb genommen werden;
- d) nach der Inbetriebnahme wird die Verbindungsleitung in Übereinstimmung mit Absatz 2 für den Export von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen in die Union genutzt;
- e) der Antrag bezieht sich auf ein gemeinsames Projekt, das den Kriterien von Absatz 2 Buchstaben b und c entspricht und das die Verbindungsleitung nach ihrer Inbetriebnahme nutzen wird, und auf eine Elektrizitätsmenge, die jene nicht übersteigt, die nach der Inbetriebnahme der Verbindungsleitung in die Union exportiert wird.

(4) Der Prozentsatz oder die Menge der von einer Anlage im Hoheitsgebiet eines Drittlands produzierten Elektrizität, der bzw. die für die Zwecke dieser Richtlinie als auf den Anteil erneuerbarer Energie eines oder mehrerer Mitgliedstaaten anrechenbar zu betrachten ist, wird der Kommission mitgeteilt. Wenn mehr als ein Mitgliedstaat betroffen ist, wird die Aufteilung dieses Prozentsatzes oder dieser Menge auf die Mitgliedstaaten der Kommission mitgeteilt. Dieser Prozentsatz oder diese Menge darf die tatsächlich in die Union ausgeführte und dort verbrauchte Menge nicht überschreiten und muss der Menge gemäß Absatz 2 Buchstabe a Ziffern i und ii entsprechen und die Bedingungen des Absatzes 2 Buchstabe a erfüllen. Die Mitteilung erfolgt durch jeden Mitgliedstaat, auf dessen nationales Gesamtziel der Prozentsatz oder die Menge der Elektrizität angerechnet werden soll.

(5) Die Mitteilung nach Absatz 4 enthält Folgendes:

- a) eine Beschreibung der vorgeschlagenen Anlage oder Angaben zur umgerüsteten Anlage;

▼B

- b) die Angabe des Prozentsatzes oder der Menge der von der Anlage produzierten Elektrizität, der bzw. die als auf den Anteil erneuerbarer Energie eines Mitgliedstaats anrechenbar zu betrachten ist, sowie die entsprechenden Finanzvereinbarungen, wobei Vertraulichkeitsanforderungen einzuhalten sind;
- c) die Angabe des Zeitraums, in dem die Elektrizität als auf den Anteil erneuerbarer Energie des Mitgliedstaats anrechenbar zu betrachten ist, in vollen Kalenderjahren; und
- d) eine schriftliche Bestätigung der Angaben nach den Buchstaben b und c durch das Drittland, in dessen Hoheitsgebiet die Anlage in Betrieb genommen werden soll, und die Angabe des Anteils oder der Menge der in der Anlage produzierten Elektrizität für den heimischen Verbrauch dieses Drittlands.
- (6) Die Laufzeit eines gemeinsamen Projekts nach diesem Artikel darf über das Jahr 2030 hinausgehen.
- (7) Eine nach diesem Artikel erfolgte Mitteilung darf nur in gegenseitigem Einvernehmen zwischen dem die Mitteilung machenden Mitgliedstaat und dem Drittland, das das gemeinsame Projekt gemäß Absatz 5 Buchstabe d bestätigt hat, geändert oder widerrufen werden.
- (8) Die Mitgliedstaaten und die Union legen den einschlägigen Gremien der Energiegemeinschaft nahe, in Einklang mit dem Vertrag über die Energiegemeinschaft die Maßnahmen zu ergreifen, die erforderlich sind, damit die Vertragsparteien die Bestimmungen dieser Richtlinie für die Zusammenarbeit zwischen Mitgliedstaaten anwenden können.

*Artikel 12***Wirkung gemeinsamer Projekte zwischen Mitgliedstaaten und Drittländern**

- (1) Innerhalb von 12 Monaten nach Ablauf jedes in den Zeitraum nach Artikel 11 Absatz 5 Buchstabe c fallenden Jahres versendet der mitteilende Mitgliedstaat ein Mitteilungsschreiben mit folgendem Inhalt:
- a) die Gesamtmenge an Elektrizität, die in dem betreffenden Jahr von der Anlage, die Gegenstand der Mitteilung nach Artikel 11 war, aus erneuerbaren Quellen produziert wurde;
- b) die Menge an Elektrizität, die in dem betreffenden Jahr von der Anlage aus erneuerbaren Quellen produziert wurde und gemäß der Mitteilung nach Artikel 11 auf seinen Anteil erneuerbarer Energie anzurechnen ist;
- c) den Nachweis der Einhaltung der in Artikel 11 Absatz 2 genannten Bedingungen.
- (2) Die in Absatz 1 genannten Mitgliedstaaten senden das Mitteilungsschreiben an die Kommission und an das Drittland, das das gemeinsame Projekt gemäß Artikel 11 Absatz 5 Buchstabe d bestätigt hat.

▼B

(3) Zur Berechnung der Anteile erneuerbarer Energie im Rahmen dieser Richtlinie wird die aus erneuerbaren Quellen produzierte Menge an Elektrizität, die gemäß Absatz 1 Buchstabe b mitgeteilt wurde, der anrechenbaren Menge an Energie aus erneuerbaren Quellen hinzuge-rechnet, wenn der Anteil erneuerbarer Energie des Mitgliedstaats, der das Mitteilungsschreiben versendet, berechnet wird.

*Artikel 13***Gemeinsame Förderregelungen**

(1) Unbeschadet der Pflichten der Mitgliedstaaten nach Artikel 5 können zwei oder mehr Mitgliedstaaten auf freiwilliger Basis beschließen, ihre nationalen Förderregelungen zusammenzulegen oder teilweise zu koordinieren. In solchen Fällen kann eine bestimmte Menge an Energie aus erneuerbaren Quellen, die im Hoheitsgebiet eines teilnehmenden Mitgliedstaats produziert wird, auf den Anteil erneuerbarer Energie eines anderen teilnehmenden Mitgliedstaats angerechnet werden, wenn die betreffenden Mitgliedstaaten

- a) gemäß Artikel 8 einen statistischen Transfer bestimmter Mengen Energie aus erneuerbaren Quellen von einem Mitgliedstaat auf einen anderen vornehmen oder
- b) eine von den teilnehmenden Mitgliedstaaten gebilligte Verteilungsregel festlegen, nach der Mengen an Energie aus erneuerbaren Quellen den beteiligten Mitgliedstaaten zugewiesen werden.

Verteilungsregeln nach Unterabsatz 1 Buchstabe b) sind der Kommission spätestens drei Monate nach dem Ende des ersten Jahres, in dem sie wirksam wird, mitzuteilen.

(2) Innerhalb von drei Monaten nach Ende jedes Jahres versendet jeder Mitgliedstaat, der eine Mitteilung nach Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstabe b gemacht hat, ein Mitteilungsschreiben, in dem er die Gesamtmenge an Elektrizität oder Wärme oder Kälte aus erneuerbaren Quellen angibt, die in dem Jahr, für das die Verteilungsregel gelten soll, produziert wurde.

(3) Zur Berechnung der Anteile erneuerbarer Energie im Rahmen dieser Richtlinie wird die Menge an Elektrizität oder Wärme oder Kälte aus erneuerbaren Quellen, die gemäß Absatz 2 mitgeteilt wurde, nach der mitgeteilten Verteilungsregel zwischen den betreffenden Mitgliedstaaten neu aufgeteilt.

(4) Die Kommission verbreitet Leitlinien und bewährte Verfahren und unterstützt die betreffenden Mitgliedstaaten auf deren Ersuchen bei der Einführung gemeinsamer Förderregelungen in den Mitgliedstaaten.

*Artikel 14***Kapazitätserhöhungen**

Für die Zwecke des Artikels 9 Absatz 2 und des Artikels 11 Absatz 2 Buchstabe b werden Einheiten von Energie aus erneuerbaren Quellen, die auf die Erhöhung der Kapazität einer Anlage zurückzuführen sind, so behandelt, als seien sie in einer eigenständigen Anlage produziert worden, die zum Zeitpunkt der Kapazitätserhöhung in Betrieb genommen wurde.



Artikel 15

Verwaltungsverfahren, Rechtsvorschriften und Regelwerke

(1) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass einzelstaatliche Vorschriften für die Genehmigungs-, Zertifizierungs- und Zulassungsverfahren, die auf Anlagen zur Produktion von Elektrizität, Wärme oder Kälte aus erneuerbaren Quellen und die angegliederten Übertragungs- und Verteilernetze sowie auf den Vorgang der Umwandlung von Biomasse in Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe oder sonstige Energieprodukte und auf flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe für den Verkehr nicht biogenen Ursprungs angewandt werden, verhältnismäßig und notwendig sind und zur Umsetzung des Prinzips Energieeffizienz an erster Stelle (*energy efficiency first*) beitragen.

Die Mitgliedstaaten ergreifen insbesondere angemessene Maßnahmen, um sicherzustellen, dass

- a) die Verwaltungsverfahren auf der geeigneten Verwaltungsebene gestrafft und beschleunigt und für die in Unterabsatz 1 genannten Verfahren vorhersehbare Zeitpläne aufgestellt werden;
- b) die Vorschriften für Genehmigung, Zertifizierung und Zulassung objektiv, transparent und verhältnismäßig sind, nicht zwischen Antragstellern diskriminieren und den Besonderheiten der einzelnen Technologien für erneuerbare Energie vollständig Rechnung tragen;
- c) Verwaltungsgebühren, die die Verbraucher, Planungsbüros, Architekten, Bauunternehmen sowie die Geräte- und Systeminstallateure und -lieferanten entrichten müssen, transparent und kostenbezogen sind und
- d) für dezentrale Anlagen und für die Produktion und Speicherung von Energie aus erneuerbaren Quellen vereinfachte und weniger aufwändige Genehmigungsverfahren, unter anderem ein Verfahren der einfachen Mitteilung, eingeführt werden.

(2) Die Mitgliedstaaten legen eindeutige technische Spezifikationen fest, die Geräte und Systeme, die erneuerbare Energie nutzen, erfüllen müssen, damit ihnen die Förderregelungen zugutekommen. Gibt es europäische Normen, einschließlich Umweltzeichen, Energiezeichen und sonstige von den europäischen Normungsgremien entwickelte technische Referenzsysteme, werden solche technischen Spezifikationen auf der Grundlage dieser Normen abgefasst. Solche technischen Spezifikationen dürfen nicht vorschreiben, wo die Geräte und Systeme zu zertifizieren sind, und dürfen kein Hindernis für das reibungslose Funktionieren des Binnenmarkts darstellen.

(3) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass ihre zuständigen Behörden auf nationaler, regionaler und lokaler Ebene bei der Planung, auch bei der frühzeitigen Raumplanung, beim Entwurf, beim Bau und bei der Renovierung von städtischer Infrastruktur, Industrie-, Gewerbe- oder Wohngebieten und Energieinfrastruktur, einschließlich Netzen für Elektrizität, Fernwärme und -kälte sowie Erdgas und alternative Kraftstoffe, Vorschriften für die Integration und den Einsatz von erneuerbarer Energie, auch für die Eigenversorgung mit erneuerbarer Elektrizität und Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften sowie die Nutzung unvermeidbarer Abwärme und -kälte, vorsehen. Die Mitgliedstaaten halten insbesondere lokale und regionale Verwaltungsstellen dazu an, Wärme und Kälte aus

▼B

erneuerbaren Quellen, soweit angemessen, in die Planung der städtischen Infrastruktur einzubeziehen und sich mit den Netzbetreibern abzustimmen, damit berücksichtigt wird, wie sich Energieeffizienz- und Laststeuerungsprogramme sowie bestimmte Vorschriften auf die Eigenversorgung mit erneuerbarer Elektrizität und Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften sowie auf die Pläne der Betreiber für den Ausbau der Infrastruktur auswirken.

(4) Die Mitgliedstaaten nehmen in ihre Bauvorschriften und Regelwerke geeignete Maßnahmen auf, um den Anteil aller Arten von Energie aus erneuerbaren Quellen im Gebäudebereich zu erhöhen.

Bei der Ausarbeitung solcher Maßnahmen oder in ihren Förderregelungen können die Mitgliedstaaten gegebenenfalls nationale Maßnahmen für eine deutliche Steigerung der Eigenversorgung mit erneuerbarer Elektrizität, der Energiespeicherung vor Ort und der Energieeffizienz, sowie für Kraft-Wärme-Kopplung und Passiv-, Niedrigenergie- oder Nullenergiehäuser berücksichtigen.

Die Mitgliedstaaten schreiben in ihren Bauvorschriften und Regelwerken oder auf andere Weise mit vergleichbarem Ergebnis vor, dass in neuen Gebäuden und in bestehenden Gebäuden, an denen größere Renovierungsarbeiten vorgenommen werden, ein Mindestmaß an erneuerbarer Energie genutzt wird, sofern dies technisch machbar, zweckmäßig und wirtschaftlich tragbar ist, unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Kostenoptimalitätsberechnung gemäß Artikel 5 Absatz 2 der Richtlinie 2010/31/EU und sofern dies nicht zu einer Verschlechterung der Raumluftqualität führt. Die Mitgliedstaaten gestatten, dass dieses Mindestmaß unter anderem durch effiziente Fernwärme und -kälte erreicht wird, die zu einem wesentlichen Anteil auf der Nutzung von erneuerbarer Energie sowie von Abwärme und -kälte beruht.

Die Anforderungen nach Unterabsatz 1 gelten auch für die Streitkräfte, aber nur soweit ihre Anwendung nicht mit der Art und dem Hauptzweck der Tätigkeit der Streitkräfte kollidiert, und mit Ausnahme von Material, das ausschließlich für militärische Zwecke verwendet wird.

(5) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass neu errichtete öffentliche Gebäude sowie bestehende öffentliche Gebäude, an denen größere Renovierungsmaßnahmen vorgenommen werden, auf nationaler, regionaler und lokaler Ebene ab dem 1. Januar 2012 eine Vorbildfunktion im Rahmen dieser Richtlinie erfüllen. Die Mitgliedstaaten können unter anderem zulassen, dass diese Verpflichtung durch die Einhaltung der Vorschriften für Niedrigstenergiegebäude gemäß der Richtlinie 2010/31/EU oder dadurch erfüllt wird, dass die Dächer öffentlicher oder gemischt privat und öffentlich genutzter Gebäude durch Dritte für Anlagen zur Produktion von Energie aus erneuerbaren Quellen genutzt werden.

(6) Mit Bezug auf ihre Bauvorschriften und Bauregelwerke fördern die Mitgliedstaaten die Verwendung von Systemen und Anlagen zur Wärme- und Kälteerzeugung aus erneuerbaren Quellen, die eine erhebliche Verringerung des Energieverbrauchs ermöglichen. Dazu verwenden die Mitgliedstaaten, sofern vorhanden, Energie- oder Ökozeichen oder sonstige auf nationaler Ebene oder auf Unionsebene entwickelte geeignete Zertifikate oder Normen und sorgen dafür, dass zu erneuerbaren, hochgradig energieeffizienten Alternativen sowie etwaigen Finanzierungsinstrumenten und Anreizen, auf die im Fall des Austauschs alter

▼B

Anlagen zurückgegriffen werden kann, entsprechende Informationen und Beratungsleistungen angeboten werden, damit im Einklang mit der Richtlinie 2010/31/EU der Austausch alter Heizungsanlagen zügiger vorstattgehen und verstärkt zu Lösungen übergegangen werden kann, die auf erneuerbarer Energie beruhen.

(7) Die Mitgliedstaaten führen eine Bewertung ihres Potenzials im Bereich der Energie aus erneuerbaren Quellen und der Nutzung von Abwärme und -kälte im Wärme- und Kältesektor durch. Diese Bewertung umfasst gegebenenfalls auch eine Raumanalyse von Gebieten, die sich für einen Einsatz mit geringem Umweltrisiko eignen, geht auf das Potenzial kleiner Projekte auf der Ebene von Privathaushalten ein und wird in die zweite umfassende Bewertung, die gemäß Artikel 14 Absatz 1 der Richtlinie 2012/27/EU erstmals bis zum 31. Dezember 2020 vorzulegen ist, und in die nachfolgenden Aktualisierungen der umfassenden Bewertungen aufgenommen.

(8) Die Mitgliedstaaten müssen die rechtlichen und administrativen Hindernisse für langfristige Verträge über den Bezug von erneuerbarem Strom bewerten, unbegründete Hindernisse beseitigen und die Verbreitung solcher Verträge unterstützen. Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass derartige Verträge keinen unverhältnismäßigen oder diskriminierenden Verfahren sowie Umlagen und Abgaben unterworfen sind.

Die Mitgliedstaaten beschreiben Strategien und Maßnahmen, die zur Verbreitung von Verträgen über den Bezug von erneuerbarem Strom beitragen sollen, in ihren integrierten nationalen Energie- und Klimaplänen und den anschließenden Fortschrittsberichten gemäß der Verordnung (EU) 2018/1999.

Artikel 16

Organisation und Dauer des Verfahrens zur Genehmigungserteilung

(1) Die Mitgliedstaaten errichten oder benennen eine oder mehrere Anlaufstellen. Diese Anlaufstellen leisten auf Ersuchen des Antragstellers während des gesamten Verwaltungsverfahrens im Hinblick auf die Beantragung und die Erteilung der Genehmigung Beratung und Unterstützung. Von einem Antragsteller darf, während des gesamten Verfahrens, nicht verlangt werden, sich an mehr als eine Anlaufstelle zu wenden. Das Verfahren zur Genehmigungserteilung erstreckt sich auf die einschlägigen Verwaltungsgenehmigungen für den Bau, das Repowering und den Betrieb von Anlagen zur Produktion von Energie aus erneuerbaren Quellen, sowie die für deren Netzzugang erforderlichen Vermögenswerte. Das Verfahren zur Genehmigungserteilung umfasst alle Verfahren von der Bestätigung des Eingangs des Antrags bis zur Übermittlung des Ergebnisses des Verfahrens gemäß Absatz 2.

(2) Die Anlaufstelle führt den Antragsteller in transparenter Weise durch das Verwaltungsverfahren zur Genehmigungsbeantragung, bis die zuständigen Behörden am Ende des Verfahrens eine oder mehrere Entscheidungen treffen, stellt ihm alle erforderlichen Informationen zur Verfügung und bezieht gegebenenfalls andere Verwaltungsbehörden ein. Antragstellern ist es gestattet, die einschlägigen Unterlagen auch in digitaler Form einzureichen.

▼B

(3) Die Anlaufstelle stellt ein Verfahrenshandbuch für Projektträger im Bereich der Produktion erneuerbarer Energie bereit und stellt diese Informationen auch online zur Verfügung, wobei sie gesondert auch auf kleinere Projekte und Projekte von Eigenversorgern im Bereich erneuerbare Elektrizität eingeht. In den online veröffentlichten Informationen wird der Antragsteller auf die für seinen Antrag zuständige Anlaufstelle hingewiesen. Existieren in einem Mitgliedstaat mehrere Anlaufstellen, wird der Antragsteller in den online veröffentlichten Informationen auf die für seinen Antrag zuständige Anlaufstelle hingewiesen.

(4) Das Verfahren zur Genehmigungserteilung gemäß Absatz 1 dauert, unbeschadet des Absatzes 7, bei den für Kraftwerke geltenden Verfahren, einschließlich der einschlägigen Verfahren aller zuständigen Behörden, nicht länger als zwei Jahre. Der Zeitraum von zwei Jahren kann jedoch in durch außergewöhnliche Umstände hinreichend begründeten Fällen um bis zu einem Jahr verlängert werden.

(5) Bei Anlagen mit einer Stromerzeugungskapazität unter 150 kW darf das Verfahren zur Genehmigungserteilung, unbeschadet des Absatzes 7, nicht länger als ein Jahr dauern. In durch außergewöhnliche Umstände hinreichend begründeten Fällen kann dieser Zeitraum um bis zu einem Jahr verlängert werden.

Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass Antragsteller bei Streitigkeiten im Zusammenhang mit Verfahren zur Genehmigungserteilung und der Ausstellung von Genehmigungen für den Bau und den Betrieb von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie leichten Zugang zu einfachen Streitbeilegungsverfahren, und gegebenenfalls auch zu alternativen Streitbeilegungsverfahren, haben.

(6) Die Mitgliedstaaten erleichtern das Repowering bestehender Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie, indem sie für ein vereinfachtes, zügiges Verfahren zur Genehmigungserteilung sorgen. Dieses Verfahren dauert nicht länger als ein Jahr.

In durch außergewöhnliche Umstände hinreichend begründenden Fällen, beispielsweise aus übergeordneten Sicherheitsgründen bei wesentlichen Auswirkungen eines Repowering-Projekts auf das Netz oder die ursprüngliche Kapazität, Größe oder Leistung der Anlage, kann diese Frist um bis zu einem Jahr verlängert werden.

(7) Die in diesem Artikel festgelegten Fristen lassen Verpflichtungen nach dem geltenden Umweltrecht der Union, gerichtliche Berufungsverfahren, Rechtsbehelfe und andere Gerichtsverfahren sowie alternative Streitbeilegungsverfahren, nichtgerichtliche Berufungsverfahren und Rechtsbehelfe unberührt und können sich um die Dauer dieser Verfahren verlängern.

(8) Die Mitgliedstaaten können sich in Bezug auf den Netzzugang von Repowering-Projekten für die Einführung eines Verfahrens der einfachen Mitteilung gemäß Artikel 17 Absatz 1 entscheiden. Wenn Mitgliedstaaten dies tun, ist das Repowering im Anschluss an eine Mitteilung an die zuständige Behörde zuzulassen, sofern keine erheblichen negativen ökologischen oder sozialen Auswirkungen zu erwarten sind. Die zuständige Behörde entscheidet innerhalb von sechs Monaten nach Eingang der Mitteilung, ob diese ausreichend ist.

Gelangt die zuständige Behörde zu dem Schluss, dass die Mitteilung ausreichend ist, erteilt sie die Genehmigung automatisch. Entscheidet die zuständige Behörde, dass die Mitteilung nicht ausreichend ist, muss erneut eine Genehmigung beantragt werden und es gelten die in Absatz 6 genannten Fristen.



Artikel 17

Verfahren der einfachen Mitteilung für den Netzzugang

(1) Die Mitgliedstaaten führen ein Verfahren der einfachen Mitteilung für den Netzzugang ein, wonach Anlagen oder aggregierte Produktionseinheiten von Eigenversorgern im Bereich erneuerbare Elektrizität und Demonstrationsprojekte im Bereich erneuerbare Energie mit einer Stromproduktionskapazität bis 10,8 kW — oder entsprechender Leistung bei anderen als dreiphasigen Anschlüssen — auf eine Mitteilung an den Verteilernetzbetreiber hin an das Netz angeschlossen werden.

Der Verteilernetzbetreiber kann sich innerhalb eines begrenzten Zeitraums nach der Mitteilung wegen begründeter Sicherheitsbedenken oder wegen technischer Inkompatibilität der Systemkomponenten dafür entscheiden, den beantragten Netzzugang zu verweigern oder einen anderen Netzanschlusspunkt vorzuschlagen. Trifft der Verteilernetzbetreiber eine positive Entscheidung oder ergeht innerhalb eines Monats nach der Mitteilung keine Entscheidung des Verteilernetzbetreibers, so kann die Anlage oder aggregierte Produktionseinheit angeschlossen werden.

(2) Die Mitgliedstaaten können für Anlagen und aggregierte Produktionseinheiten mit einer Stromproduktionskapazität von über 10,8 kW und bis 50 kW Verfahren der einfachen Mitteilung zulassen, sofern die Stabilität, die Zuverlässigkeit und die Sicherheit des Netzes gewahrt bleiben.

Artikel 18

Information und Ausbildung

(1) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass allen wichtigen Akteuren wie Verbrauchern, einschließlich einkommensschwacher, bedürftiger Verbraucher, Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität sowie Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften, Bauunternehmern, Installateuren, Architekten, Lieferanten von Anlagen und Systemen für die Erzeugung von Wärme, Kälte und Elektrizität und Lieferanten von Fahrzeugen, die mit erneuerbarer Energie und in intelligenten Verkehrssystemen betrieben werden können, Informationen über Fördermaßnahmen zur Verfügung stehen.

(2) Die Mitgliedstaaten sorgen dafür, dass entweder von dem Lieferanten der Anlage oder des Systems oder von den zuständigen Behörden Informationen über die Nettovorteile, die Kosten und die Energieeffizienz von Anlagen und Systemen für die Nutzung von Wärme, Kälte und Elektrizität aus erneuerbaren Quellen bereitgestellt werden.

(3) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass Installateuren von kleinen Biomassekesseln und -öfen, solaren Photovoltaik- und Solarwärmesystemen, oberflächennahen geothermischen Systemen und Wärmepumpen Zertifizierungssysteme oder gleichwertige Qualifikationssysteme zur Verfügung stehen. Diese Systeme können bestehenden Systemen und Strukturen gegebenenfalls Rechnung tragen und sind auf die in Anhang IV festgelegten Kriterien zu stützen. Jeder Mitgliedstaat erkennt die von anderen Mitgliedstaaten gemäß diesen Kriterien vorgenommenen Zertifizierungen an.

(4) Die Mitgliedstaaten stellen der Öffentlichkeit Informationen zu den Zertifizierungssystemen oder gleichwertigen Qualifikationssystemen gemäß Absatz 3 zur Verfügung. Die Mitgliedstaaten können außerdem ein Verzeichnis der gemäß Absatz 3 qualifizierten oder zertifizierten Installateure der Öffentlichkeit zur Verfügung stellen.

▼B

(5) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass allen wichtigen Akteuren, insbesondere Planungsbüros und Architekten, Empfehlungen zur Verfügung gestellt werden, damit diese in der Lage sind, die optimale Kombination von Energie aus erneuerbaren Quellen, hocheffizienten Technologien und Fernwärme und -kälte bei der Planung, beim Entwurf, beim Bau und bei der Renovierung von Industrie-, Gewerbe- oder Wohngebieten sachgerecht in Erwägung zu ziehen.

(6) Die Mitgliedstaaten entwickeln — gegebenenfalls unter Beteiligung lokaler und regionaler Behörden — zweckdienliche Informations-, Sensibilisierungs-, Orientierungs- und/oder Ausbildungsprogramme, um die Bürger darüber zu informieren, wie sie ihre Rechte als aktive Kunden wahrnehmen können und welche Vorteile — einschließlich technischer und finanzieller Art — mit dem Ausbau und der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, auch durch Eigenversorgung oder im Rahmen von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften, verbunden sind und welche praktischen Aspekte dabei zu beachten sind.

*Artikel 19***Herkunftsnachweise für Energie aus erneuerbaren Quellen**

(1) Um gegenüber den Endkunden den Anteil oder die Menge erneuerbarer Energie im Energiemix eines Energieversorgers sowie in der Energie, welche Verbrauchern im Rahmen von Verträgen geliefert wird, die sich auf den Verbrauch von erneuerbarer Energie beziehen, nachzuweisen, stellen die Mitgliedstaaten sicher, dass die Herkunft von erneuerbarer Energie als solche im Sinne dieser Richtlinie gemäß objektiven, transparenten und nichtdiskriminierenden Kriterien garantiert werden kann.

(2) Zu diesem Zweck sorgen die Mitgliedstaaten dafür, dass auf Anfrage eines Produzenten von Energie aus erneuerbaren Quellen ein Herkunftsnachweis ausgestellt wird, es sei denn, die Mitgliedstaaten beschließen, um dem Marktwert des Herkunftsnachweises Rechnung zu tragen, einem Produzenten, der finanzielle Förderung aus einer Förderregelung erhält, keinen Nachweis auszustellen. Die Mitgliedstaaten können vorsehen, dass Herkunftsnachweise für Energie aus nicht erneuerbaren Quellen ausgestellt werden. Die Ausstellung von Herkunftsnachweisen kann von einer Mindestkapazität abhängig gemacht werden. Ein Herkunftsnachweis gilt standardmäßig für 1 MWh. Für jede Einheit produzierte Energie wird nicht mehr als ein Herkunftsnachweis ausgestellt.

Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass dieselbe Einheit von Energie aus erneuerbaren Quellen nur einmal berücksichtigt wird.

Wenn ein Produzent finanzielle Förderung aus einer Förderregelung erhält, stellen die Mitgliedstaaten sicher, dass der Marktwert des Herkunftsnachweises für diese Produktion im Rahmen der betreffenden Förderregelung gebührend berücksichtigt wird.

Dass der Marktwert des Herkunftsnachweises gebührend berücksichtigt wurde, wird angenommen, wenn

- a) die finanzielle Förderung im Rahmen einer Ausschreibung oder eines Systems mit handelbaren grünen Zertifikaten gewährt wird, oder
- b) der Marktwert der Herkunftsnachweise bei der verwaltungsmäßigen Festlegung der Höhe der finanziellen Förderung berücksichtigt wird, oder

▼B

- c) die Herkunftsnachweise nicht unmittelbar dem Produzenten, sondern einem Versorger oder Verbraucher ausgestellt werden, der die Energie aus erneuerbaren Quellen entweder unter Wettbewerbsbedingungen oder im Rahmen eines langfristigen Vertrags über den Bezug von erneuerbarem Strom kauft.

Um den Marktwert des Herkunftsnachweises zu berücksichtigen, können die Mitgliedstaaten unter anderem entscheiden, dem Produzenten einen Herkunftsnachweis auszustellen und diesen unmittelbar zu entwerten.

Der Herkunftsnachweis hat keine Funktion in Bezug auf die Einhaltung des Artikels 3 durch die Mitgliedstaaten. Die Übertragung von Herkunftsnachweisen, sei es gesondert oder zusammen mit der physischen Übertragung von Energie, hat keine Auswirkungen auf die Entscheidung von Mitgliedstaaten, zur Einhaltung von Artikel 3 auf statistische Transfers, gemeinsame Projekte oder gemeinsame Förderregelungen zurückzugreifen; ebenso wenig hat sie Auswirkungen auf die Berechnung des Bruttoenergieverbrauchs von erneuerbarer Energie gemäß Artikel 7.

- (3) Für die Zwecke des Absatzes 1 gelten die Herkunftsnachweise zwölf Monate ab der Produktion der betreffenden Energieeinheit. Die Mitgliedstaaten sorgen dafür, dass alle Herkunftsnachweise, die nicht entwertet wurden, spätestens 18 Monate nach der Produktion der Energieeinheit ihre Gültigkeit verlieren. Die Mitgliedstaaten berücksichtigen ungültig gewordene Herkunftsnachweise bei der Berechnung ihres Restenergiemixes.

- (4) Zu den in den Absätzen 8 und 13 genannten Kennzeichnungszwecken stellen die Mitgliedstaaten sicher, dass Energieunternehmen Herkunftsnachweise spätestens sechs Monate nach Ablauf ihrer Gültigkeit entwerten.

- (5) Die Mitgliedstaaten oder benannten zuständigen Stellen überwachen die Ausstellung, Übertragung und Entwertung der Herkunftsnachweise. Die benannten zuständigen Stellen dürfen keine sich geografisch überschneidenden Verantwortlichkeiten haben, und die Stellen müssen von den Bereichen Produktion, Handel und Versorgung unabhängig sein.

- (6) Die Mitgliedstaaten oder die benannten zuständigen Stellen schaffen geeignete Mechanismen, um sicherzustellen, dass die Herkunftsnachweise elektronisch ausgestellt, übertragen und entwertet werden und genau, zuverlässig und betrugssicher sind. Die Mitgliedstaaten und die benannten zuständigen Stellen sorgen dafür, dass die von ihnen auferlegten Anforderungen der Norm CEN — EN 16325 entsprechen.

- (7) Der Herkunftsnachweis enthält mindestens folgende Angaben:

- a) Angaben zur Energiequelle, aus der die Energie produziert wurde, und zu Beginn und Ende ihrer Produktion;
- b) Angaben dazu, ob der Herkunftsnachweis
- i) Elektrizität oder
 - ii) Gas, einschließlich Wasserstoff, oder
 - iii) Wärme oder Kälte betrifft;
- c) Bezeichnung, Standort, Typ und Kapazität der Anlage, in der die Energie produziert wurde;
- d) Angaben dazu, ob die Anlage Investitionsförderung erhalten hat und ob die Energieeinheit in irgendeiner anderen Weise in den Genuss einer nationalen Förderregelung gelangt ist, und zur Art der Förderregelung;
- e) Datum der Inbetriebnahme der Anlage; und

▼B

- f) Ausstellungsdatum und ausstellendes Land und eine eindeutige Kennnummer.

Auf Herkunftsnachweisen von Anlagen unter 50 kW können vereinfachte Angaben gemacht werden.

(8) Wird von einem Elektrizitätsversorger verlangt, den Anteil oder die Menge an Energie aus erneuerbaren Quellen in seinem Energiemix für die Zwecke des Artikels 3 Absatz 9 Buchstabe a der Richtlinie 2009/72/EG nachzuweisen, so verwendet er hierfür Herkunftsnachweise, es sei denn:

- a) es handelt sich um den Anteil an seinem Energiemix, der etwaigen nicht rückverfolgten Handelsangeboten entspricht, wofür der Versorger den Restenergiemix nutzen kann; oder
- b) der Mitgliedstaat hat beschlossen, einem Produzenten, der finanzielle Förderung aus einer Förderregelung erhält, keine Herkunftsnachweise auszustellen.

Wenn die Mitgliedstaaten auch für andere Energiearten Herkunftsnachweise vorgesehen haben, müssen die Versorgungsunternehmen zu Kennzeichnungszwecken den für die Art der gelieferten Energie vorgesehene Herkunftsnachweisart verwenden. Gleichmaßen können gemäß Artikel 14 Absatz 10 der Richtlinie 2012/27/EU erstellte Herkunftsnachweise verwendet werden, um etwaigen Anforderungen, die Menge der durch hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung produzierten Elektrizität nachzuweisen, zu entsprechen. Wenn Elektrizität aus erneuerbaren Quellen durch hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt wird, darf für die Zwecke des Absatzes 2 nur ein Herkunftsnachweis ausgestellt werden, in dem beide Eigenschaften angegeben sind.

