

Textgegenüberstellung

Geltende Fassung

Geltungsbereich

§ 1. (1) In dieser Verordnung werden auf Gesundheits- und Umweltaspekten beruhende technische Spezifikationen für Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge gemäß § 2 Abs. 1 Z 1, KFG 1967, BGBl. I Nr. 267/1967, sowie Substitutionsregelungen und Nachhaltigkeitskriterien für Biokraftstoffe festgelegt und ein Ziel für die Minderung der Lebenszyklustreibhausgasemissionen gesetzt.

(2) Die Spezifikationen und Prüfverfahren für Otto- und Dieselmotorkraftstoffe werden gemäß den Anhängen I bis IV der Richtlinie 98/70/EG über die Qualität von Otto- und Dieselmotorkraftstoffen und zur Änderung der Richtlinie 93/12/EWG, ABl. Nr. L 350 vom 28.12.1998, S. 58, zuletzt geändert durch die Richtlinie (EU) 2015/1513 ABl. Nr. L 239 vom 15.09.2015 S. 1, festgelegt.

Begriffsbestimmungen

§ 2. Für diese Verordnung gelten die folgenden Begriffsbestimmungen:

1. „Konventionelles Rohöl“ ist jeder Raffinerierohstoff, der in einer Lagerstättenformation am Ursprungsort einen API-Grad von mehr als 10, gemessen mit dem ASTM-Testverfahren D287, aufweist und nicht unter die Definition des KN-Codes 2714 gemäß der Verordnung (EWG) Nr. 2658/87 vom 23. Juli 1987 über die zolltarifliche und statistische Nomenklatur sowie über den Gemeinsamen Zolltarif, ABl. Nr. L 256 vom 07.09.1987 S. 1, zuletzt geändert durch die Durchführungsverordnung (EU) 2017/1925, ABl. Nr. L 282 vom 31.10.2017 S.1, fällt;
2. „Naturbitumen“ ist jede Quelle für Raffinerierohstoffe,
 - a) die in einer Lagerstättenformation am Förderort einen API-Grad (Grad nach dem American Petroleum Institute (API)) von höchstens 10, gemessen mit dem Testverfahren D287 der „American Society for Testing and Materials“ (ASTM), aufweisen;
 - b) die eine jährliche Durchschnittviskosität bei Lagerstättentemperatur haben, die höher ist als die durch die Gleichung Viskosität (in Centipoise) = $518,98 \cdot e^{-0,038T}$ berechnete Viskosität; dabei ist T die Temperatur in Grad Celsius;
 - c) die unter die Definition für bituminöse Sande des KN-Codes 2714

Vorgeschlagene Fassung

Geltungsbereich

§ 1. (1) In dieser Verordnung werden auf Gesundheits- und Umweltaspekten beruhende technische Spezifikationen für Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge gemäß § 2 Abs. 1 Z 1, KFG 1967, BGBl. I Nr. 267/1967, sowie Substitutionsregelungen und Nachhaltigkeitskriterien für Biokraftstoffe **und Biomethan** festgelegt und ein Ziel für die Minderung der Lebenszyklustreibhausgasemissionen gesetzt.

(2) Die Spezifikationen und Prüfverfahren für Otto- und Dieselmotorkraftstoffe werden gemäß den Anhängen I bis IV der Richtlinie 98/70/EG über die Qualität von Otto- und Dieselmotorkraftstoffen und zur Änderung der Richtlinie 93/12/EWG, ABl. Nr. L 350 vom 28.12.1998, S. 58, zuletzt geändert durch die Richtlinie (EU) 2015/1513 ABl. Nr. L 239 vom 15.09.2015 S. 1, festgelegt.

Begriffsbestimmungen

§ 2. Für diese Verordnung gelten die folgenden Begriffsbestimmungen:

1. „Konventionelles Rohöl“ ist jeder Raffinerierohstoff, der in einer Lagerstättenformation am Ursprungsort einen API-Grad von mehr als 10, gemessen mit dem ASTM-Testverfahren D287, aufweist und nicht unter die Definition des KN-Codes 2714 gemäß der Verordnung (EWG) Nr. 2658/87 vom 23. Juli 1987 über die zolltarifliche und statistische Nomenklatur sowie über den Gemeinsamen Zolltarif, ABl. Nr. L 256 vom 07.09.1987 S. 1, zuletzt geändert durch die Durchführungsverordnung (EU) 2017/1925, ABl. Nr. L 282 vom 31.10.2017 S.1, fällt;
2. „Naturbitumen“ ist jede Quelle für Raffinerierohstoffe,
 - a) die in einer Lagerstättenformation am Förderort einen API-Grad (Grad nach dem American Petroleum Institute (API)) von höchstens 10, gemessen mit dem Testverfahren D287 der „American Society for Testing and Materials“ (ASTM), aufweisen;
 - b) die eine jährliche Durchschnittviskosität bei Lagerstättentemperatur haben, die höher ist als die durch die Gleichung Viskosität (in Centipoise) = $518,98 \cdot e^{-0,038T}$ berechnete Viskosität; dabei ist T die Temperatur in Grad Celsius;
 - c) die unter die Definition für bituminöse Sande des KN-Codes 2714

Geltende Fassung

- gemäß der Verordnung (EWG) Nr. 2658/87 fallen und
- d) deren Rohstoffquelle durch Bergbau oder thermisch unterstützte Schwerkraftdrainage erschlossen wird, wobei die Wärmeenergie hauptsächlich aus anderen Quellen als der Rohstoffquelle selbst gewonnen wird;
3. „Ölschiefer“ ist jede Quelle für Raffinerierohstoffe innerhalb einer Felsformation, die festes Kerogen enthält und die unter die Definition für ölhaltigen Schiefer des KN-Codes 2714 gemäß der Verordnung (EWG) Nr. 2658/87 fällt. Die Rohstoffquelle wird durch Bergbau oder thermisch unterstützte Schwerkraftdrainage erschlossen;
4. „Ottokraftstoff“ ist jedes flüchtige Mineralöl, das zum Betrieb von Fahrzeugverbrennungsmotoren mit Fremdzündung bestimmt ist und unter die KN-Codes 2710 12 41, 2710 12 45, 2710 12 49, 2710 12 51 und 2710 12 59 fällt;
5. „Dieselkraftstoffe“ sind Gasöle, die zum Betrieb von Fahrzeugverbrennungsmotoren mit Selbstzündung bestimmt sind und unter den KN-Code 2710 19 43 oder KN-Code 2710 20 11 fallen und zum Antrieb von Kraftfahrzeugen im Sinn des Kraftfahrzeuggesetzes 1967 verwendet werden;
6. „Flüssiggas“ (LPG, Liquefied Petroleum Gas) ist ein mineralölstämmiges Gas, das bei Raumtemperatur bei geringem Druck in flüssiger Form gelagert und gehandhabt werden kann, als Kraftstoff zum Betrieb von Fahrzeugverbrennungsmotoren mit Fremdzündung oder Selbstzündung bestimmt ist und unter die Unterpositionen 2711 12 oder 2711 13 der Kombinierten Nomenklatur fällt.
7. „Erdgas“ ist ein Gasgemisch, das zum überwiegenden Teil aus Methan besteht, als Kraftstoff zum Betrieb von Fahrzeugverbrennungsmotoren mit Fremdzündung oder Kompressionszündung entweder in verdichteter Form (CNG, Compressed Natural Gas) eingesetzt wird und unter die Unterposition 2711 21 00 der Kombinierten Nomenklatur fällt oder bei geringem Druck, tiefkalt, in verflüssigter Form (LNG Liquefied Natural Gas) eingesetzt wird;
8. „Energie aus erneuerbaren Quellen“ ist Energie aus erneuerbaren, nichtfossilen Energiequellen, das heißt Wind, Sonne, *aerothermische*, geothermische, *hydrothermische Energie*, Meeresenergie, Wasserkraft,

Vorgeschlagene Fassung

- gemäß der Verordnung (EWG) Nr. 2658/87 fallen und
- d) deren Rohstoffquelle durch Bergbau oder thermisch unterstützte Schwerkraftdrainage erschlossen wird, wobei die Wärmeenergie hauptsächlich aus anderen Quellen als der Rohstoffquelle selbst gewonnen wird;
3. „Ölschiefer“ ist jede Quelle für Raffinerierohstoffe innerhalb einer Felsformation, die festes Kerogen enthält und die unter die Definition für ölhaltigen Schiefer des KN-Codes 2714 gemäß der Verordnung (EWG) Nr. 2658/87 fällt. Die Rohstoffquelle wird durch Bergbau oder thermisch unterstützte Schwerkraftdrainage erschlossen;
4. „Ottokraftstoff“ ist jedes flüchtige Mineralöl, das zum Betrieb von Fahrzeugverbrennungsmotoren mit Fremdzündung bestimmt ist und unter die KN-Codes 2710 12 41, 2710 12 45, 2710 12 49, 2710 12 51 und 2710 12 59 fällt;
5. „Dieselkraftstoffe“ sind Gasöle, die zum Betrieb von Fahrzeugverbrennungsmotoren mit Selbstzündung bestimmt sind und unter den KN-Code 2710 19 43 oder KN-Code 2710 20 11 fallen und zum Antrieb von Kraftfahrzeugen im Sinn des Kraftfahrzeuggesetzes 1967 verwendet werden;
6. „Flüssiggas“ (LPG, Liquefied Petroleum Gas) ist ein mineralölstämmiges Gas, das bei Raumtemperatur bei geringem Druck in flüssiger Form gelagert und gehandhabt werden kann, als Kraftstoff zum Betrieb von Fahrzeugverbrennungsmotoren mit Fremdzündung oder Selbstzündung bestimmt ist und unter die Unterpositionen 2711 12 oder 2711 13 der Kombinierten Nomenklatur fällt.
7. „Erdgas“ ist ein Gasgemisch, das zum überwiegenden Teil aus Methan besteht, als Kraftstoff zum Betrieb von Fahrzeugverbrennungsmotoren mit Fremdzündung oder Kompressionszündung entweder in verdichteter Form (CNG, Compressed Natural Gas) eingesetzt wird und unter die Unterposition 2711 21 00 der Kombinierten Nomenklatur fällt oder bei geringem Druck, tiefkalt, in verflüssigter Form (LNG Liquefied Natural Gas) eingesetzt wird *und unter die Unterposition 2711 11 00 der Kombinierten Nomenklatur fällt;*
8. „Energie aus erneuerbaren Quellen“ *oder „erneuerbare Energie“*: Energie aus erneuerbaren, nichtfossilen Energiequellen, das heißt Wind, Sonne (*Solarthermie und Photovoltaik*), geothermische *Energie*,

Geltende Fassung

Biomasse, Deponiegas, Klärgas und Biogas;

9. „Biomasse“ ist der biologisch abbaubare Teil von **Erzeugnissen**, Abfällen und Reststoffen der Landwirtschaft **mit biologischem Ursprung** (einschließlich pflanzlicher und tierischer Stoffe), der Forstwirtschaft und damit verbundener Wirtschaftszweige einschließlich der Fischerei und der Aquakultur sowie der biologisch abbaubare Teil von Abfällen **aus Industrie und Haushalten**;
10. „Kulturpflanzen mit hohem Stärkegehalt“ sind Pflanzen, unter die überwiegend Getreide (ungeachtet dessen, ob nur die Körner **verwendet werden oder** die gesamte Pflanze verwendet wird, **wie bei Grünmais**), Knollen- und Wurzelfrüchte (wie Kartoffeln, Topinambur, Süßkartoffeln, Maniok und Yamswurzeln) sowie Knollenfrüchte (wie Taro und Cocoyam) fallen;
11. „lignozellulosehaltiges Material“ ist Material, das aus Lignin, Zellulose und Hemizellulose besteht, wie Biomasse aus Wäldern, holzartige Energiepflanzen sowie Reststoffe und Abfälle aus der **Holz- und Forstwirtschaft**;
12. „zellulosehaltiges Non-Food-Material“ sind Rohstoffe, die überwiegend aus Zellulose und Hemizellulose bestehen und einen niedrigeren Lignin-Gehalt als lignozellulosehaltiges Material haben; es umfasst Reststoffe von Nahrungs- und Futtermittelpflanzen (**z. B.** Stroh, Spelzen, Hülsen und Schalen), grasartige Energiepflanzen mit niedrigem Stärkegehalt

Vorgeschlagene Fassung

Umgebungsenergie, Gezeiten-, Wellen- und sonstige Meeresenergie, Wasserkraft **und Energie aus** Biomasse, Deponiegas, Klärgas und Biogas;

9. „Biomasse“ ist der biologisch abbaubare 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 der biologisch abbaubare Teil von Abfällen, **darunter auch Industrie- und Haushaltsabfälle biologischen Ursprungs**;
10. „Biogas“ **gasförmige Kraft und Brennstoffe, die aus Biomasse hergestellt werden**;
11. „Biomethan“ **ist ein aus Biomasse mittels Pyrolyse oder Gärung hergestelltes aufgereinigtes Biogas, das in Fahrzeugverbrennungsmotoren als CNG oder LNG in unvermischter Form oder in vermischter Form mit Erdgas eingesetzt wird.**
12. „Kulturpflanzen mit hohem Stärkegehalt“ sind 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;
13. „Nahrungs- und Futtermittelpflanzen“ **sind 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**;
14. „lignozellulosehaltiges Material“ ist Material, das aus Lignin, Zellulose und Hemizellulose besteht, wie Biomasse aus Wäldern, holzartige Energiepflanzen sowie Reststoffe und Abfälle aus der **aus der forstbasierten Wirtschaft**;
15. „zellulosehaltiges Non-Food-Material“ sind 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**.

Geltende Fassung

(z. B. Weidelgras, Rutenhirse, Miscanthus, Pfahlrohr und Zwischenfrüchte vor und nach Hauptkulturen), industrielle Reststoffe (einschließlich Nahrungs- und Futtermittelpflanzen nach Extraktion von Pflanzenölen, Zucker, Stärken und Protein) sowie Material aus Bioabfall;

13. „Biokraftstoffe“ sind flüssige oder gasförmige Kraftstoffe für den Verkehr, die aus Biomasse hergestellt werden. Unter den Begriff „Biokraftstoffe“ fallen insbesondere nachfolgende Erzeugnisse, sofern diese als Kraftstoff oder Kraftstoffbestandteil zum Betrieb von Fahrzeugverbrennungsmotoren verwendet werden:
- a) „Bioethanol“ ist ein aus Biomasse hergestellter unvergällter Ethanol mit einem Alkoholanteil von mindestens 99% v/v.
 - b) „Fettsäuremethylester“ (FAME, Biodiesel) ist ein aus pflanzlichen oder tierischen Ölen oder Fetten hergestellter Methylester.
 - d) „Biomethanol“ ist ein aus Biomasse hergestellter Methanol.
 - e) „Biodimethylether“ ist ein aus Biomasse hergestellter Dimethylether.
 - f) „Bio-ETBE“ (Ethyl-Tertiär-Butylether) ist ein auf der Grundlage von Bioethanol hergestellter ETBE mit einem auf den Energiegehalt bezogenen anrechenbaren Anteil aus erneuerbarer Energie von 37%.
 - g) „Bio-MTBE“ (Methyl-Tertiär-Butylether) ist ein auf der Grundlage von Biomethanol hergestellter MTBE mit einem auf den Energiegehalt bezogenen anrechenbaren Anteil aus erneuerbarer Energie von 22%.
 - h) „Synthetische Biokraftstoffe“ sind aus Biomasse in industriellen Verfahren gewonnene Kohlenwasserstoffe oder Kohlenwasserstoffgemische.
 - i) „Biowasserstoff“ ist ein aus Biomasse hergestellter Wasserstoff.
 - j) „Reines Pflanzenöl“ ist ein durch Auspressen, Extraktion oder vergleichbare Verfahren aus Ölsaaten gewonnenes, chemisch unverändertes Öl in roher oder raffinierter Form.
 - k) „Superethanol E 85“ sind in einem Steuerlager gemäß § 25 Abs. 2 des Mineralölsteuergesetzes 1995, BGBl. Nr. 630/1994, zuletzt geändert

Vorgeschlagene Fassung

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;

16. „Biokraftstoffe“ sind flüssige Kraftstoffe für den Verkehr, die aus Biomasse hergestellt werden. Unter den Begriff „Biokraftstoffe“ fallen insbesondere nachfolgende Erzeugnisse, sofern diese als Kraftstoff oder Kraftstoffbestandteil zum Betrieb von Fahrzeugverbrennungsmotoren verwendet werden:
- a) „Bioethanol“ ist ein aus Biomasse hergestellter unvergällter Ethanol mit einem Alkoholanteil von mindestens 99% v/v.
 - b) „Fettsäuremethylester“ (FAME, Biodiesel) ist ein aus pflanzlichen oder tierischen Ölen oder Fetten hergestellter Methylester.
 - c) „Biomethanol“ ist ein aus Biomasse hergestellter Methanol.
 - d) „Biodimethylether“ ist ein aus Biomasse hergestellter Dimethylether.
 - e) „Bio-ETBE“ (Ethyl-Tertiär-Butylether) ist ein auf der Grundlage von Bioethanol hergestellter ETBE mit einem auf den Energiegehalt bezogenen anrechenbaren Anteil aus erneuerbarer Energie von 33%.
 - f) „Bio-MTBE“ (Methyl-Tertiär-Butylether) ist ein auf der Grundlage von Biomethanol hergestellter MTBE mit einem auf den Energiegehalt bezogenen anrechenbaren Anteil aus erneuerbarer Energie von 22%.
 - g) „Synthetische Biokraftstoffe“ sind aus Biomasse in industriellen Verfahren gewonnene Kohlenwasserstoffe oder Kohlenwasserstoffgemische.
 - h) „Biowasserstoff“ ist ein aus Biomasse hergestellter Wasserstoff.
 - i) „Reines Pflanzenöl“ ist ein durch Auspressen, Extraktion oder vergleichbare Verfahren aus Ölsaaten gewonnenes, chemisch unverändertes Öl in roher oder raffinierter Form.
 - j) „Superethanol E 85“ sind in einem Steuerlager gemäß § 25 Abs. 2 des Mineralölsteuergesetzes 2022, BGBl. Nr. 630/1994, zuletzt geändert

Geltende Fassung

durch das Bundesgesetz BGBl. I **Nr. 117/2016**, hergestellte Gemische, die einen Gehalt an Bioethanol von mindestens 70 % und höchstens 85 % v/v aufweisen.

- l)** „Hydrierte pflanzliche oder tierische Öle“ (Hydrotreated Vegetable Oil – HVO) sind in Hydrieranlagen bzw. in CO-Hydrieranlagen aus pflanzlichen oder tierischen Ölen oder Fetten hergestellte Kohlenwasserstoffe.
- m)** „Biokraftstoffe, bei denen ein **niedriges** Risiko indirekter Landnutzungsänderungen besteht,“ sind Biokraftstoffe, deren Rohstoffe im Rahmen von Systemen hergestellt werden, **die die Verdrängung der Herstellung für andere Zwecke als zur Herstellung von Biokraftstoffen reduzieren, und mit den in § 12 aufgeführten Nachhaltigkeitskriterien für Biokraftstoffe im Einklang stehen;**

n) „Fortschrittliche Biokraftstoffe“ sind Biokraftstoffe, hergestellt aus Rohstoffen **bzw. Kraftstoffe** gemäß **Anhang XIII** Teil A;

- 14.** „Flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs“ sind flüssige oder gasförmige Kraftstoffe mit Ausnahme von Biokraftstoffen, deren Energiegehalt aus erneuerbaren Energiequellen mit Ausnahme von Biomasse stammt **und die im Verkehrssektor verwendet werden;**

5. „Erneuerbare Kraftstoffe“ sind alle Formen an erneuerbarer Energie, die zum Antrieb von Kraftfahrzeugen eingesetzt wird;

- 16.** „Energiegehalt“ bezeichnet den unteren Heizwert eines Kraftstoffs, der für den Wirkungsbereich dieser Verordnung in **Anhang IX** angegeben ist;

Vorgeschlagene Fassung

durch das Bundesgesetz BGBl. I **Nr. 227/2021**, hergestellte Gemische, die einen Gehalt an Bioethanol von mindestens 70 % und höchstens 85 % v/v aufweisen.

- k)** „Hydrierte pflanzliche oder tierische Öle“ (Hydrotreated Vegetable Oil – HVO) sind in Hydrieranlagen bzw. in CO-Hydrieranlagen aus pflanzlichen oder tierischen Ölen oder Fetten hergestellte Kohlenwasserstoffe.

l) „Biokraftstoffe **und Biomethan**, bei denen ein **geringes** Risiko indirekter Landnutzungsänderungen besteht“ sind Biokraftstoffe, deren Rohstoffe im Rahmen von Systemen hergestellt werden, **bei denen die Verdrängungseffekte von aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen produzierten Biokraftstoffen durch verbesserte Landwirtschaftsmethoden sowie den Anbau von Kulturpflanzen auf zuvor nicht für den Anbau genutzten Flächen vermieden werden, und die in Einklang mit den in § 12 aufgeführten Nachhaltigkeitskriterien für Biokraftstoffe hergestellt wurden**

m) „Fortschrittliche Biokraftstoffe“ sind Biokraftstoffe **und Biomethan** hergestellt aus Rohstoffen gemäß **Anhang XIII** Teil A;

- 17.** „Flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs“ sind flüssige oder gasförmige **im Verkehrssektor eingesetzte** Kraftstoffe mit Ausnahme von Biokraftstoffen **oder Biomethan**, deren Energiegehalt aus erneuerbaren Energiequellen mit Ausnahme von Biomasse stammt;

18. „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;**

19. „Erneuerbare Kraftstoffe“ sind alle Formen an erneuerbarer Energie, die zum Antrieb von Kraftfahrzeugen eingesetzt wird;

- 20.** „Energiegehalt“ bezeichnet den unteren Heizwert eines Kraftstoffs, der für den Wirkungsbereich dieser Verordnung in **Anhang IX** angegeben ist;

Geltende Fassung

17. „Kraftstoffbasiswert“ ist jener Wert, der auf der Grundlage der Lebenszyklustreibhausgasemissionen pro Energieeinheit aus fossilen Kraftstoffen im Jahr 2010 berechnet wurde;
18. „Lebenszyklustreibhausgasemissionen“ sind sämtliche CO₂-, CH₄- und N₂O-Nettoemissionen, die dem Kraftstoff (einschließlich aller beigemischten Bestandteile) oder dem Energieträger zugeordnet werden können. Dies umfasst alle relevanten Phasen von der Gewinnung, dem Anbau, einschließlich Landnutzungsänderungen, dem Transport und dem Vertrieb bis zur Verarbeitung und Verbrennung, unabhängig vom Ort, an dem die Emissionen auftreten;
19. „Treibhausgasemissionen pro Energieeinheit“ sind die Gesamtmasse der kraftstoff- oder energieträgerbedingten Treibhausgasemissionen in CO₂-Äquivalent, geteilt durch den Gesamtenergiegehalt des Kraftstoffs oder des Energieträgers (für Kraftstoffe ausgedrückt als „unterer Heizwert“);
20. „Upstream-Emissionen“ sind sämtliche Treibhausgasemissionen, die entstanden sind, bevor der Rohstoff in eine Raffinerie oder Verarbeitungsanlage gelangte, in der der in **Anhang Xa D** genannte Kraftstoff hergestellt wurde;
21. „Substitutionsverpflichtete oder Substitutionsverpflichteter“ ist die jeweilige Steuerschuldnerin oder der jeweilige Steuerschuldner nach dem **Mineralölsteuergesetz 1995**, BGBl. I Nr. 630/1994, zuletzt geändert durch BGBl. I **Nr. 117/2016**, der Otto- oder Dieselmotorkraftstoffe erstmals im Bundesgebiet in den verbrauchsteuerrechtlichen freien Verkehr bringt oder in das Bundesgebiet in den verbrauchsteuerrechtlichen freien Verkehr verbringt oder verwendet, außer im Kraftstoffbehälter des Fahrzeugs
22. „Abfälle“ sind nach Definition gemäß § 2 Abfallwirtschaftsgesetz 2002, BGBl. I Nr. 102/2002, zuletzt geändert durch das BGBl. I Nr. **163/2015**. Stoffe, die absichtlich verändert oder kontaminiert wurden, um dieser Definition zu entsprechen, fallen nicht unter diese Begriffsbestimmung;

Vorgeschlagene Fassung

21. „Kraftstoffbasiswert“ ist jener Wert, der auf der Grundlage der Lebenszyklustreibhausgasemissionen pro Energieeinheit aus fossilen Kraftstoffen im Jahr 2010 berechnet wurde;
22. „Lebenszyklustreibhausgasemissionen“ sind sämtliche CO₂-, CH₄- und N₂O-Nettoemissionen, die dem Kraftstoff (einschließlich aller beigemischten Bestandteile) oder dem Energieträger zugeordnet werden können. Dies umfasst alle relevanten Phasen von der Gewinnung, dem Anbau, einschließlich Landnutzungsänderungen, dem Transport und dem Vertrieb bis zur Verarbeitung und Verbrennung, unabhängig vom Ort, an dem die Emissionen auftreten;
23. „Treibhausgasemissionen pro Energieeinheit“ sind die Gesamtmasse der kraftstoff- oder energieträgerbedingten Treibhausgasemissionen in CO₂-Äquivalent, geteilt durch den Gesamtenergiegehalt des Kraftstoffs oder des Energieträgers (für Kraftstoffe ausgedrückt als „unterer Heizwert“);
24. „Upstream-Emissionen“ sind sämtliche Treibhausgasemissionen, die entstanden sind, bevor der Rohstoff in eine Raffinerie oder Verarbeitungsanlage gelangte, in der der in **Anhang Xa D** genannte Kraftstoff hergestellt wurde;
25. „Substitutionsverpflichtete oder Substitutionsverpflichteter“ ist die jeweilige Steuerschuldnerin oder der jeweilige Steuerschuldner nach dem **Mineralölsteuergesetz 2022**, BGBl. I Nr. 630/1994, zuletzt geändert durch BGBl. I **Nr. 227/2021**, der Otto- oder Dieselmotorkraftstoffe erstmals im Bundesgebiet in den verbrauchsteuerrechtlichen freien Verkehr bringt oder in das Bundesgebiet in den verbrauchsteuerrechtlichen freien Verkehr verbringt oder verwendet, außer im Kraftstoffbehälter des Fahrzeugs *sowie die jeweilige Abgabenschuldnerin oder der jeweilige Abgabenschuldner gemäß § 4 Erdgasabgabengesetz BGBl. Nr. 201/1996, zuletzt geändert durch BGBl. I Nr. 63/2022, von der oder von dem gasförmige Kraftstoffe an Kraftfahrzeuge abgegeben werden.*
26. „Abfälle“ sind **Stoffe** nach Definition gemäß § 2 Abfallwirtschaftsgesetz 2002, BGBl. I Nr. 102/2002, zuletzt geändert durch das BGBl. I Nr. **8/2021**. Stoffe, die absichtlich verändert oder kontaminiert wurden, um dieser Definition zu entsprechen, fallen nicht unter diese Begriffsbestimmung;
27. „Bioabfälle“ *sind biologisch abbaubare Garten- und Parkabfälle, Nahrungsmittel- und Küchenabfälle aus Haushalten, Büros, Gaststätten,*

Geltende Fassung

23. „Reststoff *aus der Verarbeitung*“ bezeichnet einen Stoff, der kein Endprodukt ist *und* dessen *Herstellung* 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;
24. „Reststoffe aus Landwirtschaft, Aquakultur, Fischerei und Forstwirtschaft“ sind Reststoffe, die unmittelbar in der Landwirtschaft, Aquakultur, Fischerei und Forstwirtschaft entstanden sind; sie umfassen keine Reststoffe aus damit verbundenen Wirtschaftszweigen oder aus der Verarbeitung;
25. „Tatsächlicher Wert“ ist die Einsparung an Treibhausgasemissionen bei einigen oder allen Schritten eines speziellen Biokraftstoff-Herstellungsverfahrens, berechnet gemäß der im **Anhang X** Teil C dargestellten Methode;
26. „Typischer Wert“ ist der Schätzwert der *repräsentativen* Einsparung *an Treibhausgasemissionen* bei einem bestimmten Biokraftstoff-*Herstellungsweg*;
27. „Standardwert“ ist der von einem typischen Wert durch Anwendung vorab festgelegter Faktoren abgeleitete Wert, der unter den in § 19 festgelegten Bedingungen anstelle eines tatsächlichen Werts verwendet werden kann;
28. CDM-Register ist das Clean Development Mechanism Register gemäß Artikel 12 des Kyoto-Protokolls, BGBI. III Nr. 89/2005, und dient der Erzeugung von Zertifikaten aus Klimaschutzprojekten des Clean Development Mechanism (CDM);
31. „Betriebszustand“ ist ein von den Betrieben im Rahmen der Registrierung eingebrachter definierter Satz an Variablen für einen Produktionsprozess von Biokraftstoffen, der insbesondere auch die Art der Energieversorgung der Produktionsanlage, den eingesetzten Rohstoff sowie anlagen- und prozessspezifische Parameter wie Energieverbrauch und Energie- und Stoffströme umfasst. Ein Betrieb kann im Rahmen der Registrierung mehrere Betriebszustände definieren;
32. „Anbieterin oder Anbieter“ ist, wer Kraftstoff oder Energie an eine

Vorgeschlagene Fassung

Großhandel, Kantinen, Cateringgewerbe und aus dem Einzelhandel sowie vergleichbare Abfälle aus Nahrungsmittelverarbeitungsbetrieben;

28. „Reststoff“ bezeichnet 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;
29. „Reststoffe aus Landwirtschaft, Aquakultur, Fischerei und Forstwirtschaft“ sind Reststoffe, die unmittelbar in der Landwirtschaft, Aquakultur, Fischerei und Forstwirtschaft entstanden sind; sie umfassen keine Reststoffe aus damit verbundenen Wirtschaftszweigen oder aus der Verarbeitung;
30. „Tatsächlicher Wert“ ist die Einsparung an Treibhausgasemissionen bei einigen oder allen Schritten eines speziellen Biokraftstoff-Herstellungsverfahrens, berechnet gemäß der im **Anhang X** Teil C dargestellten Methode;
31. „Typischer Wert“ ist der Schätzwert der *der Treibhausgasemissionen und der entsprechenden Treibhausgase* Einsparung bei einem bestimmten *Produktionsweg für* Biokraftstoffe;
32. „Standardwert“ ist der von einem typischen Wert durch Anwendung vorab festgelegter Faktoren abgeleitete Wert, der unter den in § 19 festgelegten Bedingungen anstelle eines tatsächlichen Werts verwendet werden kann;
33. CDM-Register ist das Clean Development Mechanism Register gemäß Artikel 12 des Kyoto-Protokolls, BGBI. III Nr. 89/2005, und dient der Erzeugung von Zertifikaten aus Klimaschutzprojekten des Clean Development Mechanism (CDM);
34. „Betriebszustand“ ist ein von den Betrieben im Rahmen der Registrierung eingebrachter definierter Satz an Variablen für einen Produktionsprozess von Biokraftstoffen, der insbesondere auch die Art der Energieversorgung der Produktionsanlage, den eingesetzten Rohstoff sowie anlagen- und prozessspezifische Parameter wie Energieverbrauch und Energie- und Stoffströme umfasst. Ein Betrieb kann im Rahmen der Registrierung mehrere Betriebszustände definieren;
35. „Anbieterin oder Anbieter“ ist, wer Kraftstoff oder Energie an eine

Geltende Fassung

Verbraucherin oder einen Verbraucher abgibt;

33. „Stromanbieter“ sind Unternehmen, die elektrischen Strom an Letztverbraucher abgeben;

Vorgeschlagene Fassung

Verbraucherin oder einen Verbraucher abgibt;

36. „Begünstigte“ sind natürliche oder juristische Personen, die zur Stromanrechnung nach dieser Verordnung grundsätzlich berechtigt sind. Das sind:
- a) für Strommengen aus öffentlich zugänglichen Ladepunkten im Bundesgebiet gem. § 2 Z 6 des Bundesgesetzes zur Festlegung einheitlicher Standards beim Infrastrukturaufbau für alternative Kraftstoffe (BGBl. I Nr. 38/2018, zuletzt geändert durch BGBl. I Nr. 150/2021) die wirtschaftlich, technisch und/oder rechtlich die Hauptverantwortung haltende Ladestellenbetreiberinnen oder Ladestellenbetreiber;
 - b) für Strommengen von nicht-öffentlich zugänglichen Ladepunkten im Bundesgebiet, bei denen eine nachweisliche Zuordnung zu elektrisch betriebenen Kraftfahrzeugen möglich ist, jene natürliche oder juristische Person, auf die im Berichtsjahr für den Zeitraum der Einreichung der Strommengen durch die Antragsberechtigten nachweislich diese elektrisch betriebenen Kraftfahrzeuge zugelassen waren und von denen nachweislich gemessene oder pauschalierte Strommengen im Bundesgebiet an diese elektrisch betriebenen Kraftfahrzeuge abgegeben wurden.
 - c) für Strommengen von halb-öffentlich zugänglichen Ladepunkten im Bundesgebiet, bei denen keine nachweisliche Zuordnung von elektrisch betriebenen Kraftfahrzeugen möglich ist, jene wirtschaftlich, technisch und/oder rechtlich die Hauptverantwortung haltende juristische Person, die im Berichtsjahr nachweislich messbare Strommengen im Bundesgebiet an elektrisch betriebene Kraftfahrzeuge für gewerblichen Zwecke an einen eingeschränkten Nutzerkreis abgegeben hat.
37. „Antragsberechtigte oder Antragsberechtigter für Strommengen“ ist eine bei der Umweltbundesamt GmbH nach § 14 Abs. 6a registrierte natürliche oder juristische Person, die zumindest eine öffentliche oder halb-öffentliche Ladestelle für elektrische Kraftfahrzeuge im Bundesgebiet betreibt und die gemäß § 11 Abs. 2 einen Antrag in elektronischer Form nach dem von der Umweltbundesamt GmbH veröffentlichten Muster an die Umweltbundesamt GmbH einreichen kann.

Geltende Fassung

34. „Meldepflichtige oder Meldepflichtiger“ ist die Substitutionsverpflichtete oder der Substitutionsverpflichtete bzw. wer Kraftstoffe gemäß § 3 Abs. 1 oder andere Energieträger für den Einsatz im Verkehrsbereich erstmals im Bundesgebiet in den verbrauchsteuerrechtlichen freien Verkehr bringt oder in das Bundesgebiet in den verbrauchsteuerrechtlichen freien Verkehr verbringt oder verwendet, außer im Kraftstoffbehälter des Fahrzeuges. Ausgenommen davon sind Hersteller von Biokraftstoffen in Anlagen, die der Selbstversorgung landwirtschaftlicher Betriebe dienen, soweit diese Kraftstoffe ausschließlich in landwirtschaftlichen Betrieben im Steuergebiet verwendet werden. Die Meldepflichtige oder der Meldepflichtige ist nur unter den in Z 21 genannten Voraussetzungen Substitutionsverpflichtete oder Substitutionsverpflichteter im Sinne des § 5;
35. „elNa“ – elektronischer Nachhaltigkeitsnachweis – bezeichnet das elektronische nationale Biokraftstoffregister, welches von der Umweltbundesamt GmbH für alle Zwecke des Monitorings von **in Österreich** im Straßenverkehr eingesetzter Energie und insbesondere auch der lückenlosen Erfassung der **Nachhaltigkeitskriterien** von Biokraftstoffen dient;
36. „Kombinierte Nomenklatur“ (KN) ist die Warennomenklatur gemäß der Verordnung (EWG) Nr. 2658/87, in der Fassung der Verordnung (EG) Nr. 2031/2001 zur Änderung des Anhangs I der Verordnung (EWG) Nr. 2658/87 über die zolltarifliche und statistische Nomenklatur sowie den Gemeinsamen Zolltarif, ABl. Nr. L 279 vom 23.10.2001 S. 1, Unterpositionen der Kombinierten Nomenklatur sind die gemeinschaftlichen Unterteilungen der Positionen dieser Nomenklatur.

Vorgeschlagene Fassung

38. „Freiwillige Zertifizierungssysteme“ sind Systeme, die von der Europäischen Kommission gemäß Artikel 30 Abs. 4 der Richtlinie (EU) 2018/2001, ABl. Nr. 328/82 zugelassen werden
39. „Zertifizierungsstellen“ sind unabhängige akkreditierte oder anerkannte Konformitätsbewertungsstellen, die mit einem freiwilligen System eine Vereinbarung über die Erbringung von Zertifizierungsdiensten für Rohstoffe oder Brennstoffe schließt, indem sie Audits bei Wirtschaftsteilnehmerinnen oder bei Wirtschaftsteilnehmern durchführt und Zertifikate im Namen der freiwilligen Systeme unter Verwendung des Zertifizierungssystems des freiwilligen Systems ausstellt;
40. „Meldepflichtige oder Meldepflichtiger“ ist die Substitutionsverpflichtete oder der Substitutionsverpflichtete bzw. wer Kraftstoffe gemäß § 3 Abs. 1 oder andere Energieträger für den Einsatz im Verkehrsbereich erstmals im Bundesgebiet in den verbrauchsteuerrechtlichen freien Verkehr bringt oder in das Bundesgebiet in den verbrauchsteuerrechtlichen freien Verkehr verbringt oder verwendet, außer im Kraftstoffbehälter des Fahrzeuges. Ausgenommen davon sind Hersteller von Biokraftstoffen in Anlagen, die der Selbstversorgung landwirtschaftlicher Betriebe dienen, soweit diese Kraftstoffe ausschließlich in landwirtschaftlichen Betrieben im Steuergebiet verwendet werden. Die Meldepflichtige oder der Meldepflichtige ist nur unter den in Z 25 genannten Voraussetzungen Substitutionsverpflichtete oder Substitutionsverpflichteter im Sinne des §§ 5 und 6;
41. „elNa“ – elektronischer Nachhaltigkeitsnachweis – bezeichnet das elektronische nationale Biokraftstoffregister, welches von der Umweltbundesamt GmbH **betrieben wird und** für alle Zwecke des Monitorings von **im Bundesgebiet** im Straßenverkehr eingesetzter Energie und insbesondere auch der lückenlosen Erfassung der **Nachhaltigkeitskriterien** von Biokraftstoffen dient;
42. „Kombinierte Nomenklatur“ (KN) ist die Warennomenklatur gemäß der Verordnung (EWG) Nr. 2658/87, in der Fassung der Verordnung (EG) Nr. 2031/2001 zur Änderung des Anhangs I der Verordnung (EWG) Nr. 2658/87 über die zolltarifliche und statistische Nomenklatur sowie den Gemeinsamen Zolltarif, ABl. Nr. L 279 vom 23.10.2001 S. 1, Unterpositionen der Kombinierten Nomenklatur sind die gemeinschaftlichen Unterteilungen der Positionen dieser Nomenklatur.

