

BUNDESGESETZBLATT

FÜR DIE REPUBLIK ÖSTERREICH

Jahrgang 2018

Ausgegeben am 30. April 2018

Teil II

86. Verordnung: Änderung der Kraftstoffverordnung 2012
[CELEX-Nr.: 32015L0652, 32015L1513]

86. Verordnung der Bundesministerin für Nachhaltigkeit und Tourismus, mit der die Kraftstoffverordnung 2012 geändert wird

Auf Grund der §§ 11 Abs. 3, 26a Abs. 2 lit. c und § 136 Abs. 3a des Kraftfahrzeuggesetzes 1967, BGBl. I Nr. 267/1967, zuletzt geändert durch das Bundesgesetz BGBl. I Nr. 102/2017, wird im Einvernehmen mit der Bundesministerin für Arbeit, Soziales, Gesundheit und Konsumentenschutz und dem Bundesminister für Verkehr, Innovation und Technologie verordnet:

Die Verordnung über die Qualität von Kraftstoffen und die nachhaltige Verwendung von Biokraftstoffen (Kraftstoffverordnung 2012), BGBl. II Nr. 398/2012, in der Fassung der Verordnung BGBl. II Nr. 196/2017, wird wie folgt geändert:

1. Die §§ 1 und 2 samt Überschriften lauten:

„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 Diesekraftstoffe werden gemäß den Anhängen I bis IV der Richtlinie 98/70/EG über die Qualität von Otto- und Diesekraftstoffen 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 $\text{Viskosität (in Centipoise)} = 518,98 \cdot e^{-0,038T}$ berechnete Viskosität; dabei ist T die Temperatur in Grad Celsius;
 - c) die unter die Definition für bituminöse Sande des KN-Codes 2714 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 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 Gasmisch, 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, 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 (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.
 - c) „Biomethan“ ist ein aus Biomasse mittels Pyrolyse oder Gärung hergestelltes aufgereinigtes Biogas, das in Fahrzeugverbrennungsmotoren als CNG in unvermischter Form oder in vermischter Form mit Erdgas eingesetzt werden kann.
 - 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 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;
15. „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;
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 Diesekraftstoffe 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;
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. „Ursprung eines fossilen Kraftstoffs“ ist der in **Anhang XIV** aufgeführte Handelsname des Rohstoffs;
 29. „Ursprung eines Biokraftstoffs“ bezeichnet den Herstellungsweg des Biokraftstoffs gemäß **Anhang X**;
 30. „Erwerbort eines fossilen Kraftstoffs“ bezeichnet das Land und den Namen der Verarbeitungsanlage, in der der Kraftstoff oder Energieträger der letzten wesentlichen Be- oder Verarbeitung unterzogen wurde, die gemäß der Delegierten Verordnung (EU) 2015/2446 zur Ergänzung der Verordnung (EU) Nr. 952/2013 mit Einzelheiten zur Präzisierung von Bestimmungen des Zollkodex der Union, ABl. Nr. L 343 vom 29.12.2015 S. 1, zuletzt geändert durch die Delegierte Verordnung (EU) 2016/651 zur Berichtigung der Delegierten Verordnung (EU) 2015/2446 zur Ergänzung der Verordnung (EU) Nr. 952/2013 mit Einzelheiten zur Präzisierung von Bestimmungen des Zollkodex der Union, ABl. Nr. L 111 vom 27.04.2016 S. 1 und der Durchführungsverordnung (EU) 2015/2447 mit Einzelheiten zur Umsetzung von Bestimmungen der Verordnung (EU) Nr. 952/2013 zur Festlegung des Zollkodex der Union, ABl. Nr. L 343 vom 29.12.2015 S. 558, zuletzt geändert durch die Durchführungsverordnung (EU) 2017/989 zur Berichtigung und Änderung der Durchführungsverordnung (EU) 2015/2447, ABl. Nr. L 149 vom 13.06.2017 S.19, den Ursprung des Kraftstoffs oder Energieträgers begründet;
 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 Verbraucherin oder einen Verbraucher abgibt;
 33. „Stromanbieter“ sind Unternehmen, die elektrischen Strom an Letztverbraucher abgeben;
 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. „eINa“ – 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.“

2. In § 3 Abs. 1 wird in den Z 1 und Z 2 jeweils das Datum „1. Jänner 2013“ durch das Datum „15. Juli 2017“ ersetzt; in der Z 3 wird das Datum „1. Dezember 2013“ durch das Datum „15. Juli 2017“ ersetzt. In § 3 Abs. 1 Z 5 wird nach der Wortfolge „Erdgas und Biomethan“ der Klammerausdruck „(CNG und LNG)“ eingefügt und § 3 Abs. 1 Z 8 lautet:

„8. Superethanol E 85 Kraftstoff den Spezifikationen gemäß **Anhang VIII** sowie ONR CEN/TS 15293 „Kraftstoff für Kraftfahrzeuge – Ethanolkraftstoff (E 85) für Kraftfahrzeuge – Anforderungen und Prüfverfahren“ vom 1. Mai 2014;“

3. § 3 Abs. 1 letzter Satz entfällt.