(9) Die Mitgliedstaaten erkennen die von anderen Mitgliedstaaten gemäß dieser Richtlinie ausgestellten Herkunftsnachweise ausschließlich als Nachweis der in Absatz 1 und Absatz 7 Unterabsatz 1 Buchstaben a bis f genannten Angaben an. Ein Mitgliedstaat kann die Anerkennung eines Herkunftsnachweises nur dann verweigern, wenn er begründete Zweifel an dessen Richtigkeit, Zuverlässigkeit oder Wahrhaftigkeit hat. Der Mitgliedstaat teilt der Kommission eine solche Verweigerung und deren Begründung mit.

(10) Stellt die Kommission fest, dass die Verweigerung der Anerkennung eines Herkunftsnachweises unbegründet ist, kann sie eine Entscheidung erlassen, die den betreffenden Mitgliedstaat zur Anerkennung des Herkunftsnachweises verpflichtet.

(11) Die Mitgliedstaaten erkennen von Drittländern ausgestellte Herkunftsnachweise nur dann an, wenn die Union mit diesem Drittland ein Abkommen über die gegenseitige Anerkennung von in der Union ausgestellten Herkunftsnachweisen und in diesem Drittland eingerichteten kompatiblen Herkunftsnachweissystemen geschlossen hat, und Energie direkt ein- oder ausgeführt wird.

(12) Ein Mitgliedstaat kann in Einklang mit dem Unionsrecht objektive, transparente und nichtdiskriminierende Kriterien für die Verwendung von Herkunftsnachweisen unter Einhaltung der Verpflichtungen nach Artikel 3 Absatz 9 der Richtlinie 2009/72/EG einführen.

▼B

(13) Die Kommission erstellt einen Bericht zur Bewertung der Möglichkeiten, ein unionsweites Ökolabel einzuführen, um die Nutzung von erneuerbarer Energie aus neuen Anlagen zu fördern. Die Energieversorger nutzen die in den Herkunftsnachweisen enthaltenen Angaben für den Nachweis, dass Anforderungen eines solchen Labels erfüllt sind.

*Artikel 20***Netzzugang und -betrieb**

(1) Soweit erforderlich, prüfen die Mitgliedstaaten die Notwendigkeit, die bestehende Gasnetzinfrastruktur auszuweiten, um die Einspeisung von Gas aus erneuerbaren Quellen zu erleichtern.

(2) Soweit erforderlich, verlangen die Mitgliedstaaten von den Fernleitungsnetz- und den Verteilernetzbetreibern in ihrem Hoheitsgebiet, dass sie technische Vorschriften in Übereinstimmung mit Artikel 8 der Richtlinie 2009/73/EG veröffentlichen; dies betrifft insbesondere Vorschriften für den Netzanschluss, die Anforderungen an die Gasqualität, odoriertes Gas und den Gasdruck. Die Mitgliedstaaten verlangen von den Fernleitungsnetz- und den Verteilernetzbetreibern ferner, dass sie die Tarife für den Anschluss von Gas aus erneuerbaren Quellen veröffentlichen, wobei sie objektive, transparente und nichtdiskriminierende Kriterien zugrunde legen.

(3) Auf der Grundlage ihrer im Einklang mit Anhang I der Verordnung (EU) 2018/1999 in den integrierten nationalen Energie- und Klimaplänen aufgenommenen Bewertung der Notwendigkeit, zur Verwirklichung des in Artikel 3 Absatz 1 dieser Richtlinie genannten Unionsziels neue mit erneuerbaren Energiequellen betriebene Fernwärme- und -kälteinfrastrukturen zu bauen, unternehmen die Mitgliedstaaten gegebenenfalls die notwendigen Schritte zur Entwicklung einer Fernwärme- und -kälteinfrastruktur, mit der der Ausbau der Wärme- und Kälteerzeugung aus großen Biomasse-, Solarenergie-, Umgebungsenergie- und Geothermieenergieanlagen sowie aus Abwärme und -kälte möglich ist.

*Artikel 21***Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität**

(1) Die Mitgliedstaaten sorgen dafür, dass Verbraucher vorbehaltlich dieses Artikels Anspruch darauf haben, Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität zu werden.

(2) Die Mitgliedstaaten sorgen dafür, dass Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität individuell oder über Aggregatoren berechtigt sind,

a) erneuerbare Energie einschließlich für die Eigenversorgung zu erzeugen und die Überschussproduktion von erneuerbarer Elektrizität zu speichern und, auch mittels Verträgen über den Bezug von erneuerbarem Strom, Liefervereinbarungen mit Elektrizitätsversorgern und Peer-to-Peer-Geschäftsvereinbarungen, zu verkaufen, ohne dass

i) die von ihnen verbrauchte, aus dem Netz bezogene Elektrizität oder die von ihnen in das Netz eingespeiste Elektrizität diskriminierenden oder unverhältnismäßigen Verfahren, Umlagen und Abgaben sowie Netzentgelten unterworfen ist, die nicht kostenorientiert sind;

▼B

- ii) die eigenerzeugte Elektrizität aus erneuerbaren Quellen, die an Ort und Stelle verbleibt, diskriminierenden oder unverhältnismäßigen Verfahren und jeglichen Abgaben, Umlagen oder Gebühren unterworfen ist;
- b) mit Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Elektrizität für die Eigenversorgung zusammenschaltete Stromspeichersysteme zu installieren und zu betreiben, ohne doppelten Umlagen und Abgaben einschließlich Netzentgelten für gespeicherte Elektrizität, die an Ort und Stelle verbleibt, unterworfen zu sein,
 - c) ihre Rechte und Pflichten als Endverbraucher zu behalten,
 - d) gegebenenfalls auch im Rahmen von Förderregelungen eine Vergütung für die von ihnen in das Netz eingespeiste eigenerzeugte erneuerbare Elektrizität zu erhalten, die dem Marktwert der eingespeisten Elektrizität entspricht und den langfristigen Wert dieser Elektrizität für das Netz, die Umwelt und die Gesellschaft berücksichtigen kann.
- (3) Die Mitgliedstaaten können Eigenversorgern im Bereich erneuerbare Elektrizität für die an Ort und Stelle verbleibende eigenerzeugte erneuerbare Elektrizität nichtdiskriminierende und verhältnismäßige Umlagen, Abgaben und Gebühren in einem oder mehrerer der folgenden Fälle auferlegen,
- a) wenn die eigenerzeugte erneuerbare Elektrizität im Rahmen von Förderregelungen effektiv gefördert wird, jedoch nur in dem Umfang, dass die Rentabilität des Projekts und der Anreizeffekt der betreffenden Förderung dadurch nicht untergraben werden, oder
 - b) ab dem 1. Dezember 2026, wenn der Gesamtanteil an Eigenversorgungsanlagen über 8 % der in einem Mitgliedstaat insgesamt installierten Stromerzeugungskapazität liegt und eine Kosten-Nutzen-Analyse der nationalen Regulierungsbehörde dieses Mitgliedstaats im Rahmen eines offenen, transparenten und partizipativen Verfahrens ergibt, dass die Bestimmung in Absatz 2 Buchstabe a Ziffer ii zu einer großen und unverhältnismäßigen Belastung der langfristigen finanziellen Tragfähigkeit des Stromsystems führt oder Anreize schafft, die über das hinausgehen, was für den kosteneffizienten Einsatz erneuerbarer Energie objektiv notwendig ist, und derartige Belastungen oder Anreize mithilfe anderer zweckmäßiger Maßnahmen nicht minimiert werden könnten, oder
 - c) wenn die eigenerzeugte erneuerbare Elektrizität in Anlagen mit einer installierten Gesamtstromerzeugungskapazität von über 30 kW produziert wird.
- (4) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität, die sich in demselben Gebäude, einschließlich Mehrfamilienhäusern, befinden, berechtigt sind, gemeinsam den Tätigkeiten gemäß Absatz 2 nachzugehen, und vorbehaltlich der Netzentgelte und sonstiger einschlägiger Umlagen, Gebühren, Abgaben und Steuern, denen die einzelnen Eigenversorger gegebenenfalls unterworfen sind, den Austausch der vor Ort produzierten erneuerbaren Energie untereinander vereinbaren dürfen. Die Mitgliedstaaten dürfen zwischen Eigenversorgern im Bereich erneuerbare Elektrizität und gemeinsam handelnden Eigenversorgern im Bereich erneuerbare Elektrizität unterscheiden. Jede solche Unterscheidung muss verhältnismäßig und hinreichend begründet sein.

▼B

(5) Anlagen von Eigenversorgern im Bereich erneuerbare Elektrizität können im Eigentum eines Dritten stehen oder hinsichtlich der Einrichtung, des Betriebs, einschließlich der Messung und Wartung, von einem Dritten betreut werden, wenn der Dritte weiterhin den Weisungen des Eigenversorgers im Bereich erneuerbare Elektrizität unterliegt. Der Dritte gilt selbst nicht als Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität.

(6) Mitgliedstaaten schaffen einen Regulierungsrahmen, der es ermöglicht, den Ausbau der Eigenversorgung mit erneuerbarer Elektrizität — auf der Grundlage einer Bewertung der ungerechtfertigten Hindernisse und des Potenzials, die in ihrem Hoheitsgebiet und ihren Energienetzen in Bezug auf die Eigenversorgung mit erneuerbarer Elektrizität bestehen — zu unterstützen und zu erleichtern. Dieser Regulierungsrahmen sieht unter anderem Maßnahmen vor, mit der Zielsetzung, dass

- a) dafür gesorgt wird, dass alle Endkunden, einschließlich einkommensschwacher oder bedürftiger Haushalte, Zugang zur Eigenversorgung mit erneuerbarer Elektrizität erhalten;
- b) ungerechtfertigte Markthindernisse bei der Finanzierung von Projekten beseitigt werden und der Zugang zu Finanzmitteln erleichtert wird;
- c) weitere ungerechtfertigte rechtliche Hindernisse für die Eigenversorgung mit erneuerbarer Elektrizität, auch für Mieter, beseitigt werden;
- d) für Gebäudeeigentümer Anreize gesetzt werden, um Möglichkeiten der Eigenversorgung mit erneuerbarer Elektrizität, auch für Mieter, zu schaffen;
- e) sichergestellt wird, dass Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität in Bezug auf die eigenerzeugte und ins Netz eingespeiste erneuerbare Elektrizität beim Zugang zu bestehenden Förderregelungen sowie zu allen Segmenten des Elektrizitätsmarkts nicht diskriminiert werden;
- f) sichergestellt wird, dass Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität, wenn sie Elektrizität ins Netz einspeisen, einen angemessenen und ausgewogenen Anteil der Systemgesamtkosten tragen.

Die Mitgliedstaaten nehmen in ihre integrierten nationalen Energie- und Klimapläne und ihre Fortschrittsberichte gemäß der Verordnung (EU) 2018/1999 eine Kurzdarstellung der in diesem Regulierungsrahmen vorgesehenen Strategien und Maßnahmen und eine Bewertung der Umsetzung dieser Strategien bzw. Maßnahmen auf.

(7) Dieser Artikel gilt unbeschadet der Artikel 107 und 108 AEUV.

*Artikel 22***Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften**

(1) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass sich Endkunden und insbesondere Haushalte, unter Beibehaltung ihrer Rechte oder Pflichten als Endkunden, an einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft beteiligen dürfen, ohne ungerechtfertigten oder diskriminierenden Bedingungen oder Verfahren unterworfen zu sein, durch die ihre Beteiligung an einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft verhindert würde, sofern die Beteiligung im Fall von Privatunternehmen nicht deren gewerbliche oder berufliche Haupttätigkeit ist.

▼B

- (2) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften berechtigt sind,
- a) erneuerbare Energie zu produzieren, zu verbrauchen, zu speichern und zu verkaufen, und zwar auch im Rahmen von Verträgen über den Bezug von erneuerbarem Strom;
 - b) innerhalb der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft — vorbehaltlich der übrigen Anforderungen dieses Artikels und unter Wahrung der Rechte und Pflichten der Mitglieder der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft als Kunden — die mit Produktionseinheiten im Eigentum der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft produzierte erneuerbare Energie gemeinsam zu nutzen;
 - c) sowohl direkt als auch über Aggregatoren nichtdiskriminierenden Zugang zu allen geeigneten Energiemärkten zu erhalten.
- (3) Die Mitgliedstaaten bewerten die bestehenden Hindernisse und das Entwicklungspotenzial von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften in ihrem jeweiligen Hoheitsgebiet.
- (4) Die Mitgliedstaaten schaffen einen Regulierungsrahmen, der es ermöglicht, die Entwicklung von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften zu unterstützen und voranzubringen. Mit diesem Rahmen wird unter anderem sichergestellt, dass
- a) ungerechtfertigte rechtliche und verwaltungstechnische Hindernisse für Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften beseitigt werden;
 - b) Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften, wenn sie Energie liefern, Aggregierungsdienste oder andere gewerbliche Energiedienstleistungen erbringen, den für diese Tätigkeiten geltenden Bestimmungen unterliegen;
 - c) der jeweilige Verteilernetzbetreiber mit Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften zusammenarbeitet, um Energieübertragungen innerhalb von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften zu erleichtern;
 - d) für Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften faire, verhältnismäßige und transparente Verfahren, auch für die Registrierung und Zulassung, und kostenorientierte Netzentgelte sowie einschlägige Umlagen, Abgaben und Steuern gelten, mit denen sichergestellt wird, dass sie sich gemäß einer von den zuständigen nationalen Stellen erstellten, transparenten Kosten-Nutzen-Analyse der dezentralen Energiequellen, angemessen und ausgewogen an den Systemgesamtkosten beteiligen;
 - e) Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften hinsichtlich ihrer Tätigkeiten, Rechte und Pflichten als Endkunden, Produzenten, Versorger, Verteilernetzbetreiber oder als sonstige Marktteilnehmer diskriminierungsfrei behandelt werden;
 - f) die Beteiligung an Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften allen Verbrauchern offensteht, auch jenen, die in einkommensschwachen oder bedürftigen Haushalten leben;
 - g) Instrumente verfügbar sind, die den Zugang zu Finanzmitteln und Informationen erleichtern;
 - h) öffentliche Stellen bei der Schaffung der Voraussetzungen für und der Gründung von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften sowie zur Erleichterung ihrer direkten Beteiligung daran Unterstützung in Regulierungsfragen und beim Kapazitätenaufbau erhalten;
 - i) Vorschriften vorhanden sind, mit denen sichergestellt wird, dass an der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft beteiligte Verbraucher gleichberechtigt und diskriminierungsfrei behandelt werden.

▼B

(5) Die Kernaspekte des Regulierungsrahmens nach Absatz 4 und seiner Umsetzung sind Teil der Fortschrittsberichte und Aktualisierungen der integrierten nationalen Energie- und Klimapläne der Mitgliedstaaten gemäß der Verordnung (EU) 2018/1999.

(6) Die Mitgliedstaaten können vorsehen, dass Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften für eine grenzüberschreitende Beteiligung offen sind.

(7) Unbeschadet der Artikel 107 und 108 AEUV berücksichtigen die Mitgliedstaaten bei der Konzipierung von Förderregelungen die Besonderheiten von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften, damit diese sich unter gleichen Bedingungen wie andere Marktteilnehmer um die Förderung bewerben können.

*Artikel 23***Einbeziehung erneuerbarer Energie im Bereich Wärme- und Kälte**

(1) Um die Nutzung erneuerbarer Energie im Wärme- und Kältesektor zu fördern, bemüht sich jeder Mitgliedstaat unbeschadet von Absatz 2 dieses Artikels um eine Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energie in diesem Sektor um einen indikativen Richtwert von 1,3 Prozentpunkten gegenüber dem Anteil der erneuerbaren Energie im Wärme- und Kältesektor in 2020, der als Jahresdurchschnitt für die Zeiträume 2021-2025 und 2026-2030 ermittelt, als Anteil am nationalen Endenergieverbrauch ausgedrückt und nach der in Artikel 7 genannten Methode berechnet wird. Bei Mitgliedstaaten, in denen Abwärme und -kälte nicht genutzt werden, ist diese Steigerung auf einen Richtwert von 1,1 Prozentpunkten begrenzt. Die Mitgliedstaaten setzen gegebenenfalls vorrangig die besten verfügbaren Technologien ein.

(2) Für die Zwecke von Absatz 1 gilt für die Berechnung des Anteils erneuerbarer Energie im Wärme- und Kältesektor und der diesbezüglichen durchschnittlichen jährlichen Steigerungen, dass die Mitgliedstaaten

- a) Abwärme und -kälte nur bis zu einer Obergrenze von 40 % der durchschnittlichen jährlichen Steigerung anrechnen können,
- b) sofern der Anteil erneuerbarer Energie im Wärme- und Kältesektor in ihrem Fall über 60 % beträgt, jeden derartigen Anteil als Erbringung der durchschnittlichen jährlichen Steigerung anrechnen können, und
- c) sofern der Anteil erneuerbarer Energie im Wärme- und Kältesektor in ihrem Fall zwischen 50 % und 60 % beträgt, jeden derartigen Anteil als Erbringung der Hälfte der durchschnittlichen jährlichen Steigerung anrechnen können.

Bei der Auswahl von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energie im Wärme- und Kältesektor können die Mitgliedstaaten Kosteneffizienzgesichtspunkte berücksichtigen, die die strukturellen Hemmnisse widerspiegeln, die aufgrund eines hohen Anteils von Erdgas oder Kälte oder einer zerstreuten Siedlungsstruktur mit geringer Bevölkerungsdichte entstehen.

▼B

Wenn diese Maßnahmen dazu führen würden, dass eine niedrigere durchschnittliche jährliche Steigerung als die in Absatz 1 genannte erreicht wird, veröffentlichen die Mitgliedstaaten diese — beispielsweise im Rahmen ihrer integrierten nationalen energie- und klimabezogenen Fortschrittsberichte gemäß Artikel 20 der Verordnung (EU) 2018/1999 — und legen der Kommission dazu eine Begründung einschließlich der gemäß Unterabsatz 2 dieses Absatzes gewählten Maßnahmen vor.

(3) Die Mitgliedstaaten können auf Grundlage objektiver und nicht-diskriminierender Kriterien eine Liste von Maßnahmen erstellen und veröffentlichen und können ausführende Stellen, wie Kraftstoffanbieter, öffentliche Stellen oder Fachgremien, benennen und veröffentlichen, die zu der in Absatz 1 genannten durchschnittlichen jährlichen Steigerung beitragen.

(4) Die in Absatz 1 festgelegte durchschnittliche jährliche Steigerung kann von den Mitgliedstaaten unter anderem durch eine oder mehrere der folgenden Optionen erreicht werden:

- a) physische Beimischung von erneuerbarer Energie oder Abwärme und -kälte zu Energie und Brennstoffen für die Wärme- und Kälteversorgung;
- b) direkte Minderungsmaßnahmen wie die Installation hocheffizienter Wärme- und Kältesysteme auf der Grundlage erneuerbarer Energie in Gebäuden oder Nutzung von erneuerbarer Energie oder von Abwärme und -kälte für industrielle Wärme- und Kälteprozesse;
- c) indirekte Minderungsmaßnahmen, die handelbaren Zertifikaten unterliegen, anhand derer die Einhaltung der Verpflichtung gemäß Absatz 1 durch die Förderung indirekter Minderungsmaßnahmen nachgewiesen wird, die von einem anderen Wirtschaftsteilnehmer wie beispielsweise einem unabhängigen Installateur erneuerbarer Technologie oder einem Energiedienstleistungsunternehmen, das Installationsdienstleistungen im Bereich erneuerbare Energie erbringt, durchgeführt wurden;
- d) andere politische Maßnahmen mit entsprechender Wirkung zur Erbringung der durchschnittlichen jährlichen Steigerung gemäß Absatz 1, einschließlich steuerlicher Maßnahmen oder anderer finanzieller Anreize.

Wenn die Mitgliedstaaten Maßnahmen gemäß dem ersten Unterabsatz beschließen und umsetzen, bemühen sie sich sicherzustellen, dass sie allen Verbrauchern, insbesondere Verbrauchern in einkommensschwachen oder bedürftigen Haushalten, die das zur Nutzung der Vorteile nötige Startkapital andernfalls nicht aufbringen könnten, zugänglich sind.

(5) Die Mitgliedstaaten können die im Rahmen der nationalen Energieeinsparverpflichtungen gemäß Artikel 7 der Richtlinie 2012/27/EU eingerichteten Strukturen zur Durchführung und Überwachung der in Absatz 3 genannten Maßnahmen nutzen.

(6) Wenn gemäß Absatz 3 Stellen benannt werden, sorgen die Mitgliedstaaten dafür, dass der Beitrag solcher benannten Stellen messbar und überprüfbar ist und die benannten Stellen jährlich einen Bericht über die folgenden Elemente vorlegen:

- a) die Gesamtmenge der für die Wärme- und Kälteversorgung bereitgestellten Energie;
- b) die Gesamtmenge der für die Wärme- und Kälteversorgung bereitgestellten erneuerbaren Energie;

▼B

- c) die Menge der für die Wärme- und Kälteversorgung bereitgestellten Abwärme und -kälte;
- d) den Anteil der erneuerbaren Energie sowie der Abwärme und -kälte an der Gesamtmenge der für die Wärme- und Kälteversorgung bereitgestellten Energie; und
- e) die Art der erneuerbaren Energiequelle.

*Artikel 24***Fernwärme und -kälte**

(1) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass den Endverbrauchern in leicht zugänglicher Form, beispielsweise auf den Webseiten der Anbieter, auf den Jahresabrechnungen oder auf Anfrage, Informationen über die Gesamtenergieeffizienz und den Anteil erneuerbarer Energie ihrer Fernwärme- und -kältesysteme zur Verfügung gestellt werden.

(2) Die Mitgliedstaaten legen die erforderlichen Maßnahmen und Bedingungen fest, damit Kunden von Fernwärme- und -kältesystemen, die keine effizienten Fernwärme- und -kältesysteme sind, oder von denen nicht vorgesehen ist, dass sie sich bis zum 31. Dezember 2025 auf Grundlage eines von der zuständigen Behörde gebilligten Plans zu einem solchen System entwickeln, sich durch Kündigung oder Änderung ihres Vertrags abkoppeln können, um selbst Wärme und Kälte aus erneuerbaren Quellen zu produzieren.

Ist eine Vertragskündigung mit einer physischen Abkopplung verbunden, so kann sie an die Bedingung geknüpft werden, dass für die unmittelbar durch die physische Abkopplung verursachten Kosten und den nicht abgedeckten Teil der Vermögenswerte, die für die Wärme- und Kälteversorgung des betreffenden Kunden erforderlich waren, ein Ausgleich gezahlt wird.

(3) Die Mitgliedstaaten können das Recht, sich durch Kündigung oder Änderung des Vertrags abzukoppeln, nach Absatz 2 auf die Kunden beschränken, die belegen können, dass die geplante alternative Lösung für die Wärme- bzw. Kälteversorgung zu wesentlich besseren Ergebnissen bei der Gesamtenergieeffizienz führt. Die Bewertung der Gesamtenergieeffizienz der alternativen Lösung kann anhand des Ausweises über die Gesamtenergieeffizienz erfolgen.

(4) Die Mitgliedstaaten legen die Maßnahmen fest, die erforderlich sind, um sicherzustellen, dass Fernwärme- und -kältesysteme zu der Steigerung nach Artikel 23 Absatz 1 dieser Richtlinie beitragen, indem sie mindestens eine der beiden folgenden Optionen umsetzen:

- a) Sie streben beim Anteil der Energie aus erneuerbaren Quellen und der Abwärme- und -kälte im Bereich Fernwärme oder -kälte gegenüber dem Anteil der Energie aus erneuerbaren Quellen und der Abwärme- und -kälte im Bereich Fernwärme oder -kälte in 2020 eine Steigerung um mindestens einen Prozentpunkt an, die jahresdurchschnittlich für den Zeitraum 2021-2025 und den Zeitraum 2026-2030 berechnet wird, indem sie Maßnahmen treffen, die diese durchschnittliche jährliche Steigerung in Jahren mit normalen klimatischen Bedingungen voraussichtlich bewirken.

Mitgliedstaaten, in denen der Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen und Abwärme und -kälte im Bereich Fernwärme und -kälte über 60 % beträgt, können jeden derartigen Anteil als Erbringung der durchschnittlichen jährlichen Steigerung gemäß Unterabsatz 1 dieses Buchstaben in Anrechnung bringen.

▼B

Die Mitgliedstaaten legen in ihren integrierten nationalen Energie- und Klimaschutzplänen gemäß Anhang I der Verordnung (EU) 2018/1999 die Maßnahmen fest, die erforderlich sind, um die durchschnittliche jährliche Steigerung nach Unterabsatz 1 dieses Buchstaben zu verwirklichen.

- b) Sie stellen sicher, dass die Betreiber von Fernwärme- und -kältesystemen verpflichtet sind, Anbietern von Energie aus erneuerbaren Quellen und von Abwärme und -kälte Zugang zum Netz zu gewähren, oder Drittanbietern anbieten müssen, Wärme oder Kälte aus erneuerbaren Quellen sowie Abwärme und -kälte in das Netz einzuspeisen und abzukaufen, auf Grundlage von durch die zuständigen Behörden der Mitgliedstaaten festgelegten nichtdiskriminierenden Kriterien, wenn sie
- i) der Nachfrage neuer Kunden entsprechen müssen, oder
 - ii) vorhandene Wärme- oder Kälteerzeugungskapazitäten ersetzen müssen, oder
 - iii) vorhandene Wärme- oder Kälteerzeugungskapazitäten erweitern müssen.

(5) Wenn ein Mitgliedstaat nach Absatz 4 Buchstabe b vorgeht, kann der Betreiber eines Fernwärme- oder -kältesystems die Einspeisung und den Abkauf der Wärme oder Kälte von Drittanbietern verweigern, wenn

- a) das System aufgrund anderer Einspeisungen von Abwärme und -kälte, Wärme oder Kälte aus erneuerbaren Energiequellen oder durch hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung produzierter Wärme oder Kälte nicht über die nötige Kapazität verfügt,
- b) die Wärme oder Kälte des Drittanbieters nicht die technischen Voraussetzungen erfüllt, die für die Einspeisung und für den zuverlässigen und sicheren Betrieb des Fernwärme- oder -kältesystems erforderlich sind, oder
- c) der Betreiber nachweisen kann, dass die Ausgaben der Endkunden für Wärme- bzw. Kälteversorgung im Vergleich zu den Kosten für die Nutzung der wichtigsten Wärme- oder Kältebezugsquelle vor Ort, mit der die erneuerbare Quelle oder Abwärme- und -kälte konkurriert, übermäßig steigen würden, wenn er den Zugang gewähren würde.

Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass der Betreiber eines Fernwärme- und -kältesystems in den Fällen, in denen er einem Wärme- oder Kälteanbieter den Zugang nach dem ersten Unterabsatz verweigert, die zuständige Behörde gemäß Absatz 9 über die Gründe für die Verweigerung informiert und darüber, welche Bedingungen erfüllt und welche Maßnahmen im System getroffen werden müssten, um den Zugang zu ermöglichen.

(6) Wenn ein Mitgliedstaat nach Absatz 4 Buchstabe b vorgeht, können die Mitgliedstaaten Betreiber der folgenden Fernwärme- und -kältesysteme von der Anwendung dieses Buchstaben ausnehmen:

- a) effiziente Fernwärme- und -kälteversorgung;
- b) effiziente Fernwärme- und -kälteversorgung, die eine hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung nutzt;

▼B

- c) Fernwärme und -kälte für die, auf Grundlage eines von der zuständigen Behörde gebilligten Plans, vorgesehen ist, dass sie sich bis zum 31. Dezember 2025 zu effizienter Fernwärme und -kälte entwickeln wird;
- d) Fernwärme- und -kältesysteme mit einer Gesamtfeuerungswärmeleistung unter 20 MW.
- (7) Das Recht, sich nach Absatz 2 durch Kündigung oder Änderung des Vertrags abzukoppeln, kann von einzelnen Kunden, Zusammenschlüssen von Kunden oder Parteien, die die Interessen der Kunden wahrnehmen, ausgeübt werden. Bei Mehrfamilienhäusern kann die Möglichkeit, sich durch Kündigung oder Änderung des Vertrags abzukoppeln, im Einklang mit den geltenden gesetzlichen Vorschriften für Wohnungen nur für das ganze Gebäude wahrgenommen werden.
- (8) Die Mitgliedstaaten verlangen von den Betreibern von Elektrizitätsverteilernetzen, dass sie in Zusammenarbeit mit den Betreibern von Fernwärme- und -kältesystemen in dem jeweiligen Gebiet mindestens alle vier Jahre eine Bewertung des Potenzials der Fernwärme- und -kältesysteme für die Erbringung von Bilanzierungs- und anderen Systemdiensten vornehmen, darunter Nachfragesteuerung und Speicherung überschüssiger Energie aus erneuerbaren Quellen, und dass sie prüfen, ob die Nutzung des ermittelten Potenzials gegenüber alternativen Lösungen ressourcenschonender und kostengünstiger wäre.
- (9) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass die Rechte der Verbraucher sowie die Vorschriften für den Betrieb von Fernwärme- und -kältesystemen im Einklang mit diesem Artikel eindeutig festgelegt sind und von der zuständigen Behörde durchgesetzt werden.
- (10) Ein Mitgliedstaat kann von der Anwendung der Absätze 2 bis 9 absehen, wenn
- a) der Anteil seiner Fernwärme und -kälte am 24. Dezember 2018 weniger als oder gleich 2 % des Gesamtenergieverbrauchs im Wärme- und Kältesektor beträgt oder
- b) er den Anteil seiner Fernwärme- und -kälteversorgung gemäß (EU) 2018/1999 auf Grundlage seiner integrierten nationalen Energie- und Klimaschutzpläne, oder gemäß der Bewertung nach Artikel 15 Absatz 7 dieser Richtlinie auf über 2 % erhöht, indem er neue effiziente Fernwärme- und Fernkälte aufbaut, oder
- c) der Anteil der Systeme nach Absatz 6 dieses Artikels in einem Mitgliedstaat mehr als 90 % des Gesamtverkaufs von Fernwärme und -kälte beträgt.

*Artikel 25***Einbeziehung erneuerbarer Energie im Verkehrssektor**

- (1) Damit erneuerbare Energie im Verkehrssektor durchgängig genutzt wird, verpflichtet jeder Mitgliedstaat die Kraftstoffanbieter, dafür zu sorgen, dass der Anteil erneuerbarer Energie am Endenergieverbrauch des Verkehrssektors bis 2030 einem von dem betreffenden Mitgliedstaat festgelegten indikativen Zielpfad entsprechend mindestens 14 % beträgt (Mindestanteil) und nach der in Artikel 26 und 27 festgelegten Methode berechnet wird. Die Kommission bewertet diese Verpflichtung, um bis 2023 einen Gesetzgebungsvorschlag zu unterbreiten,

▼B

mit dem der Zielwert erhöht wird, wenn sich bei der Produktion erneuerbarer Energie weitere wesentliche Kostensenkungen ergeben, wenn dies notwendig ist, damit die Union ihre internationalen Dekarbonisierungsverpflichtungen erfüllen kann, oder wenn dies aufgrund eines wesentlichen Rückgangs des Energieverbrauchs in der Union gerechtfertigt ist.

Bei der Festlegung dieser Verpflichtung können die Mitgliedstaaten bestimmte Kraftstoffanbieter und Energieträger ausnehmen oder zwischen verschiedenen Kraftstoffanbietern und Energieträgern unterscheiden, um zu berücksichtigen, dass Technologien unterschiedlich weit ausgereift und mit unterschiedlichen Kosten verbunden sind.

Bei der Berechnung des Mindestanteils gemäß Unterabsatz 1

- a) berücksichtigen die Mitgliedstaaten flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe für den Verkehr nicht biogenen Ursprungs, sofern sie als Zwischenprodukt zur Produktion konventioneller Kraftstoffe verwendet werden, und
- b) können die Mitgliedstaaten wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe berücksichtigen.

Innerhalb des Mindestanteils gemäß Unterabsatz 1 beträgt der Beitrag von fortschrittlichen Biokraftstoffen und Biogas, die aus den in Anhang IX Teil A aufgeführten Rohstoffen hergestellt werden am Anteil des Endenergieverbrauchs des Verkehrssektors, im Jahr 2022 mindestens 0,2 %, im Jahr 2025 mindestens 1 % und steigt bis 2030 auf mindestens 3,5 %.

Die Mitgliedstaaten können Kraftstoffanbieter, die nur Kraftstoffe in Form von Elektrizität und flüssigen oder gasförmigen erneuerbaren Kraftstoffen für den Verkehr nicht biogenen Ursprungs anbieten, von der Verpflichtung ausnehmen, bei diesen Kraftstoffen den Mindestanteil an fortschrittlichen Biokraftstoffen, anderen Biokraftstoffen und Biogas, die aus den in Anhang IX Teil A aufgeführten Rohstoffen hergestellt werden, zu erreichen.

Wenn die Mitgliedstaaten die Verpflichtung gemäß den Unterabsätzen 1 und 4 festlegen, um sicherzustellen, dass die darin festgelegten Anteile erreicht werden, können sie unter anderem auf Mengen, Energiegehalt oder Treibhausgasemissionen ausgerichtete Maßnahmen treffen, sofern die Mindestanteile nach den Unterabsätzen 1 und 4 nachweislich erreicht werden.

- (2) Die Treibhausgaseinsparungen durch Nutzung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe für den Verkehr nicht biogenen Ursprungs betragen ab dem 1. Januar 2021 mindestens 70 %.

Die Kommission erlässt bis zum 1. Januar 2021 im Einklang mit Artikel 35 einen delegierten Rechtsakt, um diese Richtlinie durch die Festlegung geeigneter Mindestschwellenwerte für Treibhausgaseinsparungen wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe im Wege einer Lebenszyklusanalyse unter Berücksichtigung der Besonderheiten der einzelnen Kraftstoffe, zu ergänzen.