Geltende Fassung**Kraftstoffspezifikationen**

§ 3. (1) Die im Großhandel oder Kleinverkauf feilgebotenen Kraftstoffe haben folgenden Spezifikationen zu entsprechen:

1. Ottokraftstoffe mit einem Bioethanolgehalt von maximal 5% v/v den Spezifikationen gemäß **Anhang I** sowie ÖNORM EN 228 „Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Unverbleite Ottokraftstoffe – Anforderungen und Prüfverfahren“ vom 15. **Juli 2017**;
2. Ottokraftstoffe mit einem Bioethanolgehalt von maximal 10 % v/v den Spezifikationen gemäß Anhang II sowie ÖNORM EN 228 „Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Unverbleite Ottokraftstoffe – Anforderungen und Prüfverfahren“ vom 15. **Juli 2017**;
3. Dieselmotorenkraftstoffe den Spezifikationen gemäß **Anhang III** sowie ÖNORM EN 590 „Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Dieselmotorenkraftstoff – Anforderungen und Prüfverfahren“ vom 1. August 2019;
4. Flüssiggas den Spezifikationen gemäß **Anhang IV** sowie ÖNORM EN 589 „Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Flüssiggas – Anforderungen und Prüfverfahren“ vom 1. April 2019;
5. Erdgas und Biomethan (CNG und LNG) und Mischprodukte aus Erdgas und Biomethan den Spezifikationen gemäß **Anhang V**;
6. Fettsäuremethylester den Spezifikationen gemäß **Anhang VI** sowie ÖNORM EN 14214 „Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Fettsäuremethylester (FAME) für Dieselmotoren – Anforderungen und Prüfverfahren“ vom 15. Juli 2019;
7. Reines Pflanzenöl den Spezifikationen gemäß **Anhang VII**;
8. Superethanol E 85 Kraftstoff den Spezifikationen gemäß **Anhang VIII** sowie ÖNORM EN 15293 „Kraftstoffe – Ethanolkraftstoff (E 85) – Anforderungen und Prüfverfahren“ vom 1. Dezember 2018;
9. Die Reinheit des an Wasserstofftankstellen angebotenen Wasserstoffs muss den technischen Spezifikationen der Norm ISO 14687-2, Hydrogen fuel – Product specification – Part 2: Proton exchange membrane (PEM) fuel cell applications for road vehicles (Wasserstoff als Kraftstoff – Produktfestlegung – Teil 2: Protonenaustauschmembran (PEM) Brennstoffzellenanwendungen für Straßenfahrzeuge), ausgegeben am 1. Dezember 2012, entsprechen. Das gilt für alle Wasserstofftankstellen,

Vorgeschlagene Fassung**Kraftstoffspezifikationen**

§ 3. (1) Die im Großhandel oder Kleinverkauf feilgebotenen Kraftstoffe haben folgenden Spezifikationen zu entsprechen:

1. Ottokraftstoffe mit einem Bioethanolgehalt von maximal 5% v/v den Spezifikationen gemäß **Anhang I** sowie ÖNORM EN 228 „Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Unverbleite Ottokraftstoffe – Anforderungen und Prüfverfahren“ vom 15. **September 2020**;
2. Ottokraftstoffe mit einem Bioethanolgehalt von maximal 10 % v/v den Spezifikationen gemäß Anhang II sowie ÖNORM EN 228 „Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Unverbleite Ottokraftstoffe – Anforderungen und Prüfverfahren“ vom 15. **September 2020**;
3. Dieselmotorenkraftstoffe den Spezifikationen gemäß **Anhang III** sowie ÖNORM EN 590 „Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Dieselmotorenkraftstoff – Anforderungen und Prüfverfahren“ vom 1. August 2019;
4. Flüssiggas den Spezifikationen gemäß **Anhang IV** sowie ÖNORM EN 589 „Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Flüssiggas – Anforderungen und Prüfverfahren“ vom 1. April 2019;
5. Erdgas und Biomethan (CNG und LNG) und Mischprodukte aus Erdgas und Biomethan den Spezifikationen gemäß **Anhang V**;
6. Fettsäuremethylester den Spezifikationen gemäß **Anhang VI** sowie ÖNORM EN 14214 „Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Fettsäuremethylester (FAME) für Dieselmotoren – Anforderungen und Prüfverfahren“ vom 15. Juli 2019;
7. Reines Pflanzenöl den Spezifikationen gemäß **Anhang VII**;
8. Superethanol E 85 Kraftstoff den Spezifikationen gemäß **Anhang VIII** sowie ÖNORM EN 15293 „Kraftstoffe – Ethanolkraftstoff (E 85) – Anforderungen und Prüfverfahren“ vom 1. Dezember 2018;
9. Die Reinheit des an Wasserstofftankstellen angebotenen Wasserstoffs muss den technischen Spezifikationen der Norm ISO 14687-2, Hydrogen fuel – Product specification – Part 2: Proton exchange membrane (PEM) fuel cell applications for road vehicles (Wasserstoff als Kraftstoff – Produktfestlegung – Teil 2: Protonenaustauschmembran (PEM) Brennstoffzellenanwendungen für Straßenfahrzeuge), ausgegeben am 1. Dezember 2012, entsprechen. Das gilt für alle Wasserstofftankstellen,

Geltende Fassung

die ab dem 18. November 2017 errichtet oder erneuert werden. Die Norm ISO 14687-2 ist beim Austrian Standards Institute, Heinestraße 38, A-1021 Wien, Telefon: (01) 213 00-0, www.austrian-standards.at, zu beziehen;

10. Paraffinischer Dieselkraftstoff aus Synthese oder Hydrierungsverfahren gemäß **Anhang VIIIa** sowie ÖNORM EN 15940 „Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Paraffinischer Dieselkraftstoff aus Synthese oder Hydrierungsverfahren – Anforderungen und Prüfverfahren“ vom 15. Oktober 2019;
11. B 10 Dieselkraftstoff gemäß **Anhang VIIIb** sowie ÖNORM EN 16734 „Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Anforderungen und Prüfverfahren“ vom 15. Mai 2019;
12. Dieselkraftstoffmischungen mit hohem FAME-Anteil (B 20 und B 30) gemäß **Anhang VIIIc** sowie ÖNORM EN 16709 „Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Dieselkraftstoffmischungen mit hohem FAME-Anteil (B 20 und B 30) – Anforderungen und Prüfverfahren“ vom 15. Mai 2019.

(2) An allen Tankstellen, Versorgungsanlagen und Tankautomaten an denen Ottokraftstoffe gemäß Abs. 1 Z 2 in Verkehr gebracht werden, haben die Anbieter jedenfalls bis zum 31. Dezember 2020 sicherzustellen, dass zumindest eine Sorte Ottokraftstoff gemäß Abs. 1 Z 1 mit einem maximalen Sauerstoffgehalt von 2,7% m/m und einem maximalen Bioethanolgehalt von 5% v/v angeboten wird.

1. Für Abgabestellen, an denen im Durchschnitt der zwei jeweils vorangegangenen Kalenderjahre weniger als 500 Kubikmeter Ottokraftstoffe in Verkehr gebracht wurden, endet diese Verpflichtung mit 31. Dezember 2015.

2. Wird die Ausnahmebestimmung gemäß Z 1 in Anspruch genommen, so sind die Voraussetzungen dafür zu dokumentieren und durch geeignete Belege gegenüber der zuständigen Behörde auf Verlangen nachzuweisen.

(3) Die in dieser Verordnung genannten Normen sind beim Austrian Standards Institute, Heinestraße 38, A-1021 Wien, Telefon: (01) 213 00-0, www.austrian-standards.at, zu beziehen.

(4) Ottokraftstoff darf für die Verwendung in älteren, besonders beschaffenen Fahrzeugen (Oldtimer) mit einem Additiv, welches die verschleißmindernde Wirkung von Bleiverbindungen ersetzt und weder eine

Vorgeschlagene Fassung

die ab dem 18. November 2017 errichtet oder erneuert werden. Die Norm ISO 14687-2 ist beim Austrian Standards Institute, Heinestraße 38, A-1021 Wien, Telefon: (01) 213 00-0, www.austrian-standards.at, zu beziehen;

10. Paraffinischer Dieselkraftstoff aus Synthese oder Hydrierungsverfahren gemäß **Anhang VIIIa** sowie ÖNORM EN 15940 „Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Paraffinischer Dieselkraftstoff aus Synthese oder Hydrierungsverfahren – Anforderungen und Prüfverfahren“ vom 15. Oktober 2019;
11. B 10 Dieselkraftstoff gemäß **Anhang VIIIb** sowie ÖNORM EN 16734 „Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Anforderungen und Prüfverfahren“ vom 15. Mai 2019;
12. Dieselkraftstoffmischungen mit hohem FAME-Anteil (B 20 und B 30) gemäß **Anhang VIIIc** sowie ÖNORM EN 16709 „Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Dieselkraftstoffmischungen mit hohem FAME-Anteil (B 20 und B 30) – Anforderungen und Prüfverfahren“ vom 15. Mai 2019.

(3) Die in dieser Verordnung genannten Normen sind beim Austrian Standards Institute, Heinestraße 38, A-1021 Wien, Telefon: (01) 213 00-0, www.austrian-standards.at, zu beziehen.

(4) Ottokraftstoff darf für die Verwendung in älteren, besonders beschaffenen Fahrzeugen (Oldtimer) mit einem Additiv, welches die verschleißmindernde Wirkung von Bleiverbindungen ersetzt und weder eine

Geltende Fassung

erhöhte Gefährlichkeit des Kraftstoffs noch eine schädliche Luftverunreinigung bei der Verbrennung zur Folge haben darf, feilgeboten werden. Die Beimischung des Additivs kann in Form einer Individualdosierung bei der Betankung (Fläschchenform) erfolgen. Die Erhältlichkeit von Additiven (Bleiersatz-Additive) für Ottokraftstoffe und eine entsprechende Kennzeichnung sind sicherzustellen.

(5) Der Gehalt an dem metallischen Zusatz Methylcyclopentadienyl-Mangan-Tricarbonyl (MMT) in Kraftstoffen ist ab 1. Jänner 2011 auf 6 mg Mangan pro Liter begrenzt. Ab 1. Jänner 2014 ist dieser Gehalt auf 2 mg Mangan pro Liter begrenzt.

Prüfverfahren für Kraftstoffspezifikationen

§ 4. Die Prüfung von Kraftstoffen darauf, ob sie den in § 3 Abs. 1 festgelegten Spezifikationen entsprechen, hat auf Basis der in den Anhängen genannten Vorschriften zu erfolgen.

Substitutionsziel

§ 5. Ab 1. Jänner 2009 beträgt das Substitutionsziel, bezogen auf den Energiegehalt, 5,75%, gemessen am gesamten erstmals im Bundesgebiet in den verbrauchsteuerrechtlichen freien Verkehr gebrachten oder in das Bundesgebiet verbrachten oder verwendeten fossilen Otto- und Diesekraftstoff. Zur Erreichung des Gesamtziels ist von der Substitutionsverpflichteten oder vom Substitutionsverpflichteten, bezogen auf den Energiegehalt, zumindest ein Anteil von 3,4% Biokraftstoff oder anderer erneuerbarer Kraftstoffe, gemessen am gesamten von der Substitutionsverpflichteten oder vom Substitutionsverpflichteten im Bundesgebiet in den verbrauchsteuerrechtlichen freien Verkehr gebrachten oder verwendeten fossilen Ottokraftstoff pro Jahr, und ein Anteil von zumindest 6,3% Biokraftstoff oder anderer erneuerbarer Kraftstoffe, gemessen am gesamten von der Substitutionsverpflichteten oder vom Substitutionsverpflichteten im Bundesgebiet in den verbrauchsteuerrechtlichen freien Verkehr gebrachten oder verwendeten fossilen Diesekraftstoff pro Jahr, im Bundesgebiet in den verbrauchsteuerrechtlichen freien Verkehr zu bringen oder zu verwenden.

Vorgeschlagene Fassung

erhöhte Gefährlichkeit des Kraftstoffs noch eine schädliche Luftverunreinigung bei der Verbrennung zur Folge haben darf, feilgeboten werden. Die Beimischung des Additivs kann in Form einer Individualdosierung bei der Betankung (Fläschchenform) erfolgen. Die Erhältlichkeit von Additiven (Bleiersatz-Additive) für Ottokraftstoffe und eine entsprechende Kennzeichnung sind sicherzustellen.

(5) Der Gehalt an dem metallischen Zusatz Methylcyclopentadienyl-Mangan-Tricarbonyl (MMT) in Kraftstoffen ist ab 1. Jänner 2011 auf 6 mg Mangan pro Liter begrenzt. Ab 1. Jänner 2014 ist dieser Gehalt auf 2 mg Mangan pro Liter begrenzt.

Prüfverfahren für Kraftstoffspezifikationen

§ 4. Die Prüfung von Kraftstoffen darauf, ob sie den in § 3 Abs. 1 festgelegten Spezifikationen entsprechen, hat auf Basis der in den Anhängen genannten Vorschriften zu erfolgen.

Substitutionsziel

§ 5.

(1) Substitutionsverpflichtete, die Ottokraftstoff in den verbrauchsteuerrechtlichen freien Verkehr bringen, haben, bezogen auf den Energiegehalt, zumindest einen Anteil von 3,4% Biokraftstoffen pro Jahr im Bundesgebiet in den verbrauchsteuerrechtlichen freien Verkehr zu bringen oder zu verwenden. Der Anteil wird am gesamten von der Substitutionsverpflichteten

Geltende Fassung**Einsatz von fortschrittlichen erneuerbaren Kraftstoffen**

§ 6. (1) Ab dem 1. Jänner 2020 haben die Substitutionsverpflichteten zumindest 0,5% der Energiemenge des gesamten von der Substitutionsverpflichteten oder vom Substitutionsverpflichteten im Bundesgebiet in den verbrauchsteuerrechtlichen freien Verkehr gebrachten oder verwendeten fossilen Kraftstoffs pro Jahr durch Kraftstoffe aus Rohstoffen gemäß Anhang XIII Teil A zu substituieren.

- 1.
- 3.
- 5.

(2) Die Verpflichtung nach Abs. 1 kann auf Antrag der Substitutionsverpflichteten oder des Substitutionsverpflichteten durch einen ausreichend nachvollziehbaren und objektiven Nachweis für die Dauer eines Kalenderjahres durch die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie reduziert werden. Der Antrag ist jeweils bis spätestens 30. Oktober des dem Verpflichtungsjahr vorangehenden

Vorgeschlagene Fassung

oder vom Substitutionsverpflichteten im Bundesgebiet in den verbrauchsteuerrechtlichen freien Verkehr gebrachten oder verwendeten fossilen und/oder nicht nachhaltigem aus Biomasse hergestellten Ottokraftstoff gemessen.

(2) Substitutionsverpflichtete, die Dieselkraftstoff in den verbrauchsteuerrechtlichen freien Verkehr bringen, haben, bezogen auf den Energiegehalt, zumindest einen Anteil von 6,3% Biokraftstoffen pro Jahr im Bundesgebiet in den verbrauchsteuerrechtlichen freien Verkehr zu bringen oder zu verwenden. Der Anteil wird am gesamten von der Substitutionsverpflichteten oder vom Substitutionsverpflichteten im Bundesgebiet in den verbrauchsteuerrechtlichen freien Verkehr gebrachten oder verwendeten fossilen und/oder nicht nachhaltigem aus Biomasse hergestellten Dieselkraftstoff gemessen.

Einsatz von fortschrittlichen Biokraftstoffen und Biomethan

§ 6. (1) Die Substitutionsverpflichteten, die fossile flüssige und/oder fossile gasförmige Kraftstoffe in das Bundesgebiet in den verbrauchsteuerrechtlichen freien Verkehr bringen, haben zumindest die folgenden Prozentsätze pro Jahr durch fortschrittliche Biokraftstoffe und Biogas aus Rohstoffen gemäß Anhang XIII Teil A zu substituieren.

2. ab dem 1. Jänner 2023: 0,2%,
4. ab dem 1. Jänner 2025: 1%,
6. ab dem 1. Jänner 2030: 3,5%.

Diese Prozentsätze werden an der gesamten Energiemenge der von der Substitutionsverpflichteten oder vom dem Substitutionsverpflichteten im Bundesgebiet in den verbrauchsteuerrechtlichen freien Verkehr gebrachten oder verwendeten fossilen oder nicht nachhaltigen aus Biomasse hergestellten Otto- und Dieselkraftstoffe und/oder des fossilen Erdgases oder nicht nachhaltigem Biomethan gemessen.

Geltende Fassung

Kalenderjahres schriftlich einzubringen und in elektronischer Form an die Umweltbundesamt GmbH zu übermitteln. Für Substitutionsverpflichtete, die zur Erreichung des in Abs. 1 genannten Ziels in Bezug auf die im Jahr 2019 im Bundesgebiet in den verbrauchersteuerrechtlichen freien Verkehr gebrachten oder verwendeten fossilen Kraftstoffs, weniger als 10.000 GJ benötigen, genügt ein vereinfachter Antrag. Die Umweltbundesamt GmbH hat die entsprechenden Muster der zu verwendenden Anträge zu veröffentlichen.

(3) Der Nachweis kann auf Basis einer oder mehrerer der folgenden Gründe geführt werden:

1. das begrenzte Potenzial für die nachhaltige Erzeugung von fortschrittlichen Kraftstoffen,
2. die begrenzte Verfügbarkeit dieser fortschrittlichen Kraftstoffe zu kosteneffizienten Preisen auf dem Markt oder
3. die spezifischen technischen oder klimatischen Gegebenheiten des nationalen Marktes für im Verkehrssektor eingesetzte Kraftstoffe wie die Zusammensetzung und der Zustand der Kraftfahrzeugflotte.

(4) Die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie kann nach positiver Prüfung des Antrags durch die Umweltbundesamt GmbH die schriftliche Zustimmung zur Reduktion der Verpflichtung gemäß Abs. 1 erteilen. Werden die Voraussetzungen für die Reduktion der Verpflichtung gemäß Abs. 3 nach Prüfung durch die Umweltbundesamt GmbH nicht erfüllt, ist der Antrag per Bescheid durch die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie abzulehnen.

Kennzeichnung

§ 6a. (1) Die Anbieter von Kraftstoffen haben sicherzustellen, dass die Verbraucher und Verbraucherinnen über den Biokraftstoffanteil der angebotenen Kraftstoffe und über den geeigneten Einsatz der verschiedenen Kraftstoffmischungen mit Biokraftstoffanteil angemessen unterrichtet werden. Dies hat insbesondere durch die angemessene Kennzeichnung der Kraftstoffentnahmestellen zu erfolgen.

(2) Die Betreiberinnen und Betreiber von Tankstellen, Versorgungsanlagen und Tankautomaten haben jede Kraftstoffentnahmestelle, an der Ottokraftstoff gemäß § 3 Abs. 1 Z 2 mit einem Bioethanolgehalt von maximal 10% angeboten

Vorgeschlagene Fassung

Kennzeichnung

§ 6a. (1) Die Anbieter von Kraftstoffen haben sicherzustellen, dass die Verbraucher und Verbraucherinnen über den Biokraftstoffanteil der angebotenen Kraftstoffe und über den geeigneten Einsatz der verschiedenen Kraftstoffmischungen mit Biokraftstoffanteil angemessen unterrichtet werden. Dies hat insbesondere durch die angemessene Kennzeichnung der Kraftstoffentnahmestellen zu erfolgen.

(2) Die Betreiberinnen und Betreiber von Tankstellen, Versorgungsanlagen und Tankautomaten haben jede Kraftstoffentnahmestelle, an der Ottokraftstoff gemäß § 3 Abs. 1 Z 2 mit einem Bioethanolgehalt von maximal 10% angeboten

Geltende Fassung

wird, mit dem deutlich sichtbar angebrachten Hinweis „E 10“ zu versehen.

(3) Die Betreiberinnen und Betreiber von Tankstellen, Versorgungsanlagen und Tankautomaten haben jede Kraftstoffentnahmestelle für Otto- und Dieselmotoren, die bezüglich ihres höheren Anteils an Biokraftstoffen nicht den in § 3 Abs. 1 Z 1 und 3 zitierten ÖNORMEN und Anhängen genügen, mit einer die Höhe des Biokraftstoffanteils wiedergebenden Kennzeichnung und dem Hinweis „Achtung! Nur für Fahrzeuge mit Herstellerfreigabe“ zu versehen.

(4) Werden Kraftstoffe mit metallischen Zusätzen an die Verbraucherin oder den Verbraucher abgegeben, so sind die entsprechenden Entnahmestellen mit dem Text „Enthält metallische Zusätze“ in einer angemessenen Größe in gut lesbarer Schriftart an einer deutlich sichtbaren Stelle zu kennzeichnen, wo auch die Informationen zum Kraftstofftyp angezeigt werden.

(5) Die Erhältlichkeit von Additiven (Bleiersatz-Additive) für Ottokraftstoffe zur Verwendung gemäß § 3 Abs. 4 und eine entsprechende Kennzeichnung sind sicherzustellen.

Minderung der Treibhausgasemissionen

§ 7. (1) Die **Meldeverpflichteten** haben die Lebenszyklustreibhausgasemissionen pro Energieeinheit ihrer erstmals im Verpflichtungsjahr im Bundesgebiet in den verbrauchsteuerrechtlich freien Verkehr gebrachten oder in das Bundesgebiet verbrachten oder verwendeten Kraftstoffe oder des Energieträgers für den Einsatz im Verkehrsbereich gegenüber dem Kraftstoffbasiswert von 94,1 CO₂-Äquivalent in g/MJ stufenweise **um 6,0%** zu senken.

(2) Die Berechnung der Treibhausgasintensität einer Meldeverpflichteten

Vorgeschlagene Fassung

wird, mit dem deutlich sichtbar angebrachten Hinweis „E 10“ zu versehen.

(3) Die Betreiberinnen und Betreiber von Tankstellen, Versorgungsanlagen und Tankautomaten haben jede Kraftstoffentnahmestelle für Otto- und Dieselmotoren, die bezüglich ihres höheren Anteils an Biokraftstoffen nicht den in § 3 Abs. 1 Z 1 und 3 zitierten ÖNORMEN und Anhängen genügen, mit einer die Höhe des Biokraftstoffanteils wiedergebenden Kennzeichnung und dem Hinweis „Achtung! Nur für Fahrzeuge mit Herstellerfreigabe“ zu versehen.

(4) Werden Kraftstoffe mit metallischen Zusätzen an die Verbraucherin oder den Verbraucher abgegeben, so sind die entsprechenden Entnahmestellen mit dem Text „Enthält metallische Zusätze“ in einer angemessenen Größe in gut lesbarer Schriftart an einer deutlich sichtbaren Stelle zu kennzeichnen, wo auch die Informationen zum Kraftstofftyp angezeigt werden.

(5) Die Erhältlichkeit von Additiven (Bleiersatz-Additive) für Ottokraftstoffe zur Verwendung gemäß § 3 Abs. 4 und eine entsprechende Kennzeichnung sind sicherzustellen.

Minderung der Treibhausgasemissionen

§ 7. (1) Die **Meldepflichtigen** haben die Lebenszyklustreibhausgasemissionen pro Energieeinheit ihrer erstmals im Verpflichtungsjahr im Bundesgebiet in den verbrauchsteuerrechtlich freien Verkehr gebrachten oder in das Bundesgebiet verbrachten oder verwendeten Kraftstoffe oder des Energieträgers für den Einsatz im Verkehrsbereich gegenüber dem Kraftstoffbasiswert von 94,1 CO₂-Äquivalent in g/MJ stufenweise **wie folgt** zu senken:

1. Ab dem Jahr 2023 um: 6,0%,

2. Ab dem Jahr 2024 um: 7,0%,

3. Ab dem Jahr 2025 um: 7,5%,

4. Ab dem Jahr 2026 um: 8%,

5. Ab dem Jahr 2027 um: 9%,

6. Ab dem Jahr 2028 um: 10%,

7. Ab dem Jahr 2029 um: 11%,

8. Ab dem Jahr 2030 um: 13%.

(2) Die Berechnung der Treibhausgasintensität einer Meldeverpflichteten

Geltende Fassung

oder eines Meldeverpflichteten nach Abs. 1 hat gemäß § 19a zu erfolgen.

(3) Die Minderungsverpflichtung gemäß Abs. 1 kann auch durch eine Gruppe von Meldeverpflichteten, welche zu diesem Zweck einen schriftlichen Vertrag abzuschließen haben, erfüllt werden. In diesem Falle gelten die der Gruppe angehörenden Meldeverpflichteten im Rahmen des Ausmaßes der im Vertrag genannten Kraftstoffmenge für die Zwecke des Abs. 1 als ein einzelner Verpflichteter.

Übertragung der Erfüllung von Verpflichtungen auf Dritte

§ 7a. (1) Die Erfüllung der Verpflichtungen nach §§ 5, 6 und 7 kann ganz oder teilweise per Vertrag auf Dritte übertragen werden, wobei die Ziele gemäß § 5 vorwiegend durch den Substitutionspflichteten oder die Substitutionsverpflichtete selbst zu erfüllen sind. Die durch Dritte zu diesem Zweck eingesetzten erneuerbaren Kraftstoffe müssen dabei im Verpflichtungsjahr im Bundesgebiet in den verbrauchsteuerrechtlichen freien Verkehr gebracht werden und den Bestimmungen der §§ 8, 9, 12 und 13 entsprechen.

(2) Die von einem Dritten zur Erfüllung einer übertragenen Verpflichtung eingesetzten Mengen an erneuerbaren Kraftstoffen und/oder Mengen an verminderten Treibhausgasemissionen können nicht zur Erfüllung der eigenen Verpflichtung des Dritten oder der Verpflichtung eines weiteren Verpflichteten eingesetzt werden.

(3) Für eine Übertragung der Erfüllung von Verpflichtungen nach §§ 5, 6 und 7 bedarf es eines schriftlichen Vertrags mit Angaben darüber, für welche erneuerbaren Kraftstoffe und/oder Mengen an verminderten Treibhausgasemissionen, in welchem mengenmäßigen Umfang und für welchen Verpflichtungszeitraum die Übertragung der Erfüllung der Verpflichtungen durch einen Dritten gilt.

(4) Soweit ein Dritter die nach § 5, 6 und 7 erforderlichen Angaben nicht ordnungsgemäß mitgeteilt hat, wird davon ausgegangen, dass der Dritte die auf ihn übertragene Erfüllung der Verpflichtung nicht erfüllt hat und somit für die Verpflichtete oder den Verpflichteten nicht anrechenbar ist.

- (5) Dritte können die Erfüllung von Verpflichtungen übernehmen, wenn sie
1. selbst keinen Verpflichtungen gemäß § 5, 6 und 7 unterliegen oder
 2. Verpflichtungen gemäß § 5 und/oder 6 und/oder 7 unterliegen und eine

Vorgeschlagene Fassung

oder eines Meldeverpflichteten nach Abs. 1 hat gemäß § 19a zu erfolgen.

(3) Die Minderungsverpflichtung gemäß Abs. 1 kann auch durch eine Gruppe von Meldeverpflichteten, welche zu diesem Zweck einen schriftlichen Vertrag abzuschließen haben, erfüllt werden. In diesem Falle gelten die der Gruppe angehörenden Meldeverpflichteten im Rahmen des Ausmaßes der im Vertrag genannten Kraftstoffmenge für die Zwecke des Abs. 1 als ein einzelner Verpflichteter.

Übertragung der Erfüllung von Verpflichtungen auf Dritte

§ 7a. (1) Die Erfüllung der Verpflichtungen nach §§ 5, 6 und 7 kann ganz oder teilweise per Vertrag auf Dritte übertragen werden, wobei die Ziele gemäß §§ 5, 6 und 7 überwiegend durch den Substitutionspflichteten oder die Substitutionsverpflichtete selbst zu erfüllen sind. Die durch Dritte zu diesem Zweck eingesetzten Biokraftstoffe und Biomethan müssen dabei im Verpflichtungsjahr im Bundesgebiet in den verbrauchsteuerrechtlichen freien Verkehr gebracht werden und den Bestimmungen der §§ 8, 9, 12 und 13 entsprechen.

(2) Die von einem Dritten zur Erfüllung einer übertragenen Verpflichtung eingesetzten Mengen an erneuerbaren Kraftstoffen und/oder Mengen an verminderten Treibhausgasemissionen können nicht zur Erfüllung der eigenen Verpflichtung des Dritten oder der Verpflichtung eines weiteren Verpflichteten eingesetzt werden.

(3) Für eine Übertragung der Erfüllung von Verpflichtungen nach §§ 5, 6 und 7 bedarf es eines schriftlichen Vertrags mit Angaben darüber, für welche erneuerbaren Kraftstoffe und/oder Mengen an verminderten Treibhausgasemissionen, in welchem mengenmäßigen Umfang und für welchen Verpflichtungszeitraum die Übertragung der Erfüllung der Verpflichtungen durch einen Dritten gilt.

(4) Soweit ein Dritter die nach § 5, 6 und 7 erforderlichen Angaben nicht ordnungsgemäß mitgeteilt hat, wird davon ausgegangen, dass der Dritte die auf ihn übertragene Erfüllung der Verpflichtung nicht erfüllt hat und somit für die Verpflichtete oder den Verpflichteten nicht anrechenbar ist.

- (5) Dritte können die Erfüllung von Verpflichtungen übernehmen, wenn sie
1. selbst keinen Verpflichtungen gemäß § 5, 6 und 7 unterliegen oder
 2. Verpflichtungen gemäß § 5 und/oder 6 und/oder 7 unterliegen und eine

Geltende Fassung

Bestätigung der Umweltbundesamt GmbH in Bezug auf die Erfüllung ihrer Berichtspflicht gemäß § 20 in e1Na vorliegt, dass ihre Verpflichtung, für das Verpflichtungsjahr bereits erfüllt wurde.

(6) Sofern eine Bestätigung der Umweltbundesamt GmbH bezüglich der Höhe der übertragbaren Mengen an Biokraftstoffen und/oder Mengen an verminderten Treibhausgasemissionen vorliegt, können diese Mengen in e1Na im Falle von Biokraftstoffen bis zum 30. Juni und im Fall von verminderten Treibhausgasemissionen bis zum 30. November des dem Berichtsjahr folgenden Jahres auf Dritte übertragen werden.

(7) Für die Übertragung der Erfüllung von Verpflichtungen auf Dritte ist ein Antrag in e1Na zu stellen, wobei das zu verwendende Muster von der Umweltbundesamt GmbH zu veröffentlichen ist. Werden die Voraussetzungen für die Verpflichtungsübertragung auf Dritte gemäß Abs. 5 nach Prüfung durch die Umweltbundesamt GmbH nicht erfüllt, ist der Antrag per Bescheid durch die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie abzulehnen.

Anrechenbarkeit von Biokraftstoffen und anderen erneuerbaren Kraftstoffen

§ 8. (1) Biokraftstoffe, unabhängig davon, ob die Ausgangsstoffe innerhalb oder außerhalb der Europäischen Union erzeugt wurden, werden auf die Erfüllung von Verpflichtungen gemäß §§ 5, 6 und 7 angerechnet, wenn die

Vorgeschlagene Fassung

Bestätigung der Umweltbundesamt GmbH in Bezug auf die Erfüllung ihrer Berichtspflicht gemäß § 20 in e1Na vorliegt, dass ihre Verpflichtung, für das Verpflichtungsjahr bereits erfüllt wurde.

(6) Sofern eine Bestätigung der Umweltbundesamt GmbH bezüglich der Höhe der übertragbaren Mengen an Biokraftstoffen, Biomethan, Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen gemäß § 11 und/oder Mengen an verminderten Treibhausgasemissionen vorliegt, können diese Mengen in e1Na vom 1. September bis zum 30. September des dem Berichtsjahr folgenden Jahres auf Dritte übertragen werden.

(7) Für die Übertragung der Erfüllung von Verpflichtungen auf Dritte ist ein Antrag in e1Na zu stellen, wobei das zu verwendende Muster von der Umweltbundesamt GmbH zu veröffentlichen ist. Werden die Voraussetzungen für die Verpflichtungsübertragung auf Dritte gemäß Abs. 5 nach Prüfung durch die Umweltbundesamt GmbH nicht erfüllt, ist der Antrag per Bescheid durch die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie abzulehnen.

(8) Liegt eine positive Betätigung gemäß Abs. 5 Z 2 betreffend die Erfüllung der Verpflichtungen gemäß §§ 6 und 7 vor, so werden darüberhinausgehende Mengen an verminderten Treibhausgasemissionen, die auf die Ziele gemäß § 7 anrechenbar sind und/oder energetische Mengen an fortschrittlichen Biokraftstoffen für die Anrechenbarkeit auf das Ziel gemäß § 6, in den Berichtsjahren 2023 bis einschließlich 2028 in e1Na in das folgende Berichtsjahr übertragen. Diese Übertragung erfolgt unter der Bedingung, dass die verminderten Mengen an Treibhausgasemissionen bzw. energetischen Mengen von fortschrittlichen Biokraftstoffen nicht bereits gemäß Abs. 6 von Dritten oder auf Dritte übertragen wurden und von den Berichtspflichtigen selbst im Berichtsjahr in Verkehr gebracht wurden. Diese Emissionsmengen und/oder energetischen Mengen werden im darauffolgenden Berichtsjahr auf die Erfüllung der eigenen Ziele nach §§ 6 und 7 angerechnet.

Anrechenbarkeit von erneuerbaren Kraftstoffen und Upstream Emissionsreduktionen

§ 8. (1) Biokraftstoffe und Biomethan, unabhängig davon, ob die Ausgangsstoffe innerhalb oder außerhalb der Europäischen Union erzeugt wurden, werden auf die Erfüllung von Verpflichtungen gemäß §§ 5, 6 und 7

Geltende Fassung

Anforderungen gemäß § 12 zum Zeitpunkt des Inverkehrbringens durch die Substitutionsverpflichtete oder den Substitutionsverpflichteten erfüllt worden sind und diesbezüglich ein Nachhaltigkeitsnachweis gemäß § 13 oder § 17 vorliegt.

(2) **Für** Biokraftstoffe, hergestellt aus Abfällen, Reststoffen aus land- oder forstwirtschaftlicher Produktion einschließlich der Fischerei oder von Aquakulturen, aus Reststoffen aus der Verarbeitung, aus zellulosehaltigem Non-Food-Material oder lignozellulosehaltigem Material, gilt Folgendes:

1. Biokraftstoffe aus Reststoffen können als solche angerechnet werden, sofern die gemäß § 2 Z 23 und 24 definierten Bedingungen erfüllt sind.
2. Biokraftstoffe aus Abfällen können auf die Verpflichtungen angerechnet werden, sofern die gemäß § 2 Z 22 definierten Bedingungen erfüllt sind und sie den Bestimmungen bezüglich Abfallhierarchie und ihrer Bestimmungen zum Lebenszykluskonzept hinsichtlich der allgemeinen Auswirkungen der Erzeugung und Bewirtschaftung der verschiedenen Abfallströme gemäß Abfallwirtschaftsgesetz 2002, BGBl. I Nr. 102/2002, zuletzt geändert durch das Bundesgesetz BGBl. I Nr. 70/2017, entsprechen.

(3) Zur Anrechnung von Biokraftstoffen gemäß Abs. 2 sowie Kraftstoffen aus Rohstoffen gemäß **Anhang XIII** Teil A auf die Verpflichtungen nach §§ 5, 6 und 7 bedarf es für jeden spezifischen Ausgangsstoff oder im Fall von Kraftstoffen gemäß § 2 Z 14, für jeden dieser Kraftstoffe eines entsprechenden Nachweises über die Beschaffenheit, über die Herkunft, über die Verarbeitung des Ausgangsstoffs und über den Herstellungsweg des Kraftstoffs, der mittels Antrag an die Umweltbundesamt GmbH zu übermitteln ist. Nach positiver Prüfung des Nachweises können derartige Kraftstoffe auf die entsprechenden Ziele angerechnet werden. Die Anrechenbarkeit kann eine zeitliche, regionale und mengenmäßige Beschränkung für den jeweiligen Ausgangsstoff oder Kraftstoff enthalten. Die Umweltbundesamt GmbH hat das zu verwendende Muster für einen derartigen Antrag zu veröffentlichen. Werden die Voraussetzungen für die Anrechenbarkeit von Biokraftstoffen und anderen erneuerbaren Kraftstoffen gemäß Abs. 1 bis 3 nach Prüfung durch die Umweltbundesamt GmbH nicht erfüllt, ist der Antrag per Bescheid durch die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie abzulehnen.

Vorgeschlagene Fassung

angerechnet, wenn die Anforderungen gemäß § 12 zum Zeitpunkt des Inverkehrbringens durch die Substitutionsverpflichtete oder den Substitutionsverpflichteten erfüllt worden sind und diesbezüglich ein Nachhaltigkeitsnachweis gemäß § 13 oder § 17 vorliegt.

(2) Biokraftstoffe **und Biomethan**, hergestellt aus Abfällen, Reststoffen aus land- oder forstwirtschaftlicher Produktion einschließlich der Fischerei oder von Aquakulturen, aus Reststoffen aus der Verarbeitung, aus zellulosehaltigem Non-Food-Material oder lignozellulosehaltigem Material, gilt Folgendes:

1. Biokraftstoffe **und Biomethan** aus Reststoffen können als solche angerechnet werden, sofern die gemäß § 2 Z 28 und 29 definierten Bedingungen erfüllt sind.
2. Biokraftstoffe **und Biomethan** aus Abfällen können auf die Verpflichtungen angerechnet werden, sofern die gemäß § 2 Z 26 definierten Bedingungen erfüllt sind und sie den Bestimmungen bezüglich Abfallhierarchie und ihrer Bestimmungen zum Lebenszykluskonzept hinsichtlich der allgemeinen Auswirkungen der Erzeugung und Bewirtschaftung der verschiedenen Abfallströme gemäß Abfallwirtschaftsgesetz 2002, BGBl. I Nr. 102/2002, zuletzt geändert durch das Bundesgesetz BGBl. I Nr. 70/2017, entsprechen.

(3) Zur Anrechnung von Biokraftstoffen **und Biomethan** gemäß Abs. 2 sowie Kraftstoffen aus Rohstoffen gemäß **Anhang XIII** Teil A auf die Verpflichtungen nach §§ 5, 6 und 7 bedarf es für jeden spezifischen Ausgangsstoff oder im Fall von Kraftstoffen gemäß § 2 Z 17, für jeden dieser Kraftstoffe eines entsprechenden Nachweises über die Beschaffenheit, über die Herkunft, über die Verarbeitung des Ausgangsstoffs und über den Herstellungsweg des Kraftstoffs, der mittels Antrag an die Umweltbundesamt GmbH zu übermitteln ist. Nach positiver Prüfung des Nachweises können derartige Kraftstoffe auf die entsprechenden Ziele angerechnet werden. Die Anrechenbarkeit kann eine zeitliche, regionale und mengenmäßige Beschränkung für den jeweiligen Ausgangsstoff oder Kraftstoff enthalten. Die Umweltbundesamt GmbH hat das zu verwendende Muster für einen derartigen Antrag zu veröffentlichen. Werden die Voraussetzungen für die Anrechenbarkeit von Biokraftstoffen und anderen erneuerbaren Kraftstoffen gemäß Abs. 1 bis 3 nach Prüfung durch die Umweltbundesamt GmbH nicht erfüllt, ist der Antrag per Bescheid durch die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie abzulehnen.

Geltende Fassung

(4) Der Beitrag von Biokraftstoffen, die aus Getreide und sonstigen Kulturpflanzen mit hohem Stärkegehalt, Zuckerpflanzen, Ölpflanzen und aus als Hauptkulturen vorrangig für die Energiegewinnung auf landwirtschaftlichen Flächen angebauten Pflanzen hergestellt werden, wird gemäß § 7 mit maximal 7% des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor berücksichtigt. Das gilt nicht für Biokraftstoffe, die aus den in **Anhang XIII** aufgeführten Rohstoffen hergestellt werden.

(5) Für Biokraftstoffe, hergestellt aus Rohstoffen, die ein hohes Risiko indirekter Landnutzungsänderung aufweisen und die gemäß Artikel 3 der delegierten Verordnung (EU) 2019/807 zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2018/2001 im Hinblick auf die Bestimmung der Rohstoffe mit hohem Risiko indirekter Landnutzungsänderungen, in deren Fall eine wesentliche Ausdehnung der Produktionsflächen auf Flächen mit hohem Kohlenstoffbestand zu beobachten ist, und die Zertifizierung von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen mit geringem Risiko indirekter Landnutzungsänderungen, ABl. Nr. L 133 vom 21.05.2019, S. 1, als derartige Rohstoffe eingestuft werden, gilt:

1. Ab dem 1. Jänner 2021 ist die maximal anrechenbare Menge für die Erfüllung von Verpflichtungen gemäß §§ 5, 6 und 7 **eines Meldeverpflichteten** auf jene Mengen beschränkt, die vom jeweiligen **Meldeverpflichteten** im Vergleichszeitraum 2019 **in Österreich** zum Zweck der Anrechnung auf die Erfüllung von Verpflichtungen gemäß §§ 5, 6 und 7 in den steuerrechtlich freien Verkehr gebracht wurden.
2. Ab dem 1. Juli 2021 kann kein Beitrag derartiger Biokraftstoffe mehr auf die Erfüllung von Verpflichtungen gemäß §§ 5, 6 und 7 angerechnet werden.

(6) Biokraftstoffe, die in der Luftfahrt eingesetzt werden und die Bedingungen gemäß Abs. 1 erfüllen, können auf die Verpflichtungen nach § 7 entsprechend den Bedingungen in § 7a angerechnet werden.

(7) Energieerzeugnisse mit einem Bioethanolanteil von weniger als 65 % v/v, denen Bioethanol enthaltende Waren der Unterposition 3824 90 97 der Kombinierten Nomenklatur zugesetzt werden, dürfen nicht auf die Erfüllung der Verpflichtungen nach §§ 5, 6 und 7 angerechnet werden.“

Vorgeschlagene Fassung

(4) Der Beitrag von Biokraftstoffen **und Biomethan**, die aus Getreide und sonstigen Kulturpflanzen mit hohem Stärkegehalt, Zuckerpflanzen, Ölpflanzen und aus als Hauptkulturen vorrangig für die Energiegewinnung auf landwirtschaftlichen Flächen angebauten Pflanzen hergestellt werden, wird gemäß § 7 mit maximal 7% des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor berücksichtigt. Das gilt nicht für Biokraftstoffe, die aus den in **Anhang XIII** aufgeführten Rohstoffen hergestellt werden.