4. In § 3 Abs. 1 wird der Punkt am Ende der Z 9 durch einen Strichpunkt ersetzt; der letzte Satz wird durch folgende Z 10 bis 12 ersetzt:

„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 1. Oktober 2016;

11. B10 Dieselkraftstoff gemäß **Anhang VIIIb** sowie ÖNORM EN 16734 „Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Anforderungen und Prüfverfahren“ vom 1. Jänner 2017;

12. Dieselkraftstoffmischungen mit hohem FAME-Anteil (B20 und B30) gemäß **Anhang VIIIc** sowie ÖNORM EN 16709 „Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Dieselkraftstoffmischungen mit hohem FAME-Anteil (B20 und B30) – Anforderungen und Prüfverfahren“ vom 1. März 2016.“

5. In § 3 Abs. 4 wird folgender letzter Satz angefügt:

„Die Erhältlichkeit von Additiven (Bleiersatz-Additive) für Ottokraftstoffe und eine entsprechende Kennzeichnung sind sicherzustellen.“

6. Die §§ 5, 6 und 6a samt Überschriften lauten:

„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 Dieselkraftstoff. 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 Dieselkraftstoff pro Jahr, im Bundesgebiet in den verbrauchsteuerrechtlichen freien Verkehr zu bringen oder zu verwenden.

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.

(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 Nachhaltigkeit und Tourismus reduziert werden. Der Antrag ist jeweils bis spätestens 30. Oktober des dem Verpflichtungsjahr vorangehenden 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 verbrauchsteuerrechtlichen 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 Nachhaltigkeit und Tourismus 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 Nachhaltigkeit und Tourismus 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 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 Diesekraftstoffe, 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.“

7. § 7 Abs. 1 und 2 lauten:

„(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% bis zum 31. Dezember 2020 zu senken.

(2) Die Berechnung der Treibhausgasintensität einer Meldeverpflichteten oder eines Meldeverpflichteten nach Abs. 1 hat gemäß § 19a zu erfolgen.“

8. § 8 samt Überschrift wird durch folgende §§7a und 8 samt Überschriften ersetzt:

„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 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 bis zum 30. Juni des Berichtsjahres 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 Nachhaltigkeit und Tourismus 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 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 Nachhaltigkeit und Tourismus abzulehnen.

(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 2020 gemäß § 7 der gegenständlichen Verordnung mit maximal 7% des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor berücksichtigt. Das gilt nicht für Biokraftstoffe, die aus den in **Anhang XIII** aufgeführten Rohstoffen hergestellt werden.

(5) 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.

(6) 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.“

9. § 9 Abs. 1 und 2 lauten:

„(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.“

10. In § 10 wird im ersten Satz der Ausdruck „§ § 5 und 7“ durch den Ausdruck „§ § 5,6, und 7“ ersetzt; in Z 6 entfällt der Ausdruck „gemäß § 19 Abs. 5“.

11. § 11 lautet:

„§ 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
 - 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.

(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 angerechnet werden kann. 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 Nachhaltigkeit und Tourismus abzulehnen.“

12. § 12 lautet:

„§ 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 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.“

13. In § 13 Abs. 2 wird der Ausdruck „§ 17 Abs. 4“ auf „§ 17 Abs. 3“ geändert.

14. § 13 Abs. 2 Z 2 lit. c) lautet:

„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 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.“

15. § 13 Abs. 3 lautet:

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

16. § 13 Abs. 4 lautet:

„(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.“

17. § 13 Abs. 5 lautet:

„(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.“

18. § 13 Abs. 6 Z 2 lautet:

„2. die Angabe, ob die betreffende Anlage bis inklusive 5. Oktober 2015 oder danach in Betrieb genommen wurde,“

19. § 13 Abs. 6 Z 5 lautet:

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

20. In § 13 Abs. 6 Z 9 entfällt das Wort „doppelten“.

21. § 13 Abs. 7 erster Satz lautet:

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

22. § 13 Abs. 8 Z 1 erster Satz lautet:

„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.“

23. In § 13 Abs. 8 Z 2 wird folgender 2. Satz angefügt:

„Nachhaltigkeits-Teilnachweise sind nach dem von der Umweltbundesamt GmbH veröffentlichten Muster in eNa auszustellen.“

24. In § 14 Abs. 1 wird nach dem erster Satz folgender Satz eingefügt:

„Die Registrierung erfolgt elektronisch über eNa.“

25. In § 14 Abs. 2 wird der Punkt am Ende des Satzes durch einen Beistrich ersetzt und folgende Wortfolge angefügt:

„insbesondere bezüglich der Verwendung von eNa“.

26. § 14 Abs. 3 zweiter Satz lautet:

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

27. § 14 Abs. 6 lautet:

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

28. In § 14 wird nach dem Abs. 6 ein Abs. 6a angefügt:

„(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.“

29. § 15 entfällt.