Artikel 26

Besondere Kriterien für aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen produzierte Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe

- (1) Bei der Berechnung des Bruttoendverbrauchs von Energie aus erneuerbaren Quellen gemäß Artikel 7 und des Mindestanteils gemäß Artikel 25 Absatz 1 Unterabsatz 1 eines Mitgliedstaats darf der Anteil von Biokraftstoffen und flüssigen Biobrennstoffen sowie von im Verkehrssektor verbrauchten Biomasse-Brennstoffen — sofern sie aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen gewonnen werden — höchstens einen Prozentpunkt höher sein als ihr Anteil am Endverbrauch von Energie

▼B

im Bereich Straßen- und Schienenverkehr im Jahr 2020 in diesem Mitgliedstaat, wobei sein Anteil am Endenergieverbrauch im Bereich Straßen- und Schienenverkehr in diesem Mitgliedstaat höchstens 7 % betragen darf.

Wenn dieser Anteil in einem Mitgliedstaat unter 1 % liegt, darf er auf bis zu 2 % des Endenergieverbrauchs im Bereich Straßen- und Schienenverkehr erhöht werden.

Die Mitgliedstaaten können einen niedrigeren Grenzwert festlegen und für die Zwecke von Artikel 29 Absatz 1 zwischen verschiedenen Arten von aus Nahrungs- oder Futtermittelpflanzen gewonnenen Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen unterscheiden, wobei die besten verfügbaren Daten zu den Auswirkungen in Bezug auf indirekte Landnutzungsänderungen zu berücksichtigen sind. Beispielsweise können die Mitgliedstaaten für den Anteil von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen, die aus Ölpflanzen gewonnen werden, einen niedrigeren Grenzwert festlegen.

Wenn der Anteil von aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen gewonnenen Biokraftstoffen und flüssigen Biobrennstoffen sowie im Verkehrssektor verbrauchten Biomasse-Brennstoffen in einem Mitgliedstaat auf einen Anteil von unter 7 % begrenzt ist und/oder ein Mitgliedstaat beschließt, diesen Anteil weiter zu begrenzen, kann dieser Mitgliedstaat den Mindestanteil gemäß Artikel 25 Absatz 1 Unterabsatz 1 entsprechend, aber um höchstens 7 Prozentpunkte, senken.

(2) Bei der Berechnung des Bruttoendverbrauchs von Energie aus erneuerbaren Quellen gemäß Artikel 7 und des Mindestanteils gemäß Artikel 25 Absatz 1 Unterabsatz 1 eines Mitgliedstaats darf der Anteil von aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen gewonnenen Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen oder Biomasse-Brennstoffen mit einem hohen Risiko indirekter Landnutzungsänderungen, in deren Fall eine wesentliche Ausdehnung der Produktionsflächen auf Flächen mit hohem Kohlenstoffbestand zu beobachten ist, nicht über dem 2019 in dem betreffenden Mitgliedstaat verzeichneten Verbrauch solcher Kraftstoffe liegen, es sei denn, sie sind im Sinne dieses Absatzes als Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe oder Biomasse-Brennstoffe mit einem geringen Risiko indirekter Landnutzungsänderungen zu zertifizieren.

Ab 31. Dezember 2023 sinkt dieser Grenzwert, bis spätestens 31. Dezember 2030, stufenweise auf 0 %.

Die Kommission legt dem Europäischen Parlament und dem Rat bis zum 1. Februar 2019 einen Bericht darüber vor, wie weit die Ausdehnung der Produktion der betroffenen Nahrungs- und Futtermittelpflanzen weltweit fortgeschritten ist.

Die Kommission erlässt bis zum 1. Februar 2019 im Einklang mit Artikel 35 einen delegierten Rechtsakt, um diese Richtlinie durch Festlegung von Kriterien für die Zertifizierung als Biokraftstoff, flüssiger Biobrennstoff oder Biomasse-Brennstoff mit geringem Risiko indirekter Landnutzungsänderungen und für die Bestimmung der Rohstoffe mit einem hohen Risiko indirekter Landnutzungsänderungen, in deren Fall eine wesentliche Ausdehnung der Produktionsflächen auf Flächen mit hohem Kohlenstoffbestand zu beobachten ist, zu ergänzen. Der Bericht und der betreffende delegierte Rechtsakt beruhen auf den besten verfügbaren wissenschaftlichen Daten.

▼B

Bis zum 1. September 2023 überprüft die Kommission die Kriterien, die mit dem in Unterabsatz 4 genannten delegierten Rechtsakt festgelegt wurden, auf der Grundlage der besten verfügbaren wissenschaftlichen Daten und erlässt im Einklang mit Artikel 35 einen delegierten Rechtsakt, um diese Kriterien gegebenenfalls zu ändern und um für Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe mit einem hohen Risiko indirekter Landnutzungsänderungen, in deren Fall eine wesentliche Ausdehnung der Produktionsflächen auf Flächen mit hohem Kohlenstoffbestand zu beobachten ist, einen Zielpfad für die stufenweise Senkung ihres Beitrags zum Unionsziel nach Artikel 3 Absatz 1 und zum Mindestanteil nach Artikel 25 Absatz 1 Unterabsatz 1 aufzunehmen.

*Artikel 27***Berechnungsregeln in Hinblick auf Mindestanteile von erneuerbarer Energie im Verkehrssektor**

(1) Für die Berechnung der in den Artikel 25 Absatz 1 Unterabsatz 1 und 4 genannten Mindestanteile gelten die folgenden Bestimmungen:

- a) Bei der Berechnung des Nenners, d. h. des Energiegehalts der Kraftstoffe für den Schienen- und Straßenverkehr, die auf dem Markt für den Verbrauch oder die Nutzung bereitgestellt werden, werden Otto-Kraftstoff, Dieselkraftstoff, Erdgas, Biokraftstoff, Biogas, flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe für den Verkehr nicht biogenen Ursprungs, wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe und für den Bereich Straßen- und Schienenverkehr bereitgestellte Elektrizität berücksichtigt;
- b) bei der Berechnung des Zählers, d. h. der Menge der im Verkehrssektor verbrauchten erneuerbaren Energie für die Zwecke von Artikel 25 Absatz 1 Unterabsatz 1, werden der Energiegehalt aller Arten erneuerbarer Energie, die für den gesamten Verkehrssektor bereitgestellt werden, einschließlich für den Bereich Straßen- und Schienenverkehr bereitgestellte erneuerbare Elektrizität, berücksichtigt. Wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe werden berücksichtigt, wenn ein Mitgliedstaat dies beschließt.

Bei der Berechnung des Zählers ist der Anteil von Biokraftstoffen und Biogas, die aus den in Anhang IX Teil B aufgeführten Rohstoffen hergestellt werden, außer in Malta und Zypern, mit bis zu 1,7 % des Energiegehalts der auf dem Markt für den Verbrauch oder die Nutzung bereitgestellten Kraftstoffe für den Verkehr begrenzt. Die Mitgliedstaaten können diesen Grenzwert ändern, sofern dies angesichts der Verfügbarkeit des Rohstoffs gerechtfertigt ist. Alle solche Änderungen bedürfen der Genehmigung durch die Kommission.

- c) bei der Berechnung des Zählers und des Nenners sind die in Anhang III festgelegten Werte für den Energiegehalt von Kraftstoffen für den Verkehr zu verwenden. Zur Bestimmung des Energiegehalts von Kraftstoffen für den Verkehr, die nicht in Anhang III aufgeführt sind, gelten die jeweiligen Normen der ESO zur Bestimmung der Heizwerte von Kraftstoffen. In Fällen, für die keine ESO-Norm zu diesem Zweck erlassen wurde, sind die entsprechenden ISO-Normen zu verwenden. Der Kommission wird die Befugnis übertragen, im Einklang mit Artikel 35 delegierte Rechtsakte zu erlassen, um diese Richtlinie durch die Annahme des Energiegehalts von Kraftstoffen für den Verkehr nach Anhang III gemäß dem wissenschaftlichen und technischen Fortschritt zu ändern.

▼B

(2) Zur Erbringung des Nachweises, dass die Mindestanteile nach Artikel 25 Absatz 1 eingehalten werden,

- a) kann der Anteil von Biokraftstoffen und Biogas für den Verkehr, die aus den in Anhang IX aufgeführten Rohstoffen hergestellt werden, mit dem Doppelten ihres Energiegehalts veranschlagt werden;
- b) kann der Anteil erneuerbarer Elektrizität mit dem Vierfachen ihres Energiegehalts veranschlagt werden, wenn sie für Straßenfahrzeuge bereitgestellt wird und kann ihr Anteil mit dem 1,5-fachen ihres Energiegehalts veranschlagt werden, wenn sie für den Schienenverkehr bereitgestellt wird;
- c) wird der Anteil der für den Luft- und Seeverkehr bereitgestellten Kraftstoffe mit dem 1,2-fachen ihres Energiegehalts veranschlagt, es sei denn, es handelt sich um Kraftstoffe, die aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen gewonnen werden.

(3) Bei der Berechnung des Anteils erneuerbarer Elektrizität an der für Straßen- und Schienenfahrzeuge bereitgestellten Elektrizität für die Zwecke Absatz 1 dieses Artikels verweisen Mitgliedstaaten auf den Zeitraum von zwei Jahren vor dem Jahr, in dem die Elektrizität in ihrem Hoheitsgebiet bereitgestellt wurde.

Abweichend von Unterabsatz 1 dieses Absatzes kann Elektrizität, die aus einer direkten Verbindung mit einer erneuerbaren Elektrizität erzeugenden Anlage stammt und für Straßenfahrzeuge bereitgestellt wird, bei der Bestimmung des Anteils der Elektrizität für die Zwecke des Absatzes 1 dieses Artikels in vollem Umfang als erneuerbare Elektrizität angerechnet werden.

Damit dem erwarteten Anstieg der Nachfrage nach Elektrizität im Verkehrssektor über den aktuellen Ausgangswert hinaus mittels zusätzlicher Kapazitäten zur Erzeugung erneuerbarer Energie entsprochen werden kann, erarbeitet die Kommission einen Rahmen für die Zusätzlichkeit im Verkehrssektor und schlägt verschiedene Optionen dafür vor, wie der Ausgangswert für die einzelnen Mitgliedstaaten festgelegt und die Zusätzlichkeit ermittelt werden kann.

Für die Zwecke dieses Absatzes gilt, dass wenn Elektrizität entweder direkt oder über die Produktion von Zwischenprodukten zur Produktion flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe für den Verkehr nicht biogenen Ursprungs genutzt wird, der zwei Jahre vor dem fraglichen Jahr ermittelte durchschnittliche Anteil der Elektrizität aus erneuerbaren Quellen, in dem Produktionsmitgliedstaat zur Bestimmung des Anteils erneuerbarer Energie verwendet wird.

Hingegen kann Elektrizität, die aus einer direkten Verbindung mit einer erneuerbaren Elektrizität erzeugenden Anlage stammt und die für die Produktion von flüssigen oder gasförmigen erneuerbaren Kraftstoffen für den Verkehr nicht biogenen Ursprungs eingesetzt wird, in vollem Umfang als erneuerbare Elektrizität angerechnet werden, wenn die Anlage

- a) nach oder gleichzeitig mit der Anlage den Betrieb aufnimmt, die flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe für den Verkehr nicht biogenen Ursprungs produziert, und

▼B

- b) nicht an das Netz angeschlossen ist oder zwar an das Netz angeschlossen ist, die betreffende Elektrizität aber nachweislich bereitgestellt wird, ohne Elektrizität aus dem Netz zu entnehmen.

Aus dem Netz entnommene Elektrizität kann in vollem Umfang als erneuerbare Elektrizität angerechnet werden, wenn sie ausschließlich mittels erneuerbarer Energiequellen produziert wurde und nachweislich die Eigenschaften erneuerbarer Energie aufweist sowie etwaige sonstige entsprechende Kriterien erfüllt, sodass sichergestellt ist, dass ihre Eigenschaften als erneuerbare Energie nur einmal und nur in einem Endverbrauchssektor geltend gemacht werden.

Die Kommission erlässt bis zum 31. Dezember 2021 im Einklang mit Artikel 35 einen delegierten Rechtsakt, um diese Richtlinie durch die Einführung einer gemeinsamen europäischen Methode, in der detaillierte Vorschriften zur Einhaltung der Anforderungen von Unterabsatz 5 und 6 dieses Absatzes durch Wirtschaftsteilnehmer festgelegt werden, zu ergänzen.

*Artikel 28***Andere Bestimmungen für erneuerbare Energie im Verkehrssektor**

(1) Um das Risiko, dass einzelne Lieferungen in der Union mehrfach geltend gemacht werden, möglichst gering zu halten, verstärken die Mitgliedstaaten und die Kommission die Zusammenarbeit sowie gegebenenfalls den Datenaustausch zwischen den nationalen Systemen sowie zwischen den nationalen Systemen und den gemäß Artikel 30 eingerichteten freiwilligen Systemen und Prüfstellen. Wenn die zuständige Behörde eines Mitgliedstaats einen Betrug vermutet oder entdeckt, setzt sie die anderen Mitgliedstaaten darüber gegebenenfalls in Kenntnis.

(2) Die Kommission sorgt dafür, dass eine Unionsdatenbank eingerichtet wird, die die Rückverfolgung flüssiger und gasförmiger Kraftstoffe für den Verkehr ermöglicht, die auf den Zähler gemäß Artikel 27 Absatz 1 Buchstabe b angerechnet werden können oder für die Zwecke von Artikel 29 Absatz 1 Unterabsatz 1 berücksichtigt werden. Die Mitgliedstaaten verlangen von den betreffenden Wirtschaftsteilnehmern, dass sie in dieser Datenbank Angaben über die getätigten Transaktionen und die Nachhaltigkeitseigenschaften dieser Kraftstoffe machen, einschließlich ihrer Lebenszyklustreibhausgasemissionen, beginnend beim Ort ihrer Produktion bis hin zum Kraftstoffanbieter, der sie auf den Markt bringt. Die Mitgliedstaaten können eine nationale Datenbank einrichten, die mit der Datenbank der Union verknüpft ist, wobei sie sicherstellen, dass eingegebene Daten sofort zwischen den Datenbanken übermittelt werden.

Die Informationen, die erforderlich sind, um die Einhaltung der Anforderungen nach Artikel 25 Absatz 1 Unterabsatz 1 und 4 überprüfen zu können, sind von den Kraftstoffanbietern in die jeweils einschlägige Datenbank einzugeben.

(3) Bis zum 31. Dezember 2021 treffen die Mitgliedstaaten Maßnahmen, um die Verfügbarkeit von Kraftstoffen aus erneuerbaren Quellen für den Verkehrssektor in Hinblick darauf sicherzustellen, dass im Einklang mit den nationalen Strategierahmen gemäß der Richtlinie 2014/94 /EU öffentlich zugängliche Hochleistungsladestationen und andere Betankungsinfrastrukturen bereitgestellt werden.

▼B

(4) Die Mitgliedstaaten haben Zugang zu der Unionsdatenbank nach Absatz 2 dieses Artikels. Sie ergreifen Maßnahmen, um sicherzustellen, dass die Wirtschaftsteilnehmer richtige Daten in die jeweils einschlägige Datenbank eingeben. Die Kommission verlangt, dass bei der Prüfung der Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien für Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe im Rahmen der Systeme, die Gegenstand der Beschlüsse gemäß Artikel 30 Absatz 4 dieser Richtlinie sind, auch die Einhaltung dieser Anforderung geprüft wird. Sie veröffentlicht alle zwei Jahre aggregierte Daten aus der Unionsdatenbank gemäß Anhang VIII der Verordnung (EU) 2018/1999.

(5) Die Kommission erlässt bis zum 31. Dezember 2021 im Einklang mit Artikel 35 delegierte Rechtsakte, um diese Richtlinie durch Festlegung der Methode zur Bestimmung des Anteils an Biokraftstoffen, und Biogas für den Verkehr, der sich aus der Verarbeitung von Biomasse in einem einzigen Verfahren mit fossilen Kraftstoffen ergibt, sowie der Methode zur Bewertung der Treibhausgaseinsparungen durch Nutzung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe für den Verkehr nicht biogenen Ursprungs sowie wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe, wobei diese Methode sicherstellt, dass vermiedene Emissionen nicht gutgeschrieben werden, wenn für die Abscheidung dieses CO₂ im Rahmen anderer Rechtsvorschriften bereits eine Gutschrift erteilt wurde, zu ergänzen.

(6) Bis zum 25. Juni 2019, und im Anschluss alle zwei Jahre, überprüft die Kommission die Auflistung der Rohstoffe in Anhang IX Teil A und B in Hinblick auf die Aufnahme von Rohstoffen in Einklang mit den in Unterabsatz 3 festgelegten Grundsätzen.

Der Kommission wird die Befugnis übertragen, im Einklang mit Artikel 35 delegierte Rechtsakte zu erlassen, um die Auflistung der Rohstoffe in Anhang IX Teil A und B durch Aufnahme, nicht aber durch Streichung von Rohstoffen zu ändern. Rohstoffe, die nur mit fortschrittlichen Technologien verarbeitet werden können, werden in Anhang IX Teil A aufgenommen. Rohstoffe, die mit ausgereiften Technologien zu Biokraftstoffen oder Biogas für den Verkehr verarbeitet werden können, werden in Anhang IX Teil B aufgenommen.

Solche delegierten Rechtsakte gründen auf eine Analyse des Potenzials des betreffenden Rohstoffs für die Produktion von Biokraftstoffen und Biogas für den Verkehr, wobei Folgendes zu berücksichtigen ist:

- a) die Grundsätze der Kreislaufwirtschaft und der Abfallhierarchie gemäß der Richtlinie 2008/98/EG;
- b) die Nachhaltigkeitskriterien der Union gemäß Artikel 29 Absätze 2 bis 7;
- c) die Notwendigkeit, erhebliche Verzerrungen auf den Märkten für (Neben-)Produkte, Abfälle oder Reststoffe zu vermeiden;
- d) das Potenzial, im Vergleich zu fossilen Brennstoffen — ausgehend von einer Lebenszyklusanalyse der Emissionen — beträchtliche Treibhausgaseinsparungen zu erzielen;
- e) die Notwendigkeit, negative Auswirkungen auf die Umwelt und die biologische Vielfalt zu vermeiden; und
- f) die Notwendigkeit, zusätzliche Nachfrage nach Anbauflächen zu vermeiden.

▼B

(7) Im Rahmen der zweijährlichen Bewertung der Fortschritte gemäß der Verordnung (EU) 2018/1999 prüft die Kommission bis zum 31. Dezember 2025, ob die in Artikel 25 Absatz 1 Unterabsatz 4 festgelegte Verpflichtung bezüglich fortschrittlicher Biokraftstoffe und Biogas, die aus den in einem Anhang zu dieser Richtlinie aufgeführten Rohstoffen hergestellt werden, Innovation wirksam anregt und Treibhausgaseinsparungen im Verkehrssektor sicherstellt. Die Kommission untersucht bei dieser Bewertung auch, ob eine doppelte Anrechnung von erneuerbarer Energie durch die Anwendung dieses Artikels wirksam verhindert wird.

Die Kommission legt zur Änderung der in Artikel 25 Absatz 1 Unterabsatz 4 festgelegten Verpflichtung bezüglich fortschrittlicher Biokraftstoffe und Biogas, die aus den in einem Anhang zu dieser Richtlinie aufgeführten Rohstoffen hergestellt werden, gegebenenfalls einen Vorschlag vor.

Artikel 29

Nachhaltigkeitskriterien und Kriterien für Treibhausgaseinsparungen für Biokraftstoffe, flüssige Brennstoffe und Biomasse-Brennstoffe

(1) Energie in Form von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen wird für die in den Buchstaben a, b und c genannten Zwecke nur dann berücksichtigt, wenn sie die in den Absätzen 2 bis 7 und 10 festgelegten Nachhaltigkeitskriterien und die Kriterien für die Treibhausgaseinsparungen erfüllen:

- a) Beitrag zum Unionsziel nach Artikel 3 Absatz 1 und zum Anteil erneuerbarer Energie der Mitgliedstaaten;
- b) Bewertung der Einhaltung der Verpflichtungen zur Nutzung erneuerbarer Energie, einschließlich der in Artikel 25 festgelegten Verpflichtung;
- c) Möglichkeit der finanziellen Förderung für den Verbrauch von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen.

Aus Abfällen und Reststoffen, mit Ausnahme von land- und forstwirtschaftlichen Reststoffen und Reststoffen aus der Aquakultur und Fischerei, hergestellte Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe müssen jedoch lediglich die in Absatz 10 festgelegten Kriterien für Treibhausgaseinsparungen erfüllen, um für die in Buchstabe a, b und c genannten Zwecke berücksichtigt zu werden. Dieser Unterabsatz gilt auch für Abfälle und Reststoffe, die vor ihrer Weiterverarbeitung zu Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen zuerst zu einem anderen Produkt verarbeitet werden.

Mit festen Siedlungsabfällen produzierte Elektrizität, Wärme und Kälte unterliegt nicht den in Absatz 10 festgelegten Kriterien für Treibhausgaseinsparungen.

▼B

Wenn Biomasse-Brennstoffe in Anlagen zur Produktion von Elektrizität, Wärme und Kälte oder Kraftstoffen — im Fall fester Biomasse-Brennstoffe mit einer Gesamtfeuerungswärmeleistung von 20 MW oder mehr und im Fall gasförmiger Biomasse-Brennstoffe mit einer Gesamtfeuerungswärmeleistung von 2 MW oder mehr — verwendet werden, müssen sie die in den Absätzen 2 bis 7 und 10 festgelegten Kriterien für die Nachhaltigkeit und für Treibhausgaseinsparungen erfüllen. Die Mitgliedstaaten können die Kriterien für die Nachhaltigkeit und für Treibhausgaseinsparungen auch auf Anlagen mit geringerer Gesamtfeuerungswärmeleistung anwenden.

Die Nachhaltigkeitskriterien und die Kriterien für Treibhausgaseinsparungen gemäß Absatz 2 bis 7 und 10 gelten unabhängig von der geografischen Herkunft der Biomasse.

(2) Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe, die aus Abfällen und Reststoffen hergestellt werden, die nicht von forstwirtschaftlichen, sondern von landwirtschaftlichen Flächen stammen, werden für die Zwecke von Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstabe a, b und c nur berücksichtigt, wenn die Betreiber oder die nationalen Behörden Überwachungs- oder Bewirtschaftungspläne festgelegt haben, um einer Beeinträchtigung der Bodenqualität und des Kohlenstoffbestands des Bodens zu begegnen. Informationen darüber, wie die Beeinträchtigung überwacht und gesteuert wird, sind gemäß Artikel 30 Absatz 3 zu melden.

(3) Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und aus landwirtschaftlicher Biomasse produzierte Biomasse-Brennstoffe, die für die in Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstaben a, b und c genannten Zwecke berücksichtigt werden, dürfen nicht aus Rohstoffen hergestellt werden, die auf Flächen mit hohem Wert hinsichtlich der biologischen Vielfalt gewonnen wurden, das heißt auf Flächen, die im oder nach Januar 2008 folgenden Status hatten, unabhängig davon, ob die Flächen noch diesen Status haben:

- a) Primärwald und andere bewaldete Flächen, das heißt Wald und andere bewaldete Flächen mit einheimischen Arten, in denen es kein deutlich sichtbares Anzeichen für menschliche Aktivität gibt und die ökologischen Prozesse nicht wesentlich gestört sind;
- b) Wald mit großer biologischer Vielfalt oder andere bewaldete Flächen, die artenreich und nicht degradiert sind oder für die die zuständige Behörde eine große biologische Vielfalt festgestellt hat, es sei denn, es wird nachgewiesen, dass die Gewinnung des Rohstoffs den genannten Naturschutzzwecken nicht zuwiderlief;
- c) ausgewiesene Flächen:
 - i) durch Gesetz oder von der zuständigen Behörde für Naturschutzzwecke; oder
 - ii) für den Schutz seltener, bedrohter oder gefährdeter Ökosysteme oder Arten, die in internationalen Übereinkünften anerkannt werden oder in den Verzeichnissen zwischenstaatlicher Organisationen oder der Internationalen Union für die Erhaltung der Natur aufgeführt sind, vorbehaltlich ihrer Anerkennung gemäß dem Verfahren des Artikels 30 Absatz 4,

sofern nicht nachgewiesen wird, dass die Gewinnung des Rohstoffs den genannten Naturschutzzwecken nicht zuwiderlief;

▼B

- d) Grünland von mehr als einem Hektar mit großer biologischer Vielfalt, das heißt:
- i) natürliches Grünland, das ohne Eingriffe von Menschenhand Grünland bleiben würde und dessen natürliche Artenzusammensetzung sowie ökologische Merkmale und Prozesse intakt sind, oder
 - ii) künstlich geschaffenes Grünland, das heißt Grünland, das ohne Eingriffe von Menschenhand kein Grünland bleiben würde und das artenreich und nicht degradiert ist und für das die zuständige Behörde eine große biologische Vielfalt festgestellt hat, sofern nicht nachgewiesen wird, dass die Ernte des Rohstoffs zur Erhaltung des Status als Grünland mit großer Artenvielfalt erforderlich ist.

Die Kommission kann Durchführungsrechtsakte erlassen, um die Kriterien zur Bestimmung des Grünlands, das unter Unterabsatz 1 Buchstabe d dieses Absatzes fällt, weiter zu präzisieren. Diese Durchführungsrechtsakte sind in Einklang mit dem Prüfverfahren nach Artikel 34 Absatz 3 zu erlassen.

(4) Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und aus landwirtschaftlicher Biomasse produzierte Biomasse-Brennstoffe, die für die in Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstaben a, b und c genannten Zwecke berücksichtigt werden, dürfen nicht aus Rohstoffen hergestellt werden, die auf Flächen mit hohem Kohlenstoffbestand gewonnen werden, das heißt auf Flächen, die im Januar 2008 einen im Folgenden genannten Status hatten, diesen Status aber nicht mehr haben:

- a) Feuchtgebiete, d. h. Flächen, die ständig oder für einen beträchtlichen Teil des Jahres von Wasser bedeckt oder durchtränkt sind;
- b) kontinuierlich bewaldete Gebiete, d. h. Flächen von mehr als einem Hektar mit über fünf Meter hohen Bäumen und einem Überschirmungsgrad von mehr als 30 % oder mit Bäumen, die auf dem jeweiligen Standort diese Schwellenwerte erreichen können;
- c) Flächen von mehr als einem Hektar mit über fünf Meter hohen Bäumen und einem Überschirmungsgrad von 10 bis 30 % oder mit Bäumen, die auf dem jeweiligen Standort diese Schwellenwerte erreichen können, sofern nicht nachgewiesen wird, dass der Kohlenstoffbestand der Fläche vor und nach der Umwandlung so bemessen ist, dass unter Anwendung der in Anhang V Teil C beschriebenen Methode die in Absatz 10 genannten Bedingungen erfüllt wären.

Dieser Absatz findet keine Anwendung, wenn zum Zeitpunkt der Gewinnung des Rohstoffs die Flächen denselben Status hatten wie im Januar 2008.

(5) Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und aus landwirtschaftlicher Biomasse produzierte Biomasse-Brennstoffe, die für die in Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstaben a, b und c genannten Zwecke berücksichtigt werden, dürfen nicht aus Rohstoffen hergestellt werden, die auf Flächen gewonnen werden, die im Januar 2008 Torfmoor waren, es sei denn, es wird der Nachweis dafür erbracht, dass nicht entwässerte Flächen für den Anbau und die Ernte dieses Rohstoffs nicht entwässert werden müssen.

(6) Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe aus forstwirtschaftlicher Biomasse, die für die Zwecke von Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstaben a, b und c Berücksichtigung finden, müssen zur Minderung der Gefahr, dass nicht nachhaltig produzierte forstwirtschaftliche Biomasse genutzt wird, die folgenden Kriterien erfüllen:

▼B

- a) in dem Land, in dem die forstwirtschaftliche Biomasse geerntet wurde, gelten nationale und/oder subnationale Gesetze auf dem Gebiet der Ernte und wird mittels Überwachungs- und Durchsetzungssystemen Folgendes sichergestellt:
- i) Die Erntetätigkeiten sind legal;
 - ii) auf den Ernteflächen findet Walderneuerung statt;
 - iii) Gebiete, die durch internationale oder nationale Rechtsvorschriften oder von der zuständigen Behörde zu Naturschutzzwecken ausgewiesen sind bzw. wurden, auch in Feuchtgebieten und auf Torfmoorflächen, sind geschützt;
 - iv) bei der Ernte wird auf die Erhaltung der Bodenqualität und der biologischen Vielfalt geachtet, um Beeinträchtigungen möglichst gering zu halten; und
 - v) durch die Erntetätigkeiten werden die langfristigen Produktionskapazitäten des Waldes erhalten oder verbessert;
- b) stehen Nachweise gemäß Buchstabe a dieses Absatzes nicht zur Verfügung, so finden Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe aus forstwirtschaftlicher Biomasse für die Zwecke von Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstabe a, b und c Berücksichtigung, wenn durch Bewirtschaftungssysteme auf Ebene des forstwirtschaftlichen Gewinnungsgebiets Folgendes sichergestellt ist:
- i) Die Erntetätigkeiten sind legal;
 - ii) auf den Ernteflächen findet Walderneuerung statt;
 - iii) Gebiete, die durch internationale oder nationale Rechtsvorschriften oder von der zuständigen Behörde zu Naturschutzzwecken ausgewiesen sind bzw. wurden, auch in Feuchtgebieten und auf Torfmoorflächen, sind geschützt, es sei denn, es wird der Nachweis dafür erbracht, dass die Ernte des Rohstoffs diesen Naturschutzzwecken nicht zuwiderläuft;
 - iv) bei der Ernte wird auf die Erhaltung der Bodenqualität und der biologischen Vielfalt geachtet, um Beeinträchtigungen möglichst gering zu halten; und
 - v) durch die Erntetätigkeiten werden die langfristigen Produktionskapazitäten des Waldes erhalten oder verbessert.
- (7) Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe aus forstwirtschaftlicher Biomasse, die für die Zwecke von Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstabe a, b und c Berücksichtigung finden, müssen den folgenden Anforderungen für Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF) entsprechen:

▼C1

- a) Das Ursprungsland oder die Ursprungsorganisation der regionalen Wirtschaftsintegration der forstwirtschaftlichen Biomasse ist Vertragspartei des Übereinkommens von Paris und
- i) hat einen beabsichtigten nationalen Beitrag (NDC) zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen (UNFCCC) übermittelt, der Emissionen und den Abbau von Treibhausgasen durch die Landwirtschaft, Forstwirtschaft und Landnutzung abdeckt und gewährleistet, dass jede Änderung des Kohlenstoffbestands in Verbindung mit der Ernte von Biomasse auf die Verpflichtungen des Landes zur Reduzierung oder Begrenzung der Treibhausgasemissionen im Sinne des beabsichtigten nationalen Beitrags angerechnet wird; oder

▼ C1

- ii) hat nationale oder subnationale Gesetze im Einklang mit Artikel 5 des Übereinkommens von Paris, die im Erntegebiet gelten, um die Kohlenstoffbestände und -senken zu erhalten und zu verbessern, und sorgt für Nachweise, dass die für den LULUCF-Sektor gemeldeten Emissionen nicht höher ausfallen als der Emissionsabbau;

▼ B

- b) stehen Nachweise nach Buchstabe a dieses Absatzes nicht zur Verfügung, so finden Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe aus forstwirtschaftlicher Biomasse für die Zwecke von Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstabe a, b und c Berücksichtigung, wenn durch Bewirtschaftungssysteme auf Ebene des forstwirtschaftlichen Gewinnungsgebiets sichergestellt ist, dass die Niveaus der Kohlenstoffbestände und -senken in den Wäldern gleich bleiben oder langfristig verbessert werden.

(8) Die Kommission erlässt bis zum 31. Januar 2021 Durchführungsrechtsakte, worin sie Empfehlungen zu den Nachweisen für die Einhaltung der Kriterien gemäß den Absätzen 6 und 7 dieses Artikels festlegt. Diese Durchführungsrechtsakte werden nach dem in Artikel 34 Absatz 3 genannten Prüfverfahren erlassen.

(9) Auf Grundlage der verfügbaren Daten bewertet die Kommission bis zum 31. Dezember 2026, ob durch die Kriterien gemäß den Absätzen 6 und 7 auf wirksame Weise die Gefahr, dass nicht nachhaltig produzierte forstwirtschaftliche Biomasse genutzt wird, minimiert und den LULUCF-Kriterien entsprochen wird.

Die Kommission legt gegebenenfalls einen legislativen Vorschlag zur Änderung der in Absatz 6 und 7 festgelegten Kriterien für den Zeitraum nach 2030 vor.

(10) Die durch die Verwendung von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen erzielte Minderung der Treibhausgasemissionen, die für die in Absatz 1 genannten Zwecke berücksichtigt wird, muss

- a) bei Biokraftstoffen, im Verkehrssektor verbrauchtem Biogas und flüssigen Biobrennstoffen, die in Anlagen hergestellt werden, die am 5. Oktober 2015 oder davor in Betrieb waren, mindestens 50 % betragen;
- b) bei Biokraftstoffen, im Verkehrssektor verbrauchtem Biogas und flüssigen Biobrennstoffen, die in Anlagen hergestellt werden, die den Betrieb seit dem 6. Oktober 2015 bis zum 31. Dezember 2020 aufgenommen haben, mindestens 60 % betragen;
- c) bei Biokraftstoffen, im Verkehrssektor verbrauchtem Biogas und flüssigen Biobrennstoffen, die in Anlagen hergestellt werden, die den Betrieb ab dem 1. Januar 2021 aufnehmen, mindestens 65 % betragen;
- d) bei der Elektrizitäts-, Wärme- und Kälteerzeugung aus Biomasse-Brennstoffen in Anlagen, die den Betrieb zwischen dem 1. Januar 2021 und dem 31. Dezember 2025 aufnehmen, mindestens 70 %, und in Anlagen, die den Betrieb nach dem 1. Januar 2026 aufnehmen, mindestens 80 % betragen.