(5) Für Biokraftstoffe **und Biomethan**, hergestellt aus Rohstoffen, die ein hohes Risiko indirekter Landnutzungsänderung aufweisen und die gemäß Artikel 3 der delegierten Verordnung (EU) 2019/807 zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2018/2001 im Hinblick auf die Bestimmung der Rohstoffe mit hohem Risiko indirekter Landnutzungsänderungen, in deren Fall eine wesentliche Ausdehnung der Produktionsflächen auf Flächen mit hohem Kohlenstoffbestand zu beobachten ist, und die Zertifizierung von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen mit geringem Risiko indirekter Landnutzungsänderungen, ABl. Nr. L 133 vom 21.05.2019, S. 1, als derartige Rohstoffe eingestuft werden, gilt:

1. Ab dem 1. Jänner 2021 ist die maximal anrechenbare Menge für die Erfüllung von Verpflichtungen gemäß §§ 5, 6 und 7 **von Meldepflichtigen** auf jene Mengen beschränkt, die **von der oder** vom jeweiligen **Meldepflichtigen** im Vergleichszeitraum 2019 **im Bundesgebiet** zum Zweck der Anrechnung auf die Erfüllung von Verpflichtungen gemäß §§ 5, 6 und 7 in den steuerrechtlich freien Verkehr gebracht wurden.
2. Ab dem 1. Juli 2021 kann kein Beitrag derartiger Biokraftstoffe mehr auf die Erfüllung von Verpflichtungen gemäß §§ 5, 6 und 7 angerechnet werden.

(6) Biokraftstoffe, die in der Luftfahrt eingesetzt werden und die Bedingungen gemäß Abs. 1 erfüllen, können auf die Verpflichtungen nach § 7 entsprechend den Bedingungen in § 7a angerechnet werden.

(7) Energieerzeugnisse mit einem Bioethanolanteil von weniger als 65 % v/v, denen Bioethanol enthaltende Waren der Unterposition 3824 90 97 der Kombinierten Nomenklatur zugesetzt werden, dürfen nicht auf die Erfüllung der Verpflichtungen nach §§ 5, 6 und 7 angerechnet werden.

(8) Für erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs, die auf die

Geltende Fassung**Vorgeschlagene Fassung**

Erfüllung der Verpflichtungen gemäß §§ 5 und 7 angerechnet werden, gilt:

1. *Eine Minderungsquote an Lebenszyklustreibhausgasemissionen von mindestens 70 % gegenüber dem Referenzwert gemäß § 19 Abs. 4.*
2. *Für den Anteil an erneuerbarer Elektrizität, die direkt oder über die Produktion von Zwischenprodukten zur Produktion dieser Kraftstoffe genutzt wird, wird der durchschnittliche Anteil von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen im Bundesgebiet, gemessen zwei Jahre vor dem Verpflichtungsjahr, herangezogen. Abweichend davon kann Elektrizität, die aus einer direkten Verbindung mit einer erneuerbaren Elektrizität erzeugenden Anlage stammt und die für die Produktion dieser Kraftstoffe herangezogen wird, in vollem Umfang als erneuerbare Elektrizität angerechnet werden, wenn:

 - a) *die Anlage zur Erzeugung von erneuerbarer Elektrizität nach oder gleichzeitig mit der Anlage den Betrieb aufnimmt, die flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe für den Verkehr nicht biogenen Ursprungs produziert oder*
 - b) *die Anlage zur Erzeugung von erneuerbarer Elektrizität 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.**

Wird die Elektrizität aus dem Netz entnommen, kann diese 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.

3. *Zur Anrechnung von erneuerbaren Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs auf die Verpflichtungen nach §§ 5 und 7 bedarf es einer entsprechenden Dokumentation des Herstellungswegs und eines Nachweises der gemäß Z 2. dafür verwendeten Elektrizität, die mittels Antrag an die Umweltbundesamt GmbH zu übermitteln ist. Der Antrag ist in elektronischer Form nach dem von der Umweltbundesamt GmbH veröffentlichten Muster an die Umweltbundesamt GmbH zu übermitteln. Nach positiver Prüfung des Antrags können derartige Kraftstoffe auf die Ziele nach § 5 und § 7 mit dem Vierfachen des Energiegehalts*

Geltende Fassung**Vermischen von Biokraftstoffen**

§ 9.

(1) Biokraftstoffe, die die Anforderungen gemäß § 12 erfüllen und auf die Ziele gemäß § § 5, 6 und 7 angerechnet werden sollen, dürfen nur dann mit Biokraftstoffen, welche die Bestimmungen gemäß § 12 nicht erfüllen, vermischt werden, wenn durch die Aufzeichnungen mittels Massenbilanzsystems gemäß § 10 eine eindeutige Zuordnung und Verfolgung der Mengen nachhaltiger und nicht nachhaltiger Biokraftstoffe sichergestellt ist.

(2) Biokraftstoffe, die mit unterschiedlichen Nachhaltigkeitseigenschaften gemäß § 12 produziert wurden und die auf die Zielvorgaben nach § § 5, 6 und 7 angerechnet werden sollen, dürfen nur dann vermischt werden, wenn durch die Aufzeichnungen mittels Massenbilanzsystems gemäß § 10 nachvollziehbar sichergestellt ist, dass die Summe sämtlicher Biokraftstoffe, die dem Gemisch entnommen werden, dieselben Nachhaltigkeitseigenschaften in denselben Mengen hat wie die Summe sämtlicher Biokraftstoffe, die dem Gemisch zugefügt wurden.

(3) Die Treibhausgas-Minderungsquote eines Gemisches von Biokraftstoffen ist als gewichteter Mittelwert der jeweiligen Treibhausgas-Minderungsquoten der

Vorgeschlagene Fassung

angerechnet werden. Werden die Voraussetzungen für die Anrechenbarkeit von erneuerbaren Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs gemäß Z 1 und 2. nach Prüfung durch die Umweltbundesamt GmbH nicht erfüllt, ist der Antrag per Bescheid durch die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie abzulehnen.

(9) Für die Anrechnung von Upstream Emissions-Reduktionen (§ 19b) auf die Erfüllung von Verpflichtungen gemäß § 7 gilt folgendes:

1. Ab dem 1. Jänner 2023 können maximal 1 % angerechnet werden.

1. Ab dem 1. Jänner 2024 ist eine Anrechnung nicht mehr zulässig.

Vermischen von Biokraftstoffen

§ 9. (1) Lieferungen von land- und forstwirtschaftlichen Ausgangsstoffen mit einem unterschiedlichen Energiegehalt, die zur Produktion von Biokraftstoffen oder Biomethan bestimmt sind und die Anforderungen gemäß § 12 erfüllen, dürfen zur weiteren Verarbeitung vermischt werden, sofern der Umfang der Lieferungen nach ihrem Energiegehalt angepasst wird.

(2) Biokraftstoffe und/oder Biomethan, die die Anforderungen gemäß § 12 erfüllen und auf die Ziele gemäß § § 5, 6 und 7 angerechnet werden sollen, dürfen nur dann mit Biokraftstoffen und/oder Biomethan, welche die Bestimmungen gemäß § 12 nicht erfüllen, vermischt werden, wenn durch die Aufzeichnungen mittels Massenbilanzsystems gemäß § 10 eine eindeutige Zuordnung und Verfolgung der Mengen nachhaltiger und nicht nachhaltiger Biokraftstoffe und/oder nachhaltigem und nicht nachhaltigem Biomethan sichergestellt ist.

(3) Biokraftstoffe und Biomethan, die mit unterschiedlichen Nachhaltigkeitseigenschaften gemäß § 12 produziert wurden und die auf die Zielvorgaben nach § § 5, 6 und 7 angerechnet werden sollen, dürfen nur dann vermischt werden, wenn durch die Aufzeichnungen mittels Massenbilanzsystems gemäß § 10 nachvollziehbar sichergestellt ist, dass die Summe sämtlicher Biokraftstoffe, die dem Gemisch entnommen werden, dieselben Nachhaltigkeitseigenschaften in denselben Mengen hat wie die Summe sämtlicher Biokraftstoffe, die dem Gemisch zugefügt wurden und dass diese Bilanz innerhalb eines Zeitraums von drei Monaten erreicht wird.

(4) Die Treibhausgas-Minderungsquote eines Gemisches von Biokraftstoffen ist als gewichteter Mittelwert der jeweiligen Treibhausgas-Minderungsquoten der

Geltende Fassung

einzelnen Biokraftstoffe zu berechnen. Die Treibhausgas-Minderungsquoten dürfen nur dann saldiert werden, wenn alle Mengen an Biokraftstoffen, die dem Gemisch beigefügt wurden, vor der Vermischung die Erfordernisse nach § 12 erfüllt haben.

Verwendung eines Massenbilanzsystems

§ 10. Betriebe, die Biokraftstoffe herstellen, die auf die Ziele gemäß § § 5,6, und 7 angerechnet werden sollen, oder mit solchen handeln, sind verpflichtet, den lückenlosen Nachweis der Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien durch die Verwendung eines Massenbilanzsystems zu gewährleisten. Das Massenbilanzsystem hat insbesondere folgende Angaben zu enthalten:

1. eindeutige Angaben zur Zuordnung von eingekauften Ausgangsstoffen bzw. gehandelten und verkauften Biokraftstoffen zu Verkäufer bzw. Käufer, die eine eindeutige Identifizierung von Käufern und Verkäufern ermöglichen;
2. Datum des Ankaufs und des Verkaufs von Biokraftstoffen bzw. Ausgangsstoffen zur Biokraftstoffherstellung;
3. Daten zur Art und Menge, zum Erntejahr und zu den Anbauländern der Ausgangsstoffe;
4. Angaben zur Nachhaltigkeit der verwendeten Biomasse gemäß § 12;
5. gemäß den Bestimmungen des § 12 Abs.3 einen Wert für das Treibhausgas-Minderungspotenzial des produzierten, gehandelten oder verwendeten Biokraftstoffs;
6. im Fall der Verwendung von Standardwerten eine eindeutige Beschreibung des verwendeten Ausgangsstoffs.

Vorgeschlagene Fassung

einzelnen Biokraftstoffe zu berechnen. Die Treibhausgas-Minderungsquoten dürfen nur dann saldiert werden, wenn alle Mengen an Biokraftstoffen, die dem Gemisch beigefügt wurden, vor der Vermischung die Erfordernisse nach § 12 erfüllt haben.

Verwendung eines Massenbilanzsystems

§ 10. (1) Betriebe, die Biokraftstoffe *oder Biomethan* herstellen, die auf die Ziele gemäß § § 5,6 und 7 angerechnet werden sollen, oder mit solchen handeln, sind verpflichtet, den lückenlosen Nachweis der Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien durch die Verwendung eines Massenbilanzsystems zu gewährleisten. Das Massenbilanzsystem hat insbesondere folgende Angaben zu enthalten:

1. eindeutige Angaben zur Zuordnung von eingekauften Ausgangsstoffen bzw. gehandelten und verkauften Biokraftstoffen zu Verkäufer bzw. Käufer, die eine eindeutige Identifizierung von Käufern und Verkäufern ermöglichen;
2. Datum des Ankaufs und des Verkaufs von Biokraftstoffen bzw. Ausgangsstoffen zur Biokraftstoffherstellung;
3. Daten zur Art und Menge, zum Erntejahr und zu den Anbauländern der Ausgangsstoffe;
4. Angaben zur Nachhaltigkeit der verwendeten Biomasse gemäß § 12;
5. gemäß den Bestimmungen des § 12 Abs.3 einen Wert für das Treibhausgas-Minderungspotenzial des produzierten, gehandelten oder verwendeten Biokraftstoffs;
6. im Fall der Verwendung von Standardwerten eine eindeutige Beschreibung des verwendeten Ausgangsstoffs.

(2) *Bei Produktion von Biokraftstoffen und/oder Biomethan sowie von flüssigen und/oder gasförmigen erneuerbaren Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs sind die Angaben hinsichtlich der Nachhaltigkeitskriterien und der Lebenszyklustreibhausgasemissionen im Einklang mit folgenden Bestimmungen dem Output zuzuordnen und anzupassen:*

1. *Bringt die Verarbeitung der Ausgangsstoffe nur einen Output hervor, wird die Menge des produzierten Kraftstoffs und die entsprechenden Werte der Eigenschaften in Bezug auf die Nachhaltigkeit und die Einsparung der Lebenszyklustreibhausgasemissionen durch Anwendung*

Geltende Fassung**Anrechenbarkeit des Beitrags von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen**

§ 11. (1) Elektrischer Strom aus erneuerbarer Energie, der durch Letztverbraucherinnen oder Letztverbraucher nachweislich im Verpflichtungsjahr als Antrieb für elektrisch betriebene Kraftfahrzeuge im Bundesgebiet **eingesetzt wird** und von gemäß § 14 Abs. 6a registrierten Stromanbietern stammt, kann auf die Verpflichtungen nach §§ 5 und/oder 7 angerechnet werden.

(2) Die gemäß Abs. 1 verbrauchte Menge an Strom und die damit verbundenen Lebenszyklustreibhausgasemissionen können von einem Stromanbieter, der keinen Verpflichtungen gemäß §§ 5 und 7 unterliegt, für die Anrechnung auf die Verpflichtungen gemäß §§ 5 und/oder 7 auf eine Verpflichtete oder einen Verpflichteten übertragen werden. Für die Übertragung bedarf es eines schriftlichen Vertrages der oder des nach §§ 5 und 7 Verpflichteten und des Stromanbieters mit Angaben darüber, für welche Strommenge und für welchen Verpflichtungszeitraum die Übertragung der vom Stromanbieter übertragenen Strommenge aus erneuerbarer Energie und der entsprechenden Lebenszyklustreibhausgasemissionen an die Verpflichtete oder den Verpflichteten gilt.

(3) Sollen Strommengen und/oder die Lebenszyklustreibhausgasemissionen auf die Verpflichtungen nach §§ 5 und 7 angerechnet werden, so sind bis zum 1. März des dem Verpflichtungsjahr folgenden Kalenderjahres vom Stromanbieter die Daten gemäß Z 1 und/oder Z 2 für beide Ziffern getrennt in elektronischer Form an die Umweltbundesamt GmbH zu übermitteln:

1. Betreffend die Menge an elektrischem Strom, der nachweislich im Verpflichtungsjahr an Ladestellen abgegeben wurde, an denen die abgegebene Strommenge eindeutig der Ladung von elektrisch betriebenen Kraftfahrzeugen zurechenbar ist, sind Angaben

Vorgeschlagene Fassung

eines Umrechnungsfaktors angepasst, der das Verhältnis zwischen der Masse des Outputs und der Masse der Ausgangsstoffe zu Beginn des Verfahrens ausdrückt;

2. Bringt die Verarbeitung der Ausgangsstoffe mehrere Outputs hervor, ist für jeden Output ein gesonderter Umrechnungsfaktor anzuwenden und eine gesonderte Massenbilanz zugrunde zu legen.

Anrechenbarkeit des Beitrags von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen

§ 11. (1) Elektrischer Strom aus erneuerbarer Energie, der durch Letztverbraucherinnen oder Letztverbraucher nachweislich im Verpflichtungsjahr als Antrieb für elektrisch betriebene Kraftfahrzeuge im Bundesgebiet **geladen wurde** und von **Begünstigten** gemäß § 2 Z 36 stammt, kann **einmalig** auf die Verpflichtungen nach §§ 5 und/oder 7 angerechnet werden. **Die entsprechenden spezifischen österreichischen Treibhausgasemissionswerte für elektrischen Strom werden jährlich auf der Homepage der Umweltbundesamt GmbH veröffentlicht.**

Geltende Fassung

- a) zur eindeutigen Identifizierung des Ladepunktes und
- b) die durch nachvollziehbare Aufzeichnungen dokumentierte energetische Menge an elektrischem Strom zu übermitteln.

2. Betreffend die Menge an elektrischem Strom, der im

Verpflichtungsjahr vom Stromanbieter hauptsächlich an Ladepunkten abgegeben wurde, an denen die abgegebene Strommenge nicht eindeutig auf einzelne Verwendungsarten zurechenbar ist, sind vom Stromanbieter überprüfbare, nachvollziehbare Aufzeichnungen über jene Stromkundinnen oder Stromkunden zu führen, die im Verpflichtungsjahr nachweislich ein rein elektrisch betriebenes Fahrzeug betrieben haben. Für diese Strommenge sind vom Stromanbieter Angaben über

- a) die Anzahl der von seinen Stromkundinnen oder Stromkunden nachweislich betriebenen Kraftfahrzeugen mit reinem Elektroantrieb sowie

- b) die nach Anhang Xa Teil C abgeschätzte Strommenge zu übermitteln.

Für die Abschätzung der jährlichen zurückgelegten Strecke der Elektrofahrzeuge ist der jährlich durch die Umweltbundesamt GmbH veröffentlichte Wert heranzuziehen.

Vorgeschlagene Fassung

(2) Anträge zur Anrechnung von Strommengen bei der Umweltbundesamt GmbH sind durch Antragsberechtigte für Strommengen zu stellen. Die Mindestmenge an elektrischem Strom, die zur Anrechnung gebracht werden kann, beträgt 100.000 kWh im spezifischen Berichtsjahr. Die Berechtigung zur jährlichen Einreichung der Strommengen von Begünstigten kann einmalig per Vertrag einer Antragsberechtigten oder einem Antragsberechtigten für Strommengen übertragen werden.

(3) Begünstigte können einmal jährlich per Vertrag mit einer Antragsberechtigten oder einem Antragsberechtigten für den Geltungszeitraum von maximal einem Jahr, zum Zwecke der Anrechenbarkeit dieser Strommenge, die Einreichung gemäß Abs. 8 ihrer, an elektrisch betriebenen Fahrzeuge abgegebene Strommengen, vereinbaren.

(4) Für nachweislich zuordenbare elektrisch betriebene Kraftfahrzeuge (§ 2 Z 36 lit. b) haben die Antragsberechtigten für Strommengen folgendes

Geltende Fassung**Vorgeschlagene Fassung****sicherzustellen:**

1. Kopien der Zulassungsscheine der elektrisch betriebenen Kraftfahrzeuge der Begünstigten haben den Antragsberechtigten vorzuliegen;
2. die Antragsberechtigten haben sicherzustellen, dass bei Ummeldung des elektrisch betriebenen Kraftfahrzeugs auf eine andere Begünstigte oder einen anderen Begünstigten oder bei Abmeldung des Kraftfahrzeugs, die Antragsberechtigte oder den Antragsberechtigten umgehend informiert werden.

(5) Von den Antragsberechtigten für Strommengen sind für alle gemäß Abs. 8 eingereichten Strommengen, ab dem Zeitpunkt der Einreichung der Daten gemäß Abs. 8, die zu Grunde liegenden Daten der Einreichung der Strommengen in einer Datenbank für die Dauer von 3 Jahren aufzubewahren und im Fall einer Kontrolle gemäß § 18 zugänglich zu machen.

(6) Als Anteil an erneuerbarer Elektrizität für die Anrechnung gem. Abs. 1 wird dabei der durchschnittliche Anteil von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen von im Bundesgebiet bereitgestelltem elektrischen Strom, gemessen zwei Jahre vor dem Verpflichtungsjahr, herangezogen.

(7) Abweichend von Abs. 6, kann Elektrizität unter folgenden Voraussetzungen in vollem Umfang als erneuerbare Elektrizität angerechnet werden:

1. Die Elektrizität hat aus einer direkten Verbindung mit einer erneuerbaren Elektrizität erzeugenden Anlage zu stammen;
2. die Stromerzeugung darf weder unmittelbar noch mittelbar an ein Stromnetz angeschlossen sein;
3. die Leistung der Anlage hat mindestens 5 Kilowattpeak aufzuweisen;
4. die Strommenge muss nachweislich gemessen für den Antrieb von Kraftfahrzeugen bereitgestellt werden.

(8) Soll der erneuerbare Anteil von Strom, der nachweislich im Verpflichtungsjahr gem. Abs. 1 eingesetzt wurde und auf die Verpflichtungen nach § 5 und § 7 angerechnet werden, so sind im Zeitraum vom 1. Jänner bis zum 1. März des dem Verpflichtungsjahr folgenden Kalenderjahres von der Antragsberechtigten oder vom Antragsberechtigten für Strommengen einmal ein Antrag in elektronischer Form nach dem von der Umweltbundesamt GmbH veröffentlichten Muster an die Umweltbundesamt GmbH zu übermitteln, welcher

Geltende Fassung**Vorgeschlagene Fassung**

insbesondere folgende Daten enthält:

1. Für Strommengen, die an öffentlich zugänglichen Ladepunkten abgegeben wurden, sind von den Antragsberechtigten Angaben zu übermitteln:

a) zur eindeutigen Identifizierung des öffentlich zugänglichen Ladepunktes das alphanumerische Identifikationszeichen gemäß § 4a Abs. 2 des Bundesgesetzes zur Festlegung einheitlicher Standards beim Infrastrukturaufbau für alternative Kraftstoffe BGBl. I Nr. 38/2018 idF BGBl. I Nr. 150/2021;

b) die Adresse des Ladepunktes;

c) der Zeitraum, in dem die eingereichte Strommenge an elektrisch betriebene Kraftfahrzeuge abgegeben wurde und

d) für gemessene Strommengen, die durch nachvollziehbare Aufzeichnungen dokumentierte an die Elektrofahrzeuge abgegebene energetische Menge an elektrischem Strom;

2. Für Strommengen, die an nicht-öffentlichen Ladepunkten abgegeben wurde, sind folgende Angaben zu übermitteln:

a) Die Fahrzeugidentifikationsnummer,

b) die Adresse des Ladepunktes, an dem das Fahrzeug überwiegend geladen wird

c) der Zeitraum, in dem die eingereichte Strommenge an elektrisch betriebene Kraftfahrzeuge abgegeben wurde und

d) für gemessene Strommengen, die durch nachvollziehbare Aufzeichnungen dokumentierte an elektrisch betriebene Kraftfahrzeuge abgegebene energetische Menge an elektrischem Strom. Kann die abgegebene energetische Menge an elektrischem Strom für die Ladung von elektrisch betriebenen Kraftfahrzeugen am Ladepunkt nicht gemessen und nicht gemäß lit. b nachvollziehbar überprüfbar aufgezeichnet werden, so wird pro zweispurigem, vollelektrisch betriebenem Kraftfahrzeug ein pauschal anrechenbarer Betrag von 1.500 kWh pro Jahr angenommen oder ein entsprechend dem Zulassungsdatum des Fahrzeugs reduzierter aliquoter Anteil.

3. Für Strommengen, die an halböffentlichen Ladepunkten abgegeben wurden, sind folgende Angaben zu übermitteln:

a) Unterlagen zur eindeutigen Identifizierung des halböffentlichen

Geltende Fassung

(4) Die Umweltbundesamt GmbH stellt nach positiver Prüfung der übermittelten Unterlagen für die nachvollziehbar abgegebene Menge an aus erneuerbarer Energie erzeugtem elektrischen Strom und die damit verbundenen Lebenszyklustreibhausgasemissionen eine Bescheinigung aus, die in Summe oder in Teilen **von** nach §§ 5 und 7 Verpflichteten auf die entsprechenden Ziele

Werden die Voraussetzungen für die Anrechenbarkeit von elektrischem Strom nach Prüfung durch die Umweltbundesamt GmbH nicht erfüllt, **ist der Antrag per Bescheid durch** die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie,

Vorgeschlagene Fassung

Ladepunktes insbesondere die Ladepunktnummer;

b) die Adresse der Ladepunkte;

c) der Zeitraum, in dem die eingereichte Strommenge an elektrisch betriebene Kraftfahrzeuge abgegeben wurde und

d) für gemessene Strommengen, die durch nachvollziehbare Aufzeichnungen dokumentierte an die Elektrofahrzeuge abgegebene gemessene energetische Menge an elektrischem Strom zu übermitteln.

4. Die Daten gem. Z 1, 2 und 3 sind getrennt nach den von der Umweltbundesamt GmbH veröffentlichten Muster zu übermitteln.

5. Soll der Anteil an Elektrizität aus einer Stromerzeugung, die weder unmittelbar noch mittelbar an ein Stromnetz angeschlossen ist, in vollem Umfang als erneuerbare Elektrizität angerechnet werden, so sind folgende Angaben zu übermitteln:

a) Ein eindeutiger Nachweis über die direkte Verbindung des Ladepunktes mit einer erneuerbaren Elektrizität erzeugenden Anlage die weder unmittelbar noch mittelbar an ein Stromnetz angeschlossen

b) der Standort der Anlage und

c) eine technische Beschreibung der Stromerzeugungsanlage und der Verbindung zur Ladestelle.

(9) Die Umweltbundesamt GmbH stellt nach positiver Prüfung der übermittelten Unterlagen für die nachvollziehbar abgegebene Menge an aus erneuerbarer Energie erzeugtem elektrischen Strom und die damit verbundenen Lebenszyklustreibhausgasemissionen eine Bescheinigung aus, die in Summe oder in Teilen **an** nach §§ 5 und 7 Verpflichteten auf die entsprechenden Ziele **gemäß § 7a nach dem von der Umweltbundesamt GmbH veröffentlichten Muster übertragen werden kann.**

Die Umweltbundesamt GmbH übermittelt die Daten der positiv geprüften Anträge gesammelt an die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie. Die anrechenbare Menge an aus erneuerbarer Energie erzeugtem elektrischem Strom wird dabei mit dem Vierfachen des Energiegehalts auf das Ziel nach § 7 angerechnet.

(10) Werden die Voraussetzungen für die Anrechenbarkeit von elektrischem Strom nach Prüfung durch die Umweltbundesamt GmbH nicht erfüllt, **so übermittelt die Umweltbundesamt GmbH einen begründeten Bericht an die**

Geltende Fassung

Mobilität, Innovation und Technologie **abzulehnen**

Nachhaltigkeitskriterien

§ 12. (1) Für Ausgangsstoffe von Biokraftstoffen, die auf die Erfüllung der Verpflichtungen nach §§ 5, 6 und 7 angerechnet werden sollen, sind die in **Anhang XI** angeführten Nachhaltigkeitskriterien einzuhalten.

(2) Bei Verwendung landwirtschaftlicher Ausgangsstoffe für nachhaltige Biokraftstoffe gelten die Anforderungen der Verordnung des Bundesministers für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft über landwirtschaftliche Ausgangsstoffe für Biokraftstoffe und flüssige Biobrennstoffe, BGBl. II Nr. 250/2010. Bei Verwendung forstwirtschaftlicher Ausgangsstoffe für die Produktion nachhaltiger Biokraftstoffe ist die Erfüllung der Rechtsvorschriften über forstwirtschaftliche Ausgangsstoffe Voraussetzung.

(3) Für Biokraftstoffe die auf die Ziele gemäß §§ 5, 6 und 7 angerechnet werden sollen, gilt Folgendes:

1. Für Biokraftstoffe, die in Anlagen erzeugt werden, die nach dem 5. Oktober 2015 in Betrieb gegangen sind, gilt eine Minderungsquote an Lebenszyklustreibhausgasemissionen von mindestens 60 % gegenüber dem Referenzwert gemäß § 19 Abs. 4.;
2. Für Biokraftstoffe, die in Anlagen erzeugt werden, die am 5. Oktober 2015 oder davor in Betrieb waren, ist eine Minderungsquote an Lebenszyklustreibhausgasemissionen von mindestens 50 % zu erfüllen gegenüber dem Referenzwert gemäß § 19 Abs. 4.;

3. Die Berechnung der durch die Verwendung von Biokraftstoffen erzielten Einsparung bei den Lebenszyklustreibhausgasemissionen erfolgt gemäß § 19.

(4) Biokraftstoffe gelten nur dann als nachhaltig, wenn diese Biokraftstoffe

Vorgeschlagene Fassung

Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, **die über den Antrag per Bescheid binnen 6 Monaten ab Antragsstellung entscheidet.**

Nachhaltigkeitskriterien

§ 12. (1) Für Ausgangsstoffe von Biokraftstoffen **und Biomethan**, die auf die Erfüllung der Verpflichtungen nach §§ 5, 6 und 7 angerechnet werden sollen, sind die in **Anhang XI** angeführten Nachhaltigkeitskriterien einzuhalten.

(2) Bei Verwendung landwirtschaftlicher Ausgangsstoffe für nachhaltige Biokraftstoffe **und Biomethan** gelten die Anforderungen der Verordnung des Bundesministers für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft über landwirtschaftliche Ausgangsstoffe für Biokraftstoffe und flüssige Biobrennstoffe, BGBl. II Nr. 250/2010. Bei Verwendung forstwirtschaftlicher Ausgangsstoffe für die Produktion nachhaltiger Biokraftstoffe ist die Erfüllung der Rechtsvorschriften über forstwirtschaftliche Ausgangsstoffe Voraussetzung.

(3) Für Biokraftstoffe **und Biomethan**, die auf die Ziele gemäß §§ 5, 6 und 7 angerechnet werden sollen, gilt Folgendes:

1. Für Biokraftstoffe **und Biomethan**, die in Anlagen erzeugt werden, die nach dem 5. Oktober 2015 in Betrieb gegangen sind, gilt eine Minderungsquote an Lebenszyklustreibhausgasemissionen von mindestens 60 % gegenüber dem Referenzwert gemäß § 19 Abs. 4.;
2. Für Biokraftstoffe **und Biomethan**, die in Anlagen erzeugt werden, die am 5. Oktober 2015 oder davor in Betrieb waren, ist eine Minderungsquote an Lebenszyklustreibhausgasemissionen von mindestens 50 % zu erfüllen gegenüber dem Referenzwert gemäß § 19 Abs. 4.;

3. **Für Biokraftstoffe und Biomethan, die in Anlagen hergestellt werden, die den Betrieb ab dem 1. Jänner 2021 aufgenommen haben, ist eine Minderungsquote an Lebenszyklustreibhausgasemissionen von 65 % gegenüber dem Referenzwert gemäß § 19 Abs. 4. zu erfüllen;**

4. Die Berechnung der durch die Verwendung von Biokraftstoffen **und Biomethan** erzielten Einsparung bei den Lebenszyklustreibhausgasemissionen erfolgt gemäß § 19.

(4) Biokraftstoffe **und Biomethan** gelten nur dann als nachhaltig, wenn diese

Geltende Fassung

oder der entsprechende Nachweis ihrer Nachhaltigkeit gemäß § 13 noch nicht in einem anderen Mitgliedstaat auf die Verpflichtung gemäß Art. 3 Abs. 4 der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG, ABl. Nr. L 140 vom 05.06.2009 S. 16, zuletzt geändert durch die Richtlinie (EU) 2015/1513 und Art. 7a der Richtlinie 98/70/EG, angerechnet wurden.

Nachhaltigkeitsnachweis

§ 13. (1) Die Nachhaltigkeit von Biokraftstoffen ist mittels Nachhaltigkeitsnachweis nachzuweisen und zu dokumentieren.

(2) Betriebe, die in Österreich Biokraftstoffe herstellen und denen keine weiteren Betriebe zur Biokraftstoffherstellung nachgelagert sind und die die Nachhaltigkeit ihrer produzierten Biokraftstoffe nicht ausschließlich mit einem Nachhaltigkeitssystem gemäß § 17 Abs. 3 nachweisen, dürfen für die hergestellten Biokraftstoffe Nachhaltigkeitsnachweise ausstellen, sofern

1. sich diese Betriebe bei der Umweltbundesamt GmbH gemäß § 14 registriert haben und
2. in Hinblick auf die verwendeten Ausgangsstoffe folgende Voraussetzungen vorliegen:
 - a) Für landwirtschaftliche Ausgangsstoffe sind die Anforderungen der Verordnung des Bundesministers für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft über landwirtschaftliche Ausgangsstoffe für Biokraftstoffe und flüssige Biobrennstoffe, BGBl. II Nr. 250/2010, insbesondere hinsichtlich der Nachhaltigkeit, zu erfüllen.
 - b) Bei Verwendung forstwirtschaftlicher Ausgangsstoffe für die Produktion nachhaltiger Biokraftstoffe ist die Erfüllung der Rechtsvorschriften über forstwirtschaftliche Ausgangsstoffe Voraussetzung.
 - c) Für nicht land- oder forstwirtschaftliche Ausgangsstoffe muss ein durch die Umweltbundesamt GmbH anerkannter gleichwertiger Nachweis über die Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien gemäß Art. 17 der Richtlinie 2009/28/EG und Art. 7b der

Vorgeschlagene Fassung

Biokraftstoffe oder der entsprechende Nachweis ihrer Nachhaltigkeit gemäß § 13 noch nicht in einem anderen Mitgliedstaat auf die Verpflichtung gemäß Art. 25 Abs. 1 der Richtlinie (EU) 2018/2001 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen angerechnet wurden.

Nachhaltigkeitsnachweis

§ 13. (1) Die Nachhaltigkeit von Biokraftstoffen und Biomethan ist mittels Nachhaltigkeitsnachweis nachzuweisen und zu dokumentieren.

(2) Betriebe, die im Bundesgebiet Biokraftstoffe und/oder Biomethan herstellen und denen keine weiteren Betriebe zur Biokraftstoff- und/oder Biomethanherstellung nachgelagert sind und die die Nachhaltigkeit ihrer produzierten Biokraftstoffe und/oder des produzierten Biomethans nicht ausschließlich mit einem Nachhaltigkeitssystem gemäß § 17 Abs. 3 nachweisen, dürfen für die hergestellten Biokraftstoffe und/oder Biomethan Nachhaltigkeitsnachweise ausstellen, sofern

1. sich diese Betriebe bei der Umweltbundesamt GmbH gemäß § 14 registriert haben und
2. in Hinblick auf die verwendeten Ausgangsstoffe folgende Voraussetzungen vorliegen:
 - a) Für landwirtschaftliche Ausgangsstoffe sind die Anforderungen der Verordnung des Bundesministers für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft über landwirtschaftliche Ausgangsstoffe für Biokraftstoffe und flüssige Biobrennstoffe, BGBl. II Nr. 250/2010, insbesondere hinsichtlich der Nachhaltigkeit, zu erfüllen.
 - b) Bei Verwendung forstwirtschaftlicher Ausgangsstoffe für die Produktion nachhaltiger Biokraftstoffe ist die Erfüllung der Rechtsvorschriften über forstwirtschaftliche Ausgangsstoffe Voraussetzung.
 - c) Für nicht land- oder forstwirtschaftliche Ausgangsstoffe muss ein durch die Umweltbundesamt GmbH anerkannter gleichwertiger Nachweis über die Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien gemäß Art. 29 der Richtlinie (EU) 2018/2001 und Art. 7b der

Geltende Fassung

Richtlinie 98/70/EG erbracht werden. Dieser Nachweis hat jedenfalls eine eindeutige Identifikation des eingesetzten Ausgangsstoffs zu ermöglichen sowie gegebenenfalls im Einzelfall durch die Umweltbundesamt GmbH festzulegende weitere Angaben zu enthalten, die für eine Beurteilung der Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien gemäß Art. 17 der Richtlinie 2009/28/EG und Art. 7b der Richtlinie 98/70/EG notwendig sind.

(3) Die Ausstellung von Nachhaltigkeitsnachweisen hat spätestens bei Eigentumsübergang der Ware zu erfolgen. Die Nachhaltigkeitsnachweise sind unverzüglich nach der Ausstellung in elektronischer Form in eNa an die Umweltbundesamt GmbH zu übermitteln.

(4) Für Biokraftstoffe, die in Betrieben in anderen Mitgliedstaaten oder Drittstaaten hergestellt werden, und die auf die Ziele gemäß §§ 5, 6 und 7 angerechnet werden sollen, ist der Nachweis der Nachhaltigkeit gemäß § 17 zu erbringen.

(5) Für Biokraftstoffe, die aus Abfall oder Reststoffen, mit Ausnahme von land- oder forstwirtschaftlichen Reststoffen und Reststoffen aus Fischerei und Aquakulturen, hergestellt worden sind und den in § 8 Abs. 2 Z 1 und 2 genannten Bedingungen entsprechen, entfällt der Nachweis über die Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien für die Ausgangsstoffe.

(6) Nachhaltigkeitsnachweise haben mindestens folgende Angaben zu enthalten:

1. den Namen und die Anschrift des ausstellenden Betriebs, der Biokraftstoffe herstellt,
2. die Angabe, ob die betreffende Anlage bis inklusive 5. Oktober 2015 oder danach in Betrieb genommen wurde,
3. das Datum der Ausstellung,
4. eine den Nachweis eindeutig kennzeichnende Nummer,
5. die durch die Umweltbundesamt GmbH vergebene Registrierungsnummer oder Angaben zur Kontrollstelle, die den Nachhaltigkeitsnachweis bestätigt hat und/oder die Angabe zu einem freiwilligen System gemäß Art. 18 Abs. 4 und 6 der Richtlinie 2009/28/EG und Art. 7c Abs. 4 und 6 der Richtlinie 98/70/EG und/oder Angaben über die Berücksichtigung der in Art. 17 Abs. 7 der

Vorgeschlagene Fassung

Richtlinie 98/70/EG erbracht werden. Dieser Nachweis hat jedenfalls eine eindeutige Identifikation des eingesetzten Ausgangsstoffs zu ermöglichen sowie gegebenenfalls im Einzelfall durch die Umweltbundesamt GmbH festzulegende weitere Angaben zu enthalten, die für eine Beurteilung der Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien gemäß Art. 29 der Richtlinie (EU) 2018/2001 und Art. 7b der Richtlinie 98/70/EG notwendig sind.

(3) Die Ausstellung von Nachhaltigkeitsnachweisen hat spätestens bei Eigentumsübergang der Ware zu erfolgen. Die Nachhaltigkeitsnachweise sind unverzüglich nach der Ausstellung in elektronischer Form in eNa an die Umweltbundesamt GmbH zu übermitteln.

(4) Für Biokraftstoffe, die in Betrieben in anderen Mitgliedstaaten oder Drittstaaten hergestellt werden, und die auf die Ziele gemäß §§ 5, 6 und 7 angerechnet werden sollen, ist der Nachweis der Nachhaltigkeit gemäß § 17 zu erbringen.

(5) Für Biokraftstoffe und Biomethan, die aus Abfall oder Reststoffen, mit Ausnahme von land- oder forstwirtschaftlichen Reststoffen und Reststoffen aus Fischerei und Aquakulturen, hergestellt worden sind und den in § 8 Abs. 2 Z 1 und 2 genannten Bedingungen entsprechen, entfällt der Nachweis über die Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien für die Ausgangsstoffe.

(6) Nachhaltigkeitsnachweise haben mindestens folgende Angaben zu enthalten:

1. den Namen und die Anschrift des ausstellenden Betriebs, der Biokraftstoffe und/oder Biomethan herstellt,
2. die Angabe, ob die betreffende Anlage bis inklusive 5. Oktober 2015 oder danach in Betrieb genommen wurde,
3. das Datum der Ausstellung,
4. eine den Nachweis eindeutig kennzeichnende Nummer,
5. die durch die Umweltbundesamt GmbH vergebene Registrierungsnummer oder Angaben zur Kontrollstelle, die den Nachhaltigkeitsnachweis bestätigt hat und/oder die Angabe zu einem freiwilligen System gemäß Art. 30 Abs. 4 und 6 der Richtlinie (EU) 2018/2001 und Art. 7c Abs. 4 und 6 der Richtlinie 98/70/EG

Geltende Fassung

Richtlinie 2009/28/EG und Art. 7b Abs. 7 der Richtlinie 98/70/EG genannten Aspekte,

6. die Menge und die Art der Biokraftstoffe, auf die sich der Nachhaltigkeitsnachweis bezieht,
7. eine Bestätigung über die Einhaltung der Bestimmungen dieser Verordnung und
8. Angaben über
 - a) Art, Menge, Erntejahr und Anbauländer bzw. Herkunftsländer der eingesetzten Ausgangsstoffe,
 - b) die Lebenszyklustreibhausgasemissionen in Gramm CO₂-Äquivalent pro Megajoule Biokraftstoff (g CO₂eq/MJ) in Form eines Standardwerts oder eines tatsächlichen Werts,
 - c) für Biokraftstoffe, die nicht in Anhang IX angeführt sind, den Energiegehalt in Megajoule,
 - d) den Namen und die Anschrift des Käufers der Biokraftstoffe,
 - e) Emissionen aus Kohlenstoffbestandsänderungen in Folge geänderter Landnutzung gemäß Anhang X Teil C Z 7: e_1 kleiner oder gleich null,
 - f) Angaben dazu, ob der Bonus gemäß Anhang X Teil C Z 7 und 8 bei der Berechnung der Treibhausgasemissionen nach Anhang X Teil C Z 1 geltend gemacht wurde,
 - g) Angaben dazu, ob der in Anhang X Teil C Z 1 genannte Faktor für Emissionseinsparungen durch Akkumulierung von Kohlenstoff im Boden infolge besserer landwirtschaftlicher Bewirtschaftungspraktiken geltend gemacht wurde, **sowie**
9. im Fall einer Anrechenbarkeit von Biokraftstoffen gemäß § 8 Abs. 2
 - a) Angaben über Art, Menge und Herkunftsländer der eingesetzten Ausgangsstoffe und
 - b) die Bestätigung der Registrierung bei der Umweltbundesamt GmbH gemäß § 8 Abs. 2.