30. § 16 entfällt.

31. § 17 Abs. 2 und 3 lauten:

„(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.“

32. § 17 Abs. 4 entfällt, Abs. 5 erhält die Absatzbezeichnung „(4)“.

33. Im gesamten § 18 Abs. 1 ist jeweils die Wortfolge „Der Bundesminister für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft“ durch die Wortfolge „Die Bundesministerin für Nachhaltigkeit und Tourismus“ zu ersetzen. In § 18 Abs. 1 zweiter Satz wird die Wortfolge „in der Fassung des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. 64/2002“ durch die Wortfolge „zuletzt geändert durch das Bundesgesetz BGBl. I Nr. 40/2014“ ersetzt.

34. In § 18 Abs. 2 wird der Ausdruck „2011/63/EU“ durch den Ausdruck „(EU) 2015/1513“ ersetzt.

35. In § 18 Abs. 3 Z 1 wird nach dem Ausdruck §§ 5 der Ausdruck „6,“ und nach dem Ausdruck 7 die Wortfolge „und 7a“ eingefügt; weiters wird in Abs. 3 Z 1 der Satz „Im Rahmen der vor Ort Kontrollen sind auf Verlangen die entsprechenden Verträge gemäß §§7, 7a und 11 vorzulegen“ angefügt; der Abs. 4 entfällt, der Abs. 5 erhält die Absatzbezeichnung „(4)“.

36. In § 18 Abs. 3 wird nach der Z 3 die Z 4 angefügt:

„4. Für die Prüfung der Anrechnungsvoraussetzungen gemäß § 11 sind vom Stromanbieter innerhalb einer angemessenen Frist entsprechende Unterlagen zur Prüfung vorzulegen.“

37. In § 19 Abs. 1 Z 1 lit. b wird das Wort „Ziffer“ durch den Buchstaben „Z“ ersetzt.

38. In § 19 Abs. 1 Z 3 wird das Wort „Ziffer“ durch den Buchstaben „Z“ ersetzt.

39. § 19 Abs. 3 und 4 lauten:

„(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.“

40. Nach § 19 werden die §§ 19a und 19b samt Überschriften eingefügt:

„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 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 Lebenszyklusses 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 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. Die Anrechnung von Upstream Emissions-Reduktionen für das Verpflichtungsjahr 2020 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 X** 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 Jahr 2020 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 Jahr 2020 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 Emissionszertifikatgesetzes 2011 – EZG 2011, BGBl. I Nr. 118/2011, zuletzt geändert durch das Bundesgesetz BGBl. I Nr. 128/2015, registriert sind;
 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 bis spätestens 1. April 2021 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 Jahr 2020, in dem die angegebenen Reduktionen erzielt werden;
 - 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;
 - k) bei Projekten in Zusammenhang mit der Erdölförderung:
 - aa) das Gas-Öl-Verhältnis (GOR) im Durchschnitt vergangener Jahre, insbesondere als Durchschnittswert des Jahres vor dem Startdatum des Projekts und im Berichtsjahr;
 - bb) den Lagerstättendruck;

- cc) die Tiefe;
 - dd) sowie die Rohölproduktionsrate je Ölquelle;
 - 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 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 Nachhaltigkeit und Tourismus 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 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 Reservoirs 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.

(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 im Register entsprechend § 43 EZG 2011 durch die Umweltbundesamt GmbH gelöscht wurden;
4. die zertifizierten Emissionsreduktionen aus Projektstätigkeiten 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 1. August 2021 in elektronischer Form an die Umweltbundesamt GmbH zu richten und hat folgende Angaben zu enthalten:

1. Name und Anschrift des Antragstellers;
2. Namen und die Anschrift der vom Projektträger beauftragten Verifizierungsstelle und die Kopie der entsprechende 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-Reduktion 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 Nachhaltigkeit und Tourismus abzulehnen.“