Es gilt, dass eine Anlage dann in Betrieb ist, wenn die physische Produktion von Biokraftstoffen, im Verkehrssektor verbrauchtem Biogas, und flüssigen Biobrennstoffen sowie die physische Produktion von Wärme, Kälte und Elektrizität aus Biomasse-Brennstoffen aufgenommen wurde.

▼B

Die durch die Verwendung von Biokraftstoffen, im Verkehrssektor verbrauchtem Biogas, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen in Wärme, Kälte und Elektrizität produzierenden Anlagen erzielte Treibhausgaseinsparungen wird im Einklang mit Artikel 31 Absatz 1 berechnet.

(11) Für die Zwecke von Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstabe a, b und c findet Elektrizität aus Biomasse-Brennstoffen nur Berücksichtigung, wenn sie eine oder mehrere der folgenden Anforderungen erfüllt:

- a) die Elektrizität wird in Anlagen mit einer Gesamtfeuerungswärmeleistung von unter 50 MW produziert; oder
- b) die Elektrizität wird in Anlagen mit einer Gesamtfeuerungswärmeleistung zwischen 50 und 100 MW mit hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplungstechnologie, oder in ausschließlich Elektrizität produzierenden Anlagen, die die im Durchführungsbeschluss (EU) 2017/1442 der Kommission⁽¹⁾ definierten, mit den besten verfügbaren Techniken verbundenen Energieeffizienzwerte („BVT-assoziierten Energieeffizienzwerte“) erreichen, produziert; oder
- c) die Elektrizität wird in Anlagen mit einer Gesamtfeuerungswärmeleistung über 100 MW mit hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplungstechnologie, oder in ausschließlich Elektrizität produzierenden Anlagen, die einen elektrischen Nettowirkungsgrad von mindestens 36 % erreichen, produziert; oder
- d) die Elektrizität wird durch Abscheidung und Speicherung von CO₂ aus Biomasse produziert.

Ausschließlich Elektrizität produzierende Anlagen werden für die Zwecke von Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstabe a, b und c nur berücksichtigt, wenn sie als Hauptbrennstoff keine fossilen Brennstoffe verwenden und die Bewertung gemäß Artikel 14 der Richtlinie 2012/27/EU ergibt, dass es keine kosteneffiziente Möglichkeit zur Nutzung hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplungstechnologie gibt.

Für die Zwecke des Absatzes 1 Unterabsatz 1 Buchstabe a und b dieses Artikels gilt dieser Absatz nur für Anlagen, die nach dem 25. Dezember 2021 den Betrieb aufnehmen oder auf die Nutzung von Biomasse-Brennstoffe umgestellt werden. Für die Zwecke des Absatzes 1 Unterabsatz 1 Buchstabe c dieses Artikels lässt dieser Absatz bis zum 25. Dezember 2021 genehmigte Förderungen aus Förderregelungen nach Artikel 4 unberührt.

Bei Anlagen mit einer geringeren Feuerungswärmeleistung können die Mitgliedstaaten höhere als die in Unterabsatz 1 genannten Energieeffizianzforderungen zur Anwendung bringen.

Der erste Unterabsatz gilt nicht für Elektrizität aus Anlagen, die Gegenstand einer besonderen Mitteilung eines Mitgliedstaats an die Kommission aufgrund des ordnungsgemäß begründeten Vorliegens einer Gefahr für die Stromversorgungssicherheit sind. Bei der Bewertung der Mitteilung fasst die Kommission einen Beschluss unter Berücksichtigung der darin enthaltenen Elemente.

⁽¹⁾ Durchführungsbeschluss (EU) 2017/1442 der Kommission vom 31. Juli 2017 über Schlussfolgerungen zu den besten verfügbaren Techniken (BVT) gemäß der Richtlinie 2010/75/EU des Europäischen Parlaments und des Rates für Großfeuerungsanlagen (ABl. L 212 vom 17.8.2017, S. 1).

▼B

(12) Für die Zwecke von Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstabe a, b und c dieses Artikels, und unbeschadet von Artikel 25 und 26, dürfen die Mitgliedstaaten Biokraftstoffe und flüssige Biobrennstoffe, die in Übereinstimmung mit diesem Artikel gewonnen werden, nicht wegen anderer Nachhaltigkeitsabwägungen außer Acht lassen. Dieser Absatz lässt die öffentliche Förderung im Rahmen von Förderregelungen, die vor dem 24. Dezember 2018 genehmigt werden, unberührt.

(13) Für die Zwecke von Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstabe c dieses Artikels können die Mitgliedstaaten für begrenzte Zeit von den Kriterien gemäß Absatz 2 bis 7 und 10 und 11 dieses Artikels abweichen, und andere Kriterien festlegen für

- a) Anlagen, die sich in einer der in Artikel 349 AEUV aufgeführten Regionen in äußerster Randlage befinden, soweit diese Anlagen Elektrizität oder Wärme oder Kälte aus Biomasse-Brennstoffen produzieren, und
- b) in den Anlagen gemäß Buchstabe a dieses Unterabsatzes eingesetzte Biomasse-Brennstoffe, ungeachtet des Ursprungsortes dieser Biomasse, sofern diese anderen Kriterien durch ihren Zweck, nämlich der nahtlosen Einführung der Kriterien gemäß Absatz 2 bis 7 und 10 und 11 dieses Artikels in der betreffenden Region in äußerster Randlage, objektiv gerechtfertigt sind und somit Anreize für den Übergang von fossilen Brennstoffen zu nachhaltigen Biomasse-Brennstoffen bieten.

Die in diesem Absatz genannten anderen Kriterien sind Gegenstand einer gesonderten Mitteilung des jeweiligen Mitgliedstaats an die Kommission.

(14) Für die Zwecke von Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstabe a, b und c können die Mitgliedstaaten weitere Nachhaltigkeitskriterien für Biomasse-Brennstoffe einführen.

Bis zum 31. Dezember 2026 bewertet die Kommission die Folgen, die solche zusätzlichen Kriterien für den Binnenmarkt haben können, wobei sie gegebenenfalls auch Vorschläge unterbreitet, um ihre Harmonisierung sicherzustellen.

Artikel 30

Überprüfung der Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien und der Kriterien für Treibhausgaseinsparungen

(1) Werden Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe, oder andere Brennstoffe, die auf den Zähler gemäß Artikel 27 Absatz 1 Buchstabe b angerechnet werden können, für die in den Artikeln 23 und 25 sowie in Artikel 29 Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstabe a, b und c genannten Zwecke berücksichtigt, verpflichten die Mitgliedstaaten die Wirtschaftsteilnehmer nachzuweisen, dass die in Artikel 29 Absatz 2 bis 7 und 10 festgelegten Nachhaltigkeitskriterien und Kriterien für Treibhausgaseinsparungen erfüllt sind. Zu diesen Zwecken verpflichten sie die Wirtschaftsteilnehmer zur Verwendung eines Massenbilanzsystems, das

- a) es erlaubt, Lieferungen von Rohstoffen oder Brennstoffen mit unterschiedlichen Nachhaltigkeitseigenschaften und Eigenschaften in Bezug auf Treibhausgaseinsparungen zu mischen, z. B. in einem Container, einer Verarbeitungs- oder Logistikeinrichtung oder einer Übertragungs- und Verteilungsinfrastruktur bzw. -stätte,

▼B

- b) es erlaubt, Lieferungen von Rohstoffen mit unterschiedlichem Energiegehalt zur weiteren Verarbeitung zu mischen, sofern der Umfang der Lieferungen nach ihrem Energiegehalt angepasst wird,
- c) vorschreibt, dass dem Gemisch weiterhin Angaben über die Nachhaltigkeitseigenschaften sowie Eigenschaften in Bezug auf Treibhausgaseinsparungen und den jeweiligen Umfang der unter Buchstabe a genannten Lieferungen zugeordnet sind, und
- d) vorsieht, dass die Summe sämtlicher Lieferungen, die dem Gemisch entnommen werden, dieselben Nachhaltigkeitseigenschaften in denselben Mengen hat wie die Summe sämtlicher Lieferungen, die dem Gemisch zugefügt werden, und dass diese Bilanz innerhalb eines angemessenen Zeitraums erreicht wird.

Durch das Massenbilanzsystem soll zudem sichergestellt werden, dass jede Lieferung nur einmal gemäß Artikel 7 Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstabe a, b oder c für die Berechnung des Bruttoendverbrauchs von Energie aus erneuerbaren Quellen berücksichtigt wird und dass Informationen dazu angegeben werden, ob für die Produktion der betreffenden Lieferung eine Förderung gewährt wurde und wenn ja, um welche Art von Förderregelung es sich handelte.

(2) Bei Verarbeitung einer Lieferung werden die Angaben hinsichtlich der Eigenschaften der Lieferung in Bezug auf die Nachhaltigkeit und Treibhausgaseinsparungen angepasst und im Einklang mit folgenden Vorschriften dem Output zugeordnet:

- a) Sollte die Verarbeitung der Rohstofflieferung nur einen Output hervorbringen, der zur Produktion von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen, Biomasse-Brennstoffen, flüssigen und gasförmigen erneuerbaren Kraftstoffen für den Verkehr nicht biogenen Ursprungs oder wiederverwerteten kohlenstoffhaltigen Kraftstoffen dienen soll, werden der Umfang der Lieferung und die entsprechenden Werte der Eigenschaften in Bezug auf die Nachhaltigkeit und Treibhausgaseinsparungen durch Anwendung eines Umrechnungsfaktors angepasst, der das Verhältnis zwischen der Masse des Outputs, die dieser Produktion dienen soll, und der Rohstoffmasse zu Beginn des Verfahrens ausdrückt;
- b) sollte die Verarbeitung der Rohstofflieferung mehrere Outputs hervorbringen, die zur Produktion von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen, Biomasse-Brennstoffen, flüssigen und gasförmigen erneuerbaren Kraftstoffen für den Verkehr nicht biogenen Ursprungs oder wiederverwerteten kohlenstoffhaltigen Kraftstoffen dienen sollen, ist für jeden Output ein gesonderter Umrechnungsfaktor anzuwenden und eine gesonderte Massenbilanz zugrunde zu legen.

(3) Die Mitgliedstaaten treffen Maßnahmen, um sicherzustellen, dass die Wirtschaftsteilnehmer hinsichtlich der Einhaltung der in Artikel 25 Absatz 2 festgelegten und durch jenen Artikel angenommenen Mindestschwellenwerte für Treibhausgaseinsparungen sowie der in Artikel 29 Absatz 2 bis 7 und 10 festgelegten Nachhaltigkeitskriterien und Kriterien für Treibhausgaseinsparungen verlässliche Informationen vorlegen und dass die Wirtschaftsteilnehmer dem jeweiligen Mitgliedstaat auf Anfrage die Daten zur Verfügung zu stellen, die zur Zusammenstellung der Informationen verwendet wurden. Die Mitgliedstaaten verpflichten die Wirtschaftsteilnehmer, für ein angemessenes unabhängiges Audit der von ihnen vorgelegten Informationen zu sorgen und nachzuweisen, dass ein solches Audit erfolgt ist. Hinsichtlich der Einhaltung von Artikel 29 Absatz 6 Buchstabe a und Absatz 7 Buchstabe a kann bis zum Erstfassungspunkt der forstwirtschaftlichen Biomasse das Erst- oder Zweitparteien-Audit verwendet werden. Das Audit erstreckt sich auf

▼B

die Frage, ob die von den Wirtschaftsteilnehmern verwendeten Systeme genau, verlässlich und betrugssicher sind, wobei durch die Überprüfung auch sichergestellt wird, dass Materialien nicht absichtlich so verändert oder entsorgt werden, dass die Lieferung ganz oder teilweise zu Abfall oder Reststoffen werden könnte. Ferner werden die Häufigkeit und die Methode der Probenahme sowie die Zuverlässigkeit der Daten bewertet.

Die Verpflichtungen nach diesem Absatz gelten sowohl für in der Union produzierte als auch für importierte Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe, Biomasse-Brennstoffe, flüssige und gasförmige erneuerbare Kraftstoffe für den Verkehr nicht biogenen Ursprungs oder wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe. Angaben zur geografischen Herkunft der Biokraftstoffe, flüssigen Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe der einzelnen Kraftstoffanbieter und zur Art der für sie verwendeten Rohstoffe werden Verbrauchern auf den Webseiten der Betreiber, der Versorger oder der jeweils zuständigen Behörden bereitgestellt und jährlich aktualisiert.

Die Mitgliedstaaten übermitteln die Angaben nach Unterabsatz 1 in aggregierter Form der Kommission. Diese veröffentlicht sie unter Wahrung der Vertraulichkeit wirtschaftlich sensibler Informationen in zusammengefasster Form auf der in Artikel 28 der Verordnung (EU) 2018/1999 genannten Plattform für die elektronische Berichterstattung.

(4) Die Kommission kann beschließen, dass freiwillige nationale oder internationale Systeme, in denen Standards für die Produktion von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen oder Biomasse-Brennstoffen, oder anderen Brennstoffen, die auf den Zähler gemäß Artikel 27 Absatz 1 Buchstabe b angerechnet werden können, vorgegeben werden, genaue Daten zu den Treibhausgaseinsparungen für die Zwecke von Artikel 25 Absatz 2 und Artikel 29 Absatz 10 enthalten und als Nachweis dafür herangezogen werden dürfen, dass die Bestimmungen von Artikel 27 Absatz 3 und Artikel 28 Absatz 2 und 4 eingehalten werden, und/oder als Nachweis dafür herangezogen werden dürfen, dass Lieferungen von Biokraftstoff, flüssigem Brennstoff oder Biomasse-Brennstoffen den in Artikel 29 Absatz 2 bis 7 aufgeführten Nachhaltigkeitskriterien genügen. Für den Nachweis, dass den in Artikel 29 Absatz 6 und 7 festgelegten Anforderungen entsprochen wird, können die Betreiber beschließen, die erforderlichen Belege direkt auf Ebene des Gewinnungsgebiets vorzulegen. Die Kommission kann auch Flächen zum Schutz von seltenen, bedrohten oder gefährdeten Ökosystemen oder Arten, die in internationalen Übereinkünften anerkannt werden oder in den Verzeichnissen zwischenstaatlicher Organisationen oder der Internationalen Union für die Erhaltung der Natur aufgeführt sind, für die Zwecke von Artikel 29 Absatz 3 Unterabsatz 1 Buchstabe c Ziffer ii anerkennen.

Die Kommission kann beschließen, dass diese Systeme präzise Angaben über Maßnahmen enthalten, die zum Schutz von Boden, Wasser und Luft, zur Sanierung von degradierten Flächen und zur Vermeidung eines übermäßigen Wasserverbrauchs in Gebieten mit Wasserknappheit und zur Zertifizierung von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen, bei denen ein geringes Risiko indirekter Landnutzungsänderungen besteht, getroffen wurden.

(5) Die Kommission fasst Beschlüsse nach Absatz 4 in Form von Durchführungsrechtsakten. Diese werden in Einklang mit dem Prüfverfahren nach Artikel 34 Absatz 3 erlassen. Solche Beschlüsse sind nicht länger als fünf Jahre gültig.

▼B

Die Kommission verlangt, dass freiwillige Systeme, die Gegenstand eines Beschlusses nach Absatz 4 sind, bis zum 30. April jedes Jahres einen Bericht an die Kommission vorlegen, worin alle ►C1 in Anhang XI der Verordnung (EU) 2018/1999 angeführten ◀ Punkte behandelt werden. Der Bericht bezieht sich auf das vorangegangene Kalenderjahr. Diese Pflicht zur Berichterstattung gilt nur für freiwillige Systeme, die seit mindestens 12 Monaten in Betrieb sind.

Die Kommission stellt die von freiwilligen Systemen vorgelegten Berichte, in aggregierter Form, oder, gegebenenfalls, in voller Länge, auf der in Artikel 28 der Verordnung (EU) 2018/1999 genannten Plattform für die elektronische Berichterstattung zur Verfügung.

(6) Die Mitgliedstaaten können nationale Systeme einführen, in deren Rahmen die Einhaltung der in Artikel 29 Absatz 2 bis 7 und 10 festgelegten Kriterien für die Nachhaltigkeit und Treibhausgaseinsparungen und der in Artikel 25 Absatz 2 festgelegten und durch jenen Artikel sowie gemäß Artikel 28 Absatz 5 angenommenen, für flüssige und gasförmige erneuerbare Kraftstoffe für den Verkehr nicht biogenen Ursprungs und wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe geltenden Mindestschwellenwerte für Treibhausgaseinsparungen entlang der gesamten Produktkette unter Beteiligung der zuständigen nationalen Behörden überprüft wird.

Ein Mitgliedstaat kann sein nationales System der Kommission melden. Die Kommission muss der Bewertung eines derartigen Systems Vorrang einräumen, um die gegenseitige bilaterale und multilaterale Anerkennung von Systemen zur Überprüfung der Vereinbarkeit mit den Nachhaltigkeitskriterien und den Kriterien für Treibhausgaseinsparungen für Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe und mit den in Artikel 25 Absatz 2 festgelegten und durch jenen Artikel angenommenen Mindestschwellenwerte für Treibhausgaseinsparungen für andere Brennstoffe, die auf den Zähler gemäß Artikel 27 Absatz 1 Buchstabe b angerechnet werden können, zu erleichtern. Die Kommission fasst Beschlüsse in Form von Durchführungsrechtsakten über die Vereinbarkeit eines solchen gemeldeten nationalen Systems mit den in dieser Richtlinie festgelegten Bedingungen. Diese Durchführungsrechtsakte werden in Einklang mit dem Prüfverfahren nach Artikel 34 Absatz 3 erlassen.

Ist der Beschluss positiv, so dürfen in Übereinstimmung mit diesem Artikel erstellte Systeme die gegenseitige Anerkennung der Systeme des jeweiligen Mitgliedstaats hinsichtlich der Überprüfung der Vereinbarkeit mit den Nachhaltigkeitskriterien und den Kriterien für Treibhausgaseinsparungen gemäß Artikel 29 Absatz 2 bis 7 und 10 sowie der in Artikel 25 Absatz 2 festgelegten und durch jenen Artikel angenommenen Mindestschwellenwerte für Treibhausgaseinsparungen nicht verweigern.

(7) Die Kommission kann nur dann Beschlüsse im Sinne von Absatz 4 fassen, wenn das betreffende System angemessenen Standards der Zuverlässigkeit, Transparenz und unabhängigen Audits entspricht und hinreichende Garantien dafür bietet, dass keine Materialien absichtlich so geändert oder entsorgt wurden, dass die Lieferung ganz oder teilweise unter Anhang IX fallen würde. Bei Systemen, mit denen die Treibhausgaseinsparung gemessen wird, müssen zudem die methodischen Anforderungen von Anhang V oder Anhang VI eingehalten werden. Im Falle von Flächen im Sinne des Artikels 29 Absatz 3 Unterabsatz 1 Buchstabe c Ziffer ii, die einen hohen Wert hinsichtlich der biologischen Vielfalt haben, müssen die Verzeichnisse dieser Flächen angemessenen Standards der Objektivität entsprechen und Kohärenz mit international anerkannten Standards aufweisen, wobei geeignete Beschwerdeverfahren vorzusehen sind.

▼B

Die freiwilligen Systeme nach Absatz 4 müssen mindestens jährlich eine Liste ihrer für unabhängige Audits eingesetzten Zertifizierungsstellen veröffentlichen, in der für jede Zertifizierungsstelle angegeben ist, von welcher Einrichtung oder nationalen öffentliche Stelle sie anerkannt wurde und von welcher Einrichtung oder nationalen öffentliche Stelle sie überwacht wird.

(8) Die Kommission erlässt zur Gewährleistung einer effizienten und einheitlichen Überprüfung der Einhaltung der Kriterien für die Nachhaltigkeit und Treibhausgaseinsparungen sowie der Bestimmungen bezüglich Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe mit einem geringen oder einem hohen Risiko direkter und indirekter Landnutzungsänderungen und insbesondere zur Verhinderung von Betrug Durchführungsrechtsakte, worin sie detaillierte Durchführungsbestimmungen, einschließlich angemessener Standards für Zuverlässigkeit, Transparenz und unabhängige Audits festlegt und vorschreibt, dass bei allen freiwilligen Systemen diese Standards angewandt werden. Diese Durchführungsrechtsakte werden in Einklang mit dem Prüfverfahren nach Artikel 34 Absatz 3 erlassen.

Bei der Festlegung dieser Standards durch Durchführungsrechtsakte berücksichtigt die Kommission insbesondere das Erfordernis, den Verwaltungsaufwand so weit wie möglich zu reduzieren. Die Durchführungsrechtsakte legen einen Zeitraum fest, in dem die freiwilligen Systeme diese Standards umsetzen müssen. Die Kommission kann Beschlüsse über die Anerkennung freiwilliger Systeme nach Absatz 4 aufheben, falls diese Systeme diese Standards nicht im vorgesehenen Zeitraum umgesetzt haben. Sollte ein Mitgliedstaat Bedenken äußern, dass ein freiwilliges System nicht gemäß den Standards für Zuverlässigkeit, Transparenz und unabhängige Audits, die die Grundlage für Beschlüsse gemäß Absatz 4 bilden, funktioniert, so prüft die Kommission die Angelegenheit und ergreift geeignete Maßnahmen.

(9) Wenn ein Wirtschaftsteilnehmer Nachweise oder Daten vorlegt, die im Einklang mit einem System eingeholt wurden, das Gegenstand eines Beschlusses im Sinne von Absatz 4 oder 6 dieses Artikels ist, darf ein Mitgliedstaat, soweit dieser Beschluss dies vorsieht, von dem Lieferanten keine weiteren Nachweise für die Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien und der Kriterien für Treibhausgaseinsparungen gemäß Artikel 29 Absatz 2 bis 7 und 10 verlangen.

Die zuständigen Behörden der Mitgliedstaaten überwachen die Arbeitsweise der Zertifizierungsstellen, die unabhängige Audits im Rahmen eines freiwilligen Systems durchführen. Die Zertifizierungsstellen übermitteln auf Antrag der zuständigen Behörden alle relevanten Informationen, die zur Überwachung der Arbeitsweise erforderlich sind, einschließlich genauer Angaben zu Datum, Uhrzeit und Ort der Durchführung der Audits. Sollten die Mitgliedstaaten Probleme bei der Einhaltung feststellen, so setzen sie das freiwillige System unverzüglich davon in Kenntnis.

(10) Auf Antrag eines Mitgliedstaats, der auf dem Antrag eines Wirtschaftsteilnehmers beruhen kann, prüft die Kommission auf der Grundlage der vorliegenden Nachweise, ob die in Artikel 29 Absatz 2 bis 7 und 10 festgelegten Nachhaltigkeitskriterien und Kriterien für Treibhausgaseinsparungen in Bezug auf eine Quelle von Biokraftstoffen, flüssigem Biobrennstoffen oder Biomasse-Brennstoffen und die in Artikel 25 Absatz 2 festgelegten und durch jenen Artikel angenommenen Mindestschwellenwerte für Treibhausgaseinsparungen eingehalten wurden.

Innerhalb von sechs Monaten nach Eingang eines solchen Antrags beschließt die Kommission gemäß dem in Artikel 34 Absatz 3 genannten Prüfverfahren, im Wege eines Durchführungsrechtsaktes, ob der betreffende Mitgliedstaat entweder

▼B

- a) aus dieser Quelle stammende Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe, Biomasse-Brennstoffe oder andere Brennstoffe, die auf den Zähler gemäß Artikel 27 Absatz 1 Buchstabe b angerechnet werden können, für die Zwecke von Artikel 29 Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstaben a, b und c berücksichtigten darf oder
- b) abweichend von Absatz 9 dieses Artikels von Anbietern der betreffenden Quelle von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen, Biomasse-Brennstoffen und anderen Brennstoffen, die auf den Zähler gemäß Artikel 27 Absatz 1 Buchstabe b angerechnet werden können, weitere Nachweise für die Einhaltung jener Nachhaltigkeitskriterien und der Kriterien für Treibhausgaseinsparungen nach Artikel 29 Absatz 2 bis 7 und 10 und der in Artikel 25 Absatz 2 festgelegten und durch jenen Artikel angenommenen Mindestschwellenwerte für Treibhausgaseinsparungen verlangen darf.

*Artikel 31***Berechnung des Beitrags von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen zum Treibhauseffekt**

- (1) Für die Zwecke des Artikels 29 Absatz 10 wird die durch die Verwendung von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen erzielte Treibhausgaseinsparung nach einer der folgenden Methoden berechnet:
- a) ist für Biokraftstoffe und flüssige Biobrennstoffe in Anhang V Teil A oder Teil B und für Biomasse-Brennstoffe in Anhang VI Teil A ein Standardwert für die Treibhausgaseinsparung für den Produktionsweg festgelegt und ist der für diese Biokraftstoffe oder flüssigen Biobrennstoffe gemäß Anhang V Teil C Nummer 7 und für diese Biomasse-Brennstoffe gemäß Anhang VI Teil B Nummer 7 berechnete e_f -Wert für diese Biokraftstoffe oder flüssigen Biobrennstoffe kleiner oder gleich null, durch Verwendung dieses Standardwerts;
- b) durch Verwendung eines tatsächlichen Werts, der gemäß der in Anhang V Teil C für Biokraftstoffe oder flüssige Biobrennstoffe und gemäß der in Anhang VI Teil B für Biomasse-Brennstoffe festgelegten Methode berechnet wird;
- c) durch Verwendung eines Werts, der berechnet wird als Summe der in den Formeln in Anhang V Teil C Nummer 1 genannten Faktoren, wobei die in Anhang V Teil D oder Teil E angegebenen disaggregierten Standardwerte für einige Faktoren verwendet werden können, und der nach der Methode in Anhang V Teil C berechneten tatsächlichen Werte für alle anderen Faktoren verwendet werden; oder
- d) durch Verwendung eines Werts, der berechnet wird als Summe der in den Formeln in Anhang VI Teil B Nummer 1 genannten Faktoren, wobei die in Anhang VI Teil C angegebenen disaggregierten Standardwerte für einige Faktoren verwendet werden können, und der nach der Methode in Anhang VI Teil B berechneten tatsächlichen Werte für alle anderen Faktoren verwendet werden.

▼B

(2) Die Mitgliedstaaten können der Kommission Berichte mit Angaben zu den typischen Treibhausgasemissionen aus dem Anbau von landwirtschaftlichen Rohstoffen in den Gebieten ihres Hoheitsgebiets unterbreiten, die als Regionen der Ebene 2 der Klassifikation der „Gebiets-einheiten für die Statistik“ (NUTS) oder als stärker disaggregierte NUTS-Ebenen im Einklang mit der Verordnung (EG) Nr. 1059/2003 des Europäischen Parlaments und des Rates ⁽¹⁾ eingestuft sind. Den Berichten ist eine Beschreibung der zur Berechnung des Emissionsniveaus verwendeten Methode und Datenquellen beigefügt. Diese Methode berücksichtigt Bodeneigenschaften, Klima und voraussichtliche Rohstofferteerträge.

(3) Im Fall von Gebieten außerhalb der Union können der Kommission Berichte übermittelt werden, die den in Absatz 2 genannten Berichten gleichwertig sind und die von zuständigen Stellen erstellt wurden.

(4) Die Kommission kann in einem Durchführungsrechtsakt beschließen, dass Berichte nach Absatz 2 und 3 für die Zwecke von Artikel 29 Absatz 10 genaue Daten für die Messung der Treibhausgasemissionen enthalten, die auf den Anbau von in solchen Berichten genannten Gebieten hergestellten Rohstoffen für landwirtschaftliche Biomasse zurückgehen. Diese Durchführungsrechtsakte werden in Einklang mit dem Prüfverfahren nach Artikel 34 Absatz 3 erlassen.

Gemäß solcher Beschlüsse können diese Daten anstelle der für Biokraftstoffe und flüssige Biobrennstoffe in Anhang V Teil D oder Teil E und für Biomasse-Brennstoffe in Anhang VI Teil C festgelegten disaggregierten Standardwerten für den Anbau verwendet werden.

(5) Die Kommission überprüft Anhang V und Anhang VI im Hinblick auf die Hinzufügung oder Überarbeitung — sofern gerechtfertigt — von Werten für Produktionswege für Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe. Bei dieser Überprüfung wird auch die Änderung der Methoden nach Anhang V Teil C und Anhang VI Teil B in Erwägung gezogen.

Die Kommission hat die Befugnis, gegebenenfalls gemäß Artikel 35 delegierte Rechtsakte zu erlassen, um Anhang V oder Anhang VI durch Hinzufügung oder Überarbeitung oder Änderungen der Methoden zu ändern.

Ist im Fall einer Anpassung oder Ergänzung der Standardwerte in Anhang V und Anhang VI

- a) der Beitrag eines Faktors zu den Gesamtemissionen gering, gibt es eine begrenzte Abweichung oder ist es kostspielig oder schwierig, die tatsächlichen Werte zu bestimmen, müssen die Standardwerte typisch für normale Produktionsverfahren sein,
- b) während in allen anderen Fällen die Standardwerte im Vergleich zu normalen Produktionsverfahren konservativ sein müssen.

⁽¹⁾ Verordnung (EG) Nr. 1059/2003 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Mai 2003 über die Schaffung einer gemeinsamen Klassifikation der Gebietseinheiten für die Statistik (NUTS) (ABl. L 154 vom 21.6.2003, S. 1).

▼B

(6) Falls dies zur Gewährleistung der einheitlichen Anwendung von Anhang V Teil C und Anhang VI Teil B erforderlich ist, kann die Kommission Durchführungsrechtsakte mit genauen technischen Spezifikationen, einschließlich Definitionen, Umrechnungsfaktoren, Berechnungen jährlicher Emissionen aus dem Anbau, entsprechenden Emissionseinsparungen durch unter- und oberirdische Änderungen des Kohlenstoffbestands von bereits landwirtschaftlich genutzten Flächen, sowie Berechnungen der Emissionseinsparungen durch Abscheidung, Einleitung und geologische Speicherung von CO₂, erlassen. Diese Durchführungsrechtsakte werden gemäß dem in Artikel 34 Absatz 3 genannten Prüfverfahren erlassen.

*Artikel 32***Durchführungsrechtsakte**

Die in Artikel 29 Absatz 3 Unterabsatz 2 und Absatz 8, Artikel 30 Absatz 5 Unterabsatz 1, Artikel 30 Absatz 6 Unterabsatz 2, Artikel 30 Absatz 8 Unterabsatz 1, Artikel 31 Absatz 4 Unterabsatz 1 sowie Artikel 31 Absatz 6 dieser Richtlinie genannten Durchführungsmaßnahmen berücksichtigen vollständig die Zwecke der Bestimmungen über Treibhausgaseinsparungen nach Artikel 7a der Richtlinie 98/70/EG des Europäischen Parlaments und des Rates ⁽¹⁾.

*Artikel 33***Überwachung durch die Kommission**

(1) Die Kommission überwacht die Herkunft von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen, die in der Union verbraucht werden, und die Auswirkungen ihrer Produktion — einschließlich der Auswirkungen von Verdrängungseffekten — auf die Flächennutzung in der Union und in den wichtigsten Lieferdrittländern. Die Überwachung stützt sich auf die integrierten nationalen Energie- und Klimapläne der Mitgliedstaaten und die entsprechenden Fortschrittsberichte gemäß Artikel 3, 17 und 20 der Verordnung (EU) 2018/1999, sowie auf Berichte einschlägiger Drittländer und zwischenstaatlicher Organisationen, wissenschaftliche Studien und alle sonstigen relevanten Informationen. Die Kommission überwacht auch die mit der energetischen Nutzung von Biomasse verbundenen Rohstoffpreisänderungen sowie damit verbundene positive und negative Folgen für die Nahrungsmittelsicherheit.

(2) Die Kommission pflegt einen Dialog und einen Informationsaustausch mit Drittländern, Produzenten von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen, Verbraucherorganisationen sowie mit der Zivilgesellschaft über die allgemeine Durchführung der Maßnahmen dieser Richtlinie in Bezug auf Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe. Den etwaigen Auswirkungen der Produktion von Biokraftstoff, flüssigem Biobrennstoff und Biomasse-Brennstoff auf die Nahrungsmittelpreise widmet sie hierbei besondere Aufmerksamkeit.

⁽¹⁾ Richtlinie 98/70/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 1998 über die Qualität von Otto- und Dieseldieselkraftstoffen und zur Änderung der Richtlinie 93/12/EWG des Rates (ABl. L 350 vom 28.12.1998, S. 58).

▼B

(3) Im Jahr 2026 legt die Kommission gegebenenfalls einen Gesetzgebungsvorschlag über einen Rechtsrahmen für die Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen für den Zeitraum nach 2030 vor.

Zu diesem Zweck werden in diesem Vorschlag die Erfahrungen mit der Umsetzung dieser Richtlinie, einschließlich ihrer Kriterien für die Nachhaltigkeit und für Treibhausgaseinsparungen, und die technologischen Entwicklungen im Bereich Energie aus erneuerbaren Quellen berücksichtigt.

(4) Im Jahr 2032 veröffentlicht die Kommission einen Bericht mit einer Überprüfung der Anwendung dieser Richtlinie.

*Artikel 34***Ausschussverfahren**

(1) Die Kommission wird von dem nach Artikel 44 der Verordnung (EU) 2018/1999 eingerichteten Ausschuss der Energieunion unterstützt.

(2) Ungeachtet Absatz 1 wird die Kommission in Fragen der Nachhaltigkeit von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen von dem Ausschuss für die Nachhaltigkeit von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen unterstützt. Dieser Ausschuss ist ein Ausschuss im Sinne der Verordnung (EU) Nr. 182/2011.

(3) Wird auf diesen Absatz Bezug genommen, so gilt Artikel 5 der Verordnung (EU) Nr. 182/2011.

Gibt der Ausschuss keine Stellungnahme ab, so erlässt die Kommission den Durchführungsrechtsakt nicht und Artikel 5 Absatz 4 Unterabsatz 3 der Verordnung (EU) Nr. 182/2011 findet Anwendung.

*Artikel 35***Ausübung der Befugnisübertragung**

(1) Die Befugnis zum Erlass delegierter Rechtsakte wird der Kommission unter den in diesem Artikel festgelegten Bedingungen übertragen.