Vorgeschlagene Fassung

6. die Menge und die Art der Biokraftstoffe **und/oder Biomethan**, auf die sich der Nachhaltigkeitsnachweis bezieht,
7. eine Bestätigung über die Einhaltung der Bestimmungen dieser Verordnung und
8. Angaben über
 - a) Art, Menge, Erntejahr und Anbauländer bzw. Herkunftsländer der eingesetzten Ausgangsstoffe,
 - b) die **gesamten und disaggregierten** Lebenszyklustreibhausgasemissionen in Gramm CO₂-Äquivalent pro Megajoule Biokraftstoff **und/oder Biomethan** (g CO₂eq/MJ) in Form eines Standardwerts oder eines tatsächlichen Werts,
 - c) für Biokraftstoffe **und Biomethan**, die nicht in Anhang IX angeführt sind, den Energiegehalt in Megajoule,
 - d) den Namen und die Anschrift des Käufers der Biokraftstoffe **und/oder des Biomethans**,
 - e) Emissionen aus Kohlenstoffbestandsänderungen in Folge geänderter Landnutzung gemäß Anhang X Teil C Z 7: e_1 kleiner oder gleich null,
 - f) Angaben dazu, ob der Bonus gemäß Anhang X Teil C Z 7 und 8 bei der Berechnung der Treibhausgasemissionen nach Anhang X Teil C Z 1 geltend gemacht wurde,
 - g) Angaben dazu, ob der in Anhang X Teil C Z 1 genannte Faktor für Emissionseinsparungen durch Akkumulierung von Kohlenstoff im Boden infolge besserer landwirtschaftlicher Bewirtschaftungspraktiken geltend gemacht wurde, **h) im Falle, dass bei der Produktion von Biokraftstoffen und/oder Biomethan eine Förderung gewährt wurde, Angaben zur Art der Förderregelung**
9. im Fall einer Anrechenbarkeit von Biokraftstoffen gemäß § 8 Abs. 2
 - a) Angaben über Art, Menge und Herkunftsländer der eingesetzten Ausgangsstoffe und
 - b) die Bestätigung der Registrierung bei der Umweltbundesamt GmbH gemäß § 8 Abs. 2.

Geltende Fassung

(7) Nachhaltigkeitsnachweise sind nach dem von der Umweltbundesamt GmbH veröffentlichten Muster in eNa auszustellen.

(8) Für Nachhaltigkeits-Teilnachweise gilt Folgendes:

1. Die Umweltbundesamt GmbH stellt für Teilmengen von **in Österreich** produzierten oder **nach Österreich** importierten Biokraftstoffen, für die bereits ein Nachhaltigkeitsnachweis ausgestellt worden ist, auf Antrag des Inhabers des Nachhaltigkeitsnachweises Nachhaltigkeits-Teilnachweise in eNa aus. Der Antragsteller hat sich vorab gemäß § 14 Abs. 6 einer vereinfachten Registrierung zu unterziehen. Die Nachhaltigkeits-Teilnachweise werden nach Vorlage des Nachhaltigkeitsnachweises, der in Teilnachweise aufgeteilt werden soll, ausgestellt. Die Nummer des ursprünglichen Nachhaltigkeitsnachweises ist zu stornieren, die Nachhaltigkeits-Teilnachweise haben neue Nummern zu erhalten, die mit der ursprünglichen Nachhaltigkeitsnummer auf den neuen Nachhaltigkeits-Teilnachweisen aufzuscHEINEN haben.
2. Der Inhalt der Nachhaltigkeits-Teilnachweise hat Abs. 6 zu entsprechen. Nachhaltigkeits-Teilnachweise sind nach dem von der Umweltbundesamt GmbH veröffentlichten Muster in eNa auszustellen.

Registrierung

§ 14. (1) Betriebe, die Biokraftstoffe produzieren und die **in Österreich** Nachhaltigkeitsnachweise ausstellen, können sich bei der Umweltbundesamt GmbH registrieren lassen. Die Registrierung erfolgt elektronisch über eNa. Im Rahmen der Registrierung prüft die Umweltbundesamt GmbH für die vom Betrieb eingebrachten definierten Betriebszustände die Erfüllung der Anforderungen des Betriebs zur Ausstellung von Nachhaltigkeitsnachweisen.

(2) Teil der Registrierung ist eine von der Umweltbundesamt GmbH durchzuführende Schulung der Betriebe, insbesondere bezüglich der Verwendung von eNa

(3) Mit der Registrierung erhält jeder Betrieb für die vom Betrieb eingebrachten und von der Umweltbundesamt GmbH geprüften Betriebszustände eine eindeutige Registrierungsnummer, die auf den ausgestellten Nachhaltigkeitsnachweisen anzuführen ist. Ab Erhalt einer

Vorgeschlagene Fassung

(7) Nachhaltigkeitsnachweise sind nach dem von der Umweltbundesamt GmbH veröffentlichten Muster in eNa auszustellen.

(8) Für Nachhaltigkeits-Teilnachweise gilt Folgendes:

1. Die Umweltbundesamt GmbH stellt für Teilmengen von **im Bundesgebiet** produzierten oder **in das Bundesgebiet** importierten Biokraftstoffen **und/oder Biomethan**, für die bereits ein Nachhaltigkeitsnachweis ausgestellt worden ist, auf Antrag des Inhabers des Nachhaltigkeitsnachweises Nachhaltigkeits-Teilnachweise in eNa aus. Der Antragsteller hat sich vorab gemäß § 14 Abs. 6 einer vereinfachten Registrierung zu unterziehen. Die Nachhaltigkeits-Teilnachweise werden nach Vorlage des Nachhaltigkeitsnachweises, der in Teilnachweise aufgeteilt werden soll, ausgestellt. Die Nummer des ursprünglichen Nachhaltigkeitsnachweises ist zu stornieren, die Nachhaltigkeits-Teilnachweise haben neue Nummern zu erhalten, die mit der ursprünglichen Nachhaltigkeitsnummer auf den neuen Nachhaltigkeits-Teilnachweisen aufzuscHEINEN haben.
2. Der Inhalt der Nachhaltigkeits-Teilnachweise hat Abs. 6 zu entsprechen. Nachhaltigkeits-Teilnachweise sind nach dem von der Umweltbundesamt GmbH veröffentlichten Muster in eNa auszustellen.

Registrierung

§ 14. (1) Betriebe, die Biokraftstoffe **und/oder Biomethan** produzieren und die **im Bundesgebiet** Nachhaltigkeitsnachweise ausstellen, können sich bei der Umweltbundesamt GmbH registrieren lassen. Die Registrierung erfolgt elektronisch über eNa. Im Rahmen der Registrierung prüft die Umweltbundesamt GmbH für die vom Betrieb eingebrachten definierten Betriebszustände die Erfüllung der Anforderungen des Betriebs zur Ausstellung von Nachhaltigkeitsnachweisen.

(2) Teil der Registrierung ist eine von der Umweltbundesamt GmbH durchzuführende Schulung der Betriebe, insbesondere bezüglich der Verwendung von eNa.

(3) Mit der Registrierung erhält jeder Betrieb für die vom Betrieb eingebrachten und von der Umweltbundesamt GmbH geprüften Betriebszustände eine eindeutige Registrierungsnummer, die auf den ausgestellten Nachhaltigkeitsnachweisen anzuführen ist. Ab Erhalt einer

Geltende Fassung

Registrierungsnummer ist dieser Betrieb befähigt, für die im Rahmen der Registrierung geprüften definierten Herstellungsprozesse Nachhaltigkeitsnachweise in eNa auszustellen.

(4) Betriebe haben die Registrierung umgehend zu erneuern, wenn einer der folgenden Umstände eintritt:

1. Es soll eine Registrierung für weitere Betriebszustände erfolgen.
2. Für die Erfüllung der Verpflichtung gemäß § 12 Abs. 3 wird eine der folgenden Änderungen vorgenommen:
 - a) Der verwendete Standardwert wird auf Grund einer Änderung im Herstellungsprozess gegenüber der erstmaligen Registrierung verändert.
 - b) Von der Verwendung eines Standardwerts wird auf die Berechnung eines tatsächlichen Werts umgestellt.
 - c) Der verwendete tatsächliche Wert wird auf Grund einer Änderung im Herstellungsprozess gegenüber der erstmaligen Registrierung verändert.
3. Es treten sonstige wesentliche Änderungen im Herstellungsprozess in Bezug auf die Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien gegenüber der erstmaligen Registrierung auf.

(5) Änderungen gemäß Abs. 4 und Änderungen, die Firmendaten betreffen, sind der Umweltbundesamt GmbH in ausreichend dokumentierter Form unverzüglich schriftlich zur Kenntnis zu bringen. Die Umweltbundesamt GmbH hat auf Basis der eingebrachten Unterlagen die Änderungen gegenüber der Erstregistrierung zu prüfen und bei Vorliegen der Voraussetzungen des Betriebs zur Ausstellung von Nachhaltigkeitsnachweisen die Registrierung des Betriebs zu bestätigen. Bei Nichtvorliegen der Voraussetzungen erlischt die Registrierung.

(6) Betriebe, die nach § 2 **Z 34 meldeverpflichtet** sind oder die Biokraftstoffe **in Österreich** produzieren und die Nachhaltigkeit ihrer gesamten produzierten Biokraftstoffe ausschließlich mit einem Nachhaltigkeitssystem gemäß § 17 Abs. 3 nachweisen sowie Betriebe, die Kraftstoffe handeln, die im Bundesgebiet in den verbrauchsteuerrechtlichen freien Verkehr gebracht werden, haben sich bei der Umweltbundesamt GmbH einer vereinfachten Registrierung zu unterziehen. Teil der vereinfachten Registrierung ist eine von der Umweltbundesamt GmbH durchzuführende Schulung der Betriebe, insbesondere bezüglich der Verwendung von eNa. Mit der vereinfachten Registrierung erhält jeder Betrieb eine eindeutige

Vorgeschlagene Fassung

Registrierungsnummer ist dieser Betrieb befähigt, für die im Rahmen der Registrierung geprüften definierten Herstellungsprozesse Nachhaltigkeitsnachweise in eNa auszustellen.

(4) Betriebe haben die Registrierung umgehend zu erneuern, wenn einer der folgenden Umstände eintritt:

1. Es soll eine Registrierung für weitere Betriebszustände erfolgen.
2. Für die Erfüllung der Verpflichtung gemäß § 12 Abs. 3 wird eine der folgenden Änderungen vorgenommen:
 - a) Der verwendete Standardwert wird auf Grund einer Änderung im Herstellungsprozess gegenüber der erstmaligen Registrierung verändert.
 - b) Von der Verwendung eines Standardwerts wird auf die Berechnung eines tatsächlichen Werts umgestellt.
 - c) Der verwendete tatsächliche Wert wird auf Grund einer Änderung im Herstellungsprozess gegenüber der erstmaligen Registrierung verändert.
3. Es treten sonstige wesentliche Änderungen im Herstellungsprozess in Bezug auf die Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien gegenüber der erstmaligen Registrierung auf.

(5) Änderungen gemäß Abs. 4 und Änderungen, die Firmendaten betreffen, sind der Umweltbundesamt GmbH in ausreichend dokumentierter Form unverzüglich schriftlich zur Kenntnis zu bringen. Die Umweltbundesamt GmbH hat auf Basis der eingebrachten Unterlagen die Änderungen gegenüber der Erstregistrierung zu prüfen und bei Vorliegen der Voraussetzungen des Betriebs zur Ausstellung von Nachhaltigkeitsnachweisen die Registrierung des Betriebs zu bestätigen. Bei Nichtvorliegen der Voraussetzungen erlischt die Registrierung.

(6) Betriebe, die nach § 2 **Z 40 meldepflichtig** sind oder die Biokraftstoffe **und/oder Biomethan im Bundesgebiet** produzieren und die Nachhaltigkeit ihrer gesamten produzierten Biokraftstoffe **und/oder des produzierten Biomethans** ausschließlich mit einem Nachhaltigkeitssystem gemäß § 17 Abs. 3 nachweisen sowie Betriebe, die Kraftstoffe handeln, die im Bundesgebiet in den verbrauchsteuerrechtlichen freien Verkehr gebracht werden, haben sich bei der Umweltbundesamt GmbH einer vereinfachten Registrierung zu unterziehen. Teil der vereinfachten Registrierung ist eine von der Umweltbundesamt GmbH durchzuführende Schulung der Betriebe, insbesondere bezüglich der Verwendung

Geltende Fassung

Registrierungsnummer. Änderungen, die Firmendaten betreffen, sind der Umweltbundesamt GmbH in ausreichend dokumentierter Form unverzüglich schriftlich zur Kenntnis zu bringen.

(6a) **Stromanbieter, die den Beitrag von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen gemäß § 11 auf die Ziele gemäß §§ 5 und 7 anrechnen lassen wollen**, müssen sich bei der Umweltbundesamt GmbH registrieren.

(7) Die Umweltbundesamt GmbH hat ein Verzeichnis der registrierten Betriebe zu führen und zu veröffentlichen.

Vorgeschlagene Fassung

von elNa. Mit der vereinfachten Registrierung erhält jeder Betrieb eine eindeutige Registrierungsnummer. Änderungen, die Firmendaten betreffen, sind der Umweltbundesamt GmbH in ausreichend dokumentierter Form unverzüglich schriftlich zur Kenntnis zu bringen. **Voraussetzungen für eine Registrierung und vereinfachte Registrierung ist eine Zertifizierung aller Standorte an denen nachhaltige Biokraftstoffe und/oder Biomethan produziert, gehandelt oder gelagert werden durch ein in Österreich anerkanntes Zertifizierungssystem. Für bereits registrierte Betriebe ist dieser Nachweis bis 1. Jänner 2024 zu erbringen.**

(6a) **Antragsberechtigte für Strommengen gemäß § 2 Z 37** müssen sich bei der Umweltbundesamt GmbH **bis spätestens 31. Jänner des dem Berichtsjahr folgenden Jahres** registrieren. **Im Rahmen der Registrierung ist**

- 1. ein Nachweis über den Betrieb mindestens eines öffentlichen oder halb-öffentlichen Ladepunktes zu erbringen sowie**
- 2. eine von der Umweltbundesamt GmbH durchzuführende Schulung zu absolvieren, insbesondere bezüglich der zu verwendenden elektronische Vorlage sowie der Verwendung von elNa.**

(7) Eine Zertifizierungsstelle, die von einem in Österreich anerkannten Zertifizierungssystem anerkannt ist und in Österreich Betriebe hinsichtlich der Einhaltung der Anforderungen gemäß §§ 8,9, 10, 12 und 13 auditiert, muss sich bei der Umweltbundesamt GmbH registrieren. Voraussetzung für die Registrierung ist der Nachweis einer gültigen Akkreditierung gemäß ÖVE/ÖNORM EN ISO/IEC 17065 „Konformitätsbewertung - Anforderungen an Stellen, die Produkte, Prozesse und Dienstleistungen zertifizieren“ vom 1. Februar 2013 und ÖNORM EN ISO 14065 „Allgemeine Grundsätze und Anforderungen an Validierungs- und Verifizierungsstellen von Umweltinformationen“ vom 15. Februar 2022 sowie ein Nachweis der fachlichen Eignung zur Kontrolle der Nachhaltigkeitsanforderungen gemäß §§ 8, 9, 10, 12 und 13. Für Zertifizierungsstellen, die bis 31. Dezember 2022 in Österreich Audits gemäß §§ 8, 9, 10, 12 und 13 durchgeführt haben, hat diese Registrierung bis spätestens 1. Jänner 2024 zu erfolgen.

(8) Die Umweltbundesamt GmbH hat ein Verzeichnis der registrierten Betriebe, **der Antragsberechtigten für Strommengen und der Zertifizierungsstellen** zu führen und zu veröffentlichen.

Geltende Fassung

Anerkennung von Nachhaltigkeitsnachweisen von anderen Mitgliedstaaten und Drittstaaten

§ 17. (1) Nachhaltigkeitsnachweise, die aus anderen Mitgliedstaaten der Europäischen Union stammen, sind nach Prüfung durch die Umweltbundesamt GmbH von dieser anzuerkennen, wenn sie durch die von der Behörde benannten Stelle, die in diesem Mitgliedstaat für die Nachweisführung zuständig ist, anerkannt sind.

(2) Nachhaltigkeitsnachweise, die aus Drittstaaten stammen und die gemäß einem Beschluss der Europäischen Kommission nach Art. 18 Abs. 4 und 6 der Richtlinie 2009/28/EG und Art. 7c Abs. 4 und 6 der Richtlinie 98/70/EG auf Basis eines Vertrags, den die Europäische Union mit einem Drittstaat geschlossen hat, den Nachhaltigkeitskriterien gemäß Art. 17 der Richtlinie 2009/28/EG und Art. 7b der Richtlinie 98/70/EG entsprechen, sind nach Prüfung durch die Umweltbundesamt GmbH von dieser anzuerkennen.

(3) Nachhaltigkeitsnachweise, die gemäß einem Beschluss der Europäischen Kommission nach Art. 18 Abs. 4 und 6 der Richtlinie 2009/28/EG und Art. 7c Abs. 4 und 6 der Richtlinie 98/70/EG auf Basis freiwilliger nationaler oder internationaler Regelungen die Nachhaltigkeitskriterien gemäß Art. 17 der Richtlinie 2009/28/EG und Art. 7b der Richtlinie 98/70/EG erfüllen, sind nach Prüfung durch die Umweltbundesamt GmbH von dieser anzuerkennen.

(4) Die Umweltbundesamt GmbH hat die in Österreich anerkannten Nachhaltigkeitsnachweise zu veröffentlichen.

Überprüfung und Kontrolle

§ 18. (1) Die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie ist berechtigt, die Einhaltung der Bestimmungen dieser Verordnung zu kontrollieren. Die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie kann sich dabei unter Bedachtnahme auf die Grundsätze der Sparsamkeit, Wirtschaftlichkeit und Zweckmäßigkeit der Umweltbundesamt GmbH bedienen, die im Rahmen ihrer gemäß § 6 des Umweltkontrollgesetzes, BGBl. I Nr. 152/1998, in der Fassung des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. 40/2014, übertragenen Aufgaben tätig wird. In diesem Fall ist das Ergebnis der Prüfung in Form eines Kurzberichts an die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie zu übermitteln. Die

Vorgeschlagene Fassung

Anerkennung von Nachhaltigkeitsnachweisen von anderen Mitgliedstaaten und Drittstaaten

§ 17. (1) Nachhaltigkeitsnachweise, die aus anderen Mitgliedstaaten der Europäischen Union stammen, sind nach Prüfung durch die Umweltbundesamt GmbH von dieser anzuerkennen, wenn sie durch die von der Behörde benannten Stelle, die in diesem Mitgliedstaat für die Nachweisführung zuständig ist, anerkannt sind.

(2) Nachhaltigkeitsnachweise, die aus Drittstaaten stammen und die gemäß einem Beschluss der Europäischen Kommission nach Art. 18 Abs. 4 und 6 der Richtlinie 2009/28/EG und Art. 7c Abs. 4 und 6 der Richtlinie 98/70/EG auf Basis eines Vertrags, den die Europäische Union mit einem Drittstaat geschlossen hat, den Nachhaltigkeitskriterien gemäß Art. 17 der Richtlinie 2009/28/EG und Art. 7b der Richtlinie 98/70/EG entsprechen, sind nach Prüfung durch die Umweltbundesamt GmbH von dieser anzuerkennen.

(3) Nachhaltigkeitsnachweise, die gemäß einem Beschluss der Europäischen Kommission nach Art. 30 Abs. 4 und 6 der Richtlinie (EU) 2018/2001 und Art. 7c Abs. 4 und 6 der Richtlinie 98/70/EG auf Basis freiwilliger nationaler oder internationaler Regelungen die Nachhaltigkeitskriterien gemäß Art. 29 der Richtlinie (EU) 2018/2001 und Art. 7b der Richtlinie 98/70/EG erfüllen, sind nach Prüfung durch die Umweltbundesamt GmbH von dieser anzuerkennen.

Überprüfung und Kontrolle

§ 18. (1) Die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie ist berechtigt, die Einhaltung der Bestimmungen dieser Verordnung zu kontrollieren. Die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie kann sich dabei unter Bedachtnahme auf die Grundsätze der Sparsamkeit, Wirtschaftlichkeit und Zweckmäßigkeit der Umweltbundesamt GmbH bedienen, die im Rahmen ihrer gemäß § 6 des Umweltkontrollgesetzes, BGBl. I Nr. 152/1998, in der Fassung des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. 40/2014, übertragenen Aufgaben tätig wird. In diesem Fall ist das Ergebnis der Prüfung in Form eines Kurzberichts an die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie zu übermitteln. Die

Geltende Fassung

Weisungsbefugnis der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie bleibt unberührt.

(2) Kontrollen hinsichtlich der Einhaltung der Bestimmungen gemäß § 3 sind gemäß Art. 8 der Richtlinie 98/70/EG, zuletzt geändert durch die Richtlinie (EU) 2015/1513, stichprobenartig durchzuführen.

(3) Für die folgenden risikobasierten und stichprobenartig durchgeführten spezifischen Kontrollen gilt Folgendes:

1. Kontrollen hinsichtlich der Einhaltung der Bestimmungen gemäß §§ 5 6, und 7 und 7a sind insbesondere auf Basis der Berichte gemäß § 20 durchzuführen. Kontrollen hinsichtlich der Einhaltung der Verpflichtungen, die Substitutions- und Meldeverpflichtete treffen, können auch in deren Betrieben vor Ort durchgeführt werden. Im Rahmen der vor Ort Kontrollen sind auf Verlangen die entsprechenden Verträge gemäß §§7, 7a und 11 vorzulegen
2. Kontrollen hinsichtlich der Einhaltung der Bestimmungen gemäß §§ 9, 10 und 12 werden bei den Betrieben vor Ort durchgeführt. Werden im Rahmen der Überprüfung Mängel bei der Überwachung bezüglich der Einhaltung der Bestimmungen festgestellt, so ist der entsprechende Betrieb aufzufordern, diese in angemessener Frist zu beheben und die Behebung der Mängel nach einer neuerlichen Kontrolle vorzuweisen. Bei einem schweren Mangel durch den die Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien nicht mehr sichergestellt ist, dürfen bis zum Zeitpunkt der Mängelbehebung keine Nachhaltigkeitsnachweise mehr ausgestellt werden. Die Nichtbehebung von festgestellten Mängeln kann einen befristeten oder dauerhaften Entzug der Registrierung nach sich ziehen.
3. Die Kontrolle der gemäß § 20 übermittelten Daten **erfolgt** bei den Berichtspflichtigen vor Ort.
4. Für die Prüfung der Anrechnungsvoraussetzungen gemäß § 11 sind **vom Stromanbieter** innerhalb einer angemessenen Frist entsprechende Unterlagen zur Prüfung vorzulegen.

Vorgeschlagene Fassung

Weisungsbefugnis der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie bleibt unberührt.

(2) Kontrollen hinsichtlich der Einhaltung der Bestimmungen gemäß § 3 sind gemäß Art. 8 der Richtlinie 98/70/EG, zuletzt geändert durch die Richtlinie (EU) 2015/1513, stichprobenartig durchzuführen.

(3) Für die folgenden risikobasierten und stichprobenartig durchgeführten spezifischen Kontrollen gilt Folgendes:

1. Kontrollen hinsichtlich der Einhaltung der Bestimmungen gemäß §§ 5, 6, und 7 und 7a sind insbesondere auf Basis der Berichte gemäß § 20 durchzuführen. Kontrollen hinsichtlich der Einhaltung der Verpflichtungen, die Substitutions- und Meldeverpflichtete treffen, können auch in deren Betrieben vor Ort durchgeführt werden. Im Rahmen der vor Ort Kontrollen sind auf Verlangen die entsprechenden Verträge gemäß §§7, 7a und 11 vorzulegen.
2. Kontrollen hinsichtlich der Einhaltung der Bestimmungen gemäß §§ 9, 10 und 12 werden bei den Betrieben vor Ort durchgeführt. Werden im Rahmen der Überprüfung Mängel bei der Überwachung bezüglich der Einhaltung der Bestimmungen festgestellt, so ist der entsprechende Betrieb aufzufordern, diese in angemessener Frist zu beheben und die Behebung der Mängel nach einer neuerlichen Kontrolle vorzuweisen. Bei einem schweren Mangel durch den die Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien nicht mehr sichergestellt ist, dürfen bis zum Zeitpunkt der Mängelbehebung keine Nachhaltigkeitsnachweise mehr ausgestellt werden. Die Nichtbehebung von festgestellten Mängeln kann einen befristeten oder dauerhaften Entzug der Registrierung nach sich ziehen.
3. Die Kontrolle der gemäß § 20 übermittelten Daten **kann** bei den Berichtspflichtigen vor Ort **erfolgen**.
4. Für die Prüfung der Anrechnungsvoraussetzungen gemäß § 11 sind **von den Antragsberechtigten für Strommengen (§ 2 Z 37)** innerhalb einer angemessenen Frist entsprechende Unterlagen zur Prüfung vorzulegen. **Kontrollen hinsichtlich der Einhaltung der Bestimmungen gemäß § 11 können bei den Antragsberechtigten für Strommengen vor Ort durchgeführt werden. Werden im Rahmen der Kontrolle Mängel festgestellt, so ist die entsprechende Antragsberechtigte oder der**

Geltende Fassung

(4) Die zu kontrollierenden Substitutions- und Berichtspflichtigen haben die für die Kontrolltätigkeit notwendigen Auskünfte zu erteilen, Einsichtnahme in die Aufzeichnungen zu gewähren, auf Verlangen unentgeltlich Ausdrucke, Kopien oder Datensätze zur Verfügung zu stellen sowie Zutritt zu den Betriebsstätten zu gestatten. Die Überwachungstätigkeit ist während der Betriebszeiten in angemessener Weise durchzuführen.

Berechnung der Lebenszyklustreibhausgasemissionen von Biokraftstoffen

§ 19. (1) Die durch die Verwendung von Biokraftstoffen erzielte Einsparung bei den Lebenszyklustreibhausgasemissionen wird berechnet

Vorgeschlagene Fassung

Antragsberechtigte für Strommengen aufzufordern, diese in angemessener Frist zu beheben. Die Nichtbehebung von festgestellten schweren Mängeln kann einen befristeten oder dauerhaften Entzug der Registrierung nach sich ziehen.

5. Für die Kontrolle der Arbeitsweise der Zertifizierungsstelle übermitteln diese auf Antrag der Umweltbundesamt GmbH alle relevanten Informationen, die zur Überwachung der Arbeitsweise erforderlich sind, einschließlich genauer Angaben zu Datum, Uhrzeit und Ort der Durchführung der Audits bei auditierten Unternehmen. Die Kontrolle kann auch vor Ort begleitend im Rahmen eines Audits der Zertifizierungsstelle bei einem Unternehmen erfolgen. Werden im Rahmen der Überprüfung Mängel festgestellt, so ist die entsprechende Zertifizierungsstelle aufzufordern, diese in angemessener Frist zu beheben. Die Nichtbehebung von festgestellten schweren Mängeln kann einen befristeten oder dauerhaften Entzug der Registrierung nach sich ziehen.

(4) Die zu kontrollierenden Substitutions-, Berichtspflichtigen, Antragsberechtigten für Strommengen und Zertifizierungsstellen haben die für die Kontrolltätigkeit notwendigen Auskünfte zu erteilen, Einsichtnahme in die Aufzeichnungen zu gewähren, auf Verlangen unentgeltlich Ausdrucke, Kopien oder Datensätze zur Verfügung zu stellen sowie Zutritt zu den Betriebsstätten zu gestatten. Die Überwachungstätigkeit ist während der Betriebszeiten in angemessener Weise durchzuführen.

(5) Sollten bei einer Kontrolle der Umweltbundesamt GmbH ein oder mehrere gravierende Verstöße gegen die Bestimmungen dieser Verordnung festgestellt werden, kann die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie nach Übermittlung des Berichts nach Abs. 1 über die Aberkennung der Rechte des oder der Betroffenen nach dieser Verordnung per Bescheid binnen 6 Monaten ab dem Tag der Kontrolle entscheiden.

Berechnung der Lebenszyklustreibhausgasemissionen von Biokraftstoffen und Biomethan

§ 19. (1) Die durch die Verwendung von Biokraftstoffen und/oder Biomethan erzielte Einsparung bei den Lebenszyklustreibhausgasemissionen wird berechnet

Geltende Fassung

1. unter Verwendung eines Standardwerts sofern
 - a) ein solcher Wert gemäß Anhang X Teil A oder Teil B für die Treibhausgasemissionseinsparung für den Herstellungsweg festgelegt ist und
 - b) der gemäß Anhang X Z 7 errechnete Wert für diese Biokraftstoffe kleiner oder gleich null ist,
2. unter Verwendung eines gemäß der in Anhang X Teil C festgelegten Methodologie errechneten tatsächlichen Wertes oder
3. unter Verwendung eines als Summe der in der Formel in Anhang X Teil C Z 1 genannten Faktoren berechneten Wertes, wobei zum Teil die disaggregierten Standardwerte gemäß Anhang X Teil D und E, zum Teil die nach der Methodologie in Anhang X Teil C errechneten tatsächlichen Werte verwendet werden können.

(2) Für die zur Berechnung von tatsächlichen Werten von Lebenszyklustreibhausgasemissionen notwendigen grundlegenden spezifischen Annahmen und Faktoren sind die von der Umweltbundesamt GmbH veröffentlichten Werte zu verwenden.

(3) Für **in Österreich** hergestellte Biokraftstoffe, für die keine Standardwerte gemäß **Anhang X** vorliegen, sind für die Emissionsberechnungen tatsächlichen Werte oder die im Verlautbarungsblatt der Agrarmarkt Austria oder die durch die Umweltbundesamt GmbH veröffentlichten Werte heranzuziehen.

(4) Für die Einhaltung der Bestimmungen gemäß § 12 Abs. 3 ist der Referenzwert von **83,8** CO₂-Äquivalent in g/MJ zu verwenden.

Berechnung der Treibhausgasintensität **der Kraftstoffe** und Energieträger **eines Meldeverpflichteten**

§ 19a. (1) Die Berechnung der Treibhausgasintensität einer Meldeverpflichteten oder eines Meldeverpflichteten gemäß § 7 erfolgt entsprechend **Anhang Xa** Teil A.

(2) Die für die Berechnung gemäß Abs. 1 benötigten Mengen der einzelnen Kraftstoffarten ergeben sich aus den übermittelten Daten gemäß **Anhang I** Tabelle 1 Z 17 „POSITIONSDATEN e-VD“ Buchstabe d „Menge“, Buchstabe f „Nettogewicht“ und Buchstabe o „Dichte“ der Verordnung 684/2009/EG zur Durchführung der Richtlinie 2008/118/EG in Bezug auf die EDV-gestützten

Vorgeschlagene Fassung

1. unter Verwendung eines Standardwerts sofern
 - a) ein solcher Wert gemäß Anhang X Teil A oder Teil B für die Treibhausgasemissionseinsparung für den Herstellungsweg festgelegt ist und
 - b) der gemäß Anhang X Z 7 errechnete Wert für diese Biokraftstoffe **und/oder Biomethan** kleiner oder gleich null ist,
2. unter Verwendung eines gemäß der in Anhang X Teil C festgelegten Methodologie errechneten tatsächlichen Wertes oder
3. unter Verwendung eines als Summe der in der Formel in Anhang X Teil C Z 1 genannten Faktoren berechneten Wertes, wobei zum Teil die disaggregierten Standardwerte gemäß Anhang X Teil D und E, zum Teil die nach der Methodologie in Anhang X Teil C errechneten tatsächlichen Werte verwendet werden können.

(2) Für die zur Berechnung von tatsächlichen Werten von Lebenszyklustreibhausgasemissionen notwendigen grundlegenden spezifischen Annahmen und Faktoren sind die von der Umweltbundesamt GmbH veröffentlichten Werte zu verwenden.

(3) Für **im Bundesgebiet** hergestellte Biokraftstoffe **und Biomethan**, für die keine Standardwerte gemäß **Anhang X** vorliegen, sind für die Emissionsberechnungen tatsächlichen Werte oder die im Verlautbarungsblatt der Agrarmarkt Austria oder die durch die Umweltbundesamt GmbH veröffentlichten Werte heranzuziehen.

(4) Für die Einhaltung der Bestimmungen gemäß § 12 Abs. 3 ist der Referenzwert von **94** CO₂-Äquivalent in g/MJ zu verwenden.

Berechnung der Treibhausgasintensität **der Kraftstoffe** und Energieträger **von Meldepflichtigen**

§ 19a. (1) Die Berechnung der Treibhausgasintensität einer Meldeverpflichteten oder eines Meldeverpflichteten gemäß § 7 erfolgt entsprechend **Anhang Xa** Teil A.

(2) Die für die Berechnung gemäß Abs. 1 benötigten Mengen der einzelnen Kraftstoffarten ergeben sich aus den übermittelten Daten gemäß **Anhang I** Tabelle 1 Z 17 „POSITIONSDATEN e-VD“ Buchstabe d „Menge“, Buchstabe f „Nettogewicht“ und Buchstabe o „Dichte“ der Verordnung 684/2009/EG zur Durchführung der Richtlinie 2008/118/EG in Bezug auf die EDV-gestützten

Geltende Fassung

Verfahren für die Beförderung verbrauchsteuerpflichtiger Waren unter Steueraussetzung, ABl. Nr. L 194 vom 29.07.2009 S. 24, zuletzt geändert durch die Durchführungsverordnung (EU) 2016/379, ABl. Nr. L 72 vom 17.03.2016 S. 13.

(3) Die Umrechnung der Kraftstoffmengen in die unteren Heizwerte erfolgt für Biokraftstoffmengen anhand der in **Anhang IX** aufgeführten Energiedichten und für Mengen von Kraftstoffen nicht-biogenen Ursprungs anhand der im **Anhang Xa** Teil B angeführten Werte.

(4) Für die Berechnung der Energiemengen gemeinsam verarbeiteter Ausgangsstoffe oder Kraftstoffmengen gilt Folgendes:

- a) Die Verarbeitung umfasst jede Veränderung während des Lebenszyklus **ses** eines gelieferten Kraftstoffs oder Energieträgers, die zu einer Veränderung der Molekularstruktur dieses Erzeugnisses führt. Die Zugabe eines Denaturierungsmittels fällt nicht unter diese Verarbeitung.
- b) Die Menge Biokraftstoffe, die zusammen mit Kraftstoffen nicht-biogenen Ursprungs verarbeitet wird, gibt den Zustand des Biokraftstoffs nach der Verarbeitung wieder. Die Menge des mitverarbeiteten Biokraftstoffs wird gemäß **Anhang X** Teil C Z 17 des anhand der Energiebilanz und der Effizienz des Mitverarbeitungsprozesses bestimmt.
- c) Werden unterschiedliche Biokraftstoffe mit fossilen Kraftstoffen vermischt, so berücksichtigen die Meldeverpflichteten Menge und Art der einzelnen Biokraftstoffe in der Berechnung und teilen sie im Rahmen der Berichtspflicht gemäß § 20 mit.
- d) Die Menge des gelieferten Biokraftstoffs, die nicht die Nachhaltigkeitskriterien nach § 12 erfüllt, wird als fossiler Kraftstoff gezählt.
- e) Für die Zwecke von Artikel 6 der Verordnung (EG) Nr. 443/2009 zur Festsetzung von Emissionsnormen für neue Personenkraftwagen im Rahmen des Gesamtkonzepts der Gemeinschaft zur Verringerung der CO₂-Emissionen von Personenkraftwagen und leichten Nutzfahrzeugen, ABl. Nr. L 140 vom 05.06.2009 S. 1, zuletzt geändert durch die Berichtigung ABl. Nr. L 105 vom 21.04.2016 S. 24, wird ein E85-Benzin-Ethanol-Gemisch als separater Kraftstoff

Vorgeschlagene Fassung

Verfahren für die Beförderung verbrauchsteuerpflichtiger Waren unter Steueraussetzung, ABl. Nr. L 194 vom 29.07.2009 S. 24, zuletzt geändert durch die Durchführungsverordnung (EU) 2016/379, ABl. Nr. L 72 vom 17.03.2016 S. 13.

(3) Die Umrechnung der Kraftstoffmengen in die unteren Heizwerte erfolgt für Biokraftstoff- **und Biomethan** mengen anhand der in **Anhang IX** aufgeführten Energiedichten und für Mengen von Kraftstoffen nicht-biogenen Ursprungs anhand der im **Anhang Xa** Teil B angeführten Werte.

(4) Für die Berechnung der Energiemengen gemeinsam verarbeiteter Ausgangsstoffe oder Kraftstoffmengen gilt Folgendes:

- a) Die Verarbeitung umfasst jede Veränderung während des Lebenszyklus eines gelieferten Kraftstoffs oder Energieträgers, die zu einer Veränderung der Molekularstruktur dieses Erzeugnisses führt. Die Zugabe eines Denaturierungsmittels fällt nicht unter diese Verarbeitung.
- b) Die Menge Biokraftstoffe, die zusammen mit Kraftstoffen nicht-biogenen Ursprungs verarbeitet wird, gibt den Zustand des Biokraftstoffs nach der Verarbeitung wieder. Die Menge des mitverarbeiteten Biokraftstoffs wird gemäß **Anhang X** Teil C Z 17 des anhand der Energiebilanz und der Effizienz des Mitverarbeitungsprozesses bestimmt.
- c) Werden unterschiedliche Biokraftstoffe mit fossilen Kraftstoffen vermischt, so berücksichtigen die Meldeverpflichteten Menge und Art der einzelnen Biokraftstoffe in der Berechnung und teilen sie im Rahmen der Berichtspflicht gemäß § 20 mit.
- d) Die Menge des gelieferten Biokraftstoffs **und/oder Biomethans**, die nicht die Nachhaltigkeitskriterien nach § 12 erfüllt, wird als fossiler Kraftstoff gezählt.
- e) Für die Zwecke von Artikel 6 der Verordnung (EG) Nr. 443/2009 zur Festsetzung von Emissionsnormen für neue Personenkraftwagen im Rahmen des Gesamtkonzepts der Gemeinschaft zur Verringerung der CO₂-Emissionen von Personenkraftwagen und leichten Nutzfahrzeugen, ABl. Nr. L 140 vom 05.06.2009 S. 1, zuletzt geändert durch die Berichtigung ABl. Nr. L 105 vom 21.04.2016 S. 24, wird ein E85-Benzin-Ethanol-Gemisch als separater Kraftstoff

Geltende Fassung

berechnet.

(5) Die Upstream-Emissions-Reduktionen (UER) werden entsprechend den Anforderungen des § 19b ermittelt.