41. In § 20 werden die Abs. 2 und 3 durch folgende Abs. 2 bis 6 ersetzt:

„(2) Berichtspflichtige gemäß Abs. 1 Z 1 haben der Bundesministerin für Nachhaltigkeit und Tourismus 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 Erwerborts gemäß § 2 Z 28 und 30;
 - a) Der Ursprung gemäß § 2 Z 28 ist zumindest in folgenden Fällen zu melden:
 - aa) wenn der Meldeverpflichtete eine Person oder Gesellschaft ist, die gemäß Artikel 1 der Verordnung 2964/95/EG zur Schaffung eines Registrierungssystems für Rohöleinfuhren und –lieferungen in der Gemeinschaft, ABl. Nr. L 310 vom 22.12.1995 S. 5, eine Einfuhr von Rohöl aus Drittländern vornimmt oder eine Rohöllieferung aus einem anderen Mitgliedstaat erhält;
 - bb) wenn der Meldeverpflichtete mit anderen Anbietern von Kraftstoffen eine Vereinbarung über die Weitergabe von Informationen betreffend des Ursprungs der Kraftstoffe geschlossen hat. In allen anderen Fällen bezieht sich die Meldung des Ursprungs darauf, ob der Ursprung des Kraftstoffs in der EU oder nicht in der EU liegt.
 - b) Bei Meldeverpflichteten, die KMU sind, bezeichnen die Begriffe Ursprung und Erwerborts entweder die EU oder ein Drittland, unabhängig davon, ob sie Rohöl importieren oder Erdöl und/oder Öl aus bituminösen Mineralien liefern.
 - c) Ist der Handelsname des verwendeten Rohstoffs nicht in der Liste in Anhang XIV enthalten, so sind bei der Berichtslegung der Handelsnamen und die entsprechenden Daten der Liste im Anhang XIV nach Möglichkeit zu ergänzen.
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 Erwerborts, 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 § 12 entspricht, sowie eine tabellarische Auflistung der einzelnen 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;
 - h) bei Projekten in Zusammenhang mit der Erdölförderung das Gas-Öl-Verhältnis (GOR) im Durchschnitt vergangener Jahre und im Berichtsjahr, den Lagerstättendruck, die Tiefe sowie die Rohölproduktionsrate je Ölquelle.
- (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 haben für den Zeitraum eines Kalenderjahres beginnend mit 1. Jänner 2013 spätestens am 1. Mai des darauf folgenden Jahres bei der Bundesministerin für Nachhaltigkeit und Tourismus in elektronischer Form einzuholen.
- (5) Berichtspflichtige gemäß Abs. 1 haben der Bundesministerin für Nachhaltigkeit und Tourismus für den Zeitraum eines Quartals spätestens am Monatsletzten des darauf folgenden Monats eine tabellarische Auflistung der einzelnen ausstellten, in Verkehr gebrachten oder gehandelten Nachhaltigkeitsnachweise und der darin enthaltenen Daten in eNa zu übermitteln.
- (6) Die Daten für alle Berichtspflichten sind in eNa oder durch von der Umweltbundesamt GmbH veröffentlichte Muster in elektronischer Form an die Umweltbundesamt GmbH zu übermitteln.“

42. §§ 21 und 22 samt Überschriften lauten:

„Kostenersatz

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

1. Registrierung bzw. Änderung der Registrierung der Betriebe, die Biokraftstoffe herstellen oder die Biokraftstoffe zum Zweck des Weiterhandelns aufnehmen in eNa (§ 14);
2. Überprüfung und Kontrolle (§§ 13, 17, 18);
3. Registrierung und Zulassung von Biokraftstoffen aus Abfällen und 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 berechnete Fehlmenge ein Ausgleichsbetrag per Bescheid durch die Bundesministerin für Nachhaltigkeit und Tourismus festgesetzt.

1. In den Fällen der Nichterreichung des Ziels gemäß §§ 5 und 6 beträgt die Höhe des Ausgleichsbetrages für den nach § 5 zu substituierenden Anteil von fossilem Ottokraftstoff 43 Euro pro Gigajoule und für den zu substituierenden Anteil von fossilem Diesellochstoff 19 Euro pro Gigajoule.
2. In den Fällen der Nichterreichung des Ziels gemäß § 7 beträgt die Höhe des Ausgleichsbetrages 15 Euro pro Tonne CO₂ Äquivalent. Der Ausgleichsbetrag wird unter der Annahme berechnet, dass die Treibhausgasminde rung der Fehlmenge pro Energieeinheit so hoch gewesen wäre wie die durchschnittliche Treibhausgasminde rung pro Energieeinheit aller Biokraftstoffe, die im

Vorvorjahr in Österreich zur Erfüllung der Verpflichtungen nach § 5 zum Tragen gekommen sind.

(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 die nach § 7a erforderlichen Angaben nicht oder nicht ordnungsgemäß mitgeteilt hat, wird entsprechend der vom Verpflichteten im vorangegangenen Kalenderjahr in Verkehr gebrachten Mengen an Kraftstoffen die für die Zielsetzungen im Verpflichtungsjahr ausschlaggebende Menge 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.“

43. Dem § 23 werden folgende Abs. 4 und 5 angefügt:

„(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) Die Berichtspflichten gemäß § 20 betreffend die Angabe zum Ursprung und des Erwerbortes von Kraftstoffen treten außer Kraft, falls die entsprechenden Bestimmungen in Richtlinie (EU) 2015/652 im Rahmen der Annahme des Vorschlags für eine Verordnung über das Governance-Systems der Energieunion zur Änderung der Richtlinie 94/22/EG, der Richtlinie 98/70/EG, der Richtlinie 2009/31/EG, der Verordnung (EG) Nr. 663/2009, der Verordnung (EG) Nr. 715/2009, der Richtlinie 2009/73/EG, der Richtlinie 2009/119/EG des Rates, der Richtlinie 2010/31/EU, der Richtlinie 2012/27/EU, der Richtlinie 2013/30/EU und der Richtlinie (EU) 2015/652 des Rates und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 525/2013 aufgehoben werden.“