(2) Die Befugnis zum Erlass der in Artikel 8 Absatz 3 Unterabsatz 2, Artikel 25 Absatz 2 Unterabsatz 2, Artikel 26 Absatz 2 Unterabsatz 4 und 5, Artikel 27 Absatz 1 Buchstabe c und Absatz 3 Unterabsatz 7, Artikel 28 Absatz 5 und Absatz 6 Unterabsatz 2, und Artikel 31 Absatz 5 Unterabsatz 2 genannten delegierten Rechtsakte wird der Kommission für einen Zeitraum von fünf Jahren ab dem 24. Dezember 2018 übertragen. Die Kommission erstellt spätestens neun Monate vor Ablauf des Zeitraums von fünf Jahren einen Bericht über die Befugnisübertragung. Die Befugnisübertragung verlängert sich stillschweigend um Zeiträume gleicher Länge, es sei denn, das Europäische Parlament oder der Rat widersprechen einer solchen Verlängerung spätestens drei Monate vor Ablauf des jeweiligen Zeitraums.

▼C2

(3) Die Befugnis zum Erlass delegierter Rechtsakte gemäß Artikel 7 Absatz 3 Unterabsatz 5 wird der Kommission bis zum 31. Dezember 2021 übertragen.

▼B

(4) Die Befugnisübertragung gemäß Artikel 7 Absatz 3 Unterabsatz 5, Artikel 8 Absatz 3 Unterabsatz 2, Artikel 25 Absatz 2 Unterabsatz 2, Artikel 26 Absatz 2 Unterabsatz 4 und 5, Artikel 27 Absatz 1 Buchstabe c und Absatz 3 Unterabsatz 7, Artikel 28 Absatz 5 und Absatz 6 Unterabsatz 2, und Artikel 31 Absatz 5 Unterabsatz 2 kann vom Europäischen Parlament oder vom Rat jederzeit widerrufen werden. Der Beschluss über den Widerruf beendet die Übertragung der in diesem Beschluss angegebenen Befugnis. Er wird am Tag nach seiner Veröffentlichung im *Amtsblatt der Europäischen Union* oder zu einem im Beschluss über den Widerruf angegebenen späteren Zeitpunkt wirksam. Die Gültigkeit von delegierten Rechtsakten, die bereits in Kraft sind, wird von dem Beschluss über den Widerruf nicht berührt.

(5) Vor dem Erlass eines delegierten Rechtsakts konsultiert die Kommission die von den einzelnen Mitgliedstaaten benannten Sachverständigen im Einklang mit den in der Interinstitutionellen Vereinbarung über bessere Rechtsetzung vom 13. April 2016 enthaltenen Grundsätzen.

(6) Sobald die Kommission einen delegierten Rechtsakt erlässt, übermittelt sie ihn gleichzeitig dem Europäischen Parlament und dem Rat.

(7) Ein delegierter Rechtsakt, der gemäß Artikel 7 Absatz 3 Unterabsatz 5, Artikel 8 Absatz 3 Unterabsatz 2, Artikel 25 Absatz 2 Unterabsatz 2, Artikel 26 Absatz 2 Unterabsatz 4 und 5, Artikel 27 Absatz 1 Buchstabe c und Absatz 3 Unterabsatz 7, Artikel 28 Absatz 5 und Absatz 6 Unterabsatz 2, und Artikel 31 Absatz 5 Unterabsatz 2 erlassen wurde, tritt nur in Kraft, wenn weder das Europäische Parlament noch der Rat innerhalb einer Frist von zwei Monaten nach Übermittlung dieses Rechtsakts an das Europäische Parlament und den Rat Einwände erhoben haben oder wenn vor Ablauf dieser Frist das Europäische Parlament und der Rat beide der Kommission mitgeteilt haben, dass sie keine Einwände erheben werden. Auf Initiative des Europäischen Parlaments oder des Rates wird diese Frist um zwei Monate verlängert.

*Artikel 36***Umsetzung**

(1) Die Mitgliedstaaten setzen die Rechts- und Verwaltungsvorschriften in Kraft, die erforderlich sind, um Artikel 2 bis 13 und 15 bis 31 und 37 sowie Anhang II, III und V bis IX dieser Richtlinie bis spätestens 30. Juni 2021 nachzukommen. Sie teilen der Kommission unverzüglich den Wortlaut dieser Vorschriften mit.

Wenn die Mitgliedstaaten diese Vorschriften erlassen, nehmen sie in den Vorschriften selbst oder durch einen Hinweis bei der amtlichen Veröffentlichung auf diese Richtlinie Bezug. In diese Vorschriften fügen sie die Erklärung ein, dass Bezugnahmen in den geltenden Rechts- und Verwaltungsvorschriften auf die durch die vorliegende Richtlinie aufgehobene Richtlinie als Bezugnahmen auf die vorliegende Richtlinie gelten. Die Mitgliedstaaten regeln die Einzelheiten dieser Bezugnahme und die Formulierung dieser Erklärung.

(2) Die Mitgliedstaaten teilen der Kommission den Wortlaut der wichtigsten nationalen Rechtsvorschriften mit, die sie auf dem unter diese Richtlinie fallenden Gebiet erlassen.

(3) Die Bestimmungen dieser Richtlinie berühren nicht die Anwendung der Ausnahmen gemäß den Rechtsvorschriften der Union für den Elektrizitätsbinnenmarkt.

▼B*Artikel 37***Aufhebung**

Die Richtlinie 2009/28/EG in der Fassung der in Anhang X Teil A aufgeführten Richtlinien wird unbeschadet der Verpflichtungen der Mitgliedstaaten hinsichtlich der in Anhang X Teil B genannten Fristen für die Umsetzung der dort genannten Richtlinien in innerstaatliches Recht und unbeschadet der im Jahr 2020 für die Mitgliedstaaten geltenden Verpflichtungen gemäß Artikel 3 Absatz 1 und Anhang I Teil A der Richtlinie 2009/28/EG mit Wirkung vom 1. Juli 2021 aufgehoben.

Bezugnahmen auf die aufgehobene Richtlinie gelten als Bezugnahmen auf die vorliegende Richtlinie und sind nach Maßgabe der Entsprechungstabelle in Anhang XI zu lesen.

*Artikel 38***Inkrafttreten**

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

*Artikel 39***Adressaten**

Diese Richtlinie ist an die Mitgliedstaaten gerichtet.



ANHANG I

NATIONALE GESAMTZIELE FÜR DEN ANTEIL VON ENERGIE AUS ERNEUERBAREN QUELLEN AM BRUTTOENDENERGIEVERBRAUCH IM JAHR 2020 ⁽¹⁾

A. Nationale Gesamtziele

	Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch im Jahr 2005 (S ₂₀₀₅)	Zielwert für den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch im Jahr 2020 (S ₂₀₂₀)
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 %
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 %

⁽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.

▼ B

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:

$$\blacktriangleright \underline{\text{CI}} \quad Q_{N(\text{norm})} = C_N \times \left[\sum_{i=N-14}^N \frac{Q_i}{C_i} \right] / 15 \quad \blacktriangleleft \text{Dabei sind:}$$

N	=	Bezugsjahr
$Q_{N(\text{norm})}$	=	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 Elektrizitätsproduktion 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:

$$\blacktriangleright \underline{\text{CI}} \quad Q_{N(\text{norm})} = \frac{C_N + C_{N-1}}{2} \times \frac{\sum_{i=N-n}^N Q_i}{\sum_{j=N-n}^N \frac{C_j + C_{j-1}}{2}} \quad \blacktriangleleft \text{Dabei sind:}$$

N	=	Bezugsjahr
$Q_{N(\text{norm})}$	=	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:

$$\blacktriangleright \underline{\text{CI}} \quad Q_{N(\text{norm})} = \frac{C_N + C_{N-1}}{2} \times \frac{\sum_{i=N-n}^N Q_i}{\sum_{j=N-n}^N \frac{C_j + C_{j-1}}{2}} \quad \blacktriangleleft \text{Dabei sind:}$$

N	=	Bezugsjahr
$Q_{N(\text{norm})}$	=	normalisierte Menge der von sämtlichen Offshore-Windkraftwerken des Mitgliedstaats im Jahr N erzeugten Elektrizität zum Zweck der Berücksichtigung

▼B

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 produzierter Methylester)	37	33
Biodiesel — Fettsäureethylester (auf Grundlage von Öl aus Biomasse produzierter 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 Ottomotortreibstoffersatz	45	30
Hydriertes (thermochemisch mit Wasserstoff behandeltes) Öl aus Biomasse zur Verwendung als Flugtriebwerkstreibstoffersatz	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 pyrolysiertes Biomasse zur Verwendung als Dieselmotortreibstoffersatz	43	36
(In einer Raffinerie mit fossilen Brennstoffen) gemeinsam verarbeitetes Öl aus Biomasse oder pyrolysiertes Biomasse zur Verwendung als Ottomotortreibstoffersatz	44	32
(In einer Raffinerie mit fossilen Brennstoffen) gemeinsam verarbeitetes Öl aus Biomasse oder pyrolysiertes Biomasse zur Verwendung als Flugtriebwerkstreibstoffersatz	43	33
(In einer Raffinerie mit fossilen Brennstoffen) gemeinsam verarbeitetes Öl aus Biomasse oder pyrolysiertes Biomasse zur Verwendung als Flüssiggasersatz	46	23



Brennstoff	Gewichtsspezifischer Energiegehalt (unterer Heizwert in MJ/kg)	Volumenspezifischer Energiegehalt (unterer Heizwert in MJ/l)
ERNEUERBARE BRENNSTOFFE, DIE AUS VERSCHIEDENEN ERNEUERBAREN QUELLEN PRODUZIERT WERDEN KÖNNEN, DARUNTER AUCH BIOMASSE		
Methanol aus erneuerbaren Quellen	20	16
Ethanol aus erneuerbaren Quellen	27	21
Propanol aus erneuerbaren Quellen	31	25
Butanol aus erneuerbaren Quellen	33	27
Fischer-Tropsch-Diesel (synthetischer/s Kohlenwasserstoff(gemisch) zur Verwendung als Dieselmotortreibstoff)	44	34
Fischer-Tropsch-Ottomotortreibstoff (aus Biomasse produzierter/s synthetischer/s Kohlenwasserstoff(gemisch) zur Verwendung als Ottomotortreibstoff)	44	33
Fischer-Tropsch-Flugmotortreibstoff (aus Biomasse produzierter/s synthetischer/s Kohlenwasserstoff(gemisch) zur Verwendung als Flugmotortreibstoff)	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 produzierter Ethyl-Tertiär-Butylether)	36 (davon 37 % aus erneuerbaren Quellen)	27 (davon 37 % aus erneuerbaren Quellen)
MTBE (auf der Grundlage von Methanol produzierter Methyl-Tertiär-Butylether)	35 (davon 22 % aus erneuerbaren Quellen)	26 (davon 22 % aus erneuerbaren Quellen)
TAEE (auf der Grundlage von Ethanol produzierter Tertiär-Amyl-Ethyl-Ether)	38 (davon 29 % aus erneuerbaren Quellen)	29 (davon 29 % aus erneuerbaren Quellen)
TAME (auf der Grundlage von Methanol produzierter Tertiär-Amyl-Methyl-Ether)	36 (davon 18 % aus erneuerbaren Quellen)	28 (davon 18 % aus erneuerbaren Quellen)
THxEE (auf der Grundlage von Ethanol produzierter Tertiär-Hexyl-Ethyl-Ether)	38 (davon 25 % aus erneuerbaren Quellen)	30 (davon 25 % aus erneuerbaren Quellen)
THxME (auf der Grundlage von Methanol produzierter Tertiär-Hexyl-Methyl-Ether)	38 (davon 14 % aus erneuerbaren Quellen)	30 (davon 14 % aus erneuerbaren Quellen)
FOSSILE BRENNSTOFFE		
Ottomotortreibstoff	43	32
Dieselmotortreibstoff	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 von den Mitgliedstaaten oder der von ihnen benannten Verwaltungsstellen klar festgelegt sein.
2. Die Zertifizierung von Installateuren von Biomasseanlagen, Wärmepumpen, oberflächennahen Geothermieanlagen, Photovoltaik- 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 jenen zu Energieverbrauchs-kennzeichen und Umweltgütezeichen, 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, Photovoltaik- 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;

▼ B

- iii) Installateure von Photovoltaik- und Solarwärmanlagen: Eine Ausbildung als Klempner oder Elektrotechniker sowie Fertigkeiten auf dem Gebiet der Klempnerei, Elektrotechnik und Dachdeckerei, einschließlich Kenntnisse in den Bereichen Schweißen und Kleben von Rohrverbindungen, Abdichtung von Armaturen und 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 Unionsrecht 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 Unionsrecht 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 (SPF — „seasonal performance factor“);
 - 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, einschließlich der Ermittlung der typischen Wärmelastwerte unterschiedlicher Gebäude und für die Warmwasserbereitung auf Grundlage des Energieverbrauchs, der Ermittlung der Wärmepumpenkapazität anhand der Wärmelast für die Warmwasserbereitung, der Speichermaße des Gebäudes und bei diskontinuierlicher Elektrizitätsversorgung; und der Ermittlung des Pufferbehälters und dessen Volumens und der Integration eines zweiten Heizungssystems.

▼B

- d) Der theoretische Teil der Ausbildung zum Installateur von Photovoltaik- 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 Photovoltaik- 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 Unionsrecht 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, und andere Gefahrenquellen,
 - 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 Photovoltaik- und Solarwärmeanlage 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 Photovoltaiksysteme insbesondere die Fähigkeit zur Anpassung der elektrotechnischen Auslegung, also z. B. Ermittlung der Nennströme, Auswahl geeigneter Leiter und Nennleistungen für sämtliche Stromkreise, Ermittlung der zweckmäßigen Dimensionierung, Nennleistung und Platzierung von Zubehör und Teilsystemen sowie Wahl eines geeigneten Kopplungspunkts.
- 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 PRODUKTION OHNE NETTO-CO₂-EMISSIONEN INFOLGE VON
LANDNUTZUNGSÄNDERUNGEN**

Produktionsweg 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 %	47 %
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 %

▼B

Produktionsweg des Biokraftstoffs	Typische Werte für die Minderung von Treibhausgasemissionen	Standardwerte für die Minderung von Treibhausgasemissionen
Ethanol aus Zuckerrohr	70 %	70 %
Ethyl-Tertiär-Butylether (ETBE), Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Produktionsweg für Ethanol	
Tertiär-Amyl-Ethyl-Ether (TAEE), Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Produktionsweg für Ethanol	
Biodiesel aus Raps	52 %	47 %
Biodiesel aus Sonnenblumen	57 %	52 %
Biodiesel aus Sojabohnen	55 %	50 %

▼C1

Biodiesel aus Palmöl (offenes Abwasserbecken)	33 %	20 %
---	------	------

▼B

Biodiesel aus Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	51 %	45 %
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)	34 %	22 %
Hydriertes Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	53 %	49 %
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)	40 %	30 %
Reines Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	59 %	57 %
Reines Altspeiseöl	98 %	98 %

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

(**) Gilt nur für Biokraftstoffe aus tierischen Nebenprodukten, die in der Verordnung (EG) Nr. 1069/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates (1) als Material der Kategorie 1 bzw. 2 eingestuft werden; in diesem Fall werden Emissionen im Zusammenhang mit der Entseuchung als Teil der Tierkörperverwertung nicht berücksichtigt.

(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).

▼B

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

	Produktionsweg des Biokraftstoffs	Typische Werte für die Minderung von Treibhausgasemissionen	Standardwerte für die Minderung von Treibhausgasemissionen
	Ethanol aus Weizenstroh	85 %	83 %
▼C1	Fischer-Tropsch-Diesel aus Abfallholz in Einzelanlage	83 %	83 %
▼B	Fischer-Tropsch-Diesel aus Kulturholz in Einzelanlage	82 %	82 %
▼C1	Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus Abfallholz in Einzelanlage	83 %	83 %
▼B	Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus Kulturholz in Einzelanlage	82 %	82 %
▼C1	Dimethylether (DME) aus Abfallholz in Einzelanlage	84 %	84 %
▼B	DME aus Kulturholz in Einzelanlage	83 %	83 %
▼C1	Methanol aus Abfallholz in Einzelanlage	84 %	84 %
▼B	Methanol aus Kulturholz in Einzelanlage	83 %	83 %
	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 Produktionsweg für Methanol	

C. METHODE

1. Die Treibhausgasemissionen bei der Produktion und Verwendung von Kraftstoffen für den Verkehr, Biokraftstoffen und flüssigen Biobrennstoffen werden wie folgt berechnet:

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

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

wobei:

E	=	Gesamtemissionen bei der Verwendung des Kraftstoffs
e _{cc}	=	Emissionen bei der Gewinnung oder beim Anbau der Rohstoffe

▼ B

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 CO ₂
e_{ccr}	=	Emissionseinsparung durch Abscheidung und Ersetzung von CO ₂

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

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

- i) Für Energieanlagen, die ausschließlich Wärme erzeugen:

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

- ii) Bei Energieanlagen, die ausschließlich Elektrizität erzeugen:

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

wobei:

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

E = Gesamttreibhausgasemissionen des flüssigen Biobrennstoffs vor dessen Endumwandlung

η_{el} = elektrischer Wirkungsgrad, definiert als die jährlich produzierte elektrische Leistung, 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:

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

▼ B

- 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 dessen Endumwandlung

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

η_h = Wärmewirkungsgrad, definiert als die jährlich produzierte 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:

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

wobei:

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

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

Wenn die überschüssige Wärme zur Beheizung von Gebäuden ausgeführt wird, kann C_h für eine Temperatur unter 150 °C (423,15 Kelvin) 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 Deckung 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): $\text{gCO}_2\text{eq/MJ}$ (Gramm CO_2 -Äquivalent pro Megajoule Kraftstoff);
 - b) durch flüssige Biobrennstoffe verursachte Treibhausgasemissionen (EC): $\text{gCO}_2\text{eq/MJ}$ (Gramm CO_2 -Äquivalent pro Megajoule Endenergieprodukt (Wärme oder Elektrizität)).

▼ **B**

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 Kühlung ⁽¹⁾ genutzt wird.

Werden Treibhausgasemissionen durch die Gewinnung oder den Anbau von Rohstoffen (e_{ec}) als Einheit $\text{gCO}_2\text{eq/Tonne Trockenrohstoff}$ angegeben, wird die Umwandlung in $\text{gCO}_2\text{eq/MJ}$ (Gramm CO_2 -Äquivalent pro Megajoule Brennstoff) wie folgt berechnet ⁽²⁾:

$$e_{ec} \text{ Brennstoff}_a \left[\frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{\text{MJ fuel}} \right]_{ec} = \frac{e_{ec} \text{ Rohstoff}_a \left[\frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{t_{\text{trocken}}} \right]}{\text{LHV}_a \left[\frac{\text{MJ Rohstoff}}{t_{\text{Trockenrohstoff}}} \right]} \times \text{Faktor Brennstoff Rohstoff}_a \times \text{Allokationsfaktor Brennstoff}_a$$

wobei:

$$\text{Allokationsfaktor Brennstoff}_a = \left[\frac{\text{Energie in Brennstoff}}{\text{Energie in Brennstoff} + \text{Energie in Kohlenstoff} - \text{Erzeugnisse}} \right]$$

$$\text{Faktor Brennstoff Rohstoff}_a = \left[\text{Anteil von MJ Rohstoff, der zur Erzeugung von 1 MJ Brennstoff erforderlich ist} \right]$$

Die Emissionen pro Tonne Trockenrohstoff werden wie folgt berechnet:

$$e_{ec} \text{ Rohstoff}_a \left[\frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{t_{\text{dry}}} \right] = \frac{e_{ec} \text{ Rohstoff}_a \left[\frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{t_{\text{feucht}}} \right]}{(1 - \text{Feuchtigkeitsgehalt})}$$

3. Die durch die Verwendung von Biokraftstoffen und flüssigen Biobrennstoffen erzielte Treibhausgaseinsparungen wird wie folgt berechnet:

- a) Treibhausgaseinsparungen durch Nutzung von Biokraftstoffen:

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

wobei:

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:

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

Dabei sind

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

⁽¹⁾ 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.

⁽²⁾ Die Formel, mit der die Treibhausgasemissionen durch die Gewinnung oder den Anbau von Rohstoffen (e_{ec}) berechnet werden, beschreibt Fälle, in denen Rohstoffe in einem Schritt in Biokraftstoffe umgewandelt werden. Bei komplizierteren Versorgungsketten sind Anpassungen notwendig, damit auch die Treibhausgasemissionen (e_{ec}) berechnet werden, die durch die Gewinnung oder den Anbau von Rohstoffen für Zwischenprodukte verursacht werden.

▼ **B**

$EC_{F(h\&c,el)}$ = 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	:	298
CH ₄	:	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 Produktion der zur Gewinnung oder zum Anbau verwendeten Chemikalien oder sonstigen Produkten 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 31 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 diesen 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 Treibhausgasemissionseinsparungen infolge besserer landwirtschaftlicher Bewirtschaftungspraktiken (e_{sca}), wie infolge 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 ⁽¹⁾.
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:

$$e_l = (CS_R - CS_A) \times 3,664 \times 1/20 \times 1/P - e_B, \text{ (}^2\text{)}$$

wobei:

⁽¹⁾ 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 für den Anstieg des Bodenkohlenstoffs, solange der zweite Messwert noch nicht vorliegt, anhand repräsentativer Versuche oder Bodenmodelle ein Schätzwert ermittelt. Ab der zweiten Messung würden die Messwerte als Grundlage dienen, um zu ermitteln, ob und in welchem Maß der Bodenkohlenstoff steigt.

⁽²⁾ 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.

▼ **B**

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“ ⁽¹⁾ und „Dauerkulturen“ ⁽²⁾ 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)
e _B	=	Bonus von 29 gCO ₂ eq/MJ Biokraftstoff oder flüssiger Biobrennstoff, wenn die Biomasse unter den in Nummer 8 aufgestellten Bedingungen auf wiederhergestellten degradierten Flächen gewonnen wird

8. Der Bonus von 29 gCO₂eq/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 gCO₂eq/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.

⁽¹⁾ Kulturflächen im Sinne der Definition des IPCC.

⁽²⁾ Dauerkulturen sind definiert als mehrjährige Kulturpflanzen, deren Stiel normalerweise nicht jährlich geerntet wird (z. B. Niederwald mit Kurzumtrieb und Ölpalmen).

▼ B

10. Die Kommission überprüft auf der Basis von Band 4 der IPCC-Leitlinien für nationale Treibhausgasinventare aus dem Jahr 2006 sowie im Einklang mit der Verordnung (EU) Nr. 525/2013 und der Verordnung (EU) 2018/841 des Europäischen Parlaments und des Rates ⁽¹⁾ bis spätestens 31. Dezember 2020 die Leitlinien für die Berechnung des Bodenkohlenstoffbestands ⁽²⁾. Die Leitlinien der Kommission werden Grundlage der Berechnung des Bodenkohlenstoffbestands für die Zwecke dieser Richtlinie sein.
11. Die Emissionen bei der Verarbeitung (e_p) schließen die Emissionen bei der Verarbeitung selbst, aus Abfällen und Leckagen sowie bei der Produktion 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 Kraftstoffproduktion produzierter Elektrizität wird angenommen, dass die Treibhausgasemissionsintensität bei der 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, dass die Produzenten für die von einer einzelnen Elektrizitätserzeugungsanlage produzierte Elektrizität einen Durchschnittswert verwenden können, 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 Halbfertigprodukten sowie bei der Lagerung und dem Vertrieb von Fertigprodukten 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 CO₂ (e_{cs}), 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 des Europäischen Parlaments und des Rates ⁽³⁾ über die geologische Speicherung von Kohlendioxid erfolgt.
15. Die Emissionseinsparung durch CO₂-Abscheidung und -ersetzung (e_{ccr}) steht in unmittelbarer Verbindung mit der Produktion 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 bei der Produktion von Handelsprodukten und bei Dienstleistungen anstelle des CO₂ fossilen Ursprungs verwendet wird.

⁽¹⁾ Verordnung (EU) 2018/841 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Mai 2018 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 und des Beschlusses Nr. 529/2013/EU (ABl. L 156 vom 19.6.2018, S. 1).

⁽²⁾ 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, S. 19).

⁽³⁾ Richtlinie 2009/31/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 über die geologische Speicherung von Kohlendioxid und zur Änderung der Richtlinie 85/337/EWG des Rates sowie der Richtlinien 2000/60/EG, 2001/80/EG, 2004/35/EG, 2006/12/EG und 2008/1/EG des Europäischen Parlaments und des Rates sowie der Verordnung (EG) Nr. 1013/2006 (ABl. L 140 vom 5.6.2009, S. 114).

▼ B

16. Erzeugt eine Kraft-Wärme-Kopplungsanlage, die Wärme und/oder Elektrizität für ein Kraftstoffproduktionsverfahren 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 Nutzanteil der Wärme ergibt sich durch Multiplikation ihres Energiegehalts mit dem Carnot'schen Wirkungsgrad C_h , der wie folgt berechnet wird:

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

wobei:

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

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

Wenn die überschüssige Wärme zur Beheizung von Gebäuden ausgeführt wird, kann C_h für eine Temperatur unter 150 °C (423,15 Kelvin) 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 produzierte 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 Kraftstoffproduktionsverfahren neben dem Kraftstoff, für den die Emissionen berechnet werden, weitere Produkte („Nebenprodukte“) produziert, so werden die anfallenden Treibhausgasemissionen zwischen dem Kraftstoff oder dessen Zwischenprodukt und den Nebenprodukten nach Maßgabe ihres Energiegehalts (der bei anderen Nebenprodukten als Elektrizität und Wärme durch den unteren Heizwert bestimmt wird) aufgeteilt. Die Treibhausgasintensität überschüssiger Nutzwärme und Elektrizität entspricht der Treibhausgasintensität der für ein Kraftstoffherstellungsverfahren gelieferten Wärme oder Elektrizität; sie wird durch Berechnung der Treibhausgasintensität aller Inputs in die Kraft-Wärme-Kopplungs-, konventionelle oder sonstige Anlage, die Wärme oder Elektrizität für ein Kraftstoffproduktionsverfahren liefert, und der Emissionen der betreffenden Anlage, einschließlich der Rohstoffe sowie CH_4 - und N_2O -Emissionen, bestimmt. Im Falle der Kraft-Wärme-Kopplung erfolgt die Berechnung entsprechend Nummer 16.

▼ B

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 Nebenprodukt produziert wird. Wurden in einem früheren Verfahrensschritt Emissionen Nebenprodukten zugewiesen, so wird für diese Zwecke anstelle der Gesamtemissionen der Bruchteil dieser Emissionen verwendet, der im letzten Verfahrensschritt dem Zwischenprodukt zugeordnet wird.

Im Falle von Biokraftstoffen und flüssigen Brennstoffen werden sämtliche Nebenprodukte für die Zwecke der Berechnung berücksichtigt. Abfällen und Reststoffen werden keine Emissionen zugeordnet. Für die Zwecke der Berechnung wird der Energiegehalt von Nebenprodukten mit negativem Energiegehalt mit null angesetzt.

Die Lebenszyklus-Treibhausgasemissionen von Abfällen und Reststoffen, einschließlich Baumspitzen und Ästen, Stroh, Hülsen, Maiskolben und Nusschalen, sowie Reststoffen aus der Verarbeitung einschließlich Rohglycerin (nicht raffiniertes Glycerin) und Bagasse werden bis zur Sammlung dieser Materialien mit 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 Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, 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 Biokraftstoffen ist für die Zwecke der Berechnung nach Nummer 3 die fossile Vergleichsgröße $E_{F(t)}$ 94 gCO₂eq/MJ.

Bei flüssigen Biobrennstoffen, die zur Elektrizitätsproduktion verwendet werden, ist für die Zwecke der Berechnung nach Nummer 3 der Vergleichswert für fossile Brennstoffe $EC_{F(e)}$ 183 gCO₂eq/MJ.

Bei flüssigen Biobrennstoffen, die zur Nutzwärme- und/oder Kälteproduktion verwendet werden, ist für die Zwecke der Berechnung nach Nummer 3 der Vergleichswert für fossile Brennstoffe $EC_{F(h\&e)}$ 80 gCO₂eq/MJ.

D. DISAGGREGIERTE STANDARDWERTE FÜR BOKRAFTSTOFFE UND FLÜSSIGE BIOBRENNSTOFFE

Disaggregierte Standardwerte für den Anbau: „ e_{cc} “ gemäß Definition in Teil C dieses Anhangs einschließlich N₂O-Bodenemissionen

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (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

▼B

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/MJ)
ETBE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Produktionsweg für Ethanol	
TAEE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Produktionsweg für Ethanol	
Biodiesel aus Raps	32,0	32,0
Biodiesel aus Sonnenblumen	26,1	26,1
Biodiesel aus Sojabohnen	21,2	21,2

▼C1

Biodiesel aus Palmöl	26,0	26,0
----------------------	------	------

▼B

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

▼C1

Hydriertes Palmöl	27,3	27,3
-------------------	------	------

▼B

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	27,1	27,1
Reines Altspeiseöl	0	0

(**) Gilt nur für Biokraftstoffe aus tierischen Nebenprodukten, die in der Verordnung (EG) Nr. 1069/2009 als Material der Kategorie 1 bzw. 2 eingestuft werden; in diesem Fall werden Emissionen im Zusammenhang mit der Entseuchung als Teil der Tierkörperverwertung nicht berücksichtigt.

Disaggregierte Standardwerte für den Anbau: „e_{ec}“ — ausschließlich für N₂O-Bodenemissionen (diese sind bereits in den disaggregierten Werten in Tabelle „e_{ec}“ für Emissionen aus dem Anbau enthalten) Herstellungsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/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 Produktionsweg für Ethanol	
TAEE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Produktionsweg für Ethanol	

▼B

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/MJ)
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. 1069/2009 als Material der Kategorie 1 bzw. 2 eingestuft werden; in diesem Fall werden Emissionen im Zusammenhang mit der Entseuchung als Teil der Tierkörperverwertung nicht berücksichtigt.

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

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/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

▼ **B**

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/MJ)
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 Produktionsweg für Ethanol	
TAAE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Produktionsweg 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

▼B

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/MJ)
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

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

(**) Hinweis: Gilt nur für Biokraftstoffe aus tierischen Nebenprodukten, die in der Verordnung (EG) Nr. 1069/2009 als Material der Kategorie 1 bzw. 2 eingestuft werden; in diesem Fall werden Emissionen im Zusammenhang mit der Entseuchung als Teil der Tierkörperverwertung nicht berücksichtigt

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

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (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

▼ B

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/MJ)
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

(**) Hinweis: Gilt nur für Biokraftstoffe aus tierischen Nebenprodukten, die in der Verordnung (EG) Nr. 1069/2009 als Material der Kategorie 1 bzw. 2 eingestuft werden; in diesem Fall werden Emissionen im Zusammenhang mit der Entseuchung als Teil der Tierkörperverwertung nicht berücksichtigt.

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

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/MJ)
Ethanol aus Zuckerrüben (ohne Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	2,3	2,3
Ethanol aus Zuckerrüben (mit Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	2,3	2,3
Ethanol aus Zuckerrüben (ohne Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	2,3	2,3
Ethanol aus Zuckerrüben (mit Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	2,3	2,3
Ethanol aus Zuckerrüben (ohne Biogas aus Schlempe, Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	2,3	2,3
Ethanol aus Zuckerrüben (mit Biogas aus Schlempe, Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	2,3	2,3
Ethanol aus Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	2,2	2,2

▼B

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/MJ)
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 Produktionsweg für Ethanol	
TAEE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Produktionsweg 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
▼<u>C1</u>		
Biodiesel aus ausgelassenen tierischen Fetten (**)	1,6	1,6
▼<u>B</u>		
Hydriertes Rapsöl	1,7	1,7
Hydriertes Sonnenblumenöl	2,0	2,0
Hydriertes Sojaöl	9,2	9,2
Reines Palmöl (offenes Abwasserbecken)	7,0	7,0
Hydriertes Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	7,0	7,0

▼ **B**

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/MJ)
Hydriertes Altspeiseöl	1,7	1,7
Hydrierte tierische Fette (**)	1,5	1,5
Reines Rapsöl	1,4	1,4
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

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

(**) Hinweis: Gilt nur für Biokraftstoffe aus tierischen Nebenprodukten, die in der Verordnung (EG) Nr. 1069/2009; in diesem Fall werden Emissionen im Zusammenhang mit der Entseuchung als Teil der Tierkörperverwertung nicht berücksichtigt.

Disaggregierte Standardwerte ausschließlich für den Transport und Vertrieb des fertigen Brennstoffs. Diese sind bereits in der Tabelle als Emissionen bei 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 Transport von Kulturpflanzen oder Öl angeben will.

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/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 Mais (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

▼ B

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/MJ)
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 Produktionsweg für Ethanol	
Tertiär-Amyl-Ethyl-Ether (TAEE), Anteil aus Ethanol aus erneuerbaren Quellen	Wird angesehen wie beim Produktionsweg 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

▼ **B**

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/MJ)
Hydriertes Sojaöl	1,2	1,2
Reines 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

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

(**) Hinweis: Gilt nur für Biokraftstoffe aus tierischen Nebenprodukten, die in der Verordnung (EG) Nr. 1069/2009 als Material der Kategorie 1 bzw. 2 eingestuft werden; in diesem Fall werden Emissionen im Zusammenhang mit der Entseuchung als Teil der Tierkörperverwertung nicht berücksichtigt.