(6) Die Treibhausgasintensität jedes Kraftstoffs oder Energieträgers ist wie folgt zu berechnen:

- a) Die Treibhausgasintensität von fossilen Kraftstoffen und erneuerbaren Kraftstoffen nicht-biogenen Ursprungs ist die in Spalte 4 der Tabelle in **Anhang Xa** Teil D aufgelistete gewichtete Lebenszyklustreibhausgasintensität je Kraftstoffart.
- b) Die Treibhausgasintensität von Biokraftstoffen, die die Nachhaltigkeitskriterien gemäß § 12 erfüllen, wird gemäß § 19 berechnet. Wurden die Daten zu den Lebenszyklustreibhausgasemissionen entsprechend einer Übereinkunft oder einem System gemäß § 17 Abs. 3 gewonnen, so werden diese Daten auch zur Bestimmung der Treibhausgasintensität dieser Biokraftstoffe herangezogen.
- c) Die Treibhausgasintensität von Biokraftstoffen, die die Nachhaltigkeitskriterien nach § 12 nicht erfüllen, entspricht der Treibhausgasintensität des entsprechenden fossilen, aus konventionellem Rohöl oder -gas gewonnenen Kraftstoffs.
- d) Die Treibhausgasintensität von elektrischem Strom wird für Österreich nach den geeigneten internationalen Normen durch die Umweltbundesamt GmbH berechnet und jährlich veröffentlicht.
- e) Bei der Berechnung der Treibhausgasintensität gemeinsam verarbeiteter Kraftstoffe nicht-biogenen Ursprungs und von Biokraftstoffen gilt, dass die Treibhausgasintensität von Biokraftstoffen, die zusammen mit fossilen Kraftstoffen verarbeitet werden, den Zustand des Biokraftstoffs nach der Verarbeitung **wieder gibt**.

Upstream Emissions-Reduktionen

§ 19b. (1) Upstream Emissions-Reduktionen aus Projekten gemäß § 2 Z **20**, die in einem beliebigen Land bei Förderstellen von fossilen Rohstoffen bzw. im Upstream Bereich generiert wurden, können von einem nach § 7 Verpflichteten auf die Treibhausgasintensität eines beliebigen Kraftstoffes angerechnet werden.

Vorgeschlagene Fassung

berechnet.

(5) Die Upstream-Emissions-Reduktionen (UER) werden entsprechend den Anforderungen des § 19b ermittelt.

(6) Die Treibhausgasintensität jedes Kraftstoffs oder Energieträgers ist wie folgt zu berechnen:

- a) Die Treibhausgasintensität von fossilen Kraftstoffen und erneuerbaren Kraftstoffen nicht-biogenen Ursprungs ist die in Spalte 4 der Tabelle in **Anhang Xa** Teil D aufgelistete gewichtete Lebenszyklustreibhausgasintensität je Kraftstoffart.
- b) Die Treibhausgasintensität von Biokraftstoffen **und Biomethans**, die die Nachhaltigkeitskriterien gemäß § 12 erfüllen, wird gemäß § 19 berechnet. Wurden die Daten zu den Lebenszyklustreibhausgasemissionen entsprechend einer Übereinkunft oder einem System gemäß § 17 Abs. 3 gewonnen, so werden diese Daten auch zur Bestimmung der Treibhausgasintensität dieser Biokraftstoffe herangezogen.
- c) Die Treibhausgasintensität von Biokraftstoffen **und Biomethan**, die die Nachhaltigkeitskriterien nach § 12 nicht erfüllen, entspricht der Treibhausgasintensität des entsprechenden fossilen, aus konventionellem Rohöl oder -gas gewonnenen Kraftstoffs.
- d) Die Treibhausgasintensität von elektrischem Strom wird für Österreich nach den geeigneten internationalen Normen durch die Umweltbundesamt GmbH berechnet und jährlich veröffentlicht.
- e) Bei der Berechnung der Treibhausgasintensität gemeinsam verarbeiteter Kraftstoffe nicht-biogenen Ursprungs und von Biokraftstoffen gilt, dass die Treibhausgasintensität von Biokraftstoffen, die zusammen mit fossilen Kraftstoffen verarbeitet werden, den Zustand des Biokraftstoffs nach der Verarbeitung **wiedergibt**.

Upstream Emissions-Reduktionen

§ 19b. (1) Upstream Emissions-Reduktionen aus Projekten gemäß § 2 Z **24**, die in einem beliebigen Land bei Förderstellen von fossilen Rohstoffen bzw. im Upstream Bereich generiert wurden, können von einem nach § 7 Verpflichteten **zur Anerkennung eingereicht und** auf die Treibhausgasintensität eines beliebigen

Geltende Fassung

Die Anrechnung von Upstream Emissions-Reduktionen auf die Ziele gemäß § 7 kann erfolgen, wenn

1. die Upstream Emissions-Reduktionen nur auf den die Upstream-Emissionen betreffenden Teil der durchschnittlichen Standardwerte für Ottokraftstoff, Diesel, komprimiertes Erdgas (CNG, LNG) oder Flüssiggas (LPG) angewendet werden. Die Obergrenzen für die Anrechnung sind gemäß **Anhang Xa** Teil E zu berechnen und einzuhalten;
2. sie mit Projekten in Verbindung stehen, aus denen die ersten Emissions-Reduktionen nachweislich nach dem 1. Januar 2011 generiert wurden und nachweislich im jeweiligen Verpflichtungsjahr erbracht wurden.
3.
 - a) ein in Österreich positiv beurteilter Projektantrag entsprechend Abs. 2 vorliegt, die Abschätzung und Validierung der Upstream Emissions-Reduktionen im Rahmen dieses Projekts gemäß Abs. 3 durchgeführt wurden und ein positiv beurteilter Anrechnungsantrag gemäß Abs. 5 vorliegt oder
 - b) ein Nachweis für Reduktionen aus Upstream Emissionen für das jeweilige Verpflichtungsjahr aus Systemen anderer Mitgliedstaaten der Europäischen Union vorliegt. Dieser Nachweis ist nach Prüfung durch die Umweltbundesamt GmbH von dieser anzuerkennen, wenn dieser Nachweis durch die von der Behörde benannten Stelle, die in diesem Mitgliedstaat für die Nachweisführung zuständig ist, anerkannt ist oder
 - c) wenn Upstream Emissions-Reduktionen aus Projekten stammen, deren zertifizierte Emissionsreduktionen in einem Register entsprechend § 43 des Emissionszertifikategesetzes 2011 – EZG 2011, BGBl. I Nr. 118/2011, in der Fassung des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. 128/2015, registriert sind; oder gemäß § 47 Umweltförderungsgesetz – UFG, BGBl. I Nr. 185/1993, in der Fassung des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. 114/2020, registriert sind oder deren Löschung im CDM-Register in Form einer vom CDM-Register ausgestellten Löschungsurkunde nachgewiesen wurde. Die Löschungsurkunde muss zumindest folgende Informationen enthalten:
 - aa) Name der betroffenen Minderungsverpflichteten oder des betroffenen Minderungsverpflichteten gemäß § 2 **Z 34** iVm § 7

Vorgeschlagene Fassung

Kraftstoffes angerechnet werden. Die Anrechnung von Upstream Emissions-Reduktionen auf die Ziele gemäß § 7 kann erfolgen, wenn

1. die Upstream Emissions-Reduktionen nur auf den die Upstream-Emissionen betreffenden Teil der durchschnittlichen Standardwerte für Ottokraftstoff, Diesel, komprimiertes Erdgas (CNG, LNG) oder Flüssiggas (LPG) angewendet werden. Die Obergrenzen für die Anrechnung sind gemäß **Anhang Xa** Teil E zu berechnen und einzuhalten;
2. sie mit Projekten in Verbindung stehen, aus denen die ersten Emissions-Reduktionen nachweislich nach dem 1. Januar 2011 generiert wurden und nachweislich im jeweiligen Verpflichtungsjahr erbracht wurden.
3.
 - a) ein in Österreich positiv beurteilter Projektantrag entsprechend Abs. 2 vorliegt, die Abschätzung und Validierung der Upstream Emissions-Reduktionen im Rahmen dieses Projekts gemäß Abs. 3 durchgeführt wurden und ein positiv beurteilter Anrechnungsantrag gemäß Abs. 5 vorliegt oder
 - b) ein Nachweis für Reduktionen aus Upstream Emissionen für das jeweilige Verpflichtungsjahr aus Systemen anderer Mitgliedstaaten der Europäischen Union, **die von Österreich anerkannt sind**, vorliegt. Dieser Nachweis ist nach Prüfung durch die Umweltbundesamt GmbH von dieser anzuerkennen, wenn dieser Nachweis durch die von der Behörde benannten Stelle, die in diesem Mitgliedstaat für die Nachweisführung zuständig ist, anerkannt ist oder
 - c) wenn Upstream Emissions-Reduktionen aus Projekten stammen, deren zertifizierte Emissionsreduktionen in einem Register entsprechend § 43 des Emissionszertifikategesetzes 2011 – EZG 2011, BGBl. I Nr. 118/2011, in der Fassung des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. 128/2015, registriert sind; oder gemäß § 47 Umweltförderungsgesetz – UFG, BGBl. I Nr. 185/1993, in der Fassung des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. 114/2020, registriert sind oder deren Löschung im CDM-Register in Form einer vom CDM-Register ausgestellten Löschungsurkunde nachgewiesen wurde. Die Löschungsurkunde muss zumindest folgende Informationen enthalten:
 - aa) Name der betroffenen Minderungsverpflichteten oder des betroffenen Minderungsverpflichteten gemäß § 2 **Z 40** iVm § 7

Geltende Fassung

- bb) Angabe, dass der Grund für die Löschung die Erzeugung von Upstream Emissions-Reduktionen in Österreich ist;
4. im Land, in dem die entsprechenden Projekte zur Reduktion von Upstream Emissionen durchgeführt werden, diese nicht in Folge von rechtlich bindenden Vorschriften des jeweiligen Landes durchgeführt werden oder wenn Vorschriften, die die Umsetzung betreffen, im betreffenden Land nicht durchgesetzt werden können;
 5. für die Anrechnung von Upstream Emissions-Reduktionen ein Anrechnungsantrag gemäß Abs. 5 an die Umweltbundesamt GmbH gerichtet wurde.
 6. Die Umweltbundesamt GmbH hat eine Liste der in Österreich anerkannten Systeme und Nachweise für Reduktionen aus Upstream Emissionen aus anderen Mitgliedstaaten zu veröffentlichen.
- (2) Der Antrag für ein in Österreich anzuerkennendes Projekt zur Reduktion von Upstream Emissionen muss den folgenden Bedingungen entsprechen:
1. Der Antrag ist ab 1. Jänner 2019 und danach jeweils bis spätestens 1. April des dem Verpflichtungsjahres folgenden Jahres in elektronischer Form an die Umweltbundesamt GmbH zu richten, die zu verwendenden Muster sind von der Umweltbundesamt GmbH zu veröffentlichen.
 2. Der Antrag hat folgende Angaben zu enthalten:
 - a) Namen und die Anschrift des Projektträgers;
 - b) Namen und die Anschrift der vom Projektträger beauftragten Validierungsstelle und die Kopie der entsprechende Akkreditierungsurkunde gemäß Abs. 3 Z 4;
 - c) Optional Namen und die Anschrift der vom Projektträger beauftragten Verifizierungsstelle und die Kopie der entsprechende Akkreditierungsurkunde gemäß Abs. 3 Z 4;
 - d) das Startdatum des Projekts, jenes Datum, an dem die ersten Reduktionen von Emissionen aus dem Projekt generiert wurden;
 - e) die geschätzten erwarteten jährlichen Upstream-Emissionsreduktionen in gCO₂-Äq;
 - f) den Zeitraum im Verpflichtungsjahr, in dem die angegebenen Reduktionen erzielt werden;

Vorgeschlagene Fassung

- bb) Angabe, dass der Grund für die Löschung die Erzeugung von Upstream Emissions-Reduktionen in Österreich ist;
4. im Land, in dem die entsprechenden Projekte zur Reduktion von Upstream Emissionen durchgeführt werden, diese nicht in Folge von rechtlich bindenden Vorschriften des jeweiligen Landes durchgeführt werden oder wenn Vorschriften, die die Umsetzung betreffen, im betreffenden Land nicht durchgesetzt werden können;
 5. für die Anrechnung von Upstream Emissions-Reduktionen ein Anrechnungsantrag gemäß Abs. 5 an die Umweltbundesamt GmbH gerichtet wurde.
 6. Die Umweltbundesamt GmbH hat eine Liste der **im Zuge der anlassbezogenen Prüfung des jeweiligen Systems** in Österreich anerkannten Systeme und Nachweise für Reduktionen aus Upstream Emissionen aus anderen Mitgliedstaaten zu veröffentlichen.
- (2) Der Antrag für ein in Österreich anzuerkennendes Projekt zur Reduktion von Upstream Emissionen muss den folgenden Bedingungen entsprechen:
1. Der Antrag ist ab 1. Jänner 2019 und danach jeweils bis spätestens 1. April des dem Verpflichtungsjahres folgenden Jahres in elektronischer Form an die Umweltbundesamt GmbH zu richten, die zu verwendenden Muster sind von der Umweltbundesamt GmbH zu veröffentlichen.
 2. Der Antrag hat folgende Angaben **in deutscher Sprache** zu enthalten:
 - a) Namen und die Anschrift des Projektträgers;
 - b) Namen und die Anschrift der vom Projektträger beauftragten Validierungsstelle und die Kopie der entsprechende Akkreditierungsurkunde gemäß Abs. 3 Z 4;
 - c) Optional Namen und die Anschrift der vom Projektträger beauftragten Verifizierungsstelle und die Kopie der entsprechende Akkreditierungsurkunde gemäß Abs. 3 Z 4;
 - d) das Startdatum des Projekts, jenes Datum, an dem die ersten Reduktionen von Emissionen aus dem Projekt generiert wurden;
 - e) die geschätzten erwarteten jährlichen Upstream-Emissionsreduktionen in gCO₂-Äq;
 - f) den Zeitraum im Verpflichtungsjahr, in dem die angegebenen Reduktionen erzielt werden;

Geltende Fassung

- g) das Datum, ab dem die ersten Reduktionen von Emissionen aus dem Projekt erreicht werden sollen;
- h) den der Emissionsquelle am nächsten gelegene Projektort unter Angabe der Koordinaten in Längen- und Breitengraden bis zur vierten Dezimalstelle. Im Falle von Projekten mit räumlich verteilten Standorten der Emissionsreduktionen ist der geographische Mittelpunkt des Projekts zu wählen;
- i) die jährlichen Baseline-Emissionen vor der Installation von Reduzierungsmaßnahmen und die jährlichen Emissionen nach der Umsetzung der Reduzierungsmaßnahmen in CO₂-Äquivalent in g/MJ des produzierten Rohstoffs, sowie eine Beschreibung, wie die Baseline-Emissionen geschätzt wurden;
- j) die verwendeten Berechnungsverfahren gemäß Abs. 3;
- l) eine Projektdokumentation, die eine technische Beschreibung der Projektstätigkeit, des Projektziels, der Systemgrenzen und der Berechnungsverfahren gemäß Abs. 3 umfasst;
- m) Die Dokumentation aller relevanten Quellen, Senken und Reservoirs für Treibhausgasemissionen, die mit dem Projekt in Zusammenhang stehen;
- n) Die Dokumentation darüber, dass durch die Durchführung des Projekts zusätzliche Einsparungen von Upstream Emissionen möglich sind, die im Vergleich zum wahrscheinlichsten Referenzfall ohne die Durchführung eines derartigen Projektes nicht generiert werden könnten;
- o) Eine Darstellung der geplanten Überwachungstätigkeit und die Dokumentation der Überwachungstätigkeit der Treibhausgasemissionen im Rahmen der Projektstätigkeit durch den Projektträger entsprechend den Bestimmungen der ÖNORM ISO 14064, „Treibhausgase“, ausgegeben am 1. April 2012. Die Ergebnisse der Überwachung müssen dabei eine gleichwertige Zuverlässigkeit aufweisen wie diejenige gemäß der Verordnung (EU) Nr. 600/2012 über die Prüfung von Treibhausgasemissionsberichten und Tonnenkilometerberichten sowie die Akkreditierung von Prüfstellen gemäß der Richtlinie 2003/87/EG über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft

Vorgeschlagene Fassung

- g) das Datum, ab dem die ersten Reduktionen von Emissionen aus dem Projekt erreicht werden sollen;
- h) den der Emissionsquelle am nächsten gelegene Projektort unter Angabe der Koordinaten in Längen- und Breitengraden bis zur vierten Dezimalstelle. Im Falle von Projekten mit räumlich verteilten Standorten der Emissionsreduktionen ist der geographische Mittelpunkt des Projekts zu wählen;
- i) die jährlichen Baseline-Emissionen vor der Installation von Reduzierungsmaßnahmen und die jährlichen Emissionen nach der Umsetzung der Reduzierungsmaßnahmen in CO₂-Äquivalent in g/MJ des produzierten Rohstoffs, sowie eine Beschreibung, wie die Baseline-Emissionen geschätzt wurden;
- j) die verwendeten Berechnungsverfahren gemäß Abs. 3;
- l) eine Projektdokumentation, die eine technische Beschreibung der Projektstätigkeit, des Projektziels, der Systemgrenzen und der Berechnungsverfahren gemäß Abs. 3 umfasst;
- m) Die Dokumentation aller relevanten Quellen, Senken und Reservoirs für Treibhausgasemissionen, die mit dem Projekt in Zusammenhang stehen;
- n) Die Dokumentation darüber, dass durch die Durchführung des Projekts zusätzliche Einsparungen von Upstream Emissionen möglich sind, die im Vergleich zum wahrscheinlichsten Referenzfall ohne die Durchführung eines derartigen Projektes nicht generiert werden könnten;
- o) Eine Darstellung der geplanten Überwachungstätigkeit und die Dokumentation der Überwachungstätigkeit der Treibhausgasemissionen im Rahmen der Projektstätigkeit durch den Projektträger entsprechend den Bestimmungen der ÖNORM ISO 14064, „Treibhausgase“, ausgegeben am 1. April 2012. Die Ergebnisse der Überwachung müssen dabei eine gleichwertige Zuverlässigkeit aufweisen wie diejenige gemäß der Verordnung (EU) Nr. 600/2012 über die Prüfung von Treibhausgasemissionsberichten und Tonnenkilometerberichten sowie die Akkreditierung von Prüfstellen gemäß der Richtlinie 2003/87/EG über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft

Geltende Fassung

und zur Änderung der Richtlinie 96/91/EG, ABl. Nr. L 275 vom 25.10.2003 S. 32, zuletzt geändert mit Beschluss (EU) 2015/1814 ABl. Nr. L 264 vom 09.10.2015 S. 1, und der Verordnung (EU) Nr. 601/2012 über die Überwachung von und die Berichterstattung über Treibhausgasemissionen gemäß der Richtlinie 2003/87/EG, ABl. Nr. L 181 vom 12.07.2012 S. 30;

- p) Angaben darüber, ob eine Antragstellung im Zusammenhang mit erwarteten Upstream Emissions-Reduktionen aus diesem bereits in einem anderen Mitgliedstaat erfolgt oder geplant ist;
 - q) Ein Nachweis, dass in den Ländern, in denen die Projekte zur Reduktion von Upstream Emissionen durchgeführt werden, diese nicht in Folge von rechtlich bindenden Vorschriften des jeweiligen Landes durchgeführt werden, oder wenn Vorschriften, die die Umsetzung betreffen, im betreffenden Land nicht durchgesetzt werden können;
 - r) Einen Validierungsbericht gemäß Abs. 3 Z 4, der eine zusätzliche Emissionsminderung durch die Projektstätigkeit erwarten lässt;
 - s) Optional einen oder mehrere Verifizierungsberichte gemäß Abs. 3 Z 4.
3. Die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie erteilt nach positiver Prüfung des Antrags durch die Umweltbundesamt GmbH eine schriftliche Zustimmung über die grundsätzliche Anerkennung des beantragten Projekts hinsichtlich der Anrechenbarkeit von Upstream Emissions-Reduktionen auf die Verpflichtungen gemäß § 7 und teilt dabei eine eindeutige nicht wiederverwendbare Nummer für das Projekt mit, mit der das Projekt, das Berechnungsverfahren und die geltend gemachten Treibhausgasreduktionen eindeutig identifiziert werden können. Werden die Voraussetzungen für die grundsätzliche Anerkennung des Projekts gemäß Abs. 1 bis 2 nach Prüfung durch die Umweltbundesamt GmbH nicht erfüllt, ist der Antrag per Bescheid abzulehnen.

(3) Upstream Emissions-Reduktionen (UER) im Rahmen eines Projekts, das in Österreich entsprechend eines Antrags gemäß Abs. 2 anerkannt werden soll, müssen nach den folgenden Bestimmungen abgeschätzt, validiert und verifiziert werden:

1. Upstream Emissions-Reduktionen haben nach Grundsätzen und Normen

Vorgeschlagene Fassung

und zur Änderung der Richtlinie 96/91/EG, ABl. Nr. L 275 vom 25.10.2003 S. 32, zuletzt geändert mit Beschluss (EU) 2015/1814 ABl. Nr. L 264 vom 09.10.2015 S. 1, und der Verordnung (EU) Nr. 601/2012 über die Überwachung von und die Berichterstattung über Treibhausgasemissionen gemäß der Richtlinie 2003/87/EG, ABl. Nr. L 181 vom 12.07.2012 S. 30;

- p) Angaben darüber, ob eine Antragstellung im Zusammenhang mit erwarteten Upstream Emissions-Reduktionen aus diesem bereits in einem anderen Mitgliedstaat erfolgt oder geplant ist;
 - q) Ein Nachweis, dass in den Ländern, in denen die Projekte zur Reduktion von Upstream Emissionen durchgeführt werden, diese nicht in Folge von rechtlich bindenden Vorschriften des jeweiligen Landes durchgeführt werden, oder wenn Vorschriften, die die Umsetzung betreffen, im betreffenden Land nicht durchgesetzt werden können;
 - r) Einen Validierungsbericht gemäß Abs. 3 Z 4, der eine zusätzliche Emissionsminderung durch die Projektstätigkeit erwarten lässt;
 - s) Optional einen oder mehrere Verifizierungsberichte gemäß Abs. 3 Z 4.
3. Die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie erteilt nach positiver Prüfung des Antrags durch die Umweltbundesamt GmbH eine schriftliche Zustimmung über die grundsätzliche Anerkennung des beantragten Projekts hinsichtlich der Anrechenbarkeit von Upstream Emissions-Reduktionen auf die Verpflichtungen gemäß § 7 und teilt dabei eine eindeutige nicht wiederverwendbare Nummer für das Projekt mit, mit der das Projekt, das Berechnungsverfahren und die geltend gemachten Treibhausgasreduktionen eindeutig identifiziert werden können. Werden die Voraussetzungen für die grundsätzliche Anerkennung des Projekts gemäß Abs. 1 bis 2 nach Prüfung durch die Umweltbundesamt GmbH nicht erfüllt, ist der Antrag per Bescheid abzulehnen.

(3) Upstream Emissions-Reduktionen (UER) im Rahmen eines Projekts, das in Österreich entsprechend eines Antrags gemäß Abs. 2 anerkannt werden soll, müssen nach den folgenden Bestimmungen abgeschätzt, validiert und verifiziert werden:

1. Upstream Emissions-Reduktionen haben nach Grundsätzen und Normen

Geltende Fassung

- geschätzt zu werden, die in ÖNORM EN ISO 14064, „Treibhausgase“, ÖNORM EN ISO 14065 „Treibhausgase – Anforderungen an Validierungs- und Verifizierungsstellen für Treibhausgase zur Anwendung bei der Akkreditierung oder anderen Formen der Anerkennung“, ausgegeben am 15. Juli 2013 und ISO 14066, „Greenhouse gases — Competence requirements for greenhouse gas validation teams and verification teams“, ausgegeben am 15. April 2011, festgelegt sind.
2. Die Berechnung der Emissionen hat gemäß dem Prinzip der Konservativität zu erfolgen und alle relevanten Quellen, Senken und Reservoirre für Treibhausgasemissionen zu berücksichtigen. Die Prüfung der Zusätzlichkeit der Einsparungen von Upstream Emissionen hat gemäß der ÖNORM EN ISO 14064 zu erfolgen.
 3. Projekte gemäß Abs. 2 müssen validiert und verifiziert werden, wobei Validierungs- und Verifizierungsstellen grundsätzlich zwei verschiedene Stellen sein müssen. Auf Antrag durch den Projektträger beim BMNT können in begründeten Fällen diesbezügliche Ausnahmen gewährt werden.
 4. Die Validierung des Projekts hat vor Ort und anhand von Unterlagen entsprechend den in den ÖNORM EN ISO 14064, ÖNORM EN ISO 14065, und ISO 14066 festgelegten Grundsätzen durch eine gemäß ÖNORM EN ISO 14065 akkreditierte Validierungsstelle zu erfolgen. Die Überprüfung der Methoden für die Berechnung von Upstream Emissions-Reduktionen muss dabei mit ÖNORM ISO 14064-3 „Treibhausgase – Teil 3: Spezifikation mit Anleitung zur Validierung und Verifizierung von Erklärungen über Treibhausgase“, ausgegeben am 1. April 2012, im Einklang stehen.
 5. Die Verifizierung, Berichterstattung und Überprüfung der Upstream Emissions-Reduktionen und der Baseline-Emissionen muss im Einklang mit ÖNORM EN ISO 14064 durch eine gemäß ÖNORM EN ISO 14065 akkreditierte Verifizierungsstelle erfolgen. Die Ergebnisse der Verifizierung müssen eine gleichwertige Zuverlässigkeit aufweisen wie diejenige gemäß der Verordnung (EU) Nr. 600/2012 und der Verordnung (EU) Nr. 601/2012. Die Verifizierung muss anhand der Überwachungsberichte sowie anderer Unterlagen und vor Ort durchgeführt werden.

Vorgeschlagene Fassung

- geschätzt zu werden, die in ÖNORM EN ISO 14064, „Treibhausgase“, ÖNORM EN ISO 14065 „Treibhausgase – Anforderungen an Validierungs- und Verifizierungsstellen für Treibhausgase zur Anwendung bei der Akkreditierung oder anderen Formen der Anerkennung“, ausgegeben am 15. Juli 2013 und ISO 14066, „Greenhouse gases — Competence requirements for greenhouse gas validation teams and verification teams“, ausgegeben am 15. April 2011, festgelegt sind.
2. Die Berechnung der Emissionen hat gemäß dem Prinzip der Konservativität zu erfolgen und alle relevanten Quellen, Senken und Reservoirre für Treibhausgasemissionen zu berücksichtigen. Die Prüfung der Zusätzlichkeit der Einsparungen von Upstream Emissionen hat gemäß der ÖNORM EN ISO 14064 zu erfolgen.
 3. Projekte gemäß Abs. 2 müssen validiert und verifiziert werden, wobei Validierungs- und Verifizierungsstellen grundsätzlich zwei verschiedene Stellen sein müssen. Auf Antrag durch den Projektträger beim BMNT können in begründeten Fällen diesbezügliche Ausnahmen gewährt werden.
 4. Die Validierung des Projekts hat vor Ort und anhand von Unterlagen entsprechend den in den ÖNORM EN ISO 14064, ÖNORM EN ISO 14065, und ISO 14066 festgelegten Grundsätzen durch eine gemäß ÖNORM EN ISO 14065 akkreditierte Validierungsstelle zu erfolgen. Die Überprüfung der Methoden für die Berechnung von Upstream Emissions-Reduktionen muss dabei mit ÖNORM ISO 14064-3 „Treibhausgase – Teil 3: Spezifikation mit Anleitung zur Validierung und Verifizierung von Erklärungen über Treibhausgase“, ausgegeben am 1. April 2012, im Einklang stehen.
 5. Die Verifizierung, Berichterstattung und Überprüfung der Upstream Emissions-Reduktionen und der Baseline-Emissionen muss im Einklang mit ÖNORM EN ISO 14064 durch eine gemäß ÖNORM EN ISO 14065 akkreditierte Verifizierungsstelle erfolgen. Die Ergebnisse der Verifizierung müssen eine gleichwertige Zuverlässigkeit aufweisen wie diejenige gemäß der Verordnung (EU) Nr. 600/2012 und der Verordnung (EU) Nr. 601/2012. Die Verifizierung muss anhand der Überwachungsberichte sowie anderer Unterlagen und vor Ort durchgeführt werden.

Geltende Fassung

(4) Die Anrechnung von zertifizierten Emissionsreduktionen gemäß Abs. 1 Z 3c als Upstream Emissions-Reduktionen ist möglich, sofern eine Bestätigung der Umweltbundesamt GmbH vorliegt, dass

1. die zertifizierten Emissionsreduktionen aus Projekten oder Projektteilen im Sinn des § 2 Z 20 stammen und der als Nachweis notwendige Monitoring-Report sich auf das *Jahr 2020* bezieht;
2. die erforderlichen Daten an die Umweltbundesamt GmbH übermittelt wurden, die eine eindeutige Identifikation des Projekts und der daraus resultierenden Emissionsreduktionen im Sinn des § 2 Z 20 ermöglichen;
3. die zertifizierten Emissionsreduktionen in den Registern gemäß § 43 EZG 2011 oder § 47 UFG durch die Umweltbundesamt GmbH gelöscht wurden oder die im CDM-Register gelöschten zertifizierten Emissions-Reduktionen (CER) in Form einer vom CDM-Register ausgestellten Löschungsurkunde nachgewiesen wurden. Die Löschungsurkunde muss zumindest folgende Informationen enthalten:
 - a) Name der betroffenen Minderungsverpflichteten oder des betroffenen Minderungsverpflichteten gemäß § 2 Z 34 iVm § 7
 - b) Angabe, dass der Grund für die Löschung die Erzeugung von Upstream Emissions-Reduktionen in Österreich ist;
4. die zertifizierten Emissionsreduktionen aus Projektaktivitäten nicht durch eine Maßnahme nach Artikel 11a Abs. 9 der Richtlinie 2003/87/EG von der Anrechnung auf einen europäischen Emissionshandel ausgeschlossen sind.

(5) Ein Antrag hinsichtlich der Anrechnung von Upstream Emissions-Reduktionen auf das Ziel gemäß § 7 muss unter Einhaltung der folgenden Bedingungen durch einen Verpflichteten bzw. durch eine Gruppe von Verpflichteten gemäß § 7 oder im Falle der Übertragung der Erfüllung von Verpflichtungen des § 7 auf Dritte gemäß § 7a durch Dritte gestellt werden. Die zu verwendenden Muster sind von der Umweltbundesamt GmbH zu veröffentlichen. Der Antrag ist *ab 1. Jänner 2020* bis spätestens *15. Oktober* des dem Verpflichtungsjahr folgenden Jahres in elektronischer Form an die Umweltbundesamt GmbH zu richten und hat folgende Angaben zu enthalten:

1. Name und Anschrift des Antragstellers;
2. Name und Anschrift der vom Projektträger beauftragten

Vorgeschlagene Fassung

(4) Die Anrechnung von zertifizierten Emissionsreduktionen gemäß Abs. 1 Z 3c als Upstream Emissions-Reduktionen ist möglich, sofern eine Bestätigung der Umweltbundesamt GmbH vorliegt, dass

1. die zertifizierten Emissionsreduktionen aus Projekten oder Projektteilen im Sinn des § 2 Z 24 stammen und der als Nachweis notwendige Monitoring-Report sich auf das *jeweilige Verpflichtungsjahr* bezieht;
2. die erforderlichen Daten an die Umweltbundesamt GmbH übermittelt wurden, die eine eindeutige Identifikation des Projekts und der daraus resultierenden Emissionsreduktionen im Sinn des § 2 Z 24 ermöglichen;
3. die zertifizierten Emissionsreduktionen in den Registern gemäß § 43 EZG 2011 oder § 47 UFG durch die Umweltbundesamt GmbH gelöscht wurden oder die im CDM-Register gelöschten zertifizierten Emissions-Reduktionen (CER) in Form einer vom CDM-Register ausgestellten Löschungsurkunde nachgewiesen wurden. Die Löschungsurkunde muss zumindest folgende Informationen enthalten:
 - a) Name der betroffenen Minderungsverpflichteten oder des betroffenen Minderungsverpflichteten gemäß § 2 Z 40 iVm § 7
 - b) Angabe, dass der Grund für die Löschung die Erzeugung von Upstream Emissions-Reduktionen in Österreich ist;
4. die zertifizierten Emissionsreduktionen aus Projektaktivitäten nicht durch eine Maßnahme nach Artikel 11a Abs. 9 der Richtlinie 2003/87/EG von der Anrechnung auf einen europäischen Emissionshandel ausgeschlossen sind.

(5) Ein Antrag hinsichtlich der Anrechnung von Upstream Emissions-Reduktionen auf das Ziel gemäß § 7 muss unter Einhaltung der folgenden Bedingungen durch einen Verpflichteten bzw. durch eine Gruppe von Verpflichteten gemäß § 7 oder im Falle der Übertragung der Erfüllung von Verpflichtungen des § 7 auf Dritte gemäß § 7a durch Dritte gestellt werden. Die zu verwendenden Muster sind von der Umweltbundesamt GmbH zu veröffentlichen. Der Antrag ist bis spätestens *30. Juni* des dem Verpflichtungsjahr folgenden Jahres in elektronischer Form an die Umweltbundesamt GmbH zu richten und hat folgende Angaben zu enthalten:

1. Name und Anschrift des Antragstellers;
2. Name und Anschrift der vom Projektträger beauftragten

Geltende Fassung

Verifizierungsstelle und die Kopie der entsprechenden Akkreditierungsurkunde gemäß § 19b Abs. 3 Z 4;

3. die Menge der Upstream Emissions- Reduktionen, die auf die Ziele gemäß § 7 angerechnet werden sollen;
4. im Falle eines in Österreich anerkannten Projekts zur Reduktion der Upstream Emissionen die Projektnummer des zugrunde liegenden Projekts gemäß Abs. 2 Z 3 und die entsprechenden Verifizierungsberichte;
5. im Falle eines Nachweises gemäß Abs. 1 Z 3b und c die entsprechenden Unterlagen, die eine nachvollziehbare überprüfbare Dokumentation der Nachweise ermöglichen;
6. eine Erklärung des Antragstellers, dass die anrechenbaren Upstream Emissions-Reduktionen nicht bereits in einem anderen Mitgliedstaat der Europäischen Union geltend gemacht wurde oder eine Geltendmachung beabsichtigt wird.“

(6) Die Anträge sind durch die Umweltbundesamt GmbH zu prüfen, wobei im Falle von Unklarheiten und unzureichenden Angaben entsprechende Nachforderungen an die Antragsteller durch die Umweltbundesamt GmbH gestellt werden können. Im Falle eines positiv beurteilten Antrages hat die Umweltbundesamt GmbH die entsprechenden Upstream Emissions-Reduktionen auf die Ziele nach § 7 anzurechnen, den mit einer eindeutigen Nummer versehenen Antrag zu veröffentlichen und die zur Identifikation der angerechneten Upstream Emissions-Reduktionen notwendigen Daten unverzüglich an die für die Anrechnung von Upstream Emissions-Reduktionen zuständige Behörde der anderen Mitgliedstaaten zu senden. Werden die Voraussetzungen für den Antrag nach Prüfung durch die Umweltbundesamt GmbH nicht erfüllt, ist der Antrag per Bescheid durch die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie abzulehnen.

Berichtspflicht

§ 20. (1) Berichtspflichtiger ist

1. der Meldepflichtige,
2. der Betrieb, der im laufenden Kalenderjahr Nachhaltigkeitsnachweise

Vorgeschlagene Fassung

Verifizierungsstelle und die Kopie der entsprechenden Akkreditierungsurkunde gemäß § 19b Abs. 3 Z 4;

3. die Menge der Upstream Emissions- Reduktionen, die auf die Ziele gemäß § 7 angerechnet werden sollen;
4. im Falle eines in Österreich anerkannten Projekts zur Reduktion der Upstream Emissionen die Projektnummer des zugrunde liegenden Projekts gemäß Abs. 2 Z 3 und die entsprechenden Verifizierungsberichte;
5. im Falle eines Nachweises gemäß Abs. 1 Z 3b und c die entsprechenden Unterlagen, die eine nachvollziehbare überprüfbare Dokumentation der Nachweise ermöglichen;
6. eine Erklärung des Antragstellers, dass die anrechenbaren Upstream Emissions-Reduktionen nicht bereits in einem anderen Mitgliedstaat der Europäischen Union geltend gemacht wurde oder eine Geltendmachung beabsichtigt wird.“

(6) Die Anträge **gemäß Abs. 2 und Abs. 5** sind durch die Umweltbundesamt GmbH zu prüfen, wobei im Falle von Unklarheiten und unzureichenden Angaben entsprechende Nachforderungen **gegebenenfalls mittels Beilegung einer Übersetzung durch einen gerichtlich beeideten Dolmetscher oder einer gerichtlich beeideten Dolmetscherin** an die Antragsteller durch die Umweltbundesamt GmbH gestellt werden können. Im Falle eines positiv beurteilten Antrages **gemäß Abs. 5** hat die Umweltbundesamt GmbH die entsprechenden Upstream Emissions-Reduktionen auf die Ziele nach § 7 anzurechnen, den mit einer eindeutigen Nummer versehenen Antrag zu veröffentlichen und die zur Identifikation der angerechneten Upstream Emissions-Reduktionen notwendigen Daten unverzüglich an die für die Anrechnung von Upstream Emissions-Reduktionen zuständige Behörde der anderen Mitgliedstaaten zu senden. Werden die Voraussetzungen für den Antrag nach Prüfung durch die Umweltbundesamt GmbH nicht erfüllt, ist der Antrag per Bescheid durch die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie abzulehnen.

Berichtspflicht

§ 20. (1) Berichtspflichtiger ist

1. der Meldepflichtige,
2. der Betrieb, der im laufenden Kalenderjahr Nachhaltigkeitsnachweise

Geltende Fassung

ausgestellt oder weitergegeben hat.

(2) Berichtspflichtige gemäß Abs. 1 Z 1 haben der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie jährlich einen Bericht vorzulegen, der insbesondere folgende Angaben zu enthalten hat:

1. einen Nachweis über die von ihm erstmals im Bundesgebiet in den verbrauchsteuerrechtlichen freien Verkehr gebrachten, verwendeten oder gehandelten Mengen aller flüssigen und gasförmigen fossilen Kraftstoffe und Energieträger für den Einsatz im **Verkehrsbereich** unter Angabe des Ursprungs und des Erwerbsorts
2. einen Nachweis über die von ihm erstmals im Bundesgebiet in den verbrauchsteuerrechtlichen freien Verkehr gebrachten oder verwendeten Mengen aller **flüssigen und gasförmigen** Biokraftstoffe unter Angabe des Ursprungs und des Erwerbsorts, untergliedert nach:
 - a) den Mengen, welche den Anforderungen gemäß § 12 genügen sowie den Mengen, welche den Anforderungen gemäß § 12 nicht genügen
 - b) den Mengen, die aus den Ausgangsstoffen in **Anhang XII** Teil B und **Anhang XIII** angeführten Rohstoffen hergestellt wurden. Werden unterschiedliche Rohstoffe verwendet, so geben die Meldepflichtigen die Menge des Endprodukts für jeden Einsatzstoff an, die im Berichtsjahr in den **entsprechenden Verarbeitungsanlagen produziert** wurde.
3. einen Nachweis über die in den verbrauchsteuerrechtlichen freien Verkehr gebrachten oder verwendeten Mengen aller sonstiger erneuerbarer Kraftstoffe für den Einsatz in Kraftfahrzeugen, mit Angaben zur Art und Menge der Kraftstoffe;
4. einen Nachweis über alle gemäß § 19a Abs. 4 gemeinsam verarbeiteter Kraftstoffmengen mit Angaben zur Art und Menge der einzelnen Ausgangsstoffe sowie Ort und Zeitpunkt der Herstellung des Endprodukts;
5. einen Nachweis, dass die zur Zielerreichung gemäß §§ 5, 6 und 7 anzurechnende erneuerbare Energie den Kriterien nach § entspricht, sowie eine tabellarische Auflistung der einzelnen

Vorgeschlagene Fassung

ausgestellt oder weitergegeben hat.