44. In § 24 wird das Wort „und“ am Ende der Z 3 durch einen Bstrich ersetzt; nach der Z 4 werden folgende Z 5 und 6 eingefügt:

„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,

umgesetzt.“

45. Dem § 24 wird ein § 25 samt Überschrift angefügt:

„Sprachliche Gleichbehandlung

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

46. Die Anhänge I bis XI werden durch folgende die Anhänge I bis XIV ersetzt:

„Anhang I

Umweltbezogene Spezifikationen für handelsübliche Kraftstoffe zur Verwendung in Fahrzeugen mit Fremdzündungsmotor

Typ: Ottokraftstoff

Merkmal (1)	Einheit	Grenzwerte (2)	
		Mindestwert	Höchstwert
Research - Oktanzahl		95 (3)	--
Motor - Oktanzahl		85	--

Dampfdruck,			
Sommerperiode (4)	kPa	--	60,0
Siedeverlauf:	% v/v		
- bei 100°C verdunstet		46,0	--
- bei 150°C verdunstet		75,0	--
Analyse der Kohlenwasserstoffe:			
- 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		10
- Tertiärer Butylalkohol	% v/v		7
- Isobutylalkohol	% v/v		10
- Ether, die 5 oder mehr Kohlenstoffatome je Molekül enthalten	% v/v		15
- Sonstige sauerstoffhaltige Komponenten (5)	% v/v		10
Schwefelgehalt	mg/kg	--	10
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. Juli 2017, genannten Verfahren.

(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 ISO 4259 beschriebenen Kriterien ausgewertet.

(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.

(4) Die Sommerperiode beginnt spätestens am 1. Mai und endet nicht vor dem 30. September.

(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

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
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 Komponenten ⁵	% v/v	-	15,0
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. 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.

(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 1. Jänner 2013, in Verkehr gebracht werden.

(4) Die Sommerperiode beginnt spätestens am 1. Mai und endet nicht vor dem 30. September.

(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 III

Umweltbezogene Spezifikationen für handelsübliche Kraftstoffe zur Verwendung in Fahrzeugen mit Kompressionszündungsmotor

Typ: Diesel

Parameter ⁽¹⁾	Einheit	Grenzwerte ⁽²⁾	
		Minimum	Maximum
Cetanzahl		51,0	-
Dichte bei 15°C	kg/m ⁽³⁾	-	845,0
Siedeverlauf			

- 95 Vol % rückgewonnen bei:	°C	-	360,0
Polyzyklische aromatische Kohlenwasserstoffe	% m/m	-	8,0
Schwefelgehalt	mg/kg	-	10,0
FAME-Gehalt – EN 14078	% v/v	-	7,0 (³)

(1) Die Prüfverfahren sind die in ÖNORM EN 590 „Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Dieselkraftstoff – Anforderungen und Prüfverfahren“ vom 15. Juli 2017 genannten Verfahren.

(2) Die in den Spezifikationen 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 der Grundlage der in ISO 4259 beschriebenen Kriterien ausgewertet.

(3) FAME erfüllt die Anforderungen der ÖNORM 14214 „Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Fettsäure-Methylester (FAME) für Dieselmotoren – Anforderungen und Prüfverfahren“ vom 1. April 2014.

Anhang IV

Spezifikationen für Flüssiggas gemäß der ÖNORM EN 589 „Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Flüssiggas – Anforderungen und Prüfverfahren“ vom 1. November 2012

Eigenschaft 1	Einheit	Grenzwerte		
		Minimum	Maximum	
Klopfestigkeit, MOZ (MOZ: Motor-Octanzahl)		89,0		
Gesamtgehalt an Dienen (einschließlich 1,3-Butadien)	Mol %		0,5	
Schwefelwasserstoff		Nicht nachweisbar		
Gesamtschwefelgehalt (nach Odorierung)	mg/kg		50	
Korrosionswirkung auf Kupfer (1 h bei 40°C)	Korrosionsgrad	Klasse 1		
Abdampfrückstand	mg/kg		60	
Dampfdruck, Manometerdampfdruck, bei 40°C	kPa		1 550	
Dampfdruck, Manometerdampfdruck, min 150 kPa bei einer Temperatur von	°C			
			- für Klasse A	-10
			- für Klasse B	-5
			- für Klasse C	0
			- für Klasse D	+10
- für Klasse E	+20			
Wassergehalt		Bestanden		
Geruch		Unangenehm und spezifisch bei 20% UEG		

(1) Die Prüfverfahren sind die in ÖNORM EN 589 „Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Flüssiggas – Anforderungen und Prüfverfahren“ vom 1. November 2012, genannten Verfahren.