Insgesamt für Anbau, Verarbeitung, Transport und Vertrieb

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/MJ)
Ethanol aus Zuckerrüben (ohne Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	30,7	38,2
Ethanol aus Zuckerrüben (mit Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	21,6	25,5
Ethanol aus Zuckerrüben (ohne Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	25,1	30,4
Ethanol aus Zuckerrüben (mit Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	19,5	22,5
Ethanol aus Zuckerrüben (ohne Biogas aus Schlempe, Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	39,3	50,2

▼B

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/MJ)
Ethanol aus Zuckerrüben (mit Biogas aus Schlempe, Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	27,6	33,9
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 Produktionsweg für Ethanol	
TAEE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Produktionsweg für Ethanol	
Biodiesel aus Raps	45,5	50,1
Biodiesel aus Sonnenblumen	40,0	44,7
Biodiesel aus Sojabohnen	42,2	47,0
▼C1		
Biodiesel aus Palmöl (offenes Abwasserbecken)	63,3	75,5
Biodiesel aus Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	46,1	51,4
▼B		
Biodiesel aus Altspeiseöl	11,2	14,9
▼C1		
Biodiesel aus tierischen Fetten (**)	15,2	20,7

▼B

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/MJ)
Hydriertes Rapsöl	45,8	50,1
Hydriertes Sonnenblumenöl	39,4	43,6
Hydriertes Sojaöl	42,2	46,5

▼C1

Hydriertes Palmöl (offenes Abwasserbecken)	62,1	73,2
Hydriertes Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	44,0	47,9

▼B

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

▼C1

Reines Palmöl (offenes Abwasserbecken)	56,4	65,5
Reines Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	38,5	40,3

▼B

Reines Altspeiseöl	2,0	2,2
--------------------	-----	-----

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

(**) Hinweis: Gilt nur für Biokraftstoffe aus tierischen Nebenprodukten, die in der Verordnung (EG) Nr. 1069/2009 als Material der Kategorie 1 bzw. 2 eingestuft werden; in diesem Fall werden Emissionen im Zusammenhang mit der Entseuchung als Teil der Tierkörperverwertung nicht berücksichtigt.

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)

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/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	8,2	8,2

▼C1

Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus Abfallholz in Einzelanlage	3,3	3,3
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus Kulturholz in Einzelanlage	8,2	8,2

▼ **B**

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/MJ)
Dimethylether (DME) aus Abfallholz in Einzelanlage	3,1	3,1
Dimethylether (DME) aus Kulturholz in Einzelanlage	7,6	7,6
Methanol aus Abfallholz in Einzelanlage	3,1	3,1
Methanol aus Kulturholz in Einzelanlage	7,6	7,6
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 Produktionsweg für Methanol	

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

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (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

▼ **B**

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/MJ)
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 Produktionsweg für Methanol	

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

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/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

▼B

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/MJ)
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 Produktionsweg für Methanol	

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

▼C1

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/MJ)
Ethanol aus Weizenstroh	7,1	7,1

▼B

Fischer-Tropsch-Diesel aus Abfallholz in Einzelanlage	12,2	12,2
---	------	------

▼C1

Fischer-Tropsch-Diesel aus Kulturholz in Einzelanlage	8,4	8,4
---	-----	-----

▼B

Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus Abfallholz in Einzelanlage	12,2	12,2
---	------	------

▼C1

Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus Kulturholz in Einzelanlage	8,4	8,4
---	-----	-----

▼B

Dimethylether (DME) aus Abfallholz in Einzelanlage	12,1	12,1
--	------	------

▼C1

Dimethylether (DME) aus Kulturholz in Einzelanlage	8,6	8,6
--	-----	-----

▼B

Methanol aus Abfallholz in Einzelanlage	12,1	12,1
---	------	------

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 Produktionsweg für Methanol	
---------------------------------------	--------------------------------------	--

▼B

Disaggregierte Standardwerte nur für den Transport und Vertrieb des fertigen Brennstoffs. Diese sind bereits in der Tabelle als Emissionen bei 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.

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/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 Produktionsweg für Methanol	

Insgesamt für Anbau, Verarbeitung, Transport und Vertrieb

Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/MJ)
Ethanol aus Weizenstroh	13,7	15,7
Fischer-Tropsch-Diesel aus Abfallholz in Einzelanlage	15,6	15,6

▼C1

▼B	Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/MJ)
	Fischer-Tropsch-Diesel aus Kulturholz in Einzelanlage	16,7	16,7
▼C1	Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus Abfallholz in Einzelanlage	15,6	15,6
▼B	Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus Kulturholz in Einzelanlage	16,7	16,7
▼C1	Dimethylether (DME) aus Abfallholz in Einzelanlage	15,2	15,2
▼B	Dimethylether (DME) aus Kulturholz in Einzelanlage	16,2	16,2
▼C1	Methanol aus Abfallholz in Einzelanlage	15,2	15,2
▼B	Methanol aus Kulturholz in Einzelanlage	16,2	16,2
	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 Produktionsweg 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 Produktion ohne Netto-Co₂-Emissionen infolge von Landnutzungsänderungen

HOLZSCHNITZEL					
Biomasse-Brennstoff-Produktionssystem	Transport-entfernung	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 2 500 km	89 %	84 %	87 %	81 %
	2 500 bis 10 000 km	82 %	73 %	78 %	67 %
	Über 10 000 km	67 %	51 %	60 %	41 %
Holzschnitzel aus Niederwald mit Kurzumtrieb (Eukalyptusholz)	2 500 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 2 500 km	85 %	78 %	84 %	76 %
	2 500 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 2 500 km	88 %	82 %	86 %	79 %
	2 500 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 2 500 km	90 %	85 %	88 %	82 %
	2 500 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 2 500 km	91 %	87 %	90 %	85 %
	2 500 bis 10 000 km	83 %	75 %	80 %	71 %
	Über 10 000 km	69 %	54 %	63 %	44 %



HOLZPELLETS (*)						
Biomasse-Brennstoff-Produktionssystem	Transport-entfernung	Typische Werte für die Minderung von Treibhausgas-emissionen		Standardwerte für die Minderung von Treibhausgas-emissionen		
		Wärme	Elektrizität	Wärme	Elektrizität	
Holzbriketts oder -pellets aus forstwirtschaftlichen Reststoffen	Fall 1	1 bis 500 km	58 %	37 %	49 %	24 %
		500 bis 2 500 km	58 %	37 %	49 %	25 %
		2 500 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 2 500 km	77 %	66 %	72 %	59 %
		2 500 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 2 500 km	92 %	88 %	90 %	86 %
		2 500 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	2 500 bis 10 000 km	52 %	28 %	43 %	15 %
	Fall 2a	2 500 bis 10 000 km	70 %	56 %	66 %	49 %
	Fall 3a	2 500 bis 10 000 km	85 %	78 %	83 %	75 %
Holzbriketts oder -pellets aus Niederwald mit Kurzumtrieb (Papierholz, 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 %



HOLZPELLETS (*)						
Biomasse-Brennstoff-Produktionssystem	Transport-entfernung	Typische Werte für die Minderung von Treibhausgas-emissionen		Standardwerte für die Minderung von Treibhausgas-emissionen		
		Wärme	Elektrizität	Wärme	Elektrizität	
Holzbriketts oder -pellets aus Niederwald mit Kurzumtrieb (Papierholz, 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 %
Stammholz	Fall 1	1 bis 500 km	57 %	37 %	49 %	24 %
		500 bis 2 500 km	58 %	37 %	49 %	25 %
		2 500 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 2 500 km	77 %	66 %	73 %	60 %
		2 500 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 2 500 km	92 %	88 %	91 %	87 %
		2 500 bis 10 000 km	90 %	85 %	88 %	83 %
		Über 10 000 km	84 %	77 %	82 %	73 %



HOLZPELLETS (*)						
Biomasse-Brennstoff-Produktionssystem	Transport-entfernung	Typische Werte für die Minderung von Treibhausgasemissionen		Standardwerte für die Minderung von Treibhausgasemissionen		
		Wärme	Elektrizität	Wärme	Elektrizität	
Holzbriketts oder -pellets aus Reststoffen der Holzindustrie	Fall 1	1 bis 500 km	75 %	62 %	69 %	55 %
		500 bis 2 500 km	75 %	62 %	70 %	55 %
		2 500 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 2 500 km	87 %	80 %	84 %	77 %
		2 500 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 2 500 km	95 %	93 %	94 %	92 %
		2 500 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 Holzschneitzkessel 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 Holzschneitzeln 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 <math><0,2 \text{ t/m}^3</math> (*)	1 bis 500 km	95 %	92 %	93 %	90 %	
	500 bis 2 500 km	89 %	83 %	86 %	80 %	
	2 500 bis 10 000 km	77 %	66 %	73 %	60 %	
	Über 10 000 km	57 %	36 %	48 %	23 %	
Landwirtschaftliche Reststoffe mit einer Dichte von >math>>0,2 \text{ t/m}^3</math> (**)	1 bis 500 km	95 %	92 %	93 %	90 %	
	500 bis 2 500 km	93 %	89 %	92 %	87 %	
	2 500 bis 10 000 km	88 %	82 %	85 %	78 %	
	Über 10 000 km	78 %	68 %	74 %	61 %	



LANDWIRTSCHAFTLICHE OPTIONEN					
Biomasse-Brennstoff-Produktionssystem	Transport-entfernung	Typische Werte für die Minderung von Treibhausgasemissionen		Standardwerte für die Minderung von Treibhausgasemissionen	
		Wärme	Elektrizität	Wärme	Elektrizität
Strohpellets	1 bis 500 km	88 %	82 %	85 %	78 %
	500 bis 10 000 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, Haferspelzen, Reisspelzen und Rohrzuckerbagasseballen (demonstrative Aufzählung).

(**) Die Gruppe von landwirtschaftlichen Reststoffen mit höherer Schüttdichte umfasst Maiskolben, Nussschalen, Sojabohnenschalen und Palmkernschalen (demonstrative Aufzählung).

BIOGAS FÜR ELEKTRIZITÄTSERZEUGUNG (*)				
Biogasproduktionssystem		Technologische Optionen	Typische Werte für die Minderung von Treibhausgasemissionen	Standardwerte für die Minderung von Treibhausgasemissionen
Gülle ⁽¹⁾	Fall 1	Offenes Gärrück-standslager ⁽²⁾	146 %	94 %
		Geschlossenes Gärrück-standslager ⁽³⁾	246 %	240 %
	Fall 2	Offenes Gärrück-standslager	136 %	85 %
		Geschlossenes Gärrück-standslager	227 %	219 %
	Fall 3	Offenes Gärrück-standslager	142 %	86 %
		Geschlossenes Gärrück-standslager	243 %	235 %
Mais, gesamte Pflanze ⁽⁴⁾	Fall 1	Offenes Gärrück-standslager	36 %	21 %
		Geschlossenes Gärrück-standslager	59 %	53 %
	Fall 2	Offenes Gärrück-standslager	34 %	18 %
		Geschlossenes Gärrück-standslager	55 %	47 %
	Fall 3	Offenes Gärrück-standslager	28 %	10 %
		Geschlossenes Gärrück-standslager	52 %	43 %

⁽¹⁾ Die Werte für die Biogasproduktion aus Mist/Gülle schließen negative Emissionen durch Emissionseinsparungen aufgrund der Bewirtschaftung von Frischmist/-gülle ein. Der esca-Wert ist gleich - 45 gCO₂eq/MJ für in der anaeroben Zersetzung verwendete(n) Mist/Gülle.

⁽²⁾ Die offene Lagerung von Gärrückständen bringt zusätzliche CH₄- und N₂O Emissionen mit sich. Der Umfang dieser Emissionen hängt von den Umgebungsbedingungen, Substrattypen und der Zersetzungseffizienz.

⁽³⁾ 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 freigegebene Gas für die Erzeugung zusätzlicher Elektrizität oder zusätzlichen Biomethans aufgefangen wird. Dieses Verfahren schließt keine Treibhausgasemissionen ein.

⁽⁴⁾ Der Begriff „Mais, gesamte Pflanze“ sollte als Mais ausgelegt werden, der zur Verwendung als Futtermittel geerntet und zur Haltbarmachung siliert wurde.



BIOGAS FÜR ELEKTRIZITÄT SERZEUGUNG (*)				
Biogasproduktionssystem		Technologische Optionen	Typische Werte für die Minderung von Treibhausgasemissionen	Standardwerte für die Minderung von Treibhausgasemissionen
Bioab-fall	Fall 1	Offenes Gärrück-standslager	47 %	26 %
		Geschlossenes Gärrück-standslager	84 %	78 %
	Fall 2	Offenes Gärrück-standslager	43 %	21 %
		Geschlossenes Gärrück-standslager	77 %	68 %
	Fall 3	Offenes Gärrück-standslager	38 %	14 %
		Geschlossenes Gärrück-standslager	76 %	66 %

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

Fall 2 bezieht sich auf Optionen, bei 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 Bruttoproduktion zu beantragen, sodass eine Zusammensetzung wie in Fall 1 wahrscheinlicher ist.

Fall 3 bezieht sich auf Optionen, bei 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 Gärrück-standslager	120 %	114 %
	Fall 2	Offenes Gärrückstandslager	67 %	40 %
		Geschlossenes Gärrück-standslager	111 %	103 %
	Fall 3	Offenes Gärrückstandslager	65 %	35 %
		Geschlossenes Gärrück-standslager	114 %	106 %
Mist/Gülle — Mais 70 % — 30 %	Fall 1	Offenes Gärrückstandslager	60 %	37 %
		Geschlossenes Gärrück-standslager	100 %	94 %
	Fall 2	Offenes Gärrückstandslager	57 %	32 %
		Geschlossenes Gärrück-standslager	93 %	85 %
	Fall 3	Offenes Gärrückstandslager	53 %	27 %
		Geschlossenes Gärrück-standslager	94 %	85 %



BIOGAS ZUR ELEKTRIZITÄTSERZEUGUNG — 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 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 VERKEHRSSEKTOR (*)				
Biomethan-produktionssystem	Technologische Optionen		Typische Werte für die Minderung von Treibhausgasemissionen	Standardwerte für die Minderung von Treibhausgasemissionen
Gülle	Offenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung		117 %	72 %
	Offenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung		133 %	94 %
	Geschlossenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung		190 %	179 %
	Geschlossenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung		206 %	202 %
Mais, gesamte Pflanze	Offenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung		35 %	17 %
	Offenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung		51 %	39 %
	Geschlossenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung		52 %	41 %
	Geschlossenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung		68 %	63 %
Bioabfall	Offenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung		43 %	20 %
	Offenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung		59 %	42 %
	Geschlossenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung		70 %	58 %
	Geschlossenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung		86 %	80 %

(*) Die Treibhausgaseinsparungen für Biomethan beziehen sich ausschließlich auf komprimiertes Biomethan gegenüber dem Komparator für Fossilbrennstoffe im Verkehrssektor in Höhe von 94 gCO₂eq/MJ.



BIOMETHAN — VERMISCHUNG VON MIST/GÜLLE UND MAIS (*)			
Biomethan-produktions-system	Technologische Optionen	Typische Werte für die Minderung von Treibhausgasemissionen	Standardwerte für die Minderung von Treibhausgasemissionen
Mist/Gülle — Mais 80 % — 20 %	Offenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung ⁽¹⁾	62 %	35 %
	Offenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung ⁽²⁾	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 %
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 gCO₂eq/MJ.

B. METHODE

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

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

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

Dabei sind:

E = Gesamtemissionen bei der Produktion des Brennstoffs vor der Energieumwandlung

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

⁽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 Adsorption 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 Adsorption (Chemical Scrubbing), physikalische Adsorption 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).

▼ B

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

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 Produktion von Biogas oder Biomethan werden die typischen Werte und die Standardwerte für Treibhausgasemissionen wie folgt berechnet:

▼ C1

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

▼ B

Dabei sind:

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

S_n = Rohstoffanteil n am Energiegehalt

E_n = Emissionen in gCO_2/MJ für Option n gemäß Teil D dieses Anhangs (*)

▼ C1

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

▼ B

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 (***)

▼ B

(*) Bei Verwendung von Mist/Gülle als Substrat wird ein Bonus von 45 gCO₂eq/MJ Gülle (– 54 kgCO₂eq/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): 0,50 [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 Produktion von Elektrizität oder Biomethan werden die tatsächlichen Treibhausgasemissionen des Biogases oder Biomethans wie folgt berechnet:

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

Dabei sind:

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

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

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

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

e_{l,n} = 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 CO₂; und

e_{ccr} = Emissionseinsparung durch Abscheidung und Ersetzung von CO₂.

▼ B

- (*) Bei Verwendung von Mist/Gülle als Substrat für die Produktion von Biogas und Biomethan wird ein Bonus von 45 gCO₂eq/MJ Mist/Gülle für die verbesserte landwirtschaftliche und Mist-/Gülebewirtschaftung auf e_{sca} angerechnet.
- d) Treibhausgasemissionen bei der Nutzung von Biomasse-Brennstoffen bei der Produktion von Elektrizität sowie Wärme und Kälte, einschließlich der Energieumwandlung zu produzierter 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 dessen Endumwandlung

η_{el} = elektrischer Wirkungsgrad, definiert als die jährlich produzierte Elektrische Leistung, 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 dessen Endumwandlung

η_{el} = elektrischer Wirkungsgrad, definiert als die jährlich produzierte Elektrische Leistung, dividiert durch die jährlich eingesetzte Energie auf Grundlage des Energiegehalts

▼ B

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)

Wenn die überschüssige Wärme zur Beheizung von Gebäuden ausgeführt wird, kann C_h für eine Temperatur unter 150 °C (423,15 Kelvin) 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 gCO₂eq/MJ (Gramm CO₂-Äquivalent pro Megajoule Biomasse-Brennstoffe) angegeben;
 - b) durch für die Wärme- oder Elektrizitätserzeugung genutzte Biomasse-Brennstoffe verursachte Treibhausgasemissionen (EC) werden in gCO₂eq/MJ (Gramm CO₂-Äquivalent pro Megajoule Endenergieprodukt (Wärme oder Elektrizität)) angegeben.

▼ **B**

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 Kühlung genutzt wird. ⁽¹⁾

Werden Treibhausgasemissionen durch die Gewinnung oder den Anbau von Rohstoffen (e_{ec}) als Einheit $\text{gCO}_2\text{eq/Tonne Trockenrohstoff}$ angegeben, wird die Umwandlung in $\text{gCO}_2\text{eq/MJ}$ (Gramm CO_2 -Äquivalent pro Megajoule Brennstoff) wie folgt berechnet ⁽²⁾:

$$e_{ec} \text{ Brennstoff}_a \left[\frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{\text{MJ fuel}} \right]_{ec} = \frac{e_{ec} \text{ Rohstoff}_a \left[\frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{\text{t trocken}} \right]}{\text{LHV}_a \left[\frac{\text{MJ Rohstoff}}{\text{t Trockenrohstoff}} \right]} \cdot \text{Faktor Brennstoff Rohstoff}_a \cdot \text{Allokationsfaktor Brennstoff}_a$$

wobei:

$$\text{Allokationsfaktor Brennstoff}_a = \left[\frac{\text{Energie in Brennstoff}}{\text{Energie in Brennstoff} + \text{Energie in Kohlenstoff} - \text{Erzeugnisse}} \right]$$

Faktor Brennstoff Rohstoff_a = [Anteil von MJ Rohstoff, der zur Erzeugung von 1 MJ Brennstoff erforderlich ist]

Die Emissionen pro Tonne Trockenrohstoff werden wie folgt berechnet:

$$e_{ec} \text{ Rohstoff}_a \left[\frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{\text{t dry}} \right] = \frac{e_{ec} \text{ Rohstoff}_a \left[\frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{\text{t feucht}} \right]}{(1 - \text{Feuchtigkeitsgehalt})}$$

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

a) Treibhausgaseinsparungen durch Nutzung von Biomasse-Brennstoffen als Kraftstoffe für den Verkehr:

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

Dabei sind:

E_B = Gesamtemissionen bei der Verwendung von Biomasse-Brennstoffen als Kraftstoffe für den Verkehr

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

⁽¹⁾ 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.

⁽²⁾ Die Formel, mit der die Treibhausgasemissionen durch die Gewinnung oder den Anbau von Rohstoffen e_{ec} berechnet werden, beschreibt Fälle, in denen Rohstoffe in einem Schritt in Biokraftstoffe umgewandelt werden. Bei komplizierteren Versorgungsketten sind Anpassungen notwendig, damit auch die Treibhausgasemissionen e_{ec} berechnet werden, die durch die Gewinnung oder den Anbau von Rohstoffen für Zwischenprodukte verursacht werden.

▼ B

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

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

Dabei sind:

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

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

4. Die für die unter Nummer 1 genannten Zwecke berücksichtigten Treibhausgase sind CO_2 , N_2O und CH_4 . Zur Berechnung der CO_2 -Äquivalenz werden diese Gase wie folgt gewichtet:

CO_2 : 1

N_2O : 298

CH_4 : 25

5. Die Emissionen bei der Gewinnung, Ernte oder beim Anbau der Rohstoffe (e_{cc}) schließen die Emissionen des Gewinnungs-, Ernte- oder Anbauprozesses selbst, beim Sammeln, Trocknen und Lagern der Rohstoffe, aus Abfällen und Leckagen sowie bei der Produktion der zur Gewinnung oder zum Anbau verwendeten Chemikalien oder sonstigen Produkten ein. Die CO_2 -Bindung beim Anbau der Rohstoffe wird nicht berücksichtigt. Alternativ zu den tatsächlichen Werten können für die Emissionen beim Anbau landwirtschaftlicher Biomasse anhand der regionalen Durchschnittswerte für die Emissionen aus dem Anbau entsprechend den in Artikel 31 Absatz 4 dieser Richtlinie genannten Berichten oder anhand der Angaben zu den disaggregierten Standardwerten für Emissionen aus dem Anbau in diesem Anhang Schätzungen abgeleitet werden. Alternativ zu den tatsächlichen Werten können in Ermangelung einschlägiger Informationen in diesen 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 anhand der auf nationaler Ebene für geografische Gebiete berechneten Durchschnittswerte für die Emissionen aus dem Anbau und der Ernte Schätzungen 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-/Güllefergärung), 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 ⁽¹⁾.

⁽¹⁾ 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 für den Anstieg des Bodenkohlenstoffs, solange der zweite Messwert noch nicht vorliegt, anhand repräsentativer Versuche oder Bodenmodelle ein Schätzwert ermittelt. Ab der zweiten Messung würden die Messwerte als Grundlage dienen, um zu ermitteln, ob und in welchem Maß der Bodenkohlenstoff steigt.

▼B

7. Die auf Jahresbasis umgerechneten Emissionen aus Kohlenstoffbestandsänderungen infolge von Landnutzungsänderungen (e_1) werden durch gleichmäßige Verteilung der Gesamtemissionen über 20 Jahre berechnet. Diese Emissionen werden wie folgt berechnet:

$$e_1 = (CS_R - CS_A) \times 3,664 \times 1/20 \times 1/P - e_B, \text{ (}^1\text{)}$$

Dabei sind:

e_1 = auf das Jahr umgerechnete Treibhausgasemissionen aus Kohlenstoffbestandsänderungen infolge von Landnutzungsänderungen (gemessen als Masse an CO₂-Äquivalent pro Biomasse-Brennstoff-Energieeinheit). „Kulturflächen“ (²) und „Dauerkulturen“ (³) 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.

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).

e_B = Bonus von 29 gCO₂eq/MJ Biokraftstoff oder flüssiger Biobrennstoff, wenn die Biomasse unter den in Nummer 8 aufgestellten Bedingungen auf wiederhergestellten degradierten Flächen gewonnen wird.

8. Der Bonus von 29 gCO₂eq/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 gCO₂eq/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.

⁽¹⁾ 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.

⁽²⁾ Kulturflächen im Sinne der Definition des IPCC.

⁽³⁾ Dauerkulturen sind definiert als mehrjährige Kulturpflanzen, deren Stiel normalerweise nicht jährlich geerntet wird (z. B. Niederwald mit Kurzumtrieb und Ölpalmen).

▼ B

10. Entsprechend Anhang V Teil C Nummer 10 dieser Richtlinie dienen die Leitlinien für die Berechnung des Bodenkohlenstoffbestands nach dem Beschluss 2010/335/EU der Kommission⁽¹⁾, die auf der Basis von Band 4 der IPCC-Leitlinien für nationale Treibhausgasinventare aus dem Jahr 2006 sowie im Einklang mit den Verordnungen (EU) Nr. 525/2013 und (EU) 2018/841 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 Produktion der zur Verarbeitung verwendeten Chemikalien oder sonstigen Produkte ein, einschließlich der CO₂-Emissionen, die dem Kohlenstoffgehalt fossiler Inputs entsprechen, unabhängig davon, ob sie bei dem Prozess tatsächlich verbrannt werden.

Bei der Berücksichtigung des Verbrauchs an nicht in der Anlage zur Produktion fester oder gasförmiger Biomasse-Brennstoffe produzierter Elektrizität wird angenommen, dass die Treibhausgasemissionsintensität bei der Produktion 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 produzierte 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 Halbfertigprodukten sowie bei der Lagerung und dem Vertrieb von Fertigprodukten 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 Biokraftstoffen werden in den e_u -Faktor einbezogen.
14. Die Emissionseinsparung durch Abscheidung und geologische Speicherung von CO₂ (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 Produktion 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 bei der Produktion von Handelsprodukten und bei Dienstleistungen anstelle des CO₂ fossilen Ursprungs verwendet wird.

⁽¹⁾ 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, S. 19).

▼ B

16. Erzeugt eine Kraft-Wärme-Kopplungsanlage, die Wärme und/oder Elektrizität für ein Verfahren zur Produktion von Biomasse-Brennstoff liefert, für das Emissionen berechnet werden, überschüssige Elektrizität und/oder Nutzwärme, so werden die Treibhausgasemissionen entsprechend der Temperatur der Wärme (die deren Nutzen widerspiegelt) auf die Elektrizität und die Nutzwärme aufgeteilt. Der Nutzanteil der Wärme ergibt sich durch Multiplikation ihres Energiegehalts mit dem Carnot'schen Wirkungsgrad C_h , der wie folgt berechnet wird:

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

Dabei sind:

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

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

Wenn die überschüssige Wärme zur Beheizung von Gebäuden ausgeführt wird, kann C_h für eine Temperatur unter 150 °C (423,15 Kelvin) alternativ wie folgt definiert werden:

$$C_h = \text{Carnot'scher Wirkungsgrad für Wärme bei 150 °C (423,15 Kelvin)} \\ = 0,3546$$

Für die Zwecke dieser Berechnung ist der tatsächliche Wirkungsgrad zu verwenden, der als jährlich produzierte 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 Produktion von Biomasse-Brennstoff neben dem Brennstoff, für den die Emissionen berechnet werden, weitere Produkte („Nebenprodukte“) hergestellt, so werden die anfallenden Treibhausgasemissionen zwischen dem Brennstoff oder dessen Zwischenprodukt und den Nebenprodukten nach Maßgabe ihres Energiegehalts (der bei anderen Nebenprodukten als Elektrizität und Wärme durch den unteren Heizwert bestimmt wird) aufgeteilt. Die Treibhausgasintensität überschüssiger Nutzwärme und Elektrizität entspricht der Treibhausgasintensität der für ein Verfahren zur Produktion von Biomasse-Brennstoff gelieferten Wärme oder Elektrizität;

▼ B

sie wird durch Berechnung der Treibhausgasintensität aller Inputs in die Kraft-Wärme-Kopplungs-, konventionelle oder sonstige Anlage, die Wärme oder Elektrizität für ein Verfahren zur Produktion von Biomasse-Brennstoff liefert, und der Emissionen der betreffenden Anlage, einschließlich der Rohstoffe sowie CH₄- und N₂O-Emissionen, bestimmt. 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 $e_{ec} + e_1 + e_{sca}$ + die Anteile von e_p , e_{td} , e_{ccs} und e_{ccr} , die bis einschließlich zu dem Verfahrensschritt anfallen, bei dem ein Nebenprodukt produziert wird. Wurden in einem früheren Verfahrensschritt Emissionen Nebenprodukten zugewiesen, so wird für diese Zwecke anstelle der Gesamtemissionen der Bruchteil dieser Emissionen verwendet, der im letzten Verfahrensschritt dem Zwischenprodukt zugeordnet wird.

► **C1** Im Falle von Biogas und Biomethan werden sämtliche Nebenprodukte für die Zwecke der Berechnung berücksichtigt. ◀ Abfällen und Reststoffen werden keine Emissionen zugeordnet. Für die Zwecke der Berechnung wird der Energiegehalt von Nebenprodukten mit negativem Energiegehalt mit null angesetzt.

Die Lebenszyklus-Treibhausgasemissionen von Abfällen und Reststoffen, einschließlich Baumspitzen und Ästen, Stroh, Hülsen, Maiskolben und Nusschalen, sowie Reststoffen aus der Verarbeitung einschließlich Rohglycerin (nicht raffiniertes Glycerin) und Bagasse werden bis zur Sammlung dieser Materialien mit 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 Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, die dem Verarbeitungsbetrieb Wärme und/oder Elektrizität liefern, produziert werden, ist die Analyseeinheit für die Zwecke der Berechnung nach Nummer 17 die Raffinerie.

19. Bei Biomasse-Brennstoffen, die zur Elektrizitätsproduktion verwendet werden, ist für die Zwecke der Berechnung nach Nummer 3 der Komparator für Fossilbrennstoffe $EC_{F(e)}$ 183 gCO₂eq/MJ Elektrizität oder, für Gebiete in äußerster Randlage, 212 gCO₂eq/MJ Elektrizität.

Bei Biomasse-Brennstoffen, die zur Nutzwärmeproduktion sowie zur Wärme- und/oder Kälteproduktion verwendet werden, ist für die Zwecke der Berechnung nach Nummer 3 der Komparator für Fossilbrennstoffe $EC_{F(h)}$ 80 gCO₂eq/MJ Wärme.

Bei Biomasse-Brennstoffen, die zur Nutzwärmeproduktion 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 $EC_{F(h)}$ 124 gCO₂eq/MJ Wärme.

Bei Biomasse-Brennstoffen, die als Kraftstoffe für den Verkehr verwendet werden, ist für die Zwecke der Berechnung nach Nummer 3 der Komparator für Fossilbrennstoffe $E_{F(t)}$ 94 gCO₂eq/MJ.