(2) Berichtspflichtige gemäß Abs. 1 Z 1 haben der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie jährlich einen Bericht vorzulegen, der insbesondere folgende Angaben zu enthalten hat:

1. einen Nachweis über die von ihm erstmals im Bundesgebiet in den verbrauchsteuerrechtlichen freien Verkehr gebrachten, verwendeten oder gehandelten Mengen aller flüssigen und gasförmigen fossilen Kraftstoffe und Energieträger für den Einsatz im **Straßenverkehr** unter Angabe des Ursprungs und des Erwerbsorts;
2. einen Nachweis über die von ihm erstmals im Bundesgebiet in den verbrauchsteuerrechtlichen freien Verkehr gebrachten oder verwendeten Mengen aller Biokraftstoffe **und/oder Biomethan**, unter Angabe des Ursprungs und des Erwerbsorts, untergliedert nach:
 - a) den Mengen, welche den Anforderungen gemäß § 12 genügen sowie den Mengen, welche den Anforderungen gemäß § 12 nicht genügen **und**
 - b) den Mengen, die aus den Ausgangsstoffen in **Anhang XII** Teil B und **Anhang XIII** angeführten Rohstoffen hergestellt wurden. Werden unterschiedliche Rohstoffe verwendet, so geben die Meldepflichtigen die Menge des Endprodukts für jeden Einsatzstoff an, die im Berichtsjahr in den **verbrauchsteuerrechtlich freien Verkehr gebracht** wurde.
3. einen Nachweis über die in den verbrauchsteuerrechtlichen freien Verkehr gebrachten oder verwendeten Mengen aller sonstiger erneuerbarer Kraftstoffe für den Einsatz in Kraftfahrzeugen, mit Angaben zur Art und Menge der Kraftstoffe. **Ausgenommen davon sind die Mengen an nach § 11 anrechenbarem elektrischen Strom für den Einsatz im Straßenverkehr;**
4. einen Nachweis über alle gemäß § 19a Abs. 4 gemeinsam verarbeiteter Kraftstoffmengen mit Angaben zur Art und Menge der einzelnen Ausgangsstoffe sowie Ort und Zeitpunkt der Herstellung des Endprodukts;
5. einen Nachweis, dass die zur Zielerreichung gemäß §§ 5, 6 und 7 anzurechnende erneuerbare Energie den Kriterien nach §§ **8, 11 und 12** entspricht, sowie eine tabellarische Auflistung der einzelnen

Geltende Fassung

Nachhaltigkeitsnachweise und der darin enthaltenen Daten für die erstmals im Bundesgebiet in den verbrauchsteuerrechtlichen freien Verkehr gebrachten oder in das Bundesgebiet in den verbrauchsteuerrechtlichen freien Verkehr verbrachten oder verwendeten Biokraftstoffe und

6. die Höhe der nach § 19 berechneten Lebenszyklustreibhausgasemissionen von Biokraftstoffen und nach § 19a der Treibhausgasintensität jedes einzelnen in den verbrauchsteuerrechtlichen freien Verkehr gebrachten oder verwendeten Kraftstoffs und Energieträgers für den Einsatz im Verkehrsbereich pro Energieeinheit und den spezifischen Summenwert, gemäß den jeweiligen Anteilen an der Gesamtmenge im jeweiligen Berichtsjahr. Die Berechnungsergebnisse nach § 19 sind einschließlich der vorläufigen Mittelwerte der geschätzten Emissionen infolge indirekter Landnutzungsänderungen durch Biokraftstoffe gemäß **Anhang XII** anzugeben.
7. Bei den entsprechend §19b Abs. 1 Z 5 anzurechnende UERs sind für jedes einzelne anzurechnende UER Projekt folgende Angaben zu berichten:
 - a) das Startdatum des Projekts;
 - b) die jährlichen Emissionsreduktionen in CO₂-Äquivalent in g/MJ;
 - c) den Zeitraum, in dem die angegebenen Reduktionen erzielt wurden;
 - d) den der Emissionsquelle am nächsten gelegenen Projektort unter Angabe der Koordinaten in Längen- und Breitengraden bis zur vierten Dezimalstelle;
 - e) die jährlichen Baseline-Emissionen vor der Installation von Reduzierungsmaßnahmen und die jährlichen Emissionen nach der Umsetzung der Reduzierungsmaßnahmen in CO₂-Äquivalent in g/MJ des produzierten Rohstoffs;
 - f) die nicht wiederverwendbare Nummer des Zertifikats, mit der das System und die geltend gemachten Treibhausgasreduktionen eindeutig identifiziert werden;
 - g) die nicht wiederverwendbare Nummer, mit der das Berechnungsverfahren und das entsprechende System eindeutig identifiziert werden.

Vorgeschlagene Fassung

Nachhaltigkeitsnachweise und der darin enthaltenen Daten für die erstmals im Bundesgebiet in den verbrauchsteuerrechtlichen freien Verkehr gebrachten oder in das Bundesgebiet in den verbrauchsteuerrechtlichen freien Verkehr verbrachten oder verwendeten Biokraftstoffe **und/oder Biomethans** und

6. die Höhe der nach § 19 berechneten Lebenszyklustreibhausgasemissionen von Biokraftstoffen **und Biomethan** und nach § 19a der Treibhausgasintensität jedes einzelnen in den verbrauchsteuerrechtlichen freien Verkehr gebrachten oder verwendeten Kraftstoffs und Energieträgers für den Einsatz im Verkehrsbereich pro Energieeinheit und den spezifischen Summenwert, gemäß den jeweiligen Anteilen an der Gesamtmenge im jeweiligen Berichtsjahr. Die Berechnungsergebnisse nach § 19 sind einschließlich der vorläufigen Mittelwerte der geschätzten Emissionen infolge indirekter Landnutzungsänderungen durch Biokraftstoffe **und Biomethan** gemäß **Anhang XII** anzugeben.
7. Bei den entsprechend §19b Abs. 1 Z 5 anzurechnende UERs sind für jedes einzelne anzurechnende UER Projekt folgende Angaben zu berichten:
 - a) das Startdatum des Projekts;
 - b) die jährlichen Emissionsreduktionen in CO₂-Äquivalent in g/MJ;
 - c) den Zeitraum, in dem die angegebenen Reduktionen erzielt wurden;
 - d) den der Emissionsquelle am nächsten gelegenen Projektort unter Angabe der Koordinaten in Längen- und Breitengraden bis zur vierten Dezimalstelle;
 - e) die jährlichen Baseline-Emissionen vor der Installation von Reduzierungsmaßnahmen und die jährlichen Emissionen nach der Umsetzung der Reduzierungsmaßnahmen in CO₂-Äquivalent in g/MJ des produzierten Rohstoffs;
 - f) die nicht wiederverwendbare Nummer des Zertifikats, mit der das System und die geltend gemachten Treibhausgasreduktionen eindeutig identifiziert werden;
 - g) die nicht wiederverwendbare Nummer, mit der das Berechnungsverfahren und das entsprechende System eindeutig identifiziert werden.

Geltende Fassung

(3) Wird die Erfüllung einer Verpflichtung gemäß § 7a auf Dritte übertragen, so haben

1. die Dritten auf Grund ihrer vertraglichen Verpflichtung die erforderlichen Nachweise gemäß Abs. 2 zu den von ihnen in Verkehr gebrachte Menge der unterschiedlichen Kraftstoffe und Energieträger zu übermitteln;
2. die Verpflichteten Angaben über die vertraglich übernommene Erfüllung der Verpflichtungen durch Dritte mitzuteilen;

(4) Die **jeweiligen** Nachweise gemäß Abs. 2 **mit Ausnahme der Nachweise betreffend die Zielerreichung gemäß § 7** haben **für den Zeitraum eines Kalenderjahres beginnend mit 1. Jänner 2013 spätestens am 1. Mai des darauf folgenden Jahres** bei der **Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie** in elektronischer Form **einzulangen**. Die **jeweiligen Nachweise gemäß Abs. 2 betreffend die Zielerreichung gemäß § 7** haben **bis spätestens 15. November** des dem **Zieljahr** folgenden Jahres **bei der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie in elektronischer Form** einzulangen.

(5) Berichtspflichtige gemäß Abs. 1 haben der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie für den Zeitraum eines Quartals spätestens am Monatsletzten des darauf folgenden Monats eine tabellarische Auflistung der einzelnen ausgestellten, in Verkehr gebrachten oder gehandelten Nachhaltigkeitsnachweise und der darin enthaltenen Daten in eIna zu übermitteln.

(6) Die Daten für alle Berichtspflichten sind in eIna oder durch von der Umweltbundesamt GmbH veröffentlichte Muster in elektronischer Form an die Umweltbundesamt GmbH zu übermitteln.

Kostensersatz

§ 21. Die Umweltbundesamt GmbH kann für folgende Tätigkeiten einen angemessenen Kostensersatz von den Betrieben einheben:

1. Registrierung bzw. Änderung der Registrierung **der** Betriebe, die Biokraftstoffe herstellen oder **die Biokraftstoffe zum Zweck des Weiterhandelns aufnehmen in eIna** (§ 14);
2. Überprüfung und Kontrolle (§§ 13, 17, 18);
3. Registrierung und Zulassung von Biokraftstoffen aus Abfällen und

Vorgeschlagene Fassung

(3) Wird die Erfüllung einer Verpflichtung gemäß § 7a auf Dritte übertragen, so haben

1. die Dritten auf Grund ihrer vertraglichen Verpflichtung die erforderlichen Nachweise gemäß Abs. 2 zu den von ihnen in Verkehr gebrachte Menge der unterschiedlichen Kraftstoffe und Energieträger zu übermitteln;
2. die Verpflichteten Angaben über die vertraglich übernommene Erfüllung der Verpflichtungen durch Dritte mitzuteilen;

(4) Die Nachweise gemäß Abs. 2 **und § 7** haben bei der **Umweltbundesamt GmbH** in elektronischer Form bis **zum 1. Mai** des dem **Verpflichtungsjahrs** folgenden Jahres einzulangen.

(5) Berichtspflichtige gemäß Abs. 1 haben der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie für den Zeitraum eines Quartals spätestens am Monatsletzten des darauf folgenden Monats eine tabellarische Auflistung der einzelnen ausgestellten, in Verkehr gebrachten oder gehandelten Nachhaltigkeitsnachweise und der darin enthaltenen Daten in eIna zu übermitteln.

(6) Die Daten für alle Berichtspflichten sind in eIna oder durch von der Umweltbundesamt GmbH veröffentlichte Muster in elektronischer Form an die Umweltbundesamt GmbH zu übermitteln.

Kostensersatz

§ 21. Die Umweltbundesamt GmbH kann für folgende Tätigkeiten einen angemessenen Kostensersatz von den Betrieben einheben:

1. Registrierung bzw. Änderung der Registrierung **in eIna von** Betrieben, die Biokraftstoffe **und/oder Biomethan** herstellen oder **handeln sowie für Antragsberechtigte für Strommengen und Zertifizierungsstellen** (§ 14);
2. Überprüfung und Kontrolle (§§ 13, 17, 18);
3. Registrierung und Zulassung von Biokraftstoffen **und Biomethan** aus

Geltende Fassung

Reststoffen, die auf das Substitutionsziel nach §§ 5, 6 und 7 angerechnet werden sollen;

4. **Ausstellung von Nachweisen** zur Anrechenbarkeit des Beitrags von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen (§ 11);
5. Antragsprüfung für UER-Projekte und Antragsprüfung für die Anrechnung von UER-Emissionen (§ 19b); Antragsprüfung und Umwandlung von zertifizierten Emissionsreduktionen in Upstream Emissions-Reduktionen (§ 19b Abs. 4);
6. Prüfung des Antrags zur Übertragung der Erfüllung von Verpflichtungen auf Dritte (§ 7a);

7. Prüfung des Antrags auf Reduktion der Verpflichtung nach § 6.

Ausgleichsbetrag

§ 22. (1) Kommt ein Verpflichteter seinen Verpflichtungen nach §§ 5, 6 oder 7 nicht nach, wird für die nach dem Energiegehalt und/oder der Treibhausgasintensität der Kraftstoffe oder Energieträger berechnete Fehlmenge ein Ausgleichsbetrag per Bescheid durch die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie festgesetzt.

!

(2) Soweit im Falle der Verpflichtungen gemäß §§ 5, 6 und 7 Dritte ihre vertraglich übernommene Erfüllung von Verpflichtungen nicht leisten, wird der Ausgleichsbetrag gegenüber dem Verpflichteten mit Bescheid festgelegt.

(3) Soweit der Verpflichtete oder die Verpflichtete die nach § 20 erforderlichen Angaben nicht oder nicht ordnungsgemäß mitgeteilt hat, wird entsprechend der vom Verpflichteten oder der Verpflichteten im vorangegangenen Kalenderjahr in Verkehr gebrachten Mengen an Kraftstoffen die für die Zielsetzungen im Verpflichtungsjahr ausschlaggebende Menge

Vorgeschlagene Fassung

Abfällen und Reststoffen, die auf das Substitutionsziel nach §§ 5, 6 und 7 angerechnet werden sollen;

4. **Antragsprüfung** zur Anrechenbarkeit des Beitrags von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen (§§ 11 **und 14**);
5. Antragsprüfung für UER-Projekte und Antragsprüfung für die Anrechnung von UER-Emissionen (§ 19b); Antragsprüfung und Umwandlung von zertifizierten Emissionsreduktionen in Upstream Emissions-Reduktionen (§ 19b Abs. 4);
6. Prüfung des Antrags zur Übertragung der Erfüllung von Verpflichtungen auf Dritte (§ 7a);

Ausgleichsbetrag

§ 22. (1) Kommt ein Verpflichteter seinen Verpflichtungen nach §§ 5, 6 oder 7 nicht nach, wird für die nach dem Energiegehalt und/oder der Treibhausgasintensität der Kraftstoffe oder Energieträger berechnete Fehlmenge ein Ausgleichsbetrag per Bescheid durch die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie festgesetzt.

1. **In den Fällen der Nichterreichung der Ziele gemäß §§ 5 und 6 beträgt die Höhe des Ausgleichsbetrages für den nicht substituierten energetischen Anteil 43 Euro pro Gigajoule.**

2. **In den Fällen der Nichterreichung des Ziels gemäß § 7 beträgt die Höhe des Ausgleichsbetrages**

a) für das Berichtsjahr 2023 für die ersten 5 % 600 Euro pro Tonne CO₂ Äquivalent und für das letzte 1 % 15 Euro pro Tonne CO₂ Äquivalent,

b) ab dem Berichtsjahr 2024 für das gesamte Ziel 600 Euro pro Tonne CO₂ Äquivalent.

(2) Soweit im Falle der Verpflichtungen gemäß §§ 5, 6 und 7 Dritte ihre vertraglich übernommene Erfüllung von Verpflichtungen nicht leisten, wird der Ausgleichsbetrag gegenüber dem Verpflichteten mit Bescheid festgelegt.

(3) Soweit der Verpflichtete oder die Verpflichtete die nach § 20 erforderlichen Angaben nicht oder nicht ordnungsgemäß mitgeteilt hat, wird entsprechend der vom Verpflichteten oder der Verpflichteten im vorangegangenen Kalenderjahr in Verkehr gebrachten Mengen an Kraftstoffen die für die Zielsetzungen im Verpflichtungsjahr ausschlaggebende Menge

Geltende Fassung

geschätzt und als Basis für die Berechnung der Höhe des Ausgleichsbetrages per Bescheid festgelegt. Die Schätzung unterbleibt, soweit *der Verpflichtete im Rahmen der Anhörung zum Festsetzungsbescheid die Mitteilung nachholt*.

Inkrafttreten und Außerkrafttreten

§ 23. (1) Diese Verordnung tritt mit Ablauf des Tages ihrer Kundmachung in Kraft; gleichzeitig tritt die Kraftstoffverordnung 1999, BGBl. II Nr. 418, in der Fassung der Verordnung BGBl. II Nr. 168/2009, außer Kraft. Ausgenommen davon ist § 6a Abs. 5, Z 1 und 2, welcher bis 31. Dezember 2012 in Kraft bleibt.

(2) § 2 Z 9, § 2 Z 17-22, § 3 Abs. 1 Z 1, 2, 3, 6, 8, § 10 Satz 1, § 11 Z 2, § 12 Abs. 1, § 13 Abs. 6 Z 8, § 19 Abs. 1 und Abs. 3, Anhang I (1), (2), (3), (5), Anhang II (1), (2), (3), (5), Anhang III (1), (2) (3), Anhang IV, Anhang VIII, Anhang X und Anhang XI in der Fassung des BGBl. II Nr. 259/2014 treten mit Ablauf des Tages der Kundmachung im Bundesgesetzblatt in Kraft.

(3) § 3 Abs. 1 Z 8 und 9, sowie § 24 Z 1, 3 und 4 in der Fassung der Verordnung BGBl. II Nr. 196/2017, treten mit Ablauf des Tages der Kundmachung in Kraft.

(4) § 1 Abs. 1 und 2, § 2 Z 1-36, § 3 Abs. 1 Z 1, 2, 3, 5, 8, 9, 10 bis 12 und Abs. 4, §§ 5, 6 und 6a, § 7 Abs. 1 und 2, § 7a, § 8, § 9 Abs. 1 und 2, § 10 1. Satz und Z 6, § 11, § 12, § 13 Abs. 2 und Abs. 2 Z 2 lit.c, § 13 Abs. 3 bis 5, Abs. 6 Z 2, Z 5, Z 9, § 13 Abs. 7 1. Satz und Abs. 8 Z 1 1. Satz und Z 2, § 14 Abs. 1 und 2, Abs. 3 2. Satz, Abs. 6 und 6a, § 17 Abs. 2, 3 und 4, § 18 Abs. 1 bis 4, § 19 Abs. 1 Z 1 lit.b und Z 3, Abs. 3 und 4, §§ 19a und 19b, § 20 Abs. 2 bis 6, §§ 21 und 22, § 23 Abs. 4 und 5, § 24 Z 3, 5 und 6, § 25, Anhänge I bis XIV in der Fassung des BGBl. II Nr. 86/2018 treten mit Ablauf des Tages der Kundmachung im Bundesgesetzblatt in Kraft.

(5) § 2 Z 5 und 28, § 3 Abs. 1 Z 3, 4, 6, 8, 10 bis 12, § 6 Abs. 2 und 4, § 7 Abs. 1, § 7a Abs. 6 und 7, § 8 Abs. 3 bis 7, § 11 Abs. 4, § 18 Abs. 1, § 19b Abs. 1 Einleitungsteil und Z 1 und 2, Z 3 lit. b) und lit. c), Abs. 2 Z 1, Abs. 2 Z 2

Vorgeschlagene Fassung

geschätzt und als Basis für die Berechnung der Höhe des Ausgleichsbetrages per Bescheid festgelegt. Die Schätzung unterbleibt, soweit *die tatsächliche Menge im Rahmen des Ermittlungsverfahrens festgestellt werden kann*.

(4) Die eingehobenen Ausgleichsbeträge sind zweckgebunden für den Aufwand von Projekten zur Minderung von Treibhausgasemissionen, insbesondere im Bereich der von dieser Verordnung verpflichteten Unternehmen sowie zur Kontrolle der Bestimmungen dieser Verordnung durch die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie zu vereinnahmen.

Inkrafttreten und Außerkrafttreten

§ 23. (1) Diese Verordnung tritt mit Ablauf des Tages ihrer Kundmachung in Kraft; gleichzeitig tritt die Kraftstoffverordnung 1999, BGBl. II Nr. 418, in der Fassung der Verordnung BGBl. II Nr. 168/2009, außer Kraft. Ausgenommen davon ist § 6a Abs. 5, Z 1 und 2, welcher bis 31. Dezember 2012 in Kraft bleibt.

(2) § 2 Z 9, § 2 Z 17-22, § 3 Abs. 1 Z 1, 2, 3, 6, 8, § 10 Satz 1, § 11 Z 2, § 12 Abs. 1, § 13 Abs. 6 Z 8, § 19 Abs. 1 und Abs. 3, Anhang I (1), (2), (3), (5), Anhang II (1), (2), (3), (5), Anhang III (1), (2) (3), Anhang IV, Anhang VIII, Anhang X und Anhang XI in der Fassung des BGBl. II Nr. 259/2014 treten mit Ablauf des Tages der Kundmachung im Bundesgesetzblatt in Kraft.

(3) § 3 Abs. 1 Z 8 und 9, sowie § 24 Z 1, 3 und 4 in der Fassung der Verordnung BGBl. II Nr. 196/2017, treten mit Ablauf des Tages der Kundmachung in Kraft.

(4) § 1 Abs. 1 und 2, § 2 Z 1-36, § 3 Abs. 1 Z 1, 2, 3, 5, 8, 9, 10 bis 12 und Abs. 4, §§ 5, 6 und 6a, § 7 Abs. 1 und 2, § 7a, § 8, § 9 Abs. 1 und 2, § 10 1. Satz und Z 6, § 11, § 12, § 13 Abs. 2 und Abs. 2 Z 2 lit.c, § 13 Abs. 3 bis 5, Abs. 6 Z 2, Z 5, Z 9, § 13 Abs. 7 1. Satz und Abs. 8 Z 1 1. Satz und Z 2, § 14 Abs. 1 und 2, Abs. 3 2. Satz, Abs. 6 und 6a, § 17 Abs. 2, 3 und 4, § 18 Abs. 1 bis 4, § 19 Abs. 1 Z 1 lit.b und Z 3, Abs. 3 und 4, §§ 19a und 19b, § 20 Abs. 2 bis 6, §§ 21 und 22, § 23 Abs. 4 und 5, § 24 Z 3, 5 und 6, § 25, Anhänge I bis XIV in der Fassung des BGBl. II Nr. 86/2018 treten mit Ablauf des Tages der Kundmachung im Bundesgesetzblatt in Kraft.

(5) § 2 Z 5 und 28, § 3 Abs. 1 Z 3, 4, 6, 8, 10 bis 12, § 6 Abs. 2 und 4, § 7 Abs. 1, § 7a Abs. 6 und 7, § 8 Abs. 3 bis 7, § 11 Abs. 4, § 18 Abs. 1, § 19b Abs. 1 Einleitungsteil und Z 1 und 2, Z 3 lit. b) und lit. c), Abs. 2 Z 1, Abs. 2 Z 2

Geltende Fassung

lit. f, Abs. 2 Z 3, Abs. 4 Z 3, Abs. 5 und 6, § 20 Abs. 2 Einleitungsteil, Abs. 2 Z 1, Abs. 4 und 5, § 22 Abs. 1 und 3, und § 24 Z 7 Anhang II Abs. 3, Anhang III Abs. 1 bis 3, Anhang IV samt Überschrift, Tabelle und Abs. 1, Anhang VI inkl. Überschrift, Tabelle, Abs. 1 lit. a bis c (*Anm.: offensichtlich Z 1 bis 3 gemeint*), Anhang VIII inkl. Überschrift und Tabelle und Fußnoten 1-2, Anhang VIIIa inkl. Überschrift, Tabelle, Fussnote 1 bis 2, Anhang VIIIb inkl. Überschrift, Tabelle, Fußnote 11, Anhang VIIIc inkl. Überschriften und Unterüberschriften, Fußnote 12 bis 21, Anhang IX Tabelle, Anhang X, C. Methodologie Z 1 und Z 14 jeweils in der Fassung der Verordnung BGBl. II Nr. 630/2020 treten mit 1. Jänner 2021 in Kraft; zugleich treten § 2 Z 29 und 30, § 19b Abs. 2 Z 2 lit.k, § 20 Abs. 2 Z 1 lit. a bis c und Z 7 lit. h und Anhang XIV außer Kraft

Umsetzung von Unionsrecht

§ 24. Mit dieser Verordnung werden

1. die Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinie 2001/77/EG und 2003/30/EG, ABl. Nr. L 140 vom 05.06.2009 S. 16,
2. die Richtlinie 98/70/EG über die Qualität von Otto- und Dieselmotoren und zur Änderung der Richtlinie 93/12/EWG des Rates, ABl. Nr. L 350 vom 28.12.1998 S. 58, geändert durch die Richtlinie 2009/30/EG, ABl. Nr. L 140 vom 05.06.2009 S. 88,
3. die Richtlinie 2011/63/EU zur Änderung der Richtlinie 98/70/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über die Qualität von Otto- und Dieselmotoren zwecks Anpassung an den technischen Fortschritt, ABl. Nr. L 147 vom 02.06.2011 S. 15,
4. Richtlinie 2014/94/EU über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe, ABl. Nr. L 307 vom 28.10.2014 S. 1,
5. die Richtlinie (EU) 2015/1513 zur Änderung der Richtlinie 98/70/EG über die Qualität von Otto- und Dieselmotoren und zur Änderung der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, ABl. Nr. L 239 vom 15.09.2015 S. 1,
6. die Richtlinie (EU) 2015/652 zur Festlegung von Berechnungsverfahren und Berichterstattungspflichten gemäß der Richtlinie 98/70 über die Qualität von Otto- und Dieselmotoren, ABl. Nr. L 107 vom 25.04.2015 S. 26,

Vorgeschlagene Fassung

lit. f, Abs. 2 Z 3, Abs. 4 Z 3, Abs. 5 und 6, § 20 Abs. 2 Einleitungsteil, Abs. 2 Z 1, Abs. 4 und 5, § 22 Abs. 1 und 3, und § 24 Z 7 Anhang II Abs. 3, Anhang III Abs. 1 bis 3, Anhang IV samt Überschrift, Tabelle und Abs. 1, Anhang VI inkl. Überschrift, Tabelle, Abs. 1 lit. a bis c (*Anm.: offensichtlich Z 1 bis 3 gemeint*), Anhang VIII inkl. Überschrift und Tabelle und Fußnoten 1-2, Anhang VIIIa inkl. Überschrift, Tabelle, Fussnote 1 bis 2, Anhang VIIIb inkl. Überschrift, Tabelle, Fußnote 11, Anhang VIIIc inkl. Überschriften und Unterüberschriften, Fußnote 12 bis 21, Anhang IX Tabelle, Anhang X, C. Methodologie Z 1 und Z 14 jeweils in der Fassung der Verordnung BGBl. II Nr. 630/2020 treten mit 1. Jänner 2021 in Kraft; zugleich treten § 2 Z 29 und 30, § 19b Abs. 2 Z 2 lit.k, § 20 Abs. 2 Z 1 lit. a bis c und Z 7 lit. h und Anhang XIV außer Kraft

Umsetzung von Unionsrecht

§ 24. Mit dieser Verordnung werden

1. die Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinie 2001/77/EG und 2003/30/EG, ABl. Nr. L 140 vom 05.06.2009 S. 16,
2. die Richtlinie 98/70/EG über die Qualität von Otto- und Dieselmotoren und zur Änderung der Richtlinie 93/12/EWG des Rates, ABl. Nr. L 350 vom 28.12.1998 S. 58, geändert durch die Richtlinie 2009/30/EG, ABl. Nr. L 140 vom 05.06.2009 S. 88,
3. die Richtlinie 2011/63/EU zur Änderung der Richtlinie 98/70/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über die Qualität von Otto- und Dieselmotoren zwecks Anpassung an den technischen Fortschritt, ABl. Nr. L 147 vom 02.06.2011 S. 15,
4. Richtlinie 2014/94/EU über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe, ABl. Nr. L 307 vom 28.10.2014 S. 1,
5. die Richtlinie (EU) 2015/1513 zur Änderung der Richtlinie 98/70/EG über die Qualität von Otto- und Dieselmotoren und zur Änderung der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, ABl. Nr. L 239 vom 15.09.2015 S. 1,
6. die Richtlinie (EU) 2015/652 zur Festlegung von Berechnungsverfahren und Berichterstattungspflichten gemäß der Richtlinie 98/70 über die Qualität von Otto- und Dieselmotoren, ABl. Nr. L 107 vom 25.04.2015 S. 26,

Geltende Fassung

7. die Richtlinie (EU) 2018/2001, Artikel 26, zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, ABl. Nr. L 328 vom 21.12.2018 S. 82, umgesetzt.

Sprachliche Gleichbehandlung

§ 25. Die in dieser Verordnung verwendeten geschlechtsspezifischen Begriffe und Bezeichnungen schließen jeweils die männliche und weibliche Form gleichermaßen ein.

Vorgeschlagene Fassung

7. die Richtlinie (EU) 2018/2001, Artikel 26, zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, ABl. Nr. L 328 vom 21.12.2018 S. 82, umgesetzt.

Sprachliche Gleichbehandlung

§ 25. Die in dieser Verordnung verwendeten geschlechtsspezifischen Begriffe und Bezeichnungen schließen jeweils die männliche und weibliche Form gleichermaßen ein.

Übergangsbestimmung zur Kraftstoffverordnung-Novelle 2023

§ 26. (1) Die Kraftstoffverordnung-Novelle 2023 tritt mit 1. Jänner 2023 in Kraft.

(2) Die Fristen nach den §§7a Abs. 6, 11 Abs. 4 und 20 Abs. 4 sowie die Höhe der Ausgleichsbeträge nach § 22 Abs. 1 Z 1 und 2 gelten für Einreichungen für das Berichtsjahr 2023 ab dem 1.1.2024

Anhang I**Umweltbezogene Spezifikationen für handelsübliche Kraftstoffe zur Verwendung in Fahrzeugen mit Fremdzündungsmotor**

Typ:	Ottokraftstoff	Grenzwerte (2)	
		Einheit	Mindestwert
	Merkmal (1)		

Anhang I**Umweltbezogene Spezifikationen für handelsübliche Kraftstoffe zur Verwendung in Fahrzeugen mit Fremdzündungsmotor**

Typ:	Ottokraftstoff	Grenzwerte (2)		
		Einheit	Mindestwert	Höchstwert
	Research - Oktanzahl		95 (3)	--
	Motor - Oktanzahl		85	--
	Dichte (bei 15 °C)	kg/m ³	720,0	775,0
	Mangengehalt	mg/l	-	2
	Oxidationsstabilität	min	360	--
	Abdampfrückstand	mg/100 ml	-	5

Geltende Fassung			
Research - Oktanzahl			t
		95 (3)	-
Motor - Oktanzahl			-
		85	-
Dampfdruck, Sommerperiode (4)			6
			0
	kPa	--	0
Sieverlauf: – bei 100°C verdunstet	% v/v		
		46,0	-
– bei 150°C verdunstet			-
		75,0	-
Analyse der Kohlenwasserstoffe: – Olefine			1
			8
	% v/v	--	0
– Aromaten			3
			5
	% v/v	--	0
– Benzol			1
			,
	% v/v	--	0
Sauerstoffgehalt			2
			,
	% m/m	--	7
Sauerstoffhaltige Komponenten – Methanol (dem Stabilisatoren hinzuzufügen sind)	% v/v		3
– Ethanol (gegebenenfalls sind Stabilisatoren erforderlich)	% v/v		5

Vorgeschlagene Fassung			
<i>(gewaschen)</i>			
<i>Korrosionswirkung auf Kupfer (3 h bei 50 °C)</i>		<i>Korrosionsgr ad</i>	<i>Klasse I</i>
<i>Aussehen</i>		<i>klar und trübungsfrei</i>	
Dampfdruck, Sommerperiode (4)	kPa	--	60,0
Sieverlauf: – bei 100°C verdunstet	% v/v		
		46,0	--
– bei 150°C verdunstet			
		75,0	--
Analyse der Kohlenwasserstoff e:			
– Olefine	% v/v	--	18,0
– Aromaten	% v/v	--	35,0
– Benzol	% v/v	--	1,0
Sauerstoffgehalt	% m/m	--	2,7
Sauerstoffhaltige Komponenten			
– Methanol (dem Stabilisatoren hinzuzufügen sind)			
	% v/v	--	3
– Ethanol	% v/v	--	5
(gegebenenfalls sind Stabilisatoren erforderlich)			
– Isopropylalkohol	% v/v		
– Tertiärer Butylalkohol	% v/v		
– Isobutylalkohol	% v/v		
– Ether, die 5 oder mehr	% v/v		
		} <i>Volumenbeimischun gen sind auf einen Sauerstoffgehalt von maximal 2,7 % (m/m) beschränkt</i>	

Geltende Fassung			
– Isopropylalkohol			1
	% v/v		0
– Tertiärer Butylalkohol			7
– Isobutylalkohol			1
	% v/v		0
– Ether, die 5 oder mehr Kohlenstoffatome je Molekül enthalten			1
	% v/v		5
– Sonstige sauerstoffhaltige Komponenten (5)			1
	% v/v		0
Schwefelgehalt			1
	mg/kg	--	0
Bleigehalt			0
			0
			0
	g/l	--	5

Vorgeschlagene Fassung			
Kohlenstoffatome je Molekül enthalten			
– Sonstige sauerstoffhaltige Komponenten (5)			
	% v/v		
Schwefelgehalt	mg/kg	--	10
Bleigehalt	mg/l	--	5

(1) Die Prüfverfahren sind die in ÖNORM EN 228 „Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Unverbleite Ottokraftstoffe – Anforderungen und Prüfverfahren“, ausgegeben am 15. Juli 2017, genannten Verfahren.

(3) Unverbleites Normalbenzin darf mit einer Mindest-Motor-Oktananzahl (MOZ) und Mindest-Research-Oktananzahl (ROZ) nach ÖNORM EN 228 „Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Unverbleite Ottokraftstoffe – Anforderungen und Prüfverfahren“, ausgegeben am 15. Juli 2017, in Verkehr gebracht werden.

(5) Andere Monoalkohole und Ether, deren Siedepunkt nicht höher liegt als in ÖNORM EN 228 „Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Unverbleite Ottokraftstoffe – Anforderungen und Prüfverfahren“, ausgegeben am 15. Juli 2017, angegeben.

Anhang II

(1) Die Prüfverfahren sind die in ÖNORM EN 228 „Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Unverbleite Ottokraftstoffe – Anforderungen und Prüfverfahren“, ausgegeben am 15. September 2020, genannten Verfahren.

(3) Unverbleites Normalbenzin darf mit einer Mindest-Motor-Oktananzahl (MOZ) und Mindest-Research-Oktananzahl (ROZ) nach ÖNORM EN 228 „Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Unverbleite Ottokraftstoffe – Anforderungen und Prüfverfahren“, ausgegeben am 15. September 2020, in Verkehr gebracht werden.

(5) Andere Monoalkohole und Ether, deren Siedepunkt nicht höher liegt als in ÖNORM EN 228 „Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Unverbleite Ottokraftstoffe – Anforderungen und Prüfverfahren“, ausgegeben am 15. September 2020, angegeben.

Anhang II

Geltende Fassung

Umweltbezogene Spezifikationen für handelsübliche Kraftstoffe zur Verwendung in Fahrzeugen mit Fremdzündungsmotor

Typ: Ottokraftstoff

Parameter ¹	Einheit	Grenzwert
		Minimum
Research-Oktananzahl		95 ³
Motor-Oktananzahl		85
Dampfdruck, Sommerperiode ⁴	kPa	–
Siedeverlauf:		
– verdampft bei 100°C	% v/v	46,0
– verdampft bei 150°C	% v/v	75,0
Analyse der Kohlenwasserstoffe:		
– Olefine	% v/v	–
– Aromaten	% v/v	–
– Benzol	% v/v	–
Sauerstoffgehalt	% m/m	
Sauerstoffhaltige Komponenten		
– Methanol	% v/v	
– Ethanol (Stabilisierungsmittel können notwendig sein)	% v/v	
– Isopropylalkohol	% v/v	–
– Tertiärer Butylalkohol	% v/v	–
– Isobutylalkohol	% v/v	–
– Ether, die fünf oder mehr Kohlenstoffatome je Molekül enthalten	% v/v	–
– sonstige sauerstoffhaltige Komponenten ⁵	% v/v	–
Schwefelgehalt	mg/kg	–
Bleigehalt	g/l	–

Vorgeschlagene Fassung

Umweltbezogene Spezifikationen für handelsübliche Kraftstoffe zur Verwendung in Fahrzeugen mit Fremdzündungsmotor

Typ: Ottokraftstoff

Parameter ¹	Einheit	Grenzwerte ²	
		Minimum	Maximum
Research-Oktananzahl		95 ³	–
Motor-Oktananzahl		85	–
Dampfdruck, Sommerperiode ⁴	kPa	–	60,0
<i>Dichte (bei 15 °C)</i>	<i>kg/m³</i>	<i>720,0</i>	<i>775,0</i>
<i>Mangangehalt</i>	<i>mg/l</i>		<i>2</i>
<i>Oxidationsstabilität</i>	<i>min</i>	<i>360</i>	<i>–</i>
<i>Abdampfrückstand (gewaschen)</i>	<i>mg/100 ml</i>	<i>–</i>	<i>5</i>
<i>Korrosionswirkung auf Kupfer (3 h bei 50 °C)</i>	<i>Korrosionsgrad</i>	<i>Klasse 1</i>	
<i>Aussehen</i>		<i>klar und trübungsfrei</i>	
Siedeverlauf:			
– verdampft bei 100°C	% v/v	46,0	–
– verdampft bei 150°C	% v/v	75,0	–
Analyse der Kohlenwasserstoffe:			
– Olefine	% v/v	–	18,0
– Aromaten	% v/v	–	35,0
– Benzol	% v/v	–	1,0
Sauerstoffgehalt	% m/m		3,7
Sauerstoffhaltige Komponenten			
– Methanol	% v/v		3,0
– Ethanol (Stabilisierungsmittel können notwendig sein)	% v/v		10,0
– Isopropylalkohol	% v/v	–	12,0
– Tertiärer Butylalkohol	% v/v	–	15,0
– Isobutylalkohol	% v/v	–	15,0
– Ether, die fünf oder mehr Kohlenstoffatome je Molekül enthalten	% v/v	–	22,0
– sonstige sauerstoffhaltige	% v/v	–	15,0

Geltende Fassung

(1) Die Prüfverfahren sind die in ÖNORM EN 228 „Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Unverbleite Ottokraftstoffe – Anforderungen und Prüfverfahren“, ausgegeben am **15. Juli 2017**, genannten Verfahren. Es können gegebenenfalls die Analysemethoden verwenden, die in ÖNORM EN 228 „Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Unverbleite Ottokraftstoffe – Anforderungen und Prüfverfahren“, ausgegeben am **15. Juli 2017**, ersetzenden Normen genannt sind, wenn diese nachweislich mindestens den gleichen Genauigkeitsgrad wie die ersetzten Analysemethoden aufweisen.

(2) Die in der Spezifikation angegebenen Werte sind „tatsächliche Werte“. Bei der Festlegung ihrer Grenzwerte wurden die Bestimmungen der **ÖNORM EN ISO 4249** „Mineralölerzeugnisse – Bestimmung und Anwendung der Werte für die Präzision von Prüfverfahren“ vom 1. April 2007 angewendet, und bei der Festlegung eines Mindestwerts wurde eine Mindestdifferenz von 2 R über Null berücksichtigt (R= Reproduzierbarkeit). Die Ergebnisse der einzelnen Messungen werden auf Grundlage der in ÖNORM EN ISO 4259 vom 1. April 2007 beschriebenen Kriterien ausgewertet.

Anhang IX**Energiegehalt von Kraftstoffen gemäß der Richtlinie 2009/28/EG**

Kraftstoff	Gewichtsspezifischer Energiegehalt (unterer Heizwert in MJ/kg)	Volumenspezifischer Energiegehalt (unterer Heizwert in MJ/l)	Dichte	
			Wert	Einheit
<i>Bioethanol (aus Biomasse hergestelltes Ethanol)</i>	27	21 , 0,778	kg/l	
<i>Bio-ETBE (auf der</i>	36 (davon 37%)	27 (davon 37%)	0,75	kg/l

Vorgeschlagene Fassung

Komponenten ⁵			
Schwefelgehalt	mg/kg	–	10,0
Bleigehalt	g/l	–	0,005

(1) Die Prüfverfahren sind die in ÖNORM EN 228 „Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Unverbleite Ottokraftstoffe – Anforderungen und Prüfverfahren“, ausgegeben am **15. September 2020**, genannten Verfahren. Es können gegebenenfalls die Analysemethoden verwenden, die in ÖNORM EN 228 „Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Unverbleite Ottokraftstoffe – Anforderungen und Prüfverfahren“, ausgegeben am **15. September 2020**, ersetzenden Normen genannt sind, wenn diese nachweislich mindestens den gleichen Genauigkeitsgrad wie die ersetzten Analysemethoden aufweisen.

(2) Die in der Spezifikation angegebenen Werte sind „tatsächliche Werte“. Bei der Festlegung ihrer Grenzwerte wurden die Bestimmungen der **ÖNORM EN ISO 4259** „Mineralölerzeugnisse – Bestimmung und Anwendung der Werte für die Präzision von Prüfverfahren“ vom 1. April 2007 angewendet, und bei der Festlegung eines Mindestwerts wurde eine Mindestdifferenz von 2 R über Null berücksichtigt (R= Reproduzierbarkeit). Die Ergebnisse der einzelnen Messungen werden auf Grundlage der in ÖNORM EN ISO 4259 vom 1. April 2007 beschriebenen Kriterien ausgewertet.