Anhang V**Kraftstoffspezifikationen für Erdgas (CNG und LNG) und Biomethan und Mischprodukte aus Erdgas und Biomethan**

Merkmal	Einheit	Grenzwerte		Prüfverfahren	
		Mindestwert	Höchstwert	Verfahren	Veröffentlichung
Relative Dichte		0,55	0,65	ÖNORM EN ISO 6976	15. November 2016
Brennwert (2)	MJ/m ³	38,5	46	ÖNORM EN ISO 6976	15. November 2016
Wobbe Index (2)	MJ/m ³	47,7	56,5	ÖNORM EN ISO 6976	15. November 2016
Staub	Technisch frei				

(2) Bei 1,01325 bar und 0°C.

Anhang VI**Spezifikation für Fettsäuremethylester gemäß der ÖNORM EN 14214 „Flüssige Mineralölerzeugnisse – Fettsäure-Methylester (FAME) zur Verwendung in Dieselmotoren und als Heizöl – Anforderungen und Prüfverfahren“ vom 1. April 2014**

Eigenschaft ¹	Einheit	Grenzwerte	
		min.	max.
Fettsäure-Methyl-Ester-Gehalt	% (m/m)	96,5	-
Dichte bei 15°C ^a	kg/m ³	860	900
Viskosität bei 40°C ^b	mm ² /s	3,50	5,00
Flammpunkt	°C	101	-
Cetanzahl ^c	-	51,0	-
Korrosionswirkung auf Kupfer (3 h bei 50°C)	Korrosionsgrad	Klasse 1	
Oxidationsstabilität, 110°C	h	8,0	-
Säurezahl	mg KOH/g	-	0,50
Iodzahl	g Iod/100 g	-	120
Gehalt an Linolensäure-Methylester	% (m/m)	-	12,0
Gehalt an mehrfach ungesättigten Fettsäuremethylestern mit ≥ 4 Doppelbindungen	% (m/m)	-	1
Methanol-Gehalt	% (m/m)	-	0,20
Monoglycerid-Gehalt	% (m/m)	-	0,70
Diglycerid-Gehalt	% (m/m)	-	0,20
Triglycerid-Gehalt	% (m/m)	-	0,20
Gehalt an freiem Glycerin	% (m/m)	-	0,02
Gehalt an Gesamt-Glycerin	% (m/m)	-	0,25
Wassergehalt	mg/kg	-	500
Gesamtverschmutzung ^d	mg/kg	-	24
Asche-Gehalt (Sulfat-Asche)	% (m/m)	-	0,02
Schwefel-Gehalt	mg/kg	-	10,0

Gehalt an Alkali-Metallen (Na+K)	mg/kg	-	5,0
Gehalt an Erdalkali-Metallen (Ca+Mg)	mg/kg	-	5,0
Phosphor-Gehalt	mg/kg	-	4,0

(1) Die Prüfverfahren sind die in ÖNORM EN 14214 „Flüssige Mineralölerzeugnisse – Fettsäure-Methylester (FAME) zur Verwendung in Dieselmotoren und als Heizöl – Anforderungen und Prüfverfahren“ ausgegeben am 1. April 2014 genannten Verfahren.

- a) Die Dichte kann im Temperaturbereich von 20 °C bis 60 °C gemessen werden. Dabei ist eine Temperaturkorrektur mit der in Anhang C der ÖNORM EN 14214 „Flüssige Mineralölerzeugnisse – Fettsäure-Methylester (FAME) zur Verwendung in Dieselmotoren und als Heizöl – Anforderungen und Prüfverfahren“ ausgegeben am 1. April 2014, angegebenen Gleichung durchzuführen.
- b) Falls der CFPP -20°C oder weniger beträgt, muss die Viskosität bei -20°C gemessen werden und darf nicht 48 mm²/s überschreiten. In diesem Fall ist ÖNORM EN ISO 3104 „Mineralölerzeugnisse – Durchsichtige und undurchsichtige Flüssigkeiten – Bestimmung der kinematischen Viskosität und Berechnung der dynamischen Viskosität“ vom 1. Mai 1997 wegen des nicht-Newton'schen Verhaltens in einem zwei-Phasen-System nur ohne die zugehörigen Präzisionswerte anwendbar.
- c) Siehe auch 5.5.3. der ÖNORM EN 14214 „Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Fettsäure-Methylester (FAME) für Dieselmotoren – Anforderungen „Flüssige Mineralölerzeugnisse – Fettsäure-Methylester (FAME) zur Verwendung in Dieselmotoren und als Heizöl – Anforderungen und Prüfverfahren“ ausgegeben am 1. April 2014.
- d) Zur Bestimmung der Gesamtverschmutzung ist die ÖNORM EN 12662 „Flüssige Mineralölerzeugnisse – Bestimmung der Verschmutzung in Mitteldestillaten“ ausgegeben am 1. August 2008 heranzuziehen.