▼B

C. DISAGGREGIERTE STANDARDWERT FÜR BIOMASSE-BRENNSTOFFE:

Holzbriketts oder -pellets

Biomasse-Brennstoff-Produktionssystem	Transportentfernung	Treibhausgasemissionen — typischer Wert(gCO ₂ eq/MJ)				Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/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 2 500 km	0,0	1,6	5,2	0,4	0,0	1,9	6,2	0,5
	2 500 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)	2 500 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 2 500 km	3,9	0,0	5,6	0,4	3,9	0,0	6,8	0,5
	2 500 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 2 500 km	2,2	0,0	5,6	0,4	2,2	0,0	6,8	0,5
	2 500 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

▼ B

Biomasse-Brennstoff-Produktionssystem	Transportentfernung	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)				Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/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 Stammholz	1 bis 500 km	1,1	0,3	3,0	0,4	1,1	0,4	3,6	0,5
	500 bis 2 500 km	1,1	0,3	5,2	0,4	1,1	0,4	6,2	0,5
	2 500 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 2 500 km	0,0	0,3	5,2	0,4	0,0	0,4	6,2	0,5
	2 500 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									
Biomasse-Brennstoff-Produktionssystem	Transportentfernung	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)				Treibhausgasemissionen — Standardwert (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
Holzbriketts oder -pellets aus forstwirtschaftlichen Reststoffen (Fall 1)	1 bis 500 km	0,0	25,8	2,9	0,3	0,0	30,9	3,5	0,3
	500 bis 2 500 km	0,0	25,8	2,8	0,3	0,0	30,9	3,3	0,3
	2 500 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

▼B

Biomasse-Brennstoff-Produktionssystem	Transport-entfernung	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)				Treibhausgasemissionen — Standardwert (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
Holzbriketts oder -pellets aus forstwirtschaftlichen 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 2 500 km	0,0	12,5	2,9	0,3	0,0	15,0	3,5	0,3
	2 500 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
Holzbriketts oder -pellets aus forstwirtschaftlichen 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 2 500 km	0,0	2,4	2,9	0,3	0,0	2,8	3,5	0,3
	2 500 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
Holzbriketts oder -pellets aus Niederwald mit Kurzumtrieb (Eukalyptusholz — Fall 1)	2 500 bis 10 000 km	3,9	24,5	4,3	0,3	3,9	29,4	5,2	0,3
Holzbriketts oder -pellets aus Niederwald mit Kurzumtrieb (Eukalyptusholz — Fall 2a)	2 500 bis 10 000 km	5,0	10,6	4,4	0,3	5,0	12,7	5,3	0,3
Holzbriketts oder -pellets aus Niederwald mit Kurzumtrieb (Eukalyptusholz — Fall 3a)	2 500 bis 10 000 km	5,3	0,3	4,4	0,3	5,3	0,4	5,3	0,3

▼B

Biomasse-Brennstoff-Produktionssystem	Transport-entfernung	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)				Treibhausgasemissionen — Standardwert (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
Holzbriketts oder -pellets aus Niederwald mit Kurzumtrieb (Pappelholz, gedüngt — Fall 1)	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
	Über 10 000 km	3,4	24,5	7,9	0,3	3,4	29,4	9,5	0,3
Holzbriketts oder -pellets aus Niederwald mit Kurzumtrieb (Pappelholz, gedüngt — Fall 2a)	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
	Über 10 000 km	4,4	10,6	8,1	0,3	4,4	12,7	9,8	0,3
Holzbriketts oder -pellets aus Niederwald mit Kurzumtrieb (Pappelholz, 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
Holzbriketts oder -pellets aus Niederwald mit Kurzumtrieb (Pappelholz, 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 2 500 km	2,0	24,5	4,3	0,3	2,0	29,4	5,2	0,3
	2 500 bis 10 000 km	2,0	24,5	7,9	0,3	2,0	29,4	9,5	0,3
Holzbriketts oder -pellets aus Niederwald mit Kurzumtrieb (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

▼B

Biomasse-Brennstoff-Produktionssystem	Transport-entfernung	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)				Treibhausgasemissionen — Standardwert (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
Holzbriketts oder -pellets aus Niederwald 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 Stammholz (Fall 1)	1 bis 500 km	1,1	24,8	2,9	0,3	1,1	29,8	3,5	0,3
	500 bis 2 500 km	1,1	24,8	2,8	0,3	1,1	29,8	3,3	0,3
	2 500 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 Stammholz (Fall 2a)	1 bis 500 km	1,4	11,0	3,0	0,3	1,4	13,2	3,6	0,3
	500 bis 2 500 km	1,4	11,0	2,9	0,3	1,4	13,2	3,5	0,3
	2 500 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
Holzbriketts oder -pellets aus Stammholz (Fall 3a)	1 bis 500 km	1,4	0,8	3,0	0,3	1,4	0,9	3,6	0,3
	500 bis 2 500 km	1,4	0,8	2,9	0,3	1,4	0,9	3,5	0,3
	2 500 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

▼B

Biomasse-Brennstoff-Produktionssystem	Transport-entfernung	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)				Treibhausgasemissionen — Standardwert (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
Holzbriketts oder -pellets aus Reststoffen der Holzindustrie (Fall 1)	1 bis 500 km	0,0	14,3	2,8	0,3	0,0	17,2	3,3	0,3
	500 bis 2 500 km	0,0	14,3	2,7	0,3	0,0	17,2	3,2	0,3
	2 500 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
Holzbriketts oder -pellets aus Reststoffen der Holzindustrie (Fall 2a)	1 bis 500 km	0,0	6,0	2,8	0,3	0,0	7,2	3,4	0,3
	500 bis 2 500 km	0,0	6,0	2,7	0,3	0,0	7,2	3,3	0,3
	2 500 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
Holzbriketts oder -pellets aus Reststoffen der Holzindustrie (Fall 3a)	1 bis 500 km	0,0	0,2	2,8	0,3	0,0	0,3	3,4	0,3
	500 bis 2 500 km	0,0	0,2	2,7	0,3	0,0	0,3	3,3	0,3
	2 500 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

▼B

Landwirtschaftliche Optionen

Biomasse-Brennstoff-Produktionssystem	Transport-entfernung	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)				Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/MJ)			
		Anbau	Verarbei-tung	Transport und Vertrieb	Nicht-CO ₂ -Emis-sionen bei der Nutzung des Brennstoffs	Anbau	Verar-beitung	Transport und Vertrieb	Nicht-CO ₂ -Emis-sionen 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 2 500 km	0,0	0,9	6,5	0,2	0,0	1,1	7,8	0,3
	2 500 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 2 500 km	0,0	0,9	3,6	0,2	0,0	1,1	4,4	0,3
	2 500 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
Palmkern-Extraktionsschrot (keine CH ₄ -Emissionen aus der Ölmühle)	Über 10 000 km	21,6	3,5	11,2	0,2	21,6	4,2	13,5	0,3

▼B

Disaggregierte Standardwerte für Biogas zur Elektrizitätsproduktion

Biomasse-Brennstoff-Produktionssystem		Technologie	TYPISCHER WERT [gCO ₂ eq/MJ]					STANDARDWERT [gCO ₂ eq/MJ]				
			Anbau	Verarbeitung	Nicht-CO ₂ -Emissionen bei der Nutzung des Brennstoffs	Transport	Gutschrift für Mist-/Güllenutzung	Anbau	Verarbeitung	Nicht-CO ₂ -Emissionen bei der Nutzung des Brennstoffs	Transport	Gutschrift für Mist-/Güllenutzung
Gülle ⁽¹⁾	Fall 1	Offenes Gärrückstandslager	0,0	69,6	8,9	0,8	- 107,3	0,0	97,4	12,5	0,8	- 107,3
		Geschlossenes Gärrückstandslager	0,0	0,0	8,9	0,8	- 97,6	0,0	0,0	12,5	0,8	- 97,6
	Fall 2	Offenes Gärrückstandslager	0,0	74,1	8,9	0,8	- 107,3	0,0	103,7	12,5	0,8	- 107,3
		Geschlossenes Gärrückstandslager	0,0	4,2	8,9	0,8	- 97,6	0,0	5,9	12,5	0,8	- 97,6
	Fall 3	Offenes Gärrückstandslager	0,0	83,2	8,9	0,9	- 120,7	0,0	116,4	12,5	0,9	- 120,7
		Geschlossenes Gärrückstandslager	0,0	4,6	8,9	0,8	- 108,5	0,0	6,4	12,5	0,8	- 108,5
Mais, gesamte Pflanze ⁽²⁾	Fall 1	Offenes Gärrückstandslager	15,6	13,5	8,9	0,0 ⁽³⁾	—	15,6	18,9	12,5	0,0	—
		Geschlossenes Gärrückstandslager	15,2	0,0	8,9	0,0	—	15,2	0,0	12,5	0,0	—

⁽¹⁾ 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 gCO₂eq/MJ für in der anaeroben Zersetzung verwendete(n) Mist/Gülle.

⁽²⁾ Der Begriff „Mais, gesamte Pflanze“ sollte als Mais ausgelegt werden, der zur Verwendung als Futtermittel geerntet und zur Haltbarmachung siliert wurde.

⁽³⁾ Der Wert für den „Anbau“ umfasst gemäß der im Bericht der Kommission vom 25. Februar 2010 an den Rat und das Europäische Parlament über Nachhaltigkeitskriterien für die Nutzung fester und gasförmiger Biomasse bei Stromerzeugung, Heizung und Kühlung enthaltenen Methode auch den Transport von landwirtschaftlichen Rohstoffen zur Umwandlungsanlage. Der Wert für den Transport von Maissilage liegt bei 0,4 gCO₂eq/MJ Biogas.

▼ B

Biomasse-Brennstoff-Produktionssystem		Technologie	TYPISCHER WERT [gCO ₂ eq/MJ]					STANDARDWERT [gCO ₂ eq/MJ]					
			Anbau	Verarbeitung	Nicht-CO ₂ -Emissionen bei der Nutzung des Brennstoffs	Transport	Gutschrift für Mist-/ Gül- lenutzung	Anbau	Verarbeitung	Nicht-CO ₂ -Emissionen bei der Nutzung des Brennstoffs	Transport	Gutschrift für Mist-/ Gül- lenutzung	
	Fall 2	Offenes Gärrück- standslager	15,6	18,8	8,9	0,0	—	15,6	26,3	12,5	0,0	—	
		Geschlossenes Gär- rück-stands- lager	15,2	5,2	8,9	0,0	—	15,2	7,2	12,5	0,0	—	
	Fall 3	Offenes Gärrück- standslager	17,5	21,0	8,9	0,0	—	17,5	29,3	12,5	0,0	—	
		Geschlossenes Gär- rück-stands- lager	17,1	5,7	8,9	0,0	—	17,1	7,9	12,5	0,0	—	
	Bioabfall	Fall 1	Offenes Gärrück- standslager	0,0	21,8	8,9	0,5	—	0,0	30,6	12,5	0,5	—
			Geschlossenes Gär- rück-stands- lager	0,0	0,0	8,9	0,5	—	0,0	0,0	12,5	0,5	—
Fall 2		Offenes Gärrück- standslager	0,0	27,9	8,9	0,5	—	0,0	39,0	12,5	0,5	—	
		Geschlossenes Gär- rück-stands- lager	0,0	5,9	8,9	0,5	—	0,0	8,3	12,5	0,5	—	
Fall 3		Offenes Gärrück- standslager	0,0	31,2	8,9	0,5	—	0,0	43,7	12,5	0,5	—	
		Geschlossenes Gär- rück-stands- lager	0,0	6,5	8,9	0,5	—	0,0	9,1	12,5	0,5	—	

▼B

Disaggregierte Standardwerte für Biomethan

Biomethanproduktionssystem	Technologische Optionen		TYPISCHER WERT [gCO ₂ eq/MJ]						STANDARDWERT [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 Gär-rückstandslager	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-rückstandslager	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 Gär-rückstandslager	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 Gär-rückstandslager	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 Gär-rückstandslager	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	—
	Geschlossenes Gär-rückstandslager	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 DER BIOMASSE-BRENNSTOFFOPTIONEN

Biomasse-Brennstoff-Produktionssystem	Transportent-fernung	Treibhausgas-emissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)	Treib-hausgasemissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/MJ)
Holzschnitzel aus forstwirtschaftlichen Reststoffen	1 bis 500 km	5	6
	500 bis 2 500 km	7	9
	2 500 bis 10 000 km	12	15
	Über 10 000 km	22	27
Holzschnitzel aus Niederwald mit Kurzumtrieb (Eukalyptusholz)	2 500 bis 10 000 km	16	18
Holzschnitzel aus Niederwald mit Kurzumtrieb (Pappelholz, gedüngt)	1 bis 500 km	8	9
	500 bis 2 500 km	10	11
	2 500 bis 10 000 km	15	18
	über 10 000 km	25	30
Holzschnitzel aus Niederwald mit Kurzumtrieb (Pappelholz, ungedüngt)	1 bis 500 km	6	7
	500 bis 2 500 km	8	10
	2 500 bis 10 000 km	14	16
	über 10 000 km	24	28
Holzschnitzel aus Stammholz	1 bis 500 km	5	6
	500 bis 2 500 km	7	8
	2 500 bis 10 000 km	12	15
	über 10 000 km	22	27
Holzschnitzel aus Industrioreststoffen	1 bis 500 km	4	5
	500 bis 2 500 km	6	7
	2 500 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 2 500 km	29	35
	2 500 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 2 500 km	16	19
	2 500 bis 10 000 km	17	21
	Über 10 000 km	21	25

▼B

Biomasse-Brennstoff-Produktionssystem	Transportent-fernung	Treibhausgas-emissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)	Treib-hausgasemissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/MJ)
Holzbriketts oder -pellets aus forstwirtschaftlichen Reststoffen (Fall 3a)	1 bis 500 km	6	7
	500 bis 2 500 km	6	7
	2 500 bis 10 000 km	7	8
	Über 10 000 km	11	13
Holzbriketts oder -pellets aus Niederwald mit Kurzumtrieb (Eukalyptusholz — Fall 1)	2 500 bis 10 000 km	33	39
Holzbriketts oder -pellets aus Niederwald mit Kurzumtrieb (Eukalyptusholz — Fall 2a)	2 500 bis 10 000 km	20	23
Holzbriketts oder -pellets aus Niederwald mit Kurzumtrieb (Eukalyptusholz — Fall 3a)	2 500 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

▼ **B**

Biomasse-Brennstoff-Produktionssystem	Transportent-fernung	Treibhausgas-emissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)	Treib-hausgasemissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/MJ)
Holzbriketts oder -pellets aus Stammholz (Fall 1)	1 bis 500 km	29	35
	500 bis 2 500 km	29	34
	2 500 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 2 500 km	15	18
	2 500 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 2 500 km	5	6
	2 500 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 2 500 km	17	21
	2 500 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 2 500 km	9	11
	2 500 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 2 500 km	3	4
	2 500 bis 10 000 km	5	6
	Über 10 000 km	8	10

▼B

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 2a 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 3a 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	Transportent-fernung	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)	Treibhausgas-emissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/ MJ)
Landwirtschaftliche Reststoffe mit einer Dichte von <0,2 t/m ³ ⁽¹⁾	1 bis 500 km	4	4
	500 bis 2 500 km	8	9
	2 500 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 2 500 km	5	6
	2 500 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, Haferpelzen, Reisspelzen und Rohrzuckerbagasseballen (unvollständige Liste).

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

▼B

Typische Werte und Standardwerte — Biogas zur Elektrizitätserzeugung

Biogasproduktionssystem	Technologische Optionen		Typischer Wert	Standardwert
			Treibhausgas-emissionen (gCO ₂ eq/MJ)	Treibhaus-gasemissionen (gCO ₂ eq/MJ)
Biogas aus Gülle zur Elektrizitätserzeugung	Fall 1	Offenes Gärrückstands-lager ⁽¹⁾	– 28	3
		Geschlossenes Gärrückstands-lager ⁽²⁾	– 88	– 84
	Fall 2	Offenes Gärrückstands-lager	– 23	10
		Geschlossenes Gärrückstands-lager	– 84	– 78
	Fall 3	Offenes Gärrückstands-lager	– 28	9
		Geschlossenes Gärrückstands-lager	– 94	– 89
Biogas aus Mais (gesamte Pflanze) zur Elektrizitätserzeugung	Fall 1	Offenes Gärrückstands-lager	38	47
		Geschlossenes Gärrückstands-lager	24	28
	Fall 2	Offenes Gärrückstands-lager	43	54
		Geschlossenes Gärrückstands-lager	29	35
	Fall 3	Offenes Gärrückstands-lager	47	59
		Geschlossenes Gärrückstands-lager	32	38
Biogas aus Bioabfall zur Elektrizitätserzeugung	Fall 1	Offenes Gärrückstands-lager	31	44
		Geschlossenes Gärrückstands-lager	9	13
	Fall 2	Offenes Gärrückstands-lager	37	52
		Geschlossenes Gärrückstands-lager	15	21
	Fall 3	Offenes Gärrückstands-lager	41	57
		Geschlossenes Gärrückstands-lager	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 freigegebene Gas für die Erzeugung zusätzlicher Elektrizität oder zusätzlichen Biomethans aufgefangen wird.

▼ B

Typische Werte und Standardwerte für Biomethan

Biomethanproduktionssystem	Technologische Optionen	Treibhausgas-emissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)	Treibhausgas-emissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/MJ)
Biomethan aus Gülle	Offenes Gärrückstands-lager, keine Abgasver-brennung ⁽¹⁾	– 20	22
	Offenes Gärrückstands-lager, Abgasverbren-nung ⁽²⁾	– 35	1
	Geschlossenes Gärrück-stands-lager, keine Abgas-verbrennung	– 88	– 79
	Geschlossenes Gärrück-stands-lager, Abgasver-brennung	– 103	– 100
Biomethan aus Mais (gesamte Pflanze)	Offenes Gärrück-stands-lager, keine Abgasver-brennung	58	73
	Offenes Gärrück-stands-lager, Abgasverbrennung	43	52
	Geschlossenes Gärrück-stands-lager, keine Abgas-verbrennung	41	51
	Geschlossenes Gärrück-stands-lager, Abgasver-brennung	26	30
Biomethan aus Bioabfall	Offenes Gärrück-stands-lager, keine Abgasver-brennung	51	71
	Offenes Gärrück-stands-lager, Abgasverbrennung	36	50
	Geschlossenes Gärrück-stands-lager, keine Abgas-verbrennung	25	35
	Geschlossenes Gärrück-stands-lager, Abgasver-brennung	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 Adsorption 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 Adsorption 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).

▼B

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

Biogasproduktionssystem		Technologische Optionen	Treibhausgas-emissionen — typischer Wert (gCO ₂ eq/MJ)	Treibhausgas-emissionen — Standardwert (gCO ₂ eq/MJ)
Mist/Gülle — Mais 80 % — 20 %	Fall 1	Offenes Gärrückstands-lager	17	33
		Geschlossenes Gärrückstands-lager	– 12	– 9
	Fall 2	Offenes Gärrückstands-lager	22	40
		Geschlossenes Gärrückstands-lager	– 7	– 2
	Fall 3	Offenes Gärrückstands-lager	23	43
		Geschlossenes Gärrückstands-lager	– 9	– 4
Mist/Gülle — Mais 70 % — 30 %	Fall 1	Offenes Gärrückstands-lager	24	37
		Geschlossenes Gärrückstands-lager	0	3
	Fall 2	Offenes Gärrückstands-lager	29	45
		Geschlossenes Gärrückstands-lager	4	10
	Fall 3	Offenes Gärrückstands-lager	31	48
		Geschlossenes Gärrückstands-lager	4	10
Mist/Gülle — Mais 60 % — 40 %	Fall 1	Offenes Gärrückstands-lager	28	40
		Geschlossenes Gärrückstands-lager	7	11
	Fall 2	Offenes Gärrückstands-lager	33	47
		Geschlossenes Gärrückstands-lager	12	18
	Fall 3	Offenes Gärrückstands-lager	36	52
		Geschlossenes Gärrückstands-lager	12	18

Anmerkungen

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

Fall 2 bezieht sich auf Optionen, bei 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 Bruttoproduktion zu beantragen, sodass eine Zusammensetzung wie in Fall 1 wahrscheinlicher ist.

▼**B**

Fall 3 bezieht sich auf Optionen, bei 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	Typischer Wert	Standardwert
		(gCO ₂ eq/MJ)	(gCO ₂ eq/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 für den Verkehr verwendet wird, müssen zu den typischen Werten 3,3 gCO₂eq/MJ Biomethan und zu den Standardwerten 4,6 gCO₂eq/MJ Biomethan addiert werden.

▼ **M1**

ANHANG VII

BERÜCKSICHTIGUNG DER FÜR DIE WÄRME- UND KÄLTEVERSORGUNG GENUTZTEN ERNEUERBAREN ENERGIE**TEIL A: BERÜCKSICHTIGUNG DER MIT WÄRMEPUMPEN FÜR DIE WÄRMEVERSORGUNG GENUTZTEN ERNEUERBAREN ENERGIE**

Die Menge der durch Wärmepumpen gebundenen aerothermischen, geothermischen oder hydrothermischen Energie, die für die Zwecke dieser Richtlinie als Energie aus erneuerbaren Quellen, E_{RES} , betrachtet wird, 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	=	das Verhältnis zwischen der gesamten Bruttoelektrizitätsproduktion und dem Primärenergieverbrauch für die Elektrizitätsproduktion; sie wird als EU-Durchschnitt auf der Grundlage von Eurostat-Daten berechnet.

TEIL B: BERÜCKSICHTIGUNG DER FÜR DIE KÄLTEVERSORGUNG GENUTZTEN ERNEUERBAREN ENERGIE**1. BEGRIFFSBESTIMMUNGEN**

Bei der Berechnung der für die Kälteversorgung genutzten erneuerbaren Energie gelten folgende Begriffsbestimmungen:

- (1) „Kälteversorgung“ oder „Kühlung“ bezeichnet den Entzug von Wärme aus einem geschlossenen Raum oder einem Innenraum (Komfortanwendung) oder einem Prozess, um die Temperatur des Raumes oder des Prozesses auf eine bestimmte Temperatur (Sollwert) zu verringern oder auf dieser Temperatur zu halten; bei Kälteversorgungssystemen wird die entzogene Wärme in die Umgebungsluft, in Umgebungswasser oder in den Boden abgegeben und dort aufgenommen, wobei die Umgebung (Luft, Boden und Wasser) eine Senke für die entzogene Wärme darstellt und somit als Kältequelle dient;
- (2) „Kälteversorgungssystem“ bezeichnet eine Baugruppe aus Komponenten, die ein Wärmeentzugssystem, eine oder mehrere Kühlvorrichtungen und ein Wärmeabführungssystem sowie — im Falle der aktiven Kühlung — ein Fluid als Kühlmedium umfassen und zusammenarbeiten, um einen bestimmten Wärmetransfer herbeizuführen, und so eine vorgegebene Temperatur gewährleisten;
 - a) bei der Raumkühlung kann es sich um ein System mit freier Kühlung oder um ein System mit einem Kälteerzeuger handeln, wobei die Kälteversorgung eine der Hauptfunktionen des Systems darstellt;
 - b) bei der Prozesskühlung ist ein Kälteerzeuger in das Kälteversorgungssystem integriert, wobei die Kälteversorgung eine der Hauptfunktionen des Systems darstellt;

▼ M1

- (3) „freie Kühlung“ bezeichnet ein Kälteversorgungssystem, das eine natürliche Kältequelle nutzt, um aus einem zu kühlenden Raum oder Prozess durch den Transport eines oder mehrerer Fluide über eine oder mehrere Pumpen und/oder einen oder mehrere Ventilatoren Wärme zu entziehen, ohne dass dabei ein Kälteerzeuger erforderlich ist;
- (4) „Kälteerzeuger“ bezeichnet den Teil eines Kälteversorgungssystems, der mithilfe eines Kaldampfkompressions- oder Sorptionsprozesses oder eines anderen thermodynamischen Kreisprozesses eine Temperaturdifferenz erzeugt, die es ermöglicht, dem zu kühlenden Raum oder Prozess Wärme zu entziehen, und der genutzt wird, wenn die Kältequelle nicht verfügbar oder unzureichend ist;
- (5) „aktive Kühlung“ bezeichnet den Entzug von Wärme aus einem Raum oder einem Prozess, wobei Energie zugeführt werden muss, um den Kühlbedarf zu decken; die aktive Kühlung wird genutzt, wenn der natürliche Energiefluss nicht verfügbar oder unzureichend ist, und kann mit oder ohne Kälteerzeuger erfolgen;
- (6) „passive Kühlung“ bezeichnet den Entzug von Wärme durch Leitung, Konvektion, Strahlung oder Massentransfer über den natürlichen Energiefluss, ohne dass dabei ein Kühlfluid für den Entzug und die Abführung von Wärme oder für die Erzeugung einer niedrigeren Temperatur mit einem Kälteerzeuger erforderlich ist; sie umfasst auch die Verringerung des Kühlbedarfs durch Merkmale der Gebäudeauslegung wie Gebäudedämmung, Dach- oder Fassadenbegrünung, Beschattung oder eine höhere Gebäudemasse sowie durch Belüftung oder Komfortventilatoren;
- (7) „Belüftung“ bezeichnet eine natürliche oder erzwungene Luftbewegung, mit der Umgebungsluft in einen Raum eingebracht wird, um für eine angemessene Innenluftqualität und -temperatur zu sorgen;
- (8) „Komfortventilator“ bezeichnet ein Produkt aus einem Ventilator und einer Baugruppe mit einem elektrischen Motor, das Luft bewegt, um das Wohlbefinden im Sommer durch Erhöhung der Luftgeschwindigkeit in der Nähe des menschlichen Körpers zu erhöhen, da dies ein thermisches Kühlungsempfinden auslöst;
- (9) „Menge der für die Kälteversorgung genutzten erneuerbaren Energie“ bezeichnet die mit einer bestimmten Energieeffizienz bereitgestellte Kälteversorgung, wobei die Energieeffizienz als jahreszeitbedingter, in Primärenergie berechneter Leistungsfaktor ausgedrückt wird;
- (10) „Wärmesenke“ oder „Kältequelle“ bezeichnet eine externe natürliche Senke, in die die dem Raum oder dem Prozess entzogene Wärme abgegeben wird; dabei kann es sich um Umgebungsluft, Umgebungswasser in Form natürlicher oder künstlicher Wasserkörper sowie um geothermische Formationen unter der festen Erdoberfläche handeln;
- (11) „Wärmeentzugssystem“ bezeichnet eine Vorrichtung, die dem zu kühlenden Raum oder Prozess Wärme entzieht, wie z. B. einen Verdampfer in einem Kaldampfkompressionsprozess;
- (12) „Kühlvorrichtung“ bezeichnet eine für die aktive Kühlung ausgelegte Vorrichtung;
- (13) „Wärmeabführungssystem“ bezeichnet die Vorrichtung, mit der die abschließende Wärmeübertragung vom Kühlmedium auf die Wärmesenke erfolgt, wie z. B. einen Luft-Kältemittel-Kondensator in einem luftgekühlten Kaldampfkompressionsprozess;
- (14) „Energiezufuhr“ bezeichnet die Energie, die für den Transport des Fluids (bei der freien Kühlung) oder für den Transport des Fluids und den Antrieb des Kälteerzeugers (bei der aktiven Kühlung mit einem Kälteerzeuger) erforderlich ist;

▼ M1

- (15) „Fernkälteversorgung“ bezeichnet die Verteilung thermischer Energie in Form kalter Flüssigkeiten von zentralen oder dezentralen Erzeugungsquellen über ein Netz an mehrere Gebäude oder Standorte, damit sie für die Raum- oder Prozesskühlung genutzt werden kann;
- (16) „jahreszeitbedingter Primärleistungsfaktor“ bezeichnet eine Messgröße für die Effizienz eines Kälteversorgungssystems bei der Primärenergieumwandlung;
- (17) „äquivalente Volllaststunden“ bezeichnet die Anzahl der Stunden, in denen ein Kälteversorgungssystem bei Volllast betrieben werden müsste, um die Kühlmenge zu erzeugen, die es im Laufe eines Jahres — bei unterschiedlicher Last — tatsächlich erzeugt;
- (18) „Kühlungs-Grad-Tage“ bezeichnet die auf der Grundlage von 18 °C berechneten Klimawerte, die als Eingabewerte zur Bestimmung der äquivalenten Volllaststunden dienen.

2. ANWENDUNGSBEREICH

1. Bei der Berechnung der Menge der für die Kälteversorgung genutzten erneuerbaren Energie berücksichtigen die Mitgliedstaaten die aktive Kühlung, einschließlich der Fernkälteversorgung, unabhängig davon, ob es sich um freie Kühlung handelt oder ein Kälteerzeuger genutzt wird.
2. Die Mitgliedstaaten berücksichtigen Folgendes nicht:
 - a) passive Kühlung; bei Nutzung der Belüftungsluft als Wärmetransportmedium für die Kälteversorgung wird die entsprechende Kühlung, die entweder durch einen Kälteerzeuger oder durch freie Kühlung bereitgestellt werden kann, jedoch in die Berechnung der für die Kälteversorgung genutzten erneuerbaren Energie einbezogen.
 - b) folgende Kälteversorgungstechnologien oder -verfahren:
 - i) Kälteversorgung in Verkehrsmitteln ⁽¹⁾;
 - ii) Kälteversorgungssysteme, die in erster Linie der Herstellung oder Lagerung verderblicher Materialien bei bestimmten Temperaturen dienen (Kühl- und Gefriergeräte);
 - iii) Kälteversorgungssysteme für die Raum- oder Prozesskühlung mit Solltemperaturwerten von unter 2 °C;
 - iv) Kälteversorgungssysteme für die Raum- oder Prozesskühlung mit Solltemperaturwerten von über 30 °C;
 - v) Kühlung von Abwärme bei der Energieerzeugung, in Industrieverfahren und im tertiären Sektor ⁽²⁾.
 - c) Energie für die Kühlung in Kraftwerken, bei der Zement-, Eisen- und Stahlherstellung, in Abwasserbehandlungsanlagen, in IT-Anlagen (wie z. B. Rechenzentren), in Stromübertragungs- und -verteilungsanlagen sowie in Verkehrsinfrastrukturen.

Die Mitgliedstaaten können aus Umweltschutzgründen weitere Kategorien von Kälteversorgungssystemen von der Berechnung der für die Kälteversorgung genutzten erneuerbaren Energie ausschließen, um natürliche Kältequellen in bestimmten geografischen Gebieten zu erhalten. Ein Beispiel ist der Schutz von Flüssen oder Seen vor Überwärmung.

⁽¹⁾ Die Begriffsbestimmung der für die Kälteversorgung genutzten erneuerbaren Energie betrifft nur die stationäre Kälteversorgung.

⁽²⁾ Abwärme ist in Artikel 2 Nummer 9 dieser Richtlinie definiert. Abwärme kann für die Zwecke der Artikel 23 und 24 dieser Richtlinie berücksichtigt werden.

▼ **M1****3. METHODE ZUR BERÜCKSICHTIGUNG DER FÜR EINZELKÄLTEVERSORGUNG UND FERNKÄLTEVERSORGUNG GENUTZTEN ERNEUERBAREN ENERGIE**

Nur Kälteversorgungssysteme, die die als jahreszeitbedingter Primärleistungsfaktor (SPF_p) ausgedrückte Mindesteffizienzanforderung gemäß Abschnitt 3.2 Absatz 2 überschreiten, werden bei der Nutzung erneuerbarer Energie berücksichtigt.

3.1. Menge der für die Kälteversorgung genutzten erneuerbaren Energie

Die Menge der für die Kälteversorgung genutzten erneuerbaren Energie (E_{RES-C}) wird nach der folgenden Formel berechnet:

$$E_{RES-C} = (Q_{C_{Source}} - E_{INPUT}) \times S_{SPF_p} = Q_{C_{Supply}} \times S_{SPF_p}$$

Dabei gilt:

$Q_{C_{Source}}$ ist die von dem Kälteversorgungssystem in Umgebungsluft, Umgebungswasser oder den Boden abgegebene Wärmemenge ⁽¹⁾;

E_{INPUT} ist der Energieverbrauch des Kälteversorgungssystems; bei Systemen, bei denen eine Messung erfolgt, z. B. bei der Fernkälteversorgung, umfasst dies auch den Energieverbrauch der Hilfssysteme;

$Q_{C_{Supply}}$ ist die von dem Kälteversorgungssystem bereitgestellte Kühlenergie ⁽²⁾;

S_{SPF_p} ist je Kälteversorgungssystem als Anteil der bereitgestellten Kühlung definiert, die im Einklang mit den SPF-Anforderungen als erneuerbar betrachtet werden kann, und wird als Prozentsatz angegeben. Der SPF wird ohne Berücksichtigung von Verteilungsverlusten bestimmt. Für die Fernkälteversorgung bedeutet dies, dass der SPF für jeden Kälteerzeuger oder für jedes System mit freier Kühlung bestimmt wird. Für Kälteversorgungssysteme, bei denen ein Standard-SPF genutzt werden kann, werden die Koeffizienten F(1) und F(2) aus der Verordnung (EU) 2016/2281 der Kommission ⁽³⁾ und der damit verbundenen Mitteilung der Kommission ⁽⁴⁾ nicht als Korrekturfaktoren angewandt.

Bei einer zu 100 % mit erneuerbarer Wärme betriebenen Kälteversorgung (Absorption und Adsorption), sollte die gesamte bereitgestellte Kühlmenge als erneuerbar betrachtet werden.

Die für die Berechnung von $Q_{C_{Supply}}$ und S_{SPF_p} erforderlichen Schritte werden in den Abschnitten 3.2 bis 3.4 erläutert.

⁽¹⁾ Der Umfang der Kältequelle entspricht der von der Umgebungsluft, dem Umgebungswasser und dem Boden als Wärmesenken aufgenommenen Wärmemenge. Umgebungsluft und Umgebungswasser entsprechen „Umgebungsenergie“ im Sinne von Artikel 2 Absatz 2. Der Boden entspricht „geothermischer Energie“ im Sinne von Artikel 2 Absatz 3.

⁽²⁾ Thermodynamisch entspricht die bereitgestellte Kühlung einem Teil der Wärme, die ein Kälteversorgungssystem in Umgebungsluft, Umgebungswasser oder den Boden abgibt, die als Wärmesenken oder Kältequellen dienen. Umgebungsluft und Umgebungswasser entsprechen „Umgebungsenergie“ im Sinne von Artikel 2 Absatz 2 dieser Richtlinie. Die Funktion des Bodens als Wärmesenke oder Kältequelle entspricht „geothermischer Energie“ im Sinne von Artikel 2 Absatz 3 dieser Richtlinie.

⁽³⁾ Verordnung (EU) 2016/2281 der Kommission vom 30. November 2016 zur Durchführung der Richtlinie 2009/125/EG des Europäischen Parlaments und des Rates zur Schaffung eines Rahmens für die Festlegung von Anforderungen an die umweltgerechte Gestaltung energieverbrauchsrelevanter Produkte im Hinblick auf Luftheizungsprodukte, Kühlungsprodukte, Prozesskühler mit hoher Betriebstemperatur und Gebläsekonvektoren (ABl. L 346 vom 20.12.2016, S. 1).

⁽⁴⁾ https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=uriserv:OJ.C_2017.229.01.0001.01.ENG&toc=OJ:C:2017:229:TOC

▼ **M1****3.2. Berechnung des als erneuerbare Energie einzustufenden Anteils des jahreszeitbedingten Leistungsfaktors — S_{SPF_p}**

S_{SPF} ist der Anteil der bereitgestellten Kühlung, der als erneuerbar betrachtet werden kann. Der S_{SPF_p} nimmt mit steigenden SPF_p -Werten zu. Der SPF_p ⁽¹⁾ ist gemäß der Verordnung (EU) 2016/2281 der Kommission und der Verordnung (EU) Nr. 206/2012 der Kommission ⁽²⁾ definiert, wobei jedoch der Standard-Primärenergiefaktor für Strom in der Richtlinie 2012/27/EU des Europäischen Parlaments und des Rates (in der durch die Richtlinie (EU) 2018/2002 ⁽³⁾ geänderten Fassung) aktualisiert wurde und nun 2,1 beträgt. Es sind die Randbedingungen aus der Norm EN 14511 anzuwenden.

Die als jahreszeitbedingter Primärleistungsfaktor ausgedrückte Mindesteffizienz, die das Kälteversorgungssystem aufweisen muss, beträgt mindestens 1,4 ($SPF_{p,LOW}$). Damit S_{SPF_p} 100 % beträgt, muss das Kälteversorgungssystem eine Effizienz von mindestens 6 ($SPF_{p,HIGH}$) aufweisen. Bei allen anderen Kälteversorgungssystemen wird folgende Berechnung durchgeführt:

$$S_{SPF_p} = \frac{SPF_p - SPF_{p,LOW}}{SPF_{p,HIGH} - SPF_{p,LOW}} \%$$

SPF_p ist die als jahreszeitbedingter Primärleistungsfaktor ausgedrückte Effizienz des Kälteversorgungssystems;

$SPF_{p,LOW}$ ist der als Primärenergie angegebene und auf der Effizienz von Standard-Kälteversorgungssystemen beruhende Mindestwert des jahreszeitbedingten Leistungsfaktors (Ökodesign-Mindestanforderungen);

$SPF_{p,HIGH}$ ist der als Primärenergie angegebene und auf besten verfügbaren Verfahren für die freie Kühlung bei der Fernkälteversorgung beruhende obere Schwellenwert des jahreszeitbedingten Leistungsfaktors ⁽⁴⁾.