Anhang IX**Energiegehalt von Kraftstoffen gemäß der Richtlinie 2009/28/EG**

Kraftstoff	Gewichtsspezifischer Energiegehalt (unterer Heizwert in MJ/kg)	Volumenspezifischer Energiegehalt (unterer Heizwert in MJ/l)	Dichte	
			Wert	Einheit
Aus Biomasse und/oder durch Biomasseverarbeitung hergestellte Kraftstoffe				
Reines Pflanzenöl (durch Auspressen , Extraktion oder ver-	37	34	0,919	kg/l

Geltende Fassung					Vorgeschlagene Fassung				
Grundlage von Bioethanol hergestellter Ethyl-Tertiär-Butylether)	aus erneuerbaren Quellen)	aus erneuerbaren Quellen)	0		gleichbare Verfahren aus Ölsaaten gewonnenes Öl, roh oder raffiniert, jedoch chemisch unverändert, sofern es für den betreffenden Motorentyp geeignet ist und die entsprechenden Emissionsanforderungen erfüllt)				
Biomethanol (aus Biomasse hergestelltes Methanol zur Verwendung als Biokraftstoff)	20	16	0,800	kg/l					
Bio-MTBE (auf der Grundlage von Biomethanol hergestellter Methyl-Tertiär-Butylether)	35 (davon 22% aus erneuerbaren Quellen)	26 (davon 22% aus erneuerbaren Quellen)	0,743	kg/l					
Bio-DME (aus Biomasse hergestellter Dimethylether zur Verwendung als Biokraftstoff)	28	19	0,679	kg/l					
Bio-TAEE (auf der Grundlage von Bioethanol hergestellter Tertiär-Amyl-Ethyl-Ether)	38 (davon 29% aus erneuerbaren Quellen)	29 (davon 29% aus erneuerbaren Quellen)	0,763	kg/l					
Biobutanol (aus Biomasse hergestelltes Butanol zur Verwendung als Biokraftstoff)	33	27	0,818	kg/l					
Biodiesel (Methylester eines pflanzlichen oder tierischen Öls mit Dieselkraftstoffqualität zur Verwendung als Biokraftstoff)	37	33	0,892	kg/l					
Fischer-Tropsch-	44	34	0,77	kg/l					
					Biodiesel – Fettsäuremethylester (auf Grundlage von Öl aus Biomasse produzierter Methylester)	37	33	0,892	kg/l
					Biodiesel – Fettsäureethylester (auf Grundlage von Öl aus Biomasse produzierter Ethylester)	38	34		
					Biomethan	50	–	0,730	kg/m ³ _(a)
					Hydriertes Pflanzenöl (thermochemisch mit Wasserstoff behandeltes Pflanzenöl) zur Verwendung als Dieselkraftstoff	44	34	0,773	kg/l
					Hydriertes (thermochemisch mit Wasserstoff behandeltes) Öl aus	45	30		

Geltende Fassung					Vorgeschlagene Fassung				
<i>Diesel</i> (aus Biomasse hergestellter/s synthetischer/s Kohlenwasserstoff(gem isch))			3		<i>Biomasse zur Verwendung als Ottokraftstoffersatz</i>				
<i>Hydriertes Pflanzenöl</i> (thermochemisch mit Wasserstoff behandeltes Pflanzenöl)	44	34	0,77 3	kg/l	<i>Hydriertes</i> (thermochemisch mit Wasserstoff behandeltes) Öl aus Biomasse zur Verwendung als Flüssiggasersatz	46	24		
Reines Pflanzenöl (durch <i>Auspressen</i> , Extraktion oder <i>vergleichbare</i> Verfahren aus <i>Ölsaaten</i> gewonnenes Öl, roh oder raffiniert, jedoch chemisch <i>unverändert</i> , sofern es für den <i>betreffenden</i> Motorentyp geeignet ist und die entsprechenden Emissionsanforderunge n erfüllt)	37	34	0,91 9	kg/l	<i>(In einer Raffinerie mit fossilen Brennstoffen) gemeinsam verarbeitetes Öl aus Biomasse oder pyrolysiertes Biomasse zur Verwendung als Dieselkraftstoffersatz</i>	43	36		
Biomethan	50	–	0,73 0	kg/m ³ (a)	<i>(In einer Raffinerie mit fossilen Brennstoffen) gemeinsam verarbeitetes Öl aus Biomasse oder pyrolysiertes Biomasse zur Verwendung als Flüssiggasersatz</i>	44	32		
Ottokraftstoff	43	32	0,74 4	kg/l	<i>(In einer Raffinerie mit fossilen Brennstoffen) gemeinsam verarbeitetes Öl aus Biomasse oder pyrolysiertes Biomasse zur Verwendung als Flüssiggasersatz</i>	46	23		
Dieselmotoren	43	36	0,83 7	kg/l	Erneuerbare Kraftstoffe, die aus verschiedenen erneuerbaren Quellen produziert werden können, darunter auch Biomasse				
<i>CNG^(a) (Erdgas, Biomethan)</i>	49,2	–	0,72 8	kg/m ³					
<i>LNG (Erdgas; Biomethan)</i>	–	22	0,43 0	kg/l					

Geltende Fassung(a) Einheit „kg/m³“: bei Normbedingungen p=1,013 bar; T= 273,15 K**Vorgeschlagene Fassung**

Methanol aus erneuerbaren Quellen	20	16	0,800	kg/l
Ethanol aus erneuerbaren Quellen	27	21		
Propanol aus erneuerbaren Quellen	31	25		
Butanol aus erneuerbaren Quellen	33	27	0,818	kg/l
Fischer-Tropsch-Diesel (synthetischer/s Kohlenwasserstoff (gemisch) zur Verwendung als Dieselmotorsatz)	44	34	0,773	kg/l
Fischer-Tropsch-Ottomotorsatz (aus Biomasse produzierter/s synthetischer/s Kohlenwasserstoff (gemisch) zur Verwendung als Ottomotorsatz)	44	33		
Fischer-Tropsch-Flüssiggas (aus Biomasse hergestellter/s synthetischer/s Kohlenwasserstoff (gemisch) zur Verwendung als Flüssiggasersatz)	46	24		kg/l
DME (Dimethylether)	28	19	0,679	kg/l
Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen	120			
ETBE (auf der Grundlage von Ethanol aus)	36 (davon 33% aus)	27 (davon 33% aus)	0,750	kg/l

Geltende Fassung

Vorgeschlagene Fassung

<i>hergestellter Ethyl-Tertiär-Butylether)</i>	<i>erneuerbaren Quellen)</i>	<i>erneuerbaren Quellen)</i>		
<i>MTBE (auf der Grundlage von Methanol hergestellter Methyl-Tertiär-Butylether)</i>	<i>35 (davon 22% aus erneuerbaren Quellen)</i>	<i>26 (davon 22% aus erneuerbaren Quellen)</i>	<i>0,743</i>	<i>kg/l</i>
<i>TAAE (auf der Grundlage von Ethanol produzierter Tertiär-Amyl-Ethyl-Ether)</i>	<i>38 (davon 37% aus erneuerbaren Quellen)</i>	<i>29 (davon 37% aus erneuerbaren Quellen)</i>	<i>0,763</i>	<i>kg/l</i>
<i>TAME (auf der Grundlage von Methanol produzierter Tertiär-Amyl-Methyl-Ether)</i>	<i>36 (davon 37% aus erneuerbaren Quellen)</i>	<i>28 (davon 37% aus erneuerbaren Quellen)</i>		
<i>THxEE (auf der Grundlage von Ethanol produzierter Tertiär-Hexyl-Ethyl-Ether)</i>	<i>38 (davon 37% aus erneuerbaren Quellen)</i>	<i>30 (davon 37% aus erneuerbaren Quellen)</i>		
<i>THxME (auf der Grundlage von Methanol produzierter Tertiär-Hexyl-Methyl-Ether)</i>	<i>38 (davon 37% aus erneuerbaren Quellen)</i>	<i>30 (davon 37% aus erneuerbaren Quellen)</i>		
Ottokraftstoff	43	32	0,744	kg/l
Diesekraftstoff	43	36	0,837	kg/l
CNG^(a)	49,2	–	0,728	kg/m ³
LNG	–	22	0,430	kg/l

(a) Einheit „kg/m³“: bei Normbedingungen p=1,013 bar; T= 273,15 K

Anhang X

Anhang X

Geltende Fassung

Vorgeschlagene Fassung

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

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

A. Typische Werte und Standardwerte für Biokraftstoffe bei Herstellung ohne Netto

– CO₂-Emissionen infolge von Landnutzungsänderungen;

A. Typische Werte und Standardwerte für Biokraftstoffe **und Biomethan** bei Herstellung ohne Netto

– CO₂-Emissionen infolge von Landnutzungsänderungen;

Herstellungsweg des Biokraftstoffs	Typische Werte für die Minderung von Treibhausgasemissionen	Standardwerte für die Minderung von Treibhausgasemissionen	Herstellungsweg des Biokraftstoffs	Typische Werte für die Minderung von Treibhausgasemissionen	Standardwerte für die Minderung von Treibhausgasemissionen
Ethanol aus Zuckerrüben	61%	52%	Ethanol aus Zuckerrüben (ohne Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	67%	59%
Ethanol aus Weizen (Prozessbrennstoff nicht spezifiziert)	32%	16%	Ethanol aus Zuckerrüben (mit Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	77%	73%
Ethanol aus Weizen (Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage)	32%	16%	Ethanol aus Zuckerrüben (ohne Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	73%	68%
Ethanol aus Weizen (Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	45%	34%	Ethanol aus Zuckerrüben (mit Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*))	79%	76%
Ethanol aus Weizen (Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage)	53%	47%	Ethanol aus Zuckerrüben (ohne Biogas aus Schlempe, Braunkohle als Prozessbrennstoff in	58%	47%

Geltende Fassung			Vorgeschlagene Fassung		
Ethanol aus Weizen (Stroh als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage)	69%	69%	KWK-Anlage (*)		
			Ethanol aus Zuckerrüben (mit Biogas aus Schlempe, Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*)	71%	64%
Ethanol aus Mais, in der Gemeinschaft erzeugt (Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage)	56%	49%	Ethanol aus Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in konventionellen-Anlagen)	48%	40%
			Ethanol aus Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*)	55%	48%
Ethanol aus Zuckerrohr	71%	71%	Ethanol aus Mais (Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*)	40%	28%
Ethyl-Tertiär-Butylether /ETBE), Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Herstellungsweg für Ethanol	Wie beim Herstellungsweg für Ethanol	Ethanol aus Mais (forstwirtschaftliche Reststoffe als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*)	69%	68%
Tertiär-Amyl-Ethyl-Ether /TAEE) Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Herstellungsweg für Ethanol	Wie beim Herstellungsweg für Ethanol	Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	47%	38%
Biodiesel aus Raps	45%	38%	Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*)	53%	46%
Biodiesel aus Sonnenblumen	58%	51%	Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (*)	37%	24%
Biodiesel aus Sojabohnen	40%	31%			
Biodiesel aus Palmöl (Prozessbrennstoff nicht spezifiziert)	36%	19%			

Geltende Fassung			Vorgeschlagene Fassung		
Biodiesel aus Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	62%	56%	Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (forstwirtschaftliche Reststoffe) als Prozessbrennstoff in KWK- Anlage (*)	67%	67%
Biodiesel aus pflanzlichen oder tierischem Abfallöl (*)	88%	83%	Ethanol aus Zuckerrohr	70%	70%
Hydriertes Rapsöl	51%	47%	Ethyl-Tertiär-Butylether /ETBE), Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Herstellungsweg für Ethanol	Wie beim Herstellungsweg für Ethanol
Hydriertes Sonnenblumenöl	65%	62%	Tertiär-Amyl-Ethyl-Ether /TAAE) Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Herstellungsweg für Ethanol	Wie beim Herstellungsweg für Ethanol
Hydriertes Palmöl (Prozess nicht spezifiziert)	40%	26%	Biodiesel aus Raps	52%	47%
Hydriertes Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	68%	65%	Biodiesel aus Sonnenblumen	57%	52%
Reines Rapsöl	58%	57%	Biodiesel aus Sojabohnen	55%	50%
Biogas aus organischen Siedlungsabfällen als komprimiertes Erdgas	80%	73%	Biodiesel aus Palmöl (offenes Abwasserbecken)	36%	19%
Biogas aus Gülle als komprimiertes Erdgas			32 %		
Biogas aus Trockenmist als komprimiertes Erdgas			Biodiesel aus Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	51%	45%
			Biodiesel aus Altspeiseöl	88% 84%	81% 84%
			Biodiesel aus ausgelassenen tierischen Fetten (**)	84% 82%	78%
			Hydriertes Rapsöl	51%	47%
			Hydriertes Sonnenblumenöl	58%	54%
			Hydriertes Sojaöl	55%	51%
			Hydriertes Palmöl (offenes Abwasserbecken)	34%	22%
			Hydriertes Palmöl	53%	49%

(*) Mit Ausnahme von **tierischen Ölen** aus tierischen Nebenprodukten, die in der Verordnung (EG) Nr. 1069/2009 mit Hygienevorschriften für nicht für den menschlichen Verzehr bestimmte tierische Nebenprodukte und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1774/2002, ABl. L Nr. L 300 vom 14.11.2009 S. 1, zuletzt berichtigt durch ABl. Nr. L 348 vom 04.12.2014 S. 31 als Material der Kategorie 3 eingestuft werden.

Geltende Fassung

Vorgeschlagene Fassung

(Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)			
<i>Hydriertes Altspeiseöl</i>	87%	83%	
<i>Hydrierte tierische Fette (**)</i>	83%	77%	
Reines Rapsöl	59%	57%	
<i>Reines Sonnenblumenöl</i>	65%	64%	
<i>Reines Sojaöl</i>	63%	61%	
<i>Reines Palmöl (offenes Abwasserbecken)</i>	40%	30%	
<i>Reines Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)</i>	59%	57%	
<i>Reines Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)</i>	59%	57%	
<i>Reines Altspeiseöl</i>	98%	98%	
BIOMETHAN FÜR DEN VERKEHRSEKTOR (*1)			
<i>Biomethan- produktionssystem</i>	<i>Technologische Optionen</i>	<i>Typische Werte für die Minderung von Treibhausgasemissionen</i>	<i>Standardwerte für die Minderung von Treibhausgasemissionen</i>
<i>Gülle</i>	<i>Offenes Gärrückstands- lager, keine Abgasverbrennung</i>	117 %	72 %
	<i>Offenes Gärrückstands- lager, Abgasverbrennung</i>	133 %	94 %

Geltende Fassung

Vorgeschlagene Fassung

	Geschlossenes Gärrückstands- lager, keine Abgasverbrennun- g	190 %	179 %
	Geschlossenes Gärrückstands- lager, Abgasverbrennun- g	206 %	202 %
Mais, gesamte Pflanze	Offenes Gärrückstands- lager, keine Abgasverbrennun- g	35 %	17 %
	Offenes Gärrückstands- lager, Abgasverbrennun- g	51 %	39 %
	Geschlossenes Gärrückstands- lager, keine Abgasverbrennun- g	52 %	41 %
	Geschlossenes Gärrückstands- lager, Abgasverbrennun- g	68 %	63 %
Bioabfall	Offenes Gärrückstands- lager, keine Abgasverbrennun- g	43 %	20 %
	Offenes	59 %	42 %

Geltende Fassung

Vorgeschlagene Fassung

	Gärrückstands- lager, Abgasverbrennung		
	Geschlossenes Gärrückstandsla- ger, keine Abgasverbrennung	70 %	58 %
	Geschlossenes Gärrückstandsla- ger, 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.

(*) 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.

BIOMETHAN — VERMISCHUNG VON MIST/GÜLLE UND MAIS (*1)

Biomethan- produktions- system	Technologische Optionen	Typische Werte für die Minderung von Treibhausgasemissionen	Standard- Minderung Treibhaus-
Mist/Gülle — Mais 80 % — 20 %	Offenes Gärrückstandslager, keine Abgasverbrennung (1)	62 %	35 %

Geltende Fassung

Vorgeschlagene Fassung

	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 %

Geltende Fassung

B. Geschätzte typische Werte und Standardwerte für künftige Biokraftstoffe, die im Januar 2008 nicht oder nur in vernachlässigbaren Mengen auf dem Markt waren, bei Herstellung ohne Netto-CO₂-Emission infolge von Landnutzungsänderungen

Herstellungsweg des Biokraftstoffs	Typische Werte für die Minderung von Treibhausgasemissionen	Standardwerte für die Minderung von Treibhausgasemissionen
Ethanol aus Weizenstroh	87%	85%
<i>Ethanol aus Abfallholz</i>		80%
<i>Ethanol aus Kulturholz</i>		76%
Fischer-Tropsch-Diesel aus Abfallholz	95%	95%
Fischer-Tropsch-Diesel aus Kulturholz	93%	93%
Dimethylether (DME) aus Abfallholz	95%	95%

Vorgeschlagene Fassung

(*)

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

(1)

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

(2)

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

B. Geschätzte typische Werte und Standardwerte für künftige Biokraftstoffe, die im Januar 2016 nicht oder nur in vernachlässigbaren Mengen auf dem Markt waren, bei Herstellung ohne Netto-CO₂-Emission infolge von Landnutzungsänderungen

Herstellungsweg des Biokraftstoffs	Typische Werte für die Minderung von Treibhausgasemissionen	Standardwerte für die Minderung von Treibhausgasemissionen
Ethanol aus Weizenstroh	85%	83%
Fischer-Tropsch	74%	85%
Diesel aus Abfallholz in Einzelanlage	70%	
Fischer-Tropsch-Diesel aus Kulturholz in Einzelanlage	82%	82%

Geltende Fassung

DME aus Kulturholz	92%	92%
Methanol aus Abfallholz	94%	94%
Methanol aus Kulturholz	91%	91%
Methyl-Tertiär-Butylether (MTBE), Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Herstellungsweg für Methanol	Wie beim Herstellungsweg für Methanol

Vorgeschlagene Fassung

<i>Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus Abfallholz in Einzelanlage</i>	85%	85%
Dimethylether (DME) aus Abfallholz in Einzelanlage	86%	86%
DME aus Kulturholz in Einzelanlage	83%	83%
Methanol aus Abfallholz in Einzelanlage	86%	86%
Methanol aus Kulturholz in Einzelanlage	83%	83%
<i>Fischer-Tropsch-Diesel aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik</i>	89%	89%
<i>Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik</i>	89%	89%
<i>Dimethylether (DME) aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik</i>	89%	89%

Geltende Fassung

Vorgeschlagene Fassung

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

C. Methodologie

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

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

wobei

- E = Gesamtemissionen bei der Verwendung des Kraftstoffs
 e_{ec} = Emissionen bei der Gewinnung oder beim Anbau der Rohstoffe
 e_l = auf das Jahr umgerechnete Emissionen aufgrund von Kohlenstc 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 in besserer landwirtschaftlicher Bewirtschaftungspraktiken;
 e_{ccs} = Emissionseinsparung durch Abscheidung und geologische Spei Kohlendioxid;
 e_{ccr} = Emissionseinsparung durch Abscheidung und Ersetzung von K
 e_{ee} = Emissionseinsparung durch überschüssige Elektrizität aus Kra

Die mit der Herstellung der Anlagen und Ausrüstungen verbundenen Er berücksichtigt.

2. Die durch **Kraftstoffe** verursachten Treibhausgasemissionen E werden in CO₂-Äquivalent in g/MJ (Gramm CO₂-Äquivalent pro Megajoule Kraftstoff) angegeben.

C. Methodologie

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

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

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

wobei

- E = Gesamtemissionen bei der Verwendung des Kraftstoffs
 e_{ec} = Emissionen bei der Gewinnung oder beim Anbau der Rohstoffe
 e_l = auf das Jahr umgerechnete Emissionen aufgrund von Kohlenstc 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 in besserer landwirtschaftlicher Bewirtschaftungspraktiken;
 e_{ccs} = Emissionseinsparung durch Abscheidung und geologische Spei Kohlendioxid;
 e_{ccr} = Emissionseinsparung durch Abscheidung und Ersetzung von K

Die mit der Herstellung der Anlagen und Ausrüstungen verbundenen Er berücksichtigt.

Geltende Fassung

3. Abweichend von Nummer 2 können für Kraftstoffe die in die in CO₂-Äquivalent in g/MJ berechneten Werte so angepasst werden, dass Unterschiede zwischen Kraftstoffen bei der in km/MJ ausgedrückten geleisteten Nutzarbeit berücksichtigt werden. Derartige Anpassungen sind nur zulässig, wenn Belege für die Unterschiede bei der geleisteten Nutzarbeit angeführt werden.

4. Die durch die Verwendung von Biokraftstoffen erzielte Einsparung bei den Treibhausgasemissionen wird wie folgt berechnet:

$$\text{EINSPARUNG} = (E_F - E_B)/E_F$$

dabei sind:

E_B = Gesamtemissionen bei der Verwendung des Biokraftstoffs;

E_F = Gesamtemissionen des Komparators für **Fossilbrennstoffe**.

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

CO ₂ :	1
N ₂ O:	296
CH ₄ :	23

6. Die Emissionen bei der Gewinnung oder beim Anbau der Rohstoffe (e_{ec}) schließen die Emissionen des Gewinnungs- oder Anbauprozesses selbst, beim Sammeln der Rohstoffe, aus Abfällen und Leckagen sowie bei der Herstellung der zur Gewinnung oder zum Anbau verwendeten Chemikalien ein. Die CO₂-Bindung beim Anbau der Rohstoffe wird nicht berücksichtigt. **Zertifizierte Reduktionen von Treibhausgasemissionen aus dem Abfackeln an Ölförderstätten in allen Teilen der Welt werden abgezogen.** Alternativ zu den tatsächlichen Werten können für die Emissionen beim Anbau **Schätzungen** aus den **Durchschnittswerten** abgeleitet werden, **die für kleinere als die bei der Berechnung** der

Vorgeschlagene Fassung

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:

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

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 gCO₂/MJ für Option n gemäß Teil D dieses Anhangs (*)

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

Dabei sind:

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

W_n = Gewichtungsfaktor des Substrats n , definiert als:

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

Dabei sind:

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

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

Geltende Fassung

Standardwerte herangezogenen geografischen Gebiete berechnet wurden.

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:

$$e_l = (CS_R - CS_A) \times 3,664 \times 1/20 \times 1/P - e_B^{(22)}$$

dabei sind:

e_l = auf das Jahr umgerechnete Treibhausgasemissionen aus Kohlenstoffbestandsänderungen infolge von Landnutzungsänderungen (gemessen als Masse (Gramm) an CO₂-Äquivalent pro Energieeinheit (Megajoule) Biokraftstoff); „Kulturflächen“⁽²³⁾ und „Dauerkulturen“⁽²⁴⁾ sind als eine einzige Landnutzungsart zu betrachten;

CS_R = der mit der Bezugsfläche 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 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 = die Pflanzenproduktivität (gemessen als Energie des Biokraftstoffs pro Flächeneinheit und Jahr) und

e_B = Bonus von 29 CO₂-Äquivalent in g/MJ Biokraftstoff, wenn die Biomasse unter den in Nummer 8 genannten Bedingungen auf wiederhergestellten degradierten Flächen gewonnen wird

Vorgeschlagene Fassung

SM_n = Standardfeuchte des Substrats n (***)

(*) 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: $P(\text{Mais})$: 4,16 [MJ_{Biogas}/kg Feuchtmais @ 65% Feuchte] $P(\text{Mist/Gülle})$: 0,50 [MJ_{Biogas}/kg Gülle @ 90% Feuchte] $P(\text{Bioabfall})$: 3,41 [MJ_{Biogas}/kg Feuchtbioabfall @ 76% Feuchte]

(***) Die folgenden Standardfeuchtwerte werden für Substrat SM_n verwendet: $SM(\text{Mais})$: 0,65 [kg Wasser/kg Frischmasse] $SM(\text{Mist/Gülle})$: 0,90 [kg Wasser/kg Frischmasse] $SM(\text{Bioabfall})$: 0,76 [kg Wasser/kg Frischmasse] 21.12.2018 L 328/180 Amtsblatt der Europäischen Union DE

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:

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

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;

Geltende Fassung

8. Der Bonus von 29 CO₂-Äquivalent in g/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) **unter eine der folgenden zwei Kategorien fällt:**

i) stark **degradierte** Flächen einschließlich früherer landwirtschaftlicher Nutzflächen,

ii) **stark verschmutzte Flächen.**

Der Bonus von 29 CO₂-Äquivalent in g/MJ gilt für einen Zeitraum von bis zu **10** 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 **Z i** fallenden Flächen gewährleistet werden **und die Bodenverschmutzung auf unter Z ii fallenden Flächen gesenkt wird.**

9. **Die in Nummer 8 Buchstabe b genannten Kategorien werden wie folgt definiert:**

a) „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;

b) „stark verschmutzte Flächen“ sind Flächen, die aufgrund der **Bodenverschmutzung ungeeignet für den Anbau von Lebens- und Futtermitteln sind.**

Dazu gehören auch Flächen, die Gegenstand eines Beschlusses der Kommission gemäß Artikel 18 Abs. 4 Unterabsatz 4 sind.

10. Für die Zwecke dieser Verordnung erfolgt die Berechnung des Bodenkohlenstoffbestands auf der Grundlage der von der Kommission auf der Basis von Band 4 der IPPC-Leitlinien für nationale Treibhausgasinventare aus dem Jahr 2006 erstellten Leitlinien für die Berechnung des Bodenkohlenstoffbestands (Beschluss der Kommission 2010/335/EU über Leitlinien für die Berechnung des Kohlenstoffbestands im Boden für die Zwecke des Anhangs V der Richtlinie 2009/28/EG, ABl. Nr. L 151 vom 17.06.2010 S.19).

11. Die Emissionen bei der Verarbeitung (e_p) schließen die Emissionen bei der Verarbeitung selbst, aus Abfällen und Leckagen sowie bei der

Vorgeschlagene Fassung

$e_{td,Produkt}$ = 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.

(* **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-/Güllebewirtschaftung auf e_{sc} angerechnet.**

2. Die durch **Biokraftstoffe oder Biomethan** verursachten Treibhausgasemissionen E werden in CO₂-Äquivalent in g/MJ (Gramm CO₂-Äquivalent pro Megajoule Kraftstoff) angegeben.

Werden Treibhausgasemissionen durch die Gewinnung oder den Anbau von Rohstoffen (e_{ec}) als Einheit gCO₂eq/Tonne Trockenrohstoff angegeben, wird die Umwandlung in gCO₂eq/MJ (Gramm CO₂-Äquivalent pro Megajoule Brennstoff) wie folgt berechnet(i):

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

wobei:

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

Faktor Brennstoff Rohstoff_a = [Anteil von MJ Rohstoff, der zur Erzeugung von 1 MJ B

Die Emissionen pro Tonne Trockenrohstoff werden wie folgt berechnet:

Geltende Fassung

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

12. Die Emissionen beim Transport und Vertrieb (e_{td}) schließen die beim Transport und der Lagerung von Rohstoffen und Halbfertigerzeugnissen sowie bei der Lagerung und dem Vertrieb von Fertigerzeugnissen anfallenden Emissionen ein. Die Emissionen beim Transport und Vertrieb, die unter Nummer 6 berücksichtigt werden, fallen nicht unter diese Nummer.
13. Die Emissionen bei der Nutzung des Kraftstoffs (e_u) werden für Biokraftstoffe mit null angesetzt.
14. Die Emissionseinsparung durch Abscheidung und geologische Speicherung von Kohlendioxid (e_{ccs}), die nicht bereits in e_p berücksichtigt wurde, wird auf die durch Abscheidung und Sequestrierung von emittiertem CO₂ vermiedenen Emissionen begrenzt, die unmittelbar mit der Gewinnung, dem Transport, der Verarbeitung und dem Vertrieb von Kraftstoff verbunden sind.
15. Die Emissionseinsparung durch CO₂-Abscheidung und -ersetzung (e_{cer}) wird begrenzt auf die durch Abscheidung von CO₂ vermiedenen Emissionen, wobei der Kohlenstoff aus Biomasse stammt und **anstelle des auf fossile Brennstoffe zurückgehenden Kohlendioxids für gewerbliche Erzeugnisse** und Dienstleistungen verwendet wird.
16. **Die Emissionseinsparung durch überschüssige Elektrizität aus Kraft-Wärme-Kopplung (e_{ek}) wird im Verhältnis zu dem von Kraftstoffherstellungssystemen mit Kraft-Wärme-Kopplung, welche als**

Vorgeschlagene Fassung

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

(i) 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.

3. Die durch die Verwendung von Biokraftstoffen **oder Biomethan** erzielte Einsparung bei den Treibhausgasemissionen wird wie folgt berechnet:

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

dabei sind:

E_B = Gesamtemissionen bei der Verwendung des Biokraftstoffs;

$E_{F(t)}$ = Gesamtemissionen des Komparators für **Fossile Kraftstoffe**.

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

CO ₂ :	1
N ₂ O:	296
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 der Rohstoffe, aus Abfällen und Leckagen sowie bei der Herstellung 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 anhand der regionalen Durchschnittswerte für die Emissionen aus**

Geltende Fassung

Brennstoff andere Nebenerzeugnisse als Ernterückstände einsetzen, erzeugten Elektrizitätsüberschuss berücksichtigt. Für die Berücksichtigung dieses Elektrizitätsüberschusses wird davon ausgegangen, dass die Größe der KWK-Anlage der Mindestgröße entspricht, die erforderlich ist, um die für die Kraftstoffherstellung benötigte Wärme zu liefern. Die mit diesem Elektrizitätsüberschuss verbundene Minderung an Treibhausgasemissionen werden der Treibhausgasmenge gleichgesetzt, die bei der Erzeugung einer entsprechenden Elektrizitätsmenge in einem Kraftwerk emittiert würde, das den gleichen Brennstoff einsetzt wie die KWK-Anlage.

17. Werden bei einem Kraftstoffherstellungsverfahren neben dem Kraftstoff, für den die Emissionen berechnet werden, weitere Erzeugnisse („Nebenerzeugnisse“) hergestellt, so werden die anfallenden Treibhausgasemissionen zwischen dem Kraftstoff oder dessen Zwischenerzeugnis und den Nebenerzeugnissen nach Maßgabe ihres Energiegehalts (der bei anderen Nebenerzeugnissen als Elektrizität durch den unteren Heizwert bestimmt wird) aufgeteilt.
18. Für die Zwecke der Berechnung nach Nummer 17 sind die aufzuteilenden Emissionen $e_{ec} + e_l$ + die Anteile von e_p , e_{id} und e_{ee} , die bis einschließlich zu dem Verfahrensschritt anfallen, bei dem ein Nebenerzeugnis erzeugt wird. Wurden in einem früheren Verfahrensschritt Emissionen *Nebenerzeugnissen* zugewiesen, so wird für diesen Zweck anstelle der Gesamtemissionen der Bruchteil dieser Emissionen verwendet, der im letzten Verfahrensschritt dem Zwischenerzeugnis zugeordnet wird.

Im Falle von Biokraftstoffen werden sämtliche Nebenerzeugnisse, einschließlich nicht unter Nummer 16 fallender Elektrizität, für die Zwecke der Berechnung berücksichtigt, mit Ausnahme von Ernterückständen wie Stroh, Bagasse, Hülsen, Maiskolben und Nussschalen. Für die Zwecke der Berechnung wird der Energiegehalt von Nebenerzeugnissen mit negativem Energiegehalt auf null festgesetzt.

Die Lebenszyklus-Treibhausgasemissionen von Abfällen, Ernterückständen wie Stroh, Bagasse, Hülsen, Maiskolben und Nussschalen sowie Produktionsrückständen einschließlich Rohglycerin

Vorgeschlagene Fassung

dem Anbau entsprechend den in Artikel 31 Absatz 4 der Richtlinie (EU) 2018/2001 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. 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 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 (i).

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:

$$e_l = AKI_{AufZCS_R} - CS_{AKI}ZuZ \times 3,664 \times 1A_{slash}Z20 \times 1A_{slash}ZP - e_{BAKI_{AufZ}}$$

dabei sind:

e_l = auf das Jahr umgerechnete Treibhausgasemissionen aus

Geltende Fassung

(nicht raffiniertes Glycerin) werden bis zur Sammlung dieser Materialien auf null angesetzt.

Bei Kraftstoffen, die in Raffinerien hergestellt werden, ist die Analyseeinheit für die Zwecke der Berechnung nach Nummer 17 die Raffinerie.

Vorgeschlagene Fassung

Kohlenstoffbestandsänderungen infolge von Landnutzungsänderungen (gemessen als Masse (Gramm) an CO₂-Äquivalent pro Energieeinheit (Megajoule) Biokraftstoff); „Kulturflächen“ ⁽³⁾ und „Dauerkulturen“ ⁽⁴⁾ sind als eine einzige Landnutzungsart zu betrachten;

CS_R = der mit der Bezugsfläche 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 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 = die Pflanzenproduktivität (gemessen als Energie des Biokraftstoffs pro Flächeneinheit und Jahr) und

e_B = Bonus von 29 CO₂-Äquivalent in g/MJ Biokraftstoff, wenn die Biomasse unter den in Nummer 8 genannten Bedingungen auf wiederhergestellten degradierten Flächen gewonnen wird

(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.

Geltende Fassung**Vorgeschlagene Fassung**

⁽³⁾Kulturflächen im Sinn der Definition des IPCC

⁽⁴⁾ Dauerkulturen sind definiert als mehrjährige Kulturpflanzen, deren Stiel normalerweise nicht jährlich geerntet wird (z. B. Niederwald mit Kurzumtrieb und Ölpalmen).

8. Der Bonus von 29 CO₂-Äquivalent in g/MJ wird gewährt, wenn der Nachweis erbracht wird, dass die betreffende Fläche
- im Januar 2008 nicht landwirtschaftlich oder zu einem anderen Zweck genutzt wurde und
 - aus stark degradierten Flächen einschließlich früherer landwirtschaftlicher Nutzflächen besteht.

Der Bonus von 29 CO₂-Äquivalent in g/MJ gilt für einen Zeitraum von bis zu 20 Jahren ab dem Zeitpunkt der Umwandlung der Fläche in eine landwirtschaftliche Nutzfläche, sofern ein kontinuierlicher Anstieg des Kohlenstoffbestands und ein nennenswerter Rückgang der Erosion auf unter Buchstabe b fallenden Flächen gewährleistet werden

9. „Stark degradierte Flächen“ sind Flächen, die während eines längeren Zeitraums entweder in hohem Maße versalzt wurden oder die einen besonders niedrigen Gehalt an organischen Stoffen aufweisen und stark erodiert sind;
10. Für die Zwecke dieser Verordnung erfolgt die Berechnung des Bodenkohlenstoffbestands auf der Grundlage der von der Kommission auf der Basis von Band 4 der IPPC-Leitlinien für nationale Treibhausgasinventare aus dem Jahr 2006 erstellten Leitlinien für die Berechnung des Bodenkohlenstoffbestands (Beschluss der Kommission 2010/335/EU über Leitlinien für die Berechnung des Kohlenstoffbestands im Boden für die Zwecke des Anhangs V der Richtlinie 2009/28/EG, ABl. Nr. L 151 vom 17.06.2010 S.19).
11. Die Emissionen bei der Verarbeitung (e_p) schließen die Emissionen bei der Verarbeitung selbst, aus Abfällen und Leckagen sowie bei der Herstellung der zur Verarbeitung verwendeten Chemikalien oder sonstigen Produkte ein, einschließlich der CO₂-Emissionen, die dem Kohlenstoffgehalt fossiler Inputs entsprechen, unabhängig davon, ob sie bei dem Prozess tatsächlich verbrannt werden. Bei der Berücksichtigung des Verbrauchs an nicht in der Anlage zur Kraftstoffherstellung erzeugter Elektrizität wird angenommen, dass die Treibhausgasemissionsintensität

Geltende Fassung**Vorgeschlagene Fassung**

bei Erzeugung und Verteilung dieser Elektrizität der durchschnittlichen Emissionsintensität bei der Produktion und Verteilung von Elektrizität in einer bestimmten Region entspricht. Abweichend von dieser Regel gilt: Die Produzenten können für die von einer einzelnen Elektrizitätserzeugungsanlage erzeugte Elektrizität einen Durchschnittswert verwenden, falls diese Anlage nicht an das Elektrizitätsnetz angeschlossen ist. *Die Emissionen bei der Verarbeitung schließen gegebenenfalls Emissionen bei der Trocknung von Zwischenprodukten und -materialien ein.*

12. Die Emissionen beim Transport und Vertrieb (e_{td}) schließen die beim Transport und der Lagerung von Rohstoffen und Halbfertigerzeugnissen sowie bei der Lagerung und dem Vertrieb von Fertigerzeugnissen anfallenden Emissionen ein. Die Emissionen beim Transport und Vertrieb, die unter Nummer 5 berücksichtigt werden, fallen nicht unter diese Nummer.
13. Die CO_2 Emissionen bei der Nutzung des Kraftstoffs (e_u) werden für Biokraftstoffe und Biomethan mit null angesetzt. *Die Emissionen von anderen Treibhausgasen als CO_2 (CH_4 und N_2O) bei der Nutzung von Biokraftstoffen werden in den e_u -Faktor einbezogen.*
14. Die Emissionseinsparung durch Abscheidung und geologische Speicherung von Kohlendioxid (e_{ccs}), die nicht bereits in e_p berücksichtigt wurde, wird auf die durch Abscheidung und Sequestrierung von emittiertem CO_2 vermiedenen Emissionen begrenzt, die unmittelbar mit der Gewinnung, dem Transport, der Verarbeitung und dem Vertrieb von Kraftstoff verbunden sind, *sofern die Speicherung im Einklang mit der Richtlinie 2009/31/EG über die geologische Speicherung von Kohlendioxid erfolgt.*
15. Die Emissionseinsparung durch CO_2 -Abscheidung und -ersetzung (e_{ccr}) *steht in unmittelbarer Verbindung mit der Produktion des Biokraftstoffs oder Biomethans, dem sie zugeordnet wird, und* wird begrenzt auf die durch Abscheidung von CO_2 vermiedenen Emissionen, wobei der Kohlenstoff aus Biomasse stammt und *bei der Produktion von Handelsprodukten und bei Dienstleistungen anstelle des CO_2 fossilen Ursprungs* verwendet wird.
16. *Erzeugt eine Kraft-Wärme-Kopplungsanlage, die Wärme und/oder*

Geltende Fassung**Vorgeschlagene Fassung**

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

Geltende Fassung

Vorgeschlagene Fassung

würde.

17. Werden bei einem **Kraftstoffproduktionsverfahren** neben dem Kraftstoff, für den die Emissionen berechnet werden, weitere Erzeugnisse („Nebenerzeugnisse“) **produziert**, so werden die anfallenden Treibhausgasemissionen zwischen dem Kraftstoff oder dessen Zwischenerzeugnis und den Nebenerzeugnissen nach Maßgabe ihres Energiegehalts (der bei anderen Nebenerzeugnissen als Elektrizität 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 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 $e_{cc} + e_l + e_{sca} +$ die Anteile von e_p , e_{td} , e_{ccs} und e_{ccr} , die bis einschließlich zu dem Verfahrensschritt anfallen, bei dem ein **Nebenprodukt** erzeugt wird. Wurden in einem früheren Verfahrensschritt Emissionen **Nebenprodukten** zugewiesen, so wird für diesen Zweck anstelle der Gesamtemissionen der Bruchteil dieser Emissionen verwendet, der im letzten Verfahrensschritt dem Zwischenerzeugnis zugeordnet wird.
- Im Falle von Biokraftstoffen **und Biomethan** werden sämtliche Nebenerzeugnisse, für die Zwecke der Berechnung berücksichtigt, **Abfällen und Reststoffen werden keine Emissionen zugeordnet**. Für die Zwecke der Berechnung wird der Energiegehalt von **Nebenprodukten** mit negativem Energiegehalt **mit null angesetzt**. Die Lebenszyklus-Treibhausgasemissionen von **Abfällen und Reststoffen, einschließlich Baumspitzen und Ästen, Stroh,** Hülsen, Maiskolben und Nussschalen sowie **Reststoffen aus der Verarbeitung** einschließlich Rohglycerin (nicht raffiniertes Glycerin) **und Bagasse** werden bis zur Sammlung dieser Materialien auf null angesetzt, **unabhängig davon, ob sie vor der Umwandlung ins Endprodukt zu Zwischenprodukten verarbeitet werden.**

Geltende Fassung

D. Disaggregierte Standardwerte für Biokraftstoffe

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

Herstellungsweg der Biokraftstoffe	Typische Treibhausgasemissionen (CO ₂ -Äquivalent in g/MJ)	Standardtreibhausgasemissionen (CO ₂ -Äquivalent in g/MJ)
Ethanol aus Zuckerrüben	12	12
Ethanol aus Weizen	23	23
Ethanol aus Mais, in der Gemeinschaft erzeugt	20	20
Ethanol aus Zuckerrohr	14	14
ETBE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Herstellungsweg für Ethanol	
TAAE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Herstellungsweg für Ethanol	
Biodiesel aus Raps	29	29
Biodiesel aus	18	18

Vorgeschlagene Fassung

Bei Kraftstoffen, 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 und Biomethan ist für die Zwecke der Berechnung nach Nummer 3 die fossile Vergleichsgröße $E_{F(1)}$ 94 gCO₂eq/MJ.

D. Disaggregierte Standardwerte für Biokraftstoffe und Biomethan

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

Herstellungsweg der Biokraftstoffe	Typische Treibhausgasemissionen (CO ₂ -Äquivalent in g/MJ)	Standardtreibhausgasemissionen (CO ₂ -Äquivalent in g/MJ)
Ethanol aus Zuckerrüben	9,6	9,6
Ethanol aus Mais	25,5	25,5
Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais	27	27
Ethanol aus Zuckerrohr	17,1	17,1
ETBE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Herstellungsweg für Ethanol	
TAAE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Herstellungsweg für Ethanol	
Biodiesel aus Raps	32	232
Biodiesel aus	26,1	26,1

Geltende Fassung			Vorgeschlagene Fassung		
Sonnenblumen			Sonnenblumen		
Biodiesel aus Sojabohnen	19	19	Biodiesel aus Sojabohnen	21,2	21,2
Biodiesel aus Palmöl	14	14	Biodiesel aus Palmöl	26,2	26,2
Biodiesel aus pflanzlichem oder tierischem (*) Abfallöl	0	0	Biodiesel aus Altspeiseöl	0	0
Hydriertes Rapsöl	30	30	Biodiesel aus ausgelassenen tierischen Fetten(**)	0	0
Hydriertes Sonnenblumenöl	18	18	Hydriertes Rapsöl	33,4	33,4
Hydriertes Palmöl	15	15	Hydriertes Sonnenblumenöl	26,9	26,9
Reines Rapsöl	30	30	Hydriertes Sojaöl	22,1	22,1
Biogas aus organischen Siedlungsabfällen als komprimiertes Erdgas	0	0	Hydriertes Palmöl	27,4	27,4
Biogas aus Gülle als komprimiertes Erdgas	0	0	Hydriertes Altspeiseöl	0	0
Biogas aus Trockenmist als komprimiertes Erdgas	0	0	Hydriertes Tierische Fette (**)	0	0
			Reines Rapsöl	33,4	33,4
			Reines Sonnenblumenöl	27,2	27,2
			Reines Sojaöl	22,2	22,2
			Reines Rapsöl	27,1	27,1
			Reines Palmöl	0	0

(*) Mit Ausnahme von tierischen Ölen aus tierischen Nebenprodukten, die in der Verordnung (EG) Nr. 1069/2009 als Material der Kategorie 3 eingestuft werden.

Disaggregierte Standardwerte für die Verarbeitung (einschl. Elektrizitätsüberschuss): „ep – eee“ gemäß Definition in Teil C dieses Anhangs

Herstellungsweg der Biokraftstoffe	Typische Treibhausgasemissionen ausgas	Standardtreibhausgasemissionen (CO ₂ -

(**) 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.

Geltende Fassung

		emissionen (CO ₂ - Äquivalent in g/MJ)	Äquivalent in g/MJ)
Ethanol aus Zuckerrüben		19	26
Ethanol aus Weizen (Prozessbrennstoff nicht spezifiziert)	32	45	
Ethanol aus Weizen (Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage)	32	45	
Ethanol aus Weizen (Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	21	30	
Ethanol aus Weizen (Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage)	14	19	
Ethanol aus Weizen (Stroh als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage)	1	1	
Ethanol aus Mais, in der Gemeinschaft erzeugt (Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage)	15	21	

Vorgeschlagene Fassung

Biomethanproduktionsystem	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	
Gülle	Offenes Gärrückstandsmanagement	keine Abgasverbrennung	0,0	84,2	19,5	1,0	3,3	—	0,0	117,9	27,3	1,0	4,0
	Geschlossenes Gärrückstandsmanagement	keine Abgasverbrennung	0,0	84,2	4,5	1,0	3,3	—	0,0	117,9	6,3	1,0	4,0
		Abgasverbrennung	0,0	3,2	19,5	0,9	3,3	—	0,0	4,4	27,3	0,9	4,0
	Mais, gesamte Pflanze	Offenes Gärrückstandsmanagement	keine Abgasverbrennung	18,20,1	19,5	0,0	3,3	—	18,28,1	27,3	0,0	4,0	4,0
Abgasverbrennung		18,20,1	4,5	0,0	3,3	—	18,28,1	6,3	0,0	4,0	4,0		

Geltende Fassung		
Hydriertes Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	7	9
Reines Rapsöl	4	5
Biogas aus organischen Siedlungsabfällen als komprimiertes Erdgas	14	20
Biogas aus Gülle als komprimiertes Erdgas	8	11
Biogas aus Trockenmist als komprimiertes Erdgas	8	11

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

Herstellungsweg der Biokraftstoffe

Ethanol aus Zuckerrüben

Ethanol aus Weizen

Ethanol aus Mais, in der Gemeinschaft erzeugt

Ethanol aus Zuckerrohr

ETBE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Herstellungsweg für Ethanol
---------------------------------------	--------------------------------------

TAAE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Herstellungsweg für Ethanol
---------------------------------------	--------------------------------------

Biodiesel aus Raps

Biodiesel aus Sonnenblumen

Biodiesel aus Sojabohnen

Biodiesel aus Palmöl

Vorgeschlagene Fassung	
ETBE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Produktionsweg für Ethanol
TAAE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Produktionsweg für Ethanol
Biodiesel aus Raps	32,0
Biodiesel aus Sonnenblumen	26,1
Biodiesel aus Sojabohnen	21,2
Biodiesel aus Palmöl	26,0
Biodiesel aus Altspeiseöl	0
Biodiesel aus ausgelassenen tierischen Fetten (*)	0
Hydriertes Rapsöl	33,4
Hydriertes Sonnenblumenöl	26,9
Hydriertes Sojaöl	22,1
Hydriertes Palmöl	27,3
Hydriertes Altspeiseöl	0
Hydrierte tierische Fette (*)	0
Reines Rapsöl	33,4
Reines Sonnenblumenöl	27,2
Reines Sojaöl	22,2
Reines Palmöl	27,1
Reines Altspeiseöl	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

Geltende Fassung			Vorgeschlagene Fassung		
Biodiesel aus <i>pflanzlichem oder tierischem Abfallöl</i>			Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe		
Hydriertes Rapsöl			1		
Hydriertes Sonnenblumenöl			1		
Hydriertes Palmöl			Ethanol aus Zuckerrüben (ohne Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)		
Reines Rapsöl			18,8		
<i>Biogas aus organischen Siedlungsabfällen als komprimiertes Erdgas</i>			26,3		
<i>Biogas aus Gülle als komprimiertes Erdgas</i>			3		
<i>Biogas aus Trockenmist als komprimiertes Erdgas</i>			Ethanol aus Zuckerrüben (mit Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)		
4			4		
4			9,7		
4			13,2		
Insgesamt für Anbau, Verarbeitung, Transport und Vertrieb			Ethanol aus Zuckerrüben (ohne Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (±))		
Herstellungsweg der Biokraftstoffe			Ethanol aus Zuckerrüben (mit Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (±))		
Typische Treibhausgasemissionen (CO ₂ -Äquivalent in g/MJ)			7,6		
Standardtreibhausgasemissionen (CO ₂ -Äquivalent in g/MJ)			10,6		
Ethanol aus Zuckerrüben			27,4		
Ethanol aus Weizen (Prozessbrennstoff nicht spezifiziert)			38,3		
Ethanol aus Weizen (Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage)			15,7		
Ethanol aus Weizen (Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)			22,0		
Ethanol aus Weizen (Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage)			27,4		
Ethanol aus Weizen (Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)			20,8		
Ethanol aus Weizen (Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage)			29,1		
Ethanol aus Weizen (Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)			20,8		
Ethanol aus Weizen (Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage)			14,8		
Ethanol aus Weizen (Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)			20,8		
Ethanol aus Weizen (Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)			28,6		
Ethanol aus Weizen (Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)			40,1		
Ethanol aus Weizen (Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)			1,8		
Ethanol aus Weizen (Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)			2,6		
Ethanol aus Weizen (Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)			1,8		
Ethanol aus Weizen (Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)			21,0		
Ethanol aus Weizen (Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)			29,3		

Geltende Fassung			Vorgeschlagene Fassung		
KWK-Anlage			Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage ⁽¹⁾)	15,1	21,1
Ethanol aus Weizen (Stroh als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage)	26	26	Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage ⁽¹⁾)	30,3	42,5
Ethanol aus Mais, in der Gemeinschaft erzeugt (Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage)	37	43	Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (forstwirtschaftliche Reststoffe als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage ⁽¹⁾)	1,5	2,2
Ethanol aus Zuckerrohr	24	24	Ethanol aus Zuckerrohr	1,3	1,8
ETBE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Herstellungsweg für Ethanol		ETBE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Produktionsweg für Ethanol	
TAAE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Herstellungsweg 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 Raps	46	52	Biodiesel aus Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	13,2	18,5
Biodiesel aus Sonnenblumen	35	41	Biodiesel aus Altspeiseöl	9,3	13,0
Biodiesel aus Sojabohnen	50	58	Biodiesel aus ausgelassenen tierischen Fetten ⁽²⁾	13,6	19,1
Biodiesel aus Palmöl (Prozessbrennstoff nicht spezifiziert)	54	68	Hydriertes Rapsöl	10,7	15,0
			Hydriertes Sonnenblumenöl	10,5	14,7
			Hydriertes Sojaöl	10,9	15,2
Biodiesel aus Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	32	37	Hydriertes Palmöl (offenes Abwasserbecken)	27,8	38,9
			Hydriertes Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	9,7	13,6
Biodiesel aus pflanzlichem oder tierischem Abfallöl	10	14	Hydriertes Altspeiseöl	10,2	14,3
			Hydrierte tierische Fette ⁽²⁾	14,5	20,3
Hydriertes Rapsöl	41	44	Reines Rapsöl	3,7	5,2
Hydriertes	29	32	Reines Sonnenblumenöl	3,8	5,4

Geltende Fassung		Vorgeschlagene Fassung			
Sonnenblumenöl			Reines Sojaöl	4,2	5,9
Hydriertes Palmöl (Prozess nicht spezifiziert)	50	62	Reines Palmöl (offenes Abwasserbecken)	22,6	31,7
			Reines Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	4,7	6,5
Hydriertes Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	27	29	Reines Altspeiseöl	0,6	0,8
Reines Rapsöl	35	36	(*) Standardwerte für KWK-Verfahren gelten nur, wenn die gesamte Prozesswärme durch KWK erzeugt wird.		
Biogas aus organischen Siedlungsabfällen als komprimiertes Erdgas	17	23	(**) 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		
Biogas aus Gülle als komprimiertes Erdgas	13	16	Disaggregierte Standardwerte ausschließlich für die Ölgewinnung (diese sind bereits in den disaggregierten Werten in Tabelle „ep“ für Emissionen aus der Verarbeitung enthalten)		
Biogas aus Trockenmist als komprimiertes Erdgas	12	15			
			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

Geltende Fassung

Vorgeschlagene Fassung

Biodiesel aus Altspeiseöl	0	0
Biodiesel aus ausgelassenen tierischen Fetten (2)	4,3	6,1
Hydriertes Rapsöl	3,1	4,4
Hydriertes Sonnenblumenöl	3,0	4,1
Hydriertes Sojaöl	3,3	4,6
Reines Palmöl (offenes Abwasserbecken)	21,9	30,7
Hydriertes Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	3,8	5,4
Hydriertes Altspeiseöl	0	0
Hydrierte tierische Fette (2)	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	3,8	5,3

Geltende Fassung

Vorgeschlagene Fassung

Methanbindung an der Ölmühle)		
Reines Altspeiseöl	0	0
<p>(*) 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.</p> <p>Disaggregierte Standardwerte für den Transport und Vertrieb: „ea“ gemäß Definition in Teil C dieses Anhangs</p>		
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	2,3	2,3

Geltende Fassung

Vorgeschlagene Fassung

<i>als Prozessbrennstoff in KWK- Anlage (²)</i>		
<i>Ethanol aus Zuckerrüben (mit Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK- Anlage (²))</i>	2,3	2,3
<i>Ethanol aus Zuckerrüben (ohne Biogas aus Schlempe, Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK- Anlage (²))</i>	2,3	2,3
<i>Ethanol aus Zuckerrüben (mit Biogas aus Schlempe, Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK- Anlage (²))</i>	2,3	2,3
<i>Ethanol aus Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK- Anlage (²))</i>	2,2	2,2
<i>Ethanol aus Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff</i>	2,2	2,2

Geltende Fassung

Vorgeschlagene Fassung

<i>in konventioneller Anlage)</i>		
<i>Ethanol aus Mais (Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (²¹))</i>	<i>2,2</i>	<i>2,2</i>
<i>Ethanol aus Mais (forstwirtschaftliche Reststoffe als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (²¹))</i>	<i>2,2</i>	<i>2,2</i>
<i>Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)</i>	<i>2,2</i>	<i>2,2</i>
<i>Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (²¹))</i>	<i>2,2</i>	<i>2,2</i>
<i>Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (²¹))</i>	<i>2,2</i>	<i>2,2</i>
<i>Ethanol aus anderen Getreiden,</i>	<i>2,2</i>	<i>2,2</i>

Geltende Fassung

Vorgeschlagene Fassung

ohne Mais (forstwirtschaftliche Reststoffe als Prozessbrennstoff in KWK- Anlage ⁽²¹⁾)		
Ethanol aus Zuckerrohr	9,7	9,7
ETBE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Produktionsweg für Ethanol	
TAAE, 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
Biodiesel aus ausgelassenen tierischen Fetten ⁽²²⁾	1,6	1,6
Hydriertes Rapsöl	1,7	1,7
Hydriertes Sonnenblumenöl	2,0	2,0

Geltende Fassung

Vorgeschlagene Fassung

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
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 „ea“ gemäß Definition in Teil C dieses Anhangs enthalten; die folgenden Werte können jedoch hilfreich sein, wenn ein

Geltende Fassung

Vorgeschlagene Fassung

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 ⁽²⁾)	1,6	1,6
Ethanol aus Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage ⁽²⁾)	1,6	1,6
Ethanol aus	1,6	1,6

Geltende Fassung

Vorgeschlagene Fassung

Zuckerrüben (ohne Biogas aus Schlempe, Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (²))		
Ethanol aus Zuckerrüben (mit Biogas aus Schlempe, Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (²))	1,6	1,6
Ethanol aus Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	1,6	1,6
Ethanol aus Mais (Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (²))	1,6	1,6
Ethanol aus Mais (Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (²))	1,6	1,6
Ethanol aus Mais (forstwirtschaftliche Reststoffe als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (²))	1,6	1,6

Geltende Fassung

Vorgeschlagene Fassung

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 (²))	1,6	1,6
Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (²))	1,6	1,6
Ethanol aus anderen Getreiden, ohne Mais (forstwirtschaftliche Reststoffe als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage (²))	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	

Geltende Fassung

Vorgeschlagene Fassung

<i>Tertiär-Amyl-Ethyl-Ether (TAAE), Anteil aus Ethanol aus erneuerbaren Quellen</i>	<i>Wird angesehen wie beim Produktionsweg für Ethanol</i>	
<i>Biodiesel aus Raps</i>	<i>1,3</i>	<i>1,3</i>
<i>Biodiesel aus Sonnenblumen</i>	<i>1,3</i>	<i>1,3</i>
<i>Biodiesel aus Sojabohnen</i>	<i>1,3</i>	<i>1,3</i>
<i>Biodiesel aus Palmöl (offenes Abwasserbecken)</i>	<i>1,3</i>	<i>1,3</i>
<i>Biodiesel aus Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)</i>	<i>1,3</i>	<i>1,3</i>
<i>Biodiesel aus Altspeiseöl</i>	<i>1,3</i>	<i>1,3</i>
<i>Biodiesel aus ausgelassenen tierischen Fetten ⁽²²⁾</i>	<i>1,3</i>	<i>1,3</i>
<i>Hydriertes Rapsöl</i>	<i>1,2</i>	<i>1,2</i>
<i>Hydriertes Sonnenblumenöl</i>	<i>1,2</i>	<i>1,2</i>
<i>Hydriertes Sojaöl</i>	<i>1,2</i>	<i>1,2</i>
<i>Reines Palmöl (offenes Abwasserbecken)</i>	<i>1,2</i>	<i>1,2</i>
<i>Hydriertes Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)</i>	<i>1,2</i>	<i>1,2</i>
<i>Hydriertes</i>	<i>1,2</i>	<i>1,2</i>

Geltende Fassung

Vorgeschlagene Fassung

						nks tell e					nks tell e	
Gülle	Offenes Gär- rückst- ands- lager	keine Abgas- verbren- nung	0,84, 02	19,5	1,0	3,3	- 124,4	11,7,9	27,3	1,0	4,6	- 124,4
		Abgas- verbren- nung	0,84, 02	4,5	1,0	3,3	- 124,4	11,7,9	6,3	1,0	4,6	- 124,4
	Geschlossenes Gär- rückst- ands- lager	keine Abgas- verbren- nung	0,3,2 0	19,5	0,9	3,3	- 111,9	4,4	27,3	0,9	4,6	- 111,9
		Abgas- verbren- nung	0,3,2 0	4,5	0,9	3,3	- 111,9	4,4	6,3	0,9	4,6	- 111,9
Mais, gesamt e Pflanze	Offenes Gär- rückst- ands- lager	keine Abgas- verbren- nung	18,1	19,5	0,0	3,3	—	28,1	27,3	0,0	4,6	—
		Abgas- verbren- nung	18,1	4,5	0,0	3,3	—	28,1	6,3	0,0	4,6	—

Geltende Fassung

Vorgeschlagene Fassung

		asve rbre nnun g	8,1 1		0				1	0		
	Gesc hloss enes Abg Gärr ückst ands lager	kein e Abg asve rbre nnun g	1 7, 6	4,3 5	19, 0	0, 0	3,3 —		6,0 3	27, 0	0, 4,6	—
		Abg asve rbre nnun g	1 7, 6	4,3 4,5	0, 0	3,3 —		6,0 6,3	0, 0	4,6 —		
Bioabfa ll	Offe nes Gärr ückst ands lager	kein e Abg asve rbre nnun g	0, 0	30, 6	19, 5	0, 6	3,3 —		42, 8	27, 3	0, 6	4,6 —
		Abg asve rbre nnun g	0, 0	30, 6	4,5 6	0, 6	3,3 —		42, 8	6,3 6	0, 4,6	—
	Gesc hloss enes Abg Gärr ückst ands lager	kein e Abg asve rbre nnun g	0, 0	5,1 5	19, 5	0, 5	3,3 —		7,2 3	27, 5	0, 4,6	—

Geltende Fassung

Vorgeschlagene Fassung

		Abgasverbräunung	0,5,10	4,55	0,3,3	—	7,2	6,3	0,5	4,6	—
--	--	------------------	--------	------	-------	---	-----	-----	-----	-----	---

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 ⁽²⁾)	25,1	30,4
Ethanol aus Zuckerrüben (mit Biogas aus Schlempe, Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage ⁽²⁾)	19,5	22,5

Geltende Fassung

Vorgeschlagene Fassung

Ethanol aus Zuckerrüben (ohne Biogas aus Schlempe, Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage ([±]))	39,3	50,2
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

Geltende Fassung

Vorgeschlagene Fassung

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 <i>Produktionsweg</i> für Ethanol	
TAEE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim <i>Produktionsweg</i> für Ethanol	
Biodiesel aus Raps	45,5	50,1
Biodiesel aus Sonnenblumen	40,0	44,7
Biodiesel aus Sojabohnen	42,2	47,0
Biodiesel aus Palmöl (offenes Abwasserbecken)	63,3	75,5
Biodiesel aus Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	46,1	51,4
Biodiesel aus Altspeiseöl	11,2	14,9

Geltende Fassung

Vorgeschlagene Fassung

<i>Biodiesel aus tierischen Fetten</i> ^(*)2)	15,2	20,7
Hydriertes Rapsöl	45,8	50,1
Hydriertes Sonnenblumenöl	39,4	43,6
<i>Hydriertes Sojaöl</i>	42,2	46,5
Hydriertes Palmöl (offenes Abwasserbecken)	62,1	73,2
Hydriertes Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	44,0	47,9
<i>Hydriertes Altspeiseöl</i>	11,9	16,0
<i>Hydrierte tierische Fette</i> ^(*)2)	16,0	21,8
Reines Rapsöl	38,5	40,0
Reines Sonnenblumenöl	32,7	34,3
Reines Sojaöl	35,2	36,9
Reines Palmöl (offenes Abwasserbecken)	56,4	65,5
Reines Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	38,5	40,3
Reines Altspeiseöl	2,0	2,2
(*)1)		
Standardwerte für KWK-Verfahren gelten nur, wenn die gesamte Prozesswärme durch KWK erzeugt wird.		
(*)2)		
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		

Geltende Fassung

Vorgeschlagene Fassung

Tierkörperverwertung nicht berücksichtigt.			
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 Gärückstandslager, keine Abgasverbrennung ⁽¹⁾	- 20	22
	Offenes Gärückstandslager, Abgasverbrennung ⁽²⁾	- 35	1
	Geschlossenes Gärückstandslager, keine Abgasverbrennung	- 88	- 79
	Geschlossenes Gärückstandslager, Abgasverbrennung	- 103	- 100
Biomethan aus Mais (gesamte Pflanze)	Offenes Gärückstandslager, keine Abgasverbrennung	58	73
	Offenes Gärückstandslager, Abgasverbrennung	43	52
	Geschlossenes Gärückstandslager, keine Abgasverbrennung	41	51

Geltende Fassung

Vorgeschlagene Fassung

	Geschlossenes Gärrück-stands-lager, Abgasverbrennung	26	30
Biomethan aus Bioabfall	Offenes Gärrück-stands-lager, keine Abgasverbrennung	51	71
	Offenes Gärrück-stands-lager, Abgasverbrennung	36	50
	Geschlossenes Gärrück-stands-lager, keine Abgasverbrennung	25	35
	Geschlossenes Gärrück-stands-lager, Abgasverbrennung	10	14

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

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

Typische Werte und Standardwerte — Biomethan — Vermischung von Mist/Gülle

Geltende Fassung

Vorgeschlagene Fassung

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 Gärückstandslage r, keine Abgasverbrennung	32	57
	Offenes Gärückstandslage r, Abgasverbrennung	17	36
	Geschlossenes Gärückstandslage r, keine Abgasverbrennung	-1	9
	Geschlossenes Gärückstandslage r, Abgasverbrennung	-16	-12
Mist/Gülle — Mais 70 % — 30 %	Offenes Gärückstandslage r, keine Abgasverbrennung	41	62
	Offenes Gärückstandslage r, Abgasverbrennung	26	41
	Geschlossenes Gärückstandslage r, keine Abgasverbrennung	13	22
	Geschlossenes Gärückstandslage r, Abgasverbrennung	-2	1

Geltende Fassung

Vorgeschlagene Fassung

	Gärrückstandslage r, Abgasverbrennung		
Mist/Gülle — Mais 60 % – 40 %	Offenes Gärrückstandslage r, keine Abgasverbrennung	46	66
	Offenes Gärrückstandslage r, Abgasverbrennung	31	45
	Geschlossenes Gärrückstandslage r, keine Abgasverbrennung	22	31
	Geschlossenes Gärrückstandslage r, 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.

E. Geschätzte disaggregierte Standardwerte für künftige Biokraftstoffe, die im Januar 2008 nicht oder nur in vernachlässigbaren Mengen auf dem Markt waren

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

Herstellungsweg der Biokraftstoffe	Typische Treibhausgasemissionen (CO ₂ -Äquivalent in g/MJ)
Ethanol aus	3

E. Geschätzte disaggregierte Standardwerte für künftige Biokraftstoffe, die im Januar 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)

Geltende Fassung		Vorgeschlagene Fassung		
Weizenstroh		Ethanol aus Weizenstroh	1,8	1,8
<i>Ethanol aus Holz</i>	1	<i>Fischer-Tropsch-Diesel aus Abfallholz in Einzelanlage</i>	3,3	3,3
<i>Ethanol</i> aus Kulturholz	6	<i>Fischer-Tropsch-Diesel aus Kulturholz in Einzelanlage</i>	8,2	8,2
Fischer-Tropsch- <i>Diesel</i> aus Abfallholz	1	Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus Abfallholz in Einzelanlage	3,3	3,3
Fischer-Tropsch- <i>Diesel</i> aus Kulturholz	4	Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus Kulturholz in Einzelanlage	8,2	8,2
<i>DME</i> aus Abfallholz	1	Dimethylether (DME) aus Abfallholz in Einzelanlage	3,1	3,1
<i>DME</i> aus Kulturholz	5	Dimethylether (DME) aus Kulturholz in Einzelanlage	7,6	7,6
Methanol aus Abfallholz	1	Methanol aus Abfallholz in Einzelanlage	3,1	3,1
Methanol aus Kulturholz	5	Methanol aus Kulturholz in Einzelanlage	7,6	7,6
MTBE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim <i>Herstellungsweg</i> für Methanol	<i>Fischer-Tropsch-Diesel</i>	2,5	2,5
Disaggregierte Standardwerte für <i>die Verarbeitung (einschl. Elektrizitätsüberschuss): „e_p – e_{ee}“ gemäß Definition in Teil C dieses Anhangs</i>				
<i>Herstellungsweg der Biokraftstoffe</i>	<i>Typische Treibhausgasemissionen (CO₂-Äquivalent in g/MJ)</i>	<i>Standardtreibhausgas Äquivalent</i>		
Ethanol aus Weizenstroh	5	7		
<i>Ethanol aus Holz</i>	12	17		
Fischer-Tropsch-Diesel aus <i>Holz</i>	0	0		
<i>DME aus Holz</i>	0	0		
Methanol aus <i>Holz</i>	0	0		
MTBE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	<i>MTBE, Anteil aus erneuerbaren Quellen</i>			
Disaggregierte Standardwerte für den Transport und Vertrieb: „e _{td} “ gemäß Definition in Teil C dieses Anhangs				

Geltende Fassung		Vorgeschlagene Fassung		
Herstellungsweg der Biokraftstoffe	Typische Treibhausgasemissionen (CO₂-Äquivalent in g/MJ)	aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik		
Ethanol aus Weizenstroh	2	Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	2,5	2,5
Ethanol aus Abfallholz	4			
Ethanol aus Kulturholz	2			
Fischer-Tropsch-Diesel aus Abfallholz	3			
Fischer-Tropsch-Diesel aus Kulturholz	2	Dimethylether (DME) aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	2,5	2,5
DME aus Abfallholz	4			
DME aus Kulturholz	2			
Methanol aus Abfallholz	4			
Methanol aus Kulturholz	2	Methanol aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik	2,5	2,5
MTBE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Herstellungsweg für Methanol			
Insgesamt für Anbau, Verarbeitung, Transport und Vertrieb		MTBE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Produktionsweg für Methanol	
Herstellungsweg der Biokraftstoffe	Typische Treibhausgasemissionen (CO₂-Äquivalent in g/MJ)	Disaggregierte Standardwerte für N ₂ O-Bodenemissionen (diese sind bereits in den disaggregierten Werten in Tabelle „eec“ für Emissionen aus dem Anbau enthalten)		
Ethanol aus Weizenstroh	11	Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen	Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO₂eq/MJ)	Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO₂eq/MJ)
Ethanol aus Abfallholz	17			

Geltende Fassung		Vorgeschlagene Fassung	
Ethanol aus Kulturholz	20	Biobrennstoffe	
Fischer-Tropsch-Diesel aus Abfallholz	4	Ethanol aus Weizenstroh	0
Fischer-Tropsch-Diesel aus Kulturholz	6	Fischer-Tropsch-Diesel aus Abfallholz in Einzelanlage	0
DME aus Abfallholz	5	Fischer-Tropsch-Diesel aus Kulturholz in Einzelanlage	4,4
DME aus Kulturholz	7	Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus Abfallholz in Einzelanlage	0
Methanol aus Abfallholz	5	Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus Kulturholz in Einzelanlage	4,4
Methanol aus Kulturholz	7	Dimethylether (DME) aus Abfallholz in Einzelanlage	0
MTBE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim <i>Herstellungsweg</i> für Methanol“	Dimethylether (DME) aus Kulturholz in Einzelanlage	4,1
		Methanol aus Abfallholz in Einzelanlage	0
		Methanol aus Kulturholz in Einzelanlage	4,1
		Fischer-	0

22 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.

23 Kulturflächen im Sinn der Definition des IPCC

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

Geltende Fassung

Vorgeschlagene Fassung

Tropsch-Diesel aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik		
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	Treibhausgasemissionen — typischer Wert	Treibhausgasemissionen — Standardwert
der Biokraftstoffe und flüssigen	(gCO ₂ eq/MJ)	(gCO ₂ eq/MJ)

Geltende Fassung

Vorgeschlagene Fassung

<i>Biobrennstoffe</i>		
<i>Ethanol aus Weizenstroh</i>	<i>4,8</i>	<i>6,8</i>
<i>Fischer-Tropsch-Diesel aus Abfallholz in Einzelanlage</i>	<i>0,1</i>	<i>0,1</i>
<i>Fischer-Tropsch-Diesel aus Kulturholz in Einzelanlage</i>	<i>0,1</i>	<i>0,1</i>
<i>Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus Abfallholz in Einzelanlage</i>	<i>0,1</i>	<i>0,1</i>
<i>Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus Kulturholz in Einzelanlage</i>	<i>0,1</i>	<i>0,1</i>
<i>Dimethylether (DME) aus Abfallholz in Einzelanlage</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
<i>Dimethylether (DME) aus Kulturholz in Einzelanlage</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
<i>Methanol aus Abfallholz in Einzelanlage</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
<i>Methanol aus Kulturholz in Einzelanlage</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
<i>Fischer-</i>	<i>0</i>	<i>0</i>

Geltende Fassung

Vorgeschlagene Fassung

<i>Tropsch-Diesel aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik</i>		
<i>Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik</i>	0	0
<i>Dimethylether (DME) aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik</i>	0	0
<i>Methanol aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik</i>	0	0
<i>MTBE, Anteil aus erneuerbaren Quellen</i>	<i>Wie beim Produktionsweg für Methanol</i>	

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

<i>Produktionsweg der Biokraftstoffe und flüssigen</i>	<i>Treibhausgasemissionen — typischer Wert (gCO₂eq/MJ)</i>	<i>Treibhausgasemissionen — Standardwert (gCO₂eq/MJ)</i>

Geltende Fassung

Vorgeschlagene Fassung

<i>Biobrennstoffe</i>		
Ethanol aus Weizenstroh	7,1	7,1
<i>Fischer-Tropsch-Diesel</i> aus Abfallholz in Einzelanlage	12,2	12,2
<i>Fischer-Tropsch-Diesel</i> aus Kulturholz in Einzelanlage	8,4	8,4
<i>Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff</i> aus Abfallholz in Einzelanlage	12,2	12,2
<i>Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff</i> aus Kulturholz in Einzelanlage	8,4	8,4
<i>Dimethylether (DME)</i> aus Abfallholz in Einzelanlage	12,1	12,1
<i>Dimethylether (DME)</i> aus Kulturholz in Einzelanlage	8,6	8,6
Methanol aus Abfallholz in Einzelanlage	12,1	12,1
Methanol aus Kulturholz in Einzelanlage	8,6	8,6
<i>Fischer-</i>	7,7	7,7

Geltende Fassung

Vorgeschlagene Fassung

<i>Tropsch-Diesel aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik</i>		
<i>Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik</i>	7,9	7,9
<i>Dimethylether (DME) aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik</i>	7,7	7,7
<i>Methanol aus der Vergasung von Schwarzlauge, integriert in Zellstofffabrik</i>	7,9	7,9
MTBE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim <i>Produktionsweg</i> für Methanol	

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

Produktionsweg *Treibhausgasemissionen* *Treibhausgasemissionen*

Geltende Fassung

Vorgeschlagene Fassung

<i>der Biotkraftstoffe und flüssigen Biotbrennstoffe</i>	<i>n — typischer Wert (gCO₂eq/MJ)</i>	<i>n — Standardwert (gCO₂eq/MJ)</i>
<i>Ethanol aus Weizenstroh</i>	<i>1,6</i>	<i>1,6</i>
<i>Fischer- Tropsch-Diesel aus Abfallholz in Einzelanlage</i>	<i>1,2</i>	<i>1,2</i>
<i>Fischer- Tropsch-Diesel aus Kulturholz in Einzelanlage</i>	<i>1,2</i>	<i>1,2</i>
<i>Fischer- Tropsch- Ottokraftstoff aus Abfallholz in Einzelanlage</i>	<i>1,2</i>	<i>1,2</i>
<i>Fischer- Tropsch- Ottokraftstoff aus Kulturholz in Einzelanlage</i>	<i>1,2</i>	<i>1,2</i>
<i>Dimethylether (DME) aus Abfallholz in Einzelanlage</i>	<i>2,0</i>	<i>2,0</i>
<i>Dimethylether (DME) aus Kulturholz in Einzelanlage</i>	<i>2,0</i>	<i>2,0</i>
<i>Methanol aus Abfallholz in Einzelanlage</i>	<i>2,0</i>	<i>2,0</i>
<i>Methanol aus</i>	<i>2,0</i>	<i>2,0</i>

Geltende Fassung

Vorgeschlagene Fassung

Kulturholz in Einzelanlage		
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	Treibhausgasemissionen — typischer Wert	Treibhausgasemissionen — Standardwert
----------------	---	---------------------------------------

Geltende Fassung

Vorgeschlagene Fassung

<i>Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe</i>	<i>(gCO₂eq/MJ)</i>	<i>(gCO₂eq/MJ)</i>
Ethanol aus Weizenstroh	13,7	15,7
<i>Fischer-Tropsch-Diesel aus Abfallholz in Einzelanlage</i>	15,6	15,6
<i>Fischer-Tropsch-Diesel aus Kulturholz in Einzelanlage</i>	16,7	16,7
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus Abfallholz in Einzelanlage	15,6	15,6
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff aus Kulturholz in Einzelanlage	16,7	16,7
<i>Dimethylether (DME) aus Abfallholz in Einzelanlage</i>	15,2	15,2
<i>Dimethylether (DME) aus Kulturholz in Einzelanlage</i>	16,2	16,2
Methanol aus Abfallholz in Einzelanlage	15,2	15,2
Methanol aus Kulturholz in Einzelanlage	16,2	16,2

Geltende Fassung

Vorgeschlagene Fassung

Einzelanlage		
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 XI

Anhang XI

Geltende Fassung**Nachhaltigkeitskriterien für Ausgangsstoffe zur Herstellung von Biokraftstoffen**

- 3.) Grünland mit großer biologischer Vielfalt entsprechend der Definition der Verordnung (EU) 1307/2014 zur Festlegung der Kriterien und geografischen Verbreitungsgebiete zur Bestimmung von Grünland mit großer biologischer Vielfalt für die Zwecke des Artikels 7b Absatz 3 Buchstabe c der Richtlinie 98/70/EG über die Qualität von Otto- und Dieselmotoren und des Artikels 17 Absatz 3 Buchstabe c der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, ABl. Nr. L 351 vom 09.12.2014 S. 3, sowie der Verordnung des Bundesministers für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft über landwirtschaftliche Ausgangsstoffe für Biokraftstoffe und flüssige Biobrennstoffe, BGBl. II Nr. 250/2010.

Anhang XIII**Teil A.****Fortschrittliche Biokraftstoffe gemäß Anhang IX Teil A der Richtlinie (EU) 2015/1513**

- 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 Abs. 2 Buchstabe a der Richtlinie 2008/98/EG über Abfälle und zur Aufhebung bestimmter Richtlinien, ABl. Nr. L 312 vom 22.11.2008 S 3 gelten;

Vorgeschlagene Fassung**Nachhaltigkeitskriterien für Ausgangsstoffe zur Herstellung von Biokraftstoffen**

- 1a.) 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;

3.) Grünland von mehr als einem Hektar mit großer biologischer Vielfalt

- a) natürliches Grünland, das ohne Eingriffe von Menschenhand Grünland bleiben würde und dessen natürliche Artenzusammensetzung sowie ökologische Merkmale und Prozesse intakt sind, oder
- b) 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. 21.12.2018 L 328/130 Amtsblatt der Europäischen Union DE

Anhang XIII**Teil A.****Rohstoffe zur Produktion von fortschrittlichen Biokraftstoffen und Biomethan**

- 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 Abs. 2 Buchstabe a der Richtlinie 2008/98/EG über Abfälle und zur Aufhebung bestimmter Richtlinien, ABl. Nr. L 312 vom 22.11.2008 S 3 gelten;
- c) Bioabfall im Sinn des Artikels 3 Abs. 4 der Richtlinie 2008/98/EG aus

Geltende Fassung

- c) Bioabfall im Sinn des Artikels 3 Abs. 4 der Richtlinie 2008/98/EG aus privaten Haushalten, der einer getrennten Sammlung im Sinn des Artikels 3 Abs. 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) **Gülle** und Klärschlamm;
- g) Abwasser aus Palmölmühlen und leere Palmfruchtbündel;
- h) Tallölpech;
- i) Rohglyzerin;
- j) Bagasse;
- k) Traubentrester und Weintrub;
- l) Nussschalen;
- m) Hülsen;
- n) entkernte Maiskolben;
- o) Biomasse-Anteile von Abfällen und Reststoffen aus der Forstwirtschaft und forstbasierten Industrien, d. h. Rinde, Zweige, vorkommerzielles Durchforstungsholz, Blätter, Nadeln, Baumspitzen, Sägemehl, Sägespäne, Schwarzlauge, Braunlauge, Faserschlämme, Lignin und Tallöl;
- p) anderes zellulosehaltiges Non-Food-Material im Sinne des §^o2 Z^o12;
- q) anderes lignozellulosehaltiges Material im Sinn des §^o2 Z^o11 mit Ausnahme von Säge- und Furnierrundholz;
- r) *im Verkehrssektor eingesetzte flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs;*
- s) *Abscheidung und Nutzung von CO₂ für Verkehrszwecke, sofern die Energiequelle in Übereinstimmung mit §^o2 Z 8 erneuerbar ist*
- t) *Bakterien, sofern die Energiequelle in Übereinstimmung mit §^o2 Z 8 erneuerbar ist.*

Vorgeschlagene Fassung

- privaten Haushalten, der einer getrennten Sammlung im Sinn des Artikels 3 Abs. 11 der genannten Richtlinie unterliegt;
- d) Biomasse-Anteil von Industrieabfällen, der ungeeignet zur Verwendung in der Nahrungs- oder Futtermittelkette ist, einschließlich Material aus Groß- und Einzelhandel, Agrar- und Ernährungsindustrie sowie Fischwirtschaft und Aquakulturindustrie und ausschließlich der in Teil B dieses Anhangs aufgeführten Rohstoffe;
- e) Stroh;
- f) **Mist/Gülle** und Klärschlamm;
- g) Abwasser aus Palmölmühlen und leere Palmfruchtbündel;
- h) Tallölpech;
- i) Rohglyzerin;
- j) Bagasse;
- k) Traubentrester und Weintrub;
- l) Nussschalen;
- m) Hülsen;
- n) entkernte Maiskolben;
- o) Biomasse-Anteile von Abfällen und Reststoffen aus der Forstwirtschaft und forstbasierten Industrien, d. h. Rinde, Zweige, vorkommerzielles Durchforstungsholz, Blätter, Nadeln, Baumspitzen, Sägemehl, Sägespäne, Schwarzlauge, Braunlauge, Faserschlämme, Lignin und Tallöl;
- p) anderes zellulosehaltiges Non-Food-Material im Sinne des §^o2 Z^o12;
- q) anderes lignozellulosehaltiges Material im Sinn des §^o2 Z^o11 mit Ausnahme von Säge- und Furnierrundholz;

Geltende Fassung

Teil B.

Rohstoffe für Biokraftstoffe gemäß Anhang IX Teil B der Richtlinie (EU) 2015/1513

- a) gebrauchtes Speiseöl;
- b) tierische Fette, der Kategorien 1 und 2 der Verordnung 1069/2009/EG.

Vorgeschlagene Fassung

Teil B.

Rohstoffe zur Produktion von Biokraftstoffen und Biomethan

- a) gebrauchtes Speiseöl;
- b) tierische Fette, der Kategorien 1 und 2 der Verordnung 1069/2009/EG.