Anhang VII

Kraftstoffspezifikationen für reines Pflanzenöl

Merkmal	Einheit	Grenzwert		Prüfverfahren	
		Mindestwert	Höchstwert	Verfahren	Veröffentlichung
Dichte	kg/m ³	900	930	ÖNORM EN ISO 3675	1. Oktober 1999
				ÖNORM EN ISO 12185	1. Dezember 1997
Flammpunkt nach Pensky-Martens	°C	220		ÖNORM EN ISO 2719	1. November 2016
Heizwert(1)	kJ/kg	35 000		DIN 51900-3	Jänner 2005
Kinematische Viskosität (40°C)	mm ² /s		38	ÖNORM EN ISO 3104	1. September 1999
Kälteverhalten				Rotationsviskosimetrie	
Zündwilligkeit				Prüfverfahren wird evaluiert	
Koksrückstand	Masse-%		0,40	ÖNORM EN ISO 10370	1. Juni 2015
Iodzahl	g/100 g	100	120	ÖNORM EN 14111	1. Oktober 2003
Schwefelgehalt	mg/kg		10	ÖNORM EN ISO 20884	1. Juli 2011
				ÖNORM EN ISO 20846	1. Februar 2012
Variable Eigenschaften					

Gesamtverschmutzung	mg/kg		25	ÖNORM EN 12662	1. September 2014
Neutralisationszahl	mg KOH/kg		2,0	ÖNORM EN 14104	1. Oktober 2003
Oxidationsstabilität (110°C)	h	5,0		ÖNORM EN 14112	1. Dezember 2016
Phosphorgehalt	mg/kg		15	ÖNORM EN 14107	1. Oktober 2003
Aschegehalt	Masse-%		0,01	ÖNORM EN ISO 6245	1. Juli 2003
Wassergehalt	Masse-%		0,075	ÖNORM ISO 12937	1. Februar 2003

(1) Der typische Wert liegt bei 37 500 kJ/kg.

Die Spezifikationen werden nach Vorliegen einer europäischen Standardisierung angepasst bzw. ergänzt.

Anhang VIII

Kraftstoffspezifikationen für Superethanol E 85 gemäß ONR CEN/TS 15293 „Kraftstoff für Kraftfahrzeuge – Ethanolkraftstoff (E85) für Kraftfahrzeuge – Anforderungen und Prüfverfahren“ vom 1. Mai 2014

Tabelle 1 – Anforderungen für Superethanol E 85

Eigenschaft ¹	Einheit	Grenzwerte	
		min.	max.
Dichte (bei 15°C)	kg/m ³	760,0	800,0
Oxidationsstabilität	min	360	-
Abdampfrückstand (gewaschen)	mg/100ml	-	5
Korrosionswirkung auf Kupfer (3h bei 50°C)	Korrosionsgrad	Klasse 1	Klasse 1
Gesamtsäurezahl (angegeben als Essigsäure)	%(m/m)	-	0,005
elektrische Leitfähigkeit	µS/cm	-	1,5
Methanolgehalt	%(V/V)	-	1,0
Höhere gesättigte Monoalkohole (C3-C5)	%(V/V)	-	6,0
Ether (5 oder mehr C-Atome)	%(V/V)	-	11,0
Wassergehalt	%(m/m)	-	0,400
Anorganisches Chlor	mg/kg	-	1,2
Kupfer ^c	mg/kg	-	0,10
Phosphor ^c	mg/l	-	0,15
Schwefel ^c	mg/kg	-	10,0
Sulfat	mg/kg	-	4,0

(1) Die Prüfverfahren sind die in ONR CEN/TS 15293 „Kraftstoff für Kraftfahrzeuge – Ethanolkraftstoff (E85) für Kraftfahrzeuge – Anforderungen und Prüfverfahren“, ausgegeben am 1. Mai 2014 genannten Verfahren.

Anhang VIIIa

Spezifikationen für Paraffinischen Dieselkraftstoff aus Synthese oder Hydrierungsverfahren gemäß ÖNORM EN 15940 „Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Paraffinischer Dieselkraftstoff aus Synthese oder Hydrierungsverfahren – Anforderungen und Prüfverfahren“ vom 1. Oktober 2016;

Anforderungen für Paraffinische Dieselkraftstoffe

Eigenschaft ¹	Einheit	Grenzwerte	Grenzwerte	Grenzwerte	Grenzwerte
		Klasse A Min	Klasse A Max	Klasse B Min	Klasse B Max
Cetanzahl		70,0	-	51,0	-

¹ Die Prüfverfahren sind die in ÖNORM EN 15940 "Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge - Paraffinischer Dieselkraftstoff aus Synthese oder Hydrierungsverfahren - Anforderungen und Prüfverfahren" vom 1. Oktober 2016 genannten Verfahren

Dichte bei 15°C	kg/m ³	765,0	800,0	780,0	810,0
Flammpunkt	°C	über 55,0	-	über 55,0	-
Viskosität bei 40°C	mm ² /s	2,000	4,500	2,000	4,500
Destillation					
%(V/V)aufgefangen bei 250° C	%(V/V)		65		65
%(V/V)aufgefangen bei 350°C	%(V/V)	85		85	
95%(V/V)aufgefangen bei	°C		360		360
Schmierfähigkeit, korrigierter „Durchmesser der Verschleißkalotte“ (en:wear scar diameter)(WSD1,4) bei 60°C	µm	-	460	-	460
FAME-Gehalt ²	%(V/V)	-	7,0	-	7,0
Mangangehalt	mg/l	-	2,0	-	2,0
Gesamtaromatengehalt ³	%(m/m)	-	1,1	-	1,1
Schwefelgehalt	mg/kg	-	5,0	-	5,0
Koksrückstand (von 10% Destillationsrückstand)	%(m/m)	-	0,30	-	0,30
Aschegehalt	%(m/m)	-	0,010	-	0,010
Wassergehalt	mg/kg	-	200	-	200
Gesamtverschmutzung	mg/kg	-	24	-	24
Korrosionswirkung auf Kupfer (3h bei 50°C)	Korrosionsgrad	Klasse 1	Klasse1	Klasse 1	Klasse 1
Oxidationsstabilität	g/m ³ h	- 20,0 ⁴	25 -	- 20,0 ⁵	25 -

Anhang VIIIb

Spezifikationen für B10 Dieseldieselkraftstoff gemäß ÖNORM EN 16734 „Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge — B10 Dieseldieselkraftstoff — Anforderungen und Prüfverfahren“ vom 1. Jänner 2017

Allgemein anwendbare Anforderungen für Dieseldieselkraftstoff B10

Eigenschaft ⁶	Einheit	Grenzwerte Minimum	Grenzwerte Maximum
Cetanzahl		51,0	-
Cetanindex		46,0	-
Dichte bei 15°C	kg/m ³	820,0	845,0
Polycyclische aromatische Kohlenwasserstoffe ⁷	%(m/m)	-	8,0
Schwefelgehalt	mg/kg	-	10,0

² FAME muss die Anforderungen der EN 14214 erfüllen

³ Der Gesamtaromatengehalt beinhaltet polycyclische aromatische Kohlenwasserstoffe. Entspricht das Produkt dem in der Tabelle angegebenen Grenzwert, entspricht es auch dem derzeit gesetzlich festgelegten Grenzwert für den Gehalt an polycyclischen aromatischen Kohlenwasserstoffen

⁴ Für paraffinischen Dieseldieselkraftstoff mit mehr als 2% (V/V) FAME ist dies eine zusätzliche Anforderung

⁵ Für paraffinischen Dieseldieselkraftstoff mit mehr als 2% (V/V) FAME ist dies eine zusätzliche Anforderung

⁶ Die Prüfverfahren sind die in ÖNORM EN 16734 "Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge - B10 Dieseldieselkraftstoff - Anforderungen und Prüfverfahren" vom 1.Jänner 2017 genannten Verfahren

⁷ Für die Anwendung dieser Europäischen Norm sind polycyclische aromatische Kohlenwasserstoffe definiert als der Gesamtgehalt an aromatischen Kohlenwasserstoffen abzüglich des Gehalts an mono-aromatischen Kohlenwasserstoffen

Mangengehalt	mg/l	-	2,0
Flammpunkt	°C	≥55,0	-
Koksrückstand (von 10% Destillationsrückstand)	%(m/m)	-	0,30
Aschegehalt	%(m/m)	-	0,010
Wassergehalt	mg/kg	-	200
Gesamtverschmutzung	mg/kg	-	24
Korrosionswirkung auf Kupfer (3h bei 50°C)	Korrosionsgrad	Klasse 1	Klasse 1
Fettsäure-Metyester-Gehalt (FAME-Gehalt) ⁸	%(V/V)	-	10,0
Oxidationsstabilität	g/m ³ h	- 20,0 ⁹	25 -
Schmierfähigkeit, korrigierter „Durchmesser der Verschleißkalotte“ (en: wear scar diameter)(WSD1,4) bei 60°C	µm	-	460
Viskosität bei 40°C	mm ² /s	2,000	4,500
Destillation ¹⁰			
%(V/V)aufgefangen bei 250°C ¹¹	%(V/V)		65
%(V/V)aufgefangen bei 350°C	%(V/V)	85	
95%(V/V)aufgefangen bei	°C		360

Anhang VIIIc

Spezifikationen für Dieselkraftstoffmischungen mit hohem FAME-Anteil (B20 und B30) gemäß ÖNORM EN 16709 „Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Dieselkraftstoffmischungen mit hohem FAME-Anteil (B20 und B30) — Anforderungen und Prüfverfahren“ vom 1. März 2016

Allgemein anwendbare Anforderungen für Kraftstoff mit hohem FAME-Gehalt (B20)

Eigenschaft ¹²	Einheit	Grenzwerte Minimum	Grenzwerte Maximum
Fettsäuremetyester-Gehalt (FAME