3.3. Berechnung der Menge der für die Kälteversorgung genutzten erneuerbaren Energie mit Standard-SPF-Werten und mit gemessenen SPF-Werten

Standard-SPF und gemessener SPF

Aufgrund der Ökodesign-Anforderungen aus der Verordnung (EU) Nr. 206/2012 und der Verordnung (EU) 2016/2281 liegen standardisierte SPF-Werte für elektrisch oder mit Verbrennungsmotoren betriebene Kältdampfkompressions-Kälteerzeuger vor. Diese Werte sind bei der Komfortkühlung für Kälteerzeuger mit einer Leistung von bis zu 2 MW und bei der Prozesskühlung mit einer Leistung von bis zu 1,5 MW verfügbar. Für andere Technologien und Leistungsbereiche liegen keine Standardwerte vor. Für die Fernkälteversorgung gibt es keine Standardwerte, es werden jedoch Messwerte verwendet, die zur Verfügung stehen; sie ermöglichen es, SPF-Werte zumindest auf jährlicher Basis zu berechnen.

⁽¹⁾ Falls die tatsächlichen Betriebsbedingungen von Kälteerzeugern zu SPF-Werten führen, die aufgrund unterschiedlicher Installationsvorschriften erheblich niedriger sind als bei Standardbedingungen, können die Mitgliedstaaten diese Systeme vom Anwendungsbereich der Definition für die für die Kälteversorgung genutzten erneuerbaren Energie ausnehmen (z. B. einen wassergekühlten Kälteerzeuger, der ein Trockenkühlgerät anstelle eines Kühlturms nutzt, um Wärme an die Umgebungsluft abzugeben).

⁽²⁾ Verordnung (EU) Nr. 206/2012 der Kommission vom 6. März 2012 zur Durchführung der Richtlinie 2009/125/EG des Europäischen Parlaments und des Rates im Hinblick auf die Festlegung von Anforderungen an die umweltgerechte Gestaltung von Raumklima-geräten und Komfortventilatoren (ABl. L 72 vom 10.3.2012, S. 7).

⁽³⁾ Richtlinie (EU) 2018/2002 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU zur Energieeffizienz (ABl. L 328 vom 21.12.2018, S. 210).

⁽⁴⁾ ENER/C1/2018-493, Renewable Cooling under the Revised Renewable Energy Directive (Kälteversorgung aus erneuerbaren Quellen gemäß der überarbeiteten Erneuerbare-Energien-Richtlinie), TU-Wien, 2021.

▼ **M1**

Für die Berechnung der Menge der für die Kälteversorgung genutzten erneuerbaren Energie können Standard-SPF-Werte verwendet werden, soweit sie verfügbar sind. Wenn keine Standardwerte vorliegen oder Messung gängige Praxis ist, sind die gemessenen SPF-Werte zu verwenden, die anhand von Schwellenwerten für die Kühlleistung eingeteilt werden. Bei Kälteerzeugern mit einer Kühlleistung von weniger als 1,5 MW kann der Standard-SPF verwendet werden, während der gemessene SPF für die Fernkälteversorgung, für Kälteerzeuger mit einer Kühlleistung von mindestens 1,5 MW und für Kälteerzeuger, für die keine Standardwerte vorliegen, zu verwenden ist.

Zudem ist für alle Kälteversorgungssysteme ohne Standard-SPF, einschließlich aller Lösungen mit freier Kühlung und wärmebetriebener Kälteerzeuger, ein gemessener SPF zu bestimmen, um die Berechnungsmethode für die Menge der für die Kälteversorgung genutzten erneuerbaren Energie anwenden zu können.

Festlegung von Standard-SPF-Werten

SPF-Werte werden als Primärenergieeffizienz angegeben, die anhand von Primärenergiefaktoren gemäß der Verordnung (EU) 2016/2281 berechnet wird, um die Effizienz der verschiedenen Arten von Kälteerzeugern bei der Raumkühlung zu bestimmen⁽¹⁾. Der Primärenergiefaktor aus der Verordnung (EU) 2016/2281 beträgt $1/\eta$, wobei η das durchschnittliche Verhältnis zwischen der gesamten Bruttostromerzeugung und dem mit der Stromerzeugung verbundenen Primärenergieverbrauch in der gesamten EU angibt. Aufgrund der Änderung des Standard-Primärenergiefaktors für Strom, der unter Nummer 1 des Anhangs der Richtlinie (EU) 2018/2002 zur Änderung der Fußnote 3 aus Anhang IV der Richtlinie 2012/27/EU als Koeffizient bezeichnet wird, wird der in der Verordnung (EU) 2016/2281 angegebene Primärenergiefaktor von 2,5 bei der Berechnung der SPF-Werte durch den Wert 2,1 ersetzt.

Werden Primärenergieträger wie Wärme oder Gas für die Energiezufuhr des Kälteerzeugers genutzt, beträgt der Primärenergiefaktor ($1/\eta$) standardmäßig 1, da keine Energieumwandlung stattfindet und somit $\eta = 1$.

Die Standardbetriebsbedingungen und die weiteren für die Bestimmung des SPF erforderlichen Parameter sind — je nach Kälteerzeugerkategorie — in der Verordnung (EU) 2016/2281 und der Verordnung (EU) Nr. 206/2012 festgelegt. Es sind die Randbedingungen aus der Norm EN 14511 anzuwenden.

Bei reversiblen Kälteerzeugern (Umkehrwärmepumpen), die vom Anwendungsbereich der Verordnung (EU) 2016/2281 ausgenommen sind, da ihre Wärmeversorgungsfunktion von der Verordnung (EU) Nr. 813/2013 der Kommission mit Anforderungen an die umweltgerechte Gestaltung von Raumheizgeräten und Kombiheizgeräten⁽²⁾ abgedeckt ist, wird die SPF-Berechnung auf dieselbe Weise vorgenommen, die in der Verordnung (EU) 2016/2281 für vergleichbare nicht reversible Kälteerzeuger festgelegt wurde.

Beispielsweise wird der SPF_p für elektrisch betriebene Kaldampfkompansions-Kälteerzeuger wie folgt definiert (der Index p gibt an, dass der SPF im Hinblick auf die Primärenergie definiert ist):

⁽¹⁾ SPF_p ist mit $\eta_{s,c}$ im Sinne der Verordnung (EU) 2016/2281 identisch.

⁽²⁾ Verordnung (EU) Nr. 813/2013 der Kommission vom 2. August 2013 zur Durchführung der Richtlinie 2009/125/EG des Europäischen Parlaments und des Rates im Hinblick auf die Festlegung von Anforderungen an die umweltgerechte Gestaltung von Raumheizgeräten und Kombiheizgeräten (ABl. L 239 vom 6.9.2013, S. 136).

▼ M1

— für die Raumkühlung:
$$SPF_p = \frac{SEER}{\frac{1}{\eta}} - F(1) - F(2)$$

— für die Prozesskühlung:
$$SPF_p = \frac{SEPR}{\frac{1}{\eta}} - F(1) - F(2)$$

Dabei gilt:

- SEER und SEPR sind auf die Endenergie bezogene jahreszeitbedingte Leistungsfaktoren ⁽¹⁾ (SEER steht für „Jahresarbeitszahl im Kühlbetrieb“ („Seasonal Energy Efficiency Ratio“), SEPR steht für „Jahresarbeitszahl“ („Seasonal Energy Performance Ratio“)) gemäß der Verordnung (EU) 2016/2281 und der Verordnung (EU) Nr. 206/2012;
- η ist das durchschnittliche Verhältnis zwischen der gesamten Bruttostromerzeugung und dem mit der Stromerzeugung verbundenen Primärenergieverbrauch in der EU ($\eta = 0,475$ und $1/\eta = 2,1$).

F(1) und F(2) sind Korrekturfaktoren gemäß der Verordnung (EU) 2016/2281 und der damit verbundenen Mitteilung der Kommission. Diese Koeffizienten werden gemäß der Verordnung (EU) 2016/2281 nicht auf die Prozesskühlung angewandt, da in diesen Fällen die direkt auf die Endenergie bezogene Messgröße SEPR verwendet wird. Soweit keine angepassten Werte vorliegen, werden für die SEER-Umrechnung dieselben Werte verwendet wie für die SEPR-Umrechnung.

SPF-Randbedingungen

Bei der Bestimmung des SPF des Kälteerzeugers werden die in der Verordnung (EU) 2016/2281 und in der Verordnung (EU) Nr. 206/2012 festgelegten Randbedingungen angewandt. Bei Wasser-Luft- und Wasser-Wasser-Kälteerzeugern wird die zur Bereitstellung der Kältequelle erforderliche Energiezufuhr mit dem Korrekturfaktor F(2) berücksichtigt. Die SPF-Randbedingungen sind in Abbildung 1 dargestellt. Diese Randbedingungen gelten für alle Kälteversorgungssysteme, d. h. sowohl für Systeme mit freier Kühlung als auch für Systeme mit Kälteerzeugern.

Diese Randbedingungen sind mit denen für Wärmepumpen (bei Verwendung im Heizbetrieb) gemäß dem Beschluss 2013/114/EU der Kommission ⁽²⁾ vergleichbar. Im Unterschied zu Kälteversorgungssystemen wird bei Wärmepumpen der dem Hilfsstromverbrauch entsprechende Stromverbrauch (Thermostat-Aus-Zustand, Bereitschaftszustand, Aus-Zustand, Betriebszustand mit Kurbelwannenheizung) bei der Bewertung des SPF ausgenommen. Da jedoch im Falle der Kälteversorgung sowohl Standard-SPF-Werte als auch gemessene SPF-Werte verwendet werden und beim gemessenen SPF der Hilfsstromverbrauch berücksichtigt wird, ist es erforderlich, den Hilfsstromverbrauch in beiden Fällen zu berücksichtigen.

Im Falle der Fernkälteversorgung werden die verteilungsbedingten Kälteverluste und der Stromverbrauch der Verteilungspumpen zwischen der Kälteversorgungsanlage und der Übergabestation beim Kunden nicht in die Schätzung des SPF einbezogen.

⁽¹⁾ Teil 1 der Studie ENER/C1/2018-493 mit dem Titel „Cooling Technologies Overview and Market Share“ (Überblick über Kühltechnologien und ihre Marktanteile) enthält in Kapitel 1.5 „Energy efficiency metrics of state-of-the-art cooling systems“ (Energieeffizienzparameter moderner Kühlsysteme) detailliertere Definitionen und Gleichungen für diese Parameter.

⁽²⁾ Beschluss der Kommission vom 1. März 2013 zur Festlegung von Leitlinien für die Mitgliedstaaten zur Berechnung der durch verschiedene Wärmepumpen-Technologien aus erneuerbaren Quellen gewonnenen Energie gemäß Artikel 5 der Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates (ABl. L 62 vom 6.3.2013, S. 27).

▼ M1

Bei luftgeführten Kälteversorgungssystemen, die auch eine Belüftungsfunktion aufweisen, wird die mit dem Luftstrom bei der Belüftung verbundene Kälteversorgung nicht berücksichtigt. Auch die vom Ventilator für die Belüftung aufgenommene Leistung wird anteilig — im Verhältnis des Luftstroms, der auf die Belüftung entfällt, zum Kühlluftstrom — ausgenommen.

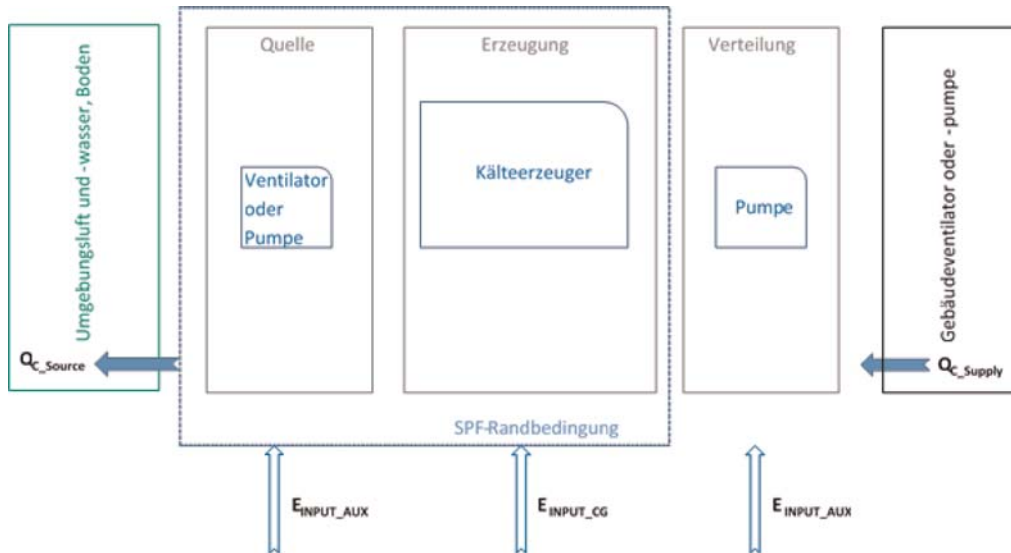


Abbildung 1 Darstellung der SPF-Randbedingungen für Kälteerzeuger bei Anwendung eines Standard-SPF und bei der Fernkälteversorgung (sowie bei anderen großen Kälteversorgungssystemen, auf die ein gemessener SPF angewandt wird), wobei E_{INPUT_AUX} die Energiezufuhr an den Ventilator und/oder die Pumpe und E_{INPUT_CG} die Energiezufuhr an den Kälteerzeuger ist.

Bei luftgeführten Kälteversorgungssystemen mit interner Kälterückgewinnung wird die auf die Kälterückgewinnung zurückgehende Kälteversorgung nicht berücksichtigt. Die auf die Kälterückgewinnung durch den Wärmetauscher zurückgehende Leistungsaufnahme des Ventilators wird anteilig — im Verhältnis der Druckverluste aufgrund des für die Kälterückgewinnung genutzten Wärmetauschers zu den Gesamtdruckverlusten des luftgeführten Kühlsystems — ausgenommen.

3.4. Berechnung anhand von Standardwerten

Bei Einzel-Kälteversorgungssystemen mit einer Leistung von weniger als 1,5 MW, für die ein Standard-SPF-Wert verfügbar ist, kann für die Schätzung der insgesamt bereitgestellten Kühlenergie eine vereinfachte Methode angewandt werden.

Bei dieser vereinfachten Methode ist die von dem Kälteversorgungssystem bereitgestellte Kühlenergie (Q_{C_supply}) die Nennkühlleistung (P_c), multipliziert mit der Anzahl der äquivalenten Volllaststunden ($EFLH$). Es ist möglich, einen einzigen Wert für die Kühlungs-Grad-Tage auf ein ganzes Land anzuwenden oder unterschiedliche Werte für unterschiedliche Klimazonen zu verwenden, sofern Nennleistungen und SPF-Werte für diese Klimazonen verfügbar sind.

Zur Berechnung von $EFLH$ können folgende Standardmethoden angewandt werden:

- für die Raumkühlung im Wohngebäudesektor: $EFLH = 96 + 0,85 * CDD$
- für die Raumkühlung im tertiären Sektor: $EFLH = 475 + 0,49 * CDD$
- für die Prozesskühlung: $EFLH = \tau_s * (7300 + 0,32 * CDD)$

▼ M1

Dabei gilt:

τ_s ist ein Aktivitätsfaktor, der den Betriebsstunden der jeweiligen Verfahren Rechnung trägt (z. B. Betrieb an allen Tagen des Jahres: $\tau_s = 1$, kein Betrieb an Wochenenden: $\tau_s = 5/7$). Es gibt keinen Standardwert.

3.4.1. Berechnung anhand von Messwerten

Bei Systemen, für die keine Standardwerte vorliegen, sowie bei Kälteversorgungssystemen mit einer Leistung von mehr als 1,5 MW und bei Fernkältesystemen wird die für die Kälteversorgung genutzte erneuerbare Energie auf der Grundlage folgender Messungen berechnet:

Gemessene Energiezufuhr: Die gemessene Energiezufuhr umfasst alle Energiequellen des Kälteversorgungssystems einschließlich etwaiger Kälteerzeuger, d. h. Strom, Gas, Wärme usw. Zudem umfasst sie die Energiezufuhr für Hilfspumpen und -ventilatoren des Kälteversorgungssystems, nicht jedoch für die Verteilung der Kälte an ein Gebäude oder einen Prozess. Bei der luftgeführten Kälteversorgung mit Belüftungsfunktion wird hinsichtlich der Energiezufuhr des Kälteversorgungssystems nur die auf die Kälteversorgung zurückgehende zusätzliche Energiezufuhr berücksichtigt.

Gemessene bereitgestellte Kühlenergie: Die bereitgestellte Kühlenergie wird als Energie am Ausgang des Kälteversorgungssystems gemessen, von der etwaige Kälteverluste abgezogen werden, um die bereitgestellte Nettokühlenergie für das Gebäude oder den Prozess (d. h. den Endnutzer der Kälteversorgung) zu schätzen. Zu den Kälteverlusten zählen Verluste in einem Fernkältesystem sowie im Kälteverteilungssystem in einem Gebäude oder an einem Industriestandort. Bei luftgeführter Kühlung mit Belüftungsfunktion wird die Energie für die Einbringung frischer Luft für Belüftungszwecke von der bereitgestellten Kühlenergie abgezogen.

Die Messungen müssen für das jeweilige Meldejahr durchgeführt werden, d. h. sie müssen die gesamte Energiezufuhr sowie die gesamte bereitgestellte Kühlenergie für das gesamte Jahr umfassen.

3.4.2. Fernkälteversorgung: zusätzliche Anforderungen

Bei Fernkältesystemen wird die Nettokälteversorgung auf Kundenebene als bereitgestellte Nettokälteversorgung berücksichtigt und als $Q_{c_supply_net}$ angegeben. Thermische Verluste im Verteilungsnetz (Q_{C_Loss}) werden von der Bruttokälteversorgung ($Q_{C_Supply_gross}$) wie folgt abgezogen:

$$Q_{c_supply_net} = Q_{C_Supply_gross} - Q_{C_Loss}$$

3.4.2.1. Unterteilung in Teilsysteme

Fernkältesysteme können in Teilsysteme unterteilt werden, wobei diese Teilsysteme mindestens einen Kälteerzeuger oder mindestens ein freies Kühlsystem umfassen. Dabei ist die bereitgestellte Kühlenergie und die Energiezufuhr für jedes Teilsystem zu messen, und die Kälteverluste sind jedem Teilsystem wie folgt zuzuweisen:

$$Q_{C_Supply_net_i} = Q_{C_Supply_gross_i} \times \left(1 - \frac{Q_{C_Loss}}{\left(\sum_{i=1}^n Q_{C_Supply_gross_i} \right)} \right)$$

3.4.2.2. Hilfsvorrichtungen

Bei der Unterteilung eines Kälteversorgungssystems in Teilsysteme müssen die Hilfsvorrichtungen (z. B. Regelgeräte, Pumpen und Ventilatoren) des/der Kälteerzeuger(s) und/oder des Systems/der Systeme mit freier Kühlung in dasselbe/dieselben Teilsystem(e) einbezogen werden. Hilfsenergie, die für die Verteilung der Kälte innerhalb des Gebäudes aufgewandt wird, d. h. für Hilfspumpen und Endeinheiten (z. B. Gebläsekonvektoren, Ventilatoren von Luftaufbereitungsanlagen), wird nicht berücksichtigt.

▼ M1

Für Hilfsvorrichtungen, die keinem bestimmten Teilsystem zugeordnet werden können, wie z. B. Pumpen des Fernkältenetzes, die die von allen Kälteerzeugern gelieferte Kühlenergie bereitstellen, wird der Primärenergieverbrauch den einzelnen Kälteversorgungsteilsystemen wie bei den Kälteverlusten im Netz anteilig — im Verhältnis der von den Kälteerzeugern und/oder dem System der freien Kühlung jedes Teilsystems bereitgestellten Kühlenergie zur insgesamt bereitgestellten Kühlenergie — wie folgt zugeordnet:

$$E_{INPUT_AUX_i} = E_{INPUT_AUX1_i} + E_{INPUT_AUX2} * \frac{Q_{C_Supply_net_i}}{\sum_{i=1}^n Q_{C_Supply_net_i}}$$

Dabei gilt:

$E_{INPUT_AUX1_i}$ ist der Hilfsenergieverbrauch des Teilsystems „i“;

E_{INPUT_AUX2} ist der Hilfsenergieverbrauch des Kälteversorgungssystems insgesamt, der nicht einem bestimmten Teilsystem zugeordnet werden kann.

3.5. **Berechnung der für die Kälteversorgung genutzten erneuerbaren Energie im Hinblick auf den Gesamtanteil der erneuerbaren Energie und im Hinblick auf den Anteil der für die Wärme- und Kälteversorgung genutzten erneuerbaren Energie**

Zur Berechnung der Gesamtanteile erneuerbarer Energie wird die Menge der für die Kälteversorgung genutzten erneuerbaren Energie sowohl zum Zähler „Bruttoendverbrauch von Energie aus erneuerbaren Quellen“ als auch zum Nenner „Bruttoendenergieverbrauch“ addiert.

Zur Berechnung der Gesamtanteile der für die Wärme- und Kälteversorgung genutzten erneuerbaren Energie wird die Menge der für die Kälteversorgung bereitgestellten erneuerbaren Energie sowohl zum Zähler „Bruttoendverbrauch von Energie aus erneuerbaren Quellen für die Wärme- und Kälteversorgung“ als auch zum Nenner „Bruttoendenergieverbrauch für die Wärme- und Kälteversorgung“ addiert.

3.6. **Leitlinien für die Entwicklung genauerer Methoden und Berechnungen**

Es ist vorgesehen und wird angeraten, dass die Mitgliedstaaten ihre eigenen Schätzungen des SPF und der äquivalenten Volllaststunden (EFLH) vornehmen. Solche nationalen/regionalen Ansätze sollten auf genauen Annahmen und ausreichend großen repräsentativen Stichproben beruhen, sodass die erneuerbare Energie im Vergleich zu der in diesem delegierten Rechtsakt beschriebenen Methode deutlich genauer geschätzt werden kann. Solche verbesserten Methoden können auf detaillierten Berechnungen basieren, die sich auf technische Daten stützen, mit denen unter anderem Faktoren wie das Jahr des Einbaus, die Qualität des Einbaus, der Verdichtertyp und die Größe der Maschine, der Betriebsmodus, das Wärmeverteilungssystem, Kaskadensysteme für Kälteerzeuger und die vorherrschenden regionalen Klimaverhältnisse berücksichtigt werden. Bei Verwendung alternativer Methoden und/oder Werte müssen die Mitgliedstaaten diese der Kommission zusammen mit einem Bericht über die angewandte Methode und die verwendeten Daten vorlegen. Die Kommission wird die Unterlagen erforderlichenfalls übersetzen und auf ihrer Transparenzplattform veröffentlichen.



ANHANG VIII

TEIL A. VORLÄUFIGE GESCHÄTZTE EMISSIONEN INFOLGE VON INDIREKTEN LANDNUTZUNGSÄNDERUNGEN DURCH ROHSTOFFE FÜR BOKRAFTSTOFFE, FLÜSSIGE BIOBRENNSTOFFE UND BIOMASSE-BRENNSTOFFE (gCO₂eq/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

TEIL B. BOKRAFTSTOFFE, FLÜSSIGE BIOBRENNSTOFFE UND BIOMASSE-BRENNSTOFFE, BEI DENEN DIE EMISSIONEN INFOLGE INDIREKTER LANDNUTZUNGSÄNDERUNGEN MIT NULL ANGESETZT WERDEN

Bei Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen, die aus den folgenden Kategorien von Rohstoffen produziert 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 ⁽⁴⁾. In diesem Fall hätte ein „Emissionswert für direkte Landnutzungsänderungen (e)“ nach Anhang V Teil C Nummer 7 berechnet werden müssen.

⁽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 gCO₂eq/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 gCO₂eq/MJ).

⁽⁴⁾ 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 von Biogas für den Verkehr und fortschrittlicher Biokraftstoffe, deren Beitrag zu den Mindestanteilen gemäß Artikel 25 Absatz 1 Unterabsatz 1 und 4 mit dem Doppelten ihres Energiegehalts angesetzt werden kann

- 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 Nummer 4 der Richtlinie 2008/98/EG aus privaten Haushalten, der einer getrennten Sammlung im Sinne des Artikels 3 Nummer 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 Durchforschungsholz, Blätter, Nadeln, Baumspitzen, Sägemehl, Sägespäne, Schwarzlauge, Braunlauge, Faserschlämme, Lignin und Tallöl;
- p) anderes zellulosehaltiges Non-Food-Material;
- q) anderes lignozellulosehaltiges Material mit Ausnahme von Säge- und Furnierholz.

Teil B. Rohstoffe zur Produktion von Biokraftstoffen und Biogas für den Verkehr, deren Beitrag zu den Mindestanteilen gemäß Artikel 25 Unterabsatz 1 begrenzt ist und mit dem Doppelten ihres Energiegehalts angesetzt werden kann

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



ANHANG X

TEIL A

Aufgehobene Richtlinie mit Liste ihrer nachfolgenden Änderungen (gemäß Artikel 37)

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 des Europäischen Parlaments und des Rates (ABl. L 239 vom 15.9.2015, S. 1)	Nur Artikel 2

TEIL B

**Fristen für die Umsetzung in nationales Recht
(gemäß Artikel 36)**

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



ANHANG XI

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 Nummer 1
Artikel 2 Unterabsatz 2 Buchstabe b	—
—	Artikel 2 Unterabsatz 2 Nummer 2
Artikel 2 Unterabsatz 2 Buchstabe c	Artikel 2 Unterabsatz 2 Nummer 3
Artikel 2 Unterabsatz 2 Buchstabe d	—
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 Nummern 2, 4, 19, 32, 33, 12, 5, 6, 45, 46, 47, 23, 39, 41, 42, 43, 36, 44 und 37
—	Artikel 2 Unterabsatz 2 Nummern 7, 8, 9, 10, 11, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 20, 21, 22, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 34, 35, 38 und 40
Artikel 3	—
—	Artikel 3
Artikel 4	—
—	Artikel 4
—	Artikel 5
—	Artikel 6
Artikel 5 Absatz 1	Artikel 7 Absatz 1
Artikel 5 Absatz 2	—
Artikel 5 Absatz 3	Artikel 7 Absatz 2
Artikel 5 Absatz 4, Unterabsätze 1, 2, 3 und 4	Artikel 7 Absatz 2 Unterabsätze 1, 2, 3 und 4
—	Artikel 7 Absatz 3 Unterabsätze 5 und 6
—	Artikel 7 Absatz 4
Artikel 5 Absatz 5	Artikel 27 Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstabe c
Artikel 5 Absätze 6 und 7	Artikel 7 Absätze 5 und 6
Artikel 6 Absatz 1	Artikel 8 Absatz 1
—	Artikel 8 Absätze 2 und 3
Artikel 6 Absätze 2 und 3	Artikel 8 Absätze 4 und 5
Artikel 7 Absätze 1,2, 3, 4 und 5	Artikel 9 Absätze 1,2, 3, 4 und 5
—	Artikel 9 Absatz 6
Artikel 8	Artikel 10

▼B

Richtlinie 2009/28/EG	Diese Richtlinie
Artikel 9 Absatz 1	Artikel 11 Absatz 1
Artikel 9 Absatz 2 Unterabsatz 1 Buchstaben a, b und c	Artikel 11 Absatz 2 Unterabsatz 1 Buchstaben a, b und c
—	Artikel 11 Absatz 2 Unterabsatz 1 Buchstabe d
Artikel 10	Artikel 12
Artikel 11 Absätze 1, 2 und 3	Artikel 13 Absätze 1, 2 und 3
—	Artikel 13 Absatz 4
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 Absätze 2, 3, 4 und 5	Artikel 15 Absätze 2, 3, 4 und 5
Artikel 13 Absatz 6 Unterabsatz 1	Artikel 15 Absatz 6 Unterabsatz 1
Artikel 13 Absatz 6 Unterabsätze 2, 3, 4 und 5	—
—	Artikel 15 Absätze 7 und 8
—	Artikel 16
—	Artikel 17
Artikel 14	Artikel 18
Artikel 15 Absatz 1	Artikel 19 Absatz 1
Artikel 15 Absatz 2 Unterabsätze 1, 2 und 3	Artikel 19 Absatz 2 Unterabsätze 1, 2 und 3
—	Artikel 19 Absatz 2 Unterabsätze 4 und 5
Artikel 15 Absatz 2 Unterabsatz 4	Artikel 19 Absatz 2 Unterabsatz 6
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

▼B

Richtlinie 2009/28/EG	Diese Richtlinie
—	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 15 Absatz 6 Unterabsatz 1 Buchstaben c, d, e und f	Artikel 19 Absatz 7 Unterabsatz 1 Buchstaben c, d, e und f
—	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	Artikel 19 Absatz 12
Artikel 15 Absatz 12	—
—	Artikel 19 Absatz 13
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 26
—	Artikel 27
—	Artikel 28
Artikel 17 Absatz 1 Unterabsätze 1 und 2	Artikel 29 Absatz 1 Unterabsätze 1 und 2
—	Artikel 29 Absatz 1 Unterabsätze 3 und 4
—	Artikel 29 Absatz 2
Artikel 17 Absatz 2 Unterabsätze 1 und 2	—
Artikel 17 Absatz 2 Unterabsatz 3	Artikel 29 Absatz 10 Unterabsatz 3
Artikel 17 Absatz 3 Unterabsatz 1 Buchstabe a	Artikel 29 Absatz 3 Unterabsatz 1 Buchstabe a
—	Artikel 29 Absatz 3 Unterabsatz 1 Buchstabe b
Artikel 17 Absatz 3 Unterabsatz 1 Buchstaben b und c	Artikel 29 Absatz 3 Unterabsatz 1 Buchstaben c und d
—	Artikel 29 Absatz 3 Unterabsatz 2
Artikel 17 Absatz 4	Artikel 29 Absatz 4
Artikel 17 Absatz 5	Artikel 29 Absatz 5

▼B

Richtlinie 2009/28/EG	Diese Richtlinie
Artikel 17 Absätze 6 und 7	—
—	Artikel 29 Absätze 6, 7, 8, 9, 10 und 11
Artikel 17 Absatz 8	Artikel 29 Absatz 12
Artikel 17 Absatz 9	—
—	Artikel 29 Absätze 13 und 14
Artikel 18 Absatz 1 Unterabsatz 1	Artikel 30 Absatz 1 Unterabsatz 1
Artikel 18 Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstaben a, b und c	Artikel 30 Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstaben a, c und d
—	Artikel 30 Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstabe b
—	Artikel 30 Absatz 1 Unterabsatz 2
Artikel 18 Absatz 2	—
—	Artikel 30 Absatz 2
Artikel 18 Absatz 3 Unterabsatz 1	Artikel 30 Absatz 3 Unterabsatz 1
Artikel 18 Absatz 3 Unterabsätze 2 und 3	—
Artikel 18 Absatz 3 Unterabsätze 4 und 5	Artikel 30 Absatz 3 Unterabsätze 2 und 3
Artikel 18 Absatz 4 Unterabsatz 1	—
Artikel 18 Absatz 4 Unterabsätze 2 und 3	Artikel 30 Absatz 4 Unterabsätze 1 und 2
Artikel 18 Absatz 4 Unterabsatz 4	—
Artikel 18 Absatz 5 Unterabsätze 1 und 2	Artikel 30 Absatz 5 Unterabsätze 1 und 2
Artikel 18 Absatz 5 Unterabsatz 3	Artikel 30 Absatz 8 Unterabsätze 1 und 2
Artikel 18 Absatz 5 Unterabsatz 4	Artikel 30 Absatz 5 Unterabsatz 3
—	Artikel 30 Absatz 6 Unterabsatz 1
Artikel 18 Absatz 5 Unterabsatz 3	Artikel 30 Absatz 6 Unterabsatz 2
Artikel 18 Absatz 6 Unterabsätze 1 und 2	Artikel 30 Absatz 5 Unterabsätze 1 und 2
Artikel 18 Absatz 6 Unterabsatz 3	—
Artikel 18 Absatz 6 Unterabsatz 4	Artikel 30 Absatz 6 Unterabsatz 3
—	Artikel 30 Absatz 6 Unterabsatz 4
Artikel 18 Absatz 6 Unterabsatz 5	Artikel 30 Absatz 6 Unterabsatz 5
Artikel 18 Absatz 7	Artikel 30 Absatz 7 Unterabsatz 1
—	Artikel 30 Absatz 7 Unterabsatz 2

▼B

Richtlinie 2009/28/EG	Diese Richtlinie
Artikel 18 Absätze 8 und 9	—
—	Artikel 30 Absatz 10
Artikel 19 Absatz 1 Unterabsatz 1	Artikel 31 Absatz 1 Unterabsatz 1
Artikel 19 Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstaben a, b und c	Artikel 31 Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstaben a, b und c
—	Artikel 31 Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstabe d
Artikel 19 Absätze 2, 3 und 4	Artikel 31 Absätze 2, 3 und 4
Artikel 19 Absatz 5	—
Artikel 19 Absatz 7 Unterabsatz 1	Artikel 31 Absatz 5 Unterabsatz 1
Artikel 19 Absatz 7 Unterabsatz 1 erster, zweiter, dritter und vierter Gedankenstrich	—
Artikel 19 Absatz 7 Unterabsätze 2 und 3	Artikel 31 Absatz 5 Unterabsätze 2 und 3
Artikel 19 Absatz 8	Artikel 31 Absatz 6
Artikel 20	Artikel 32
Artikel 22	—
Artikel 23 Absätze 1 und 2	Artikel 33 Absätze 1 und 2
Artikel 23 Absätze 3, 4, 5, 6, 7 und 8	—
Artikel 23 Absatz 9	Artikel 33 Absatz 3
Artikel 23 Absatz 10	Artikel 33 Absatz 4
Artikel 24	—
Artikel 25 Absatz 1	Artikel 34 Absatz 1
Artikel 25 Absatz 2	—
Artikel 25 Absatz 3	Artikel 34 Absatz 2
Artikel 25a Absatz 1	Artikel 35 Absatz 1
Artikel 25a Absatz 2	Artikel 35 Absätze 2 und 3
Artikel 25a Absatz 3	Artikel 35 Absatz 4
—	Artikel 35 Absatz 5
Artikel 25a Absätze 4 und 5	Artikel 35 Absätze 6 und 7
Artikel 26	—
Artikel 27	Artikel 36
—	Artikel 37
Artikel 28	Artikel 38
Artikel 29	Artikel 39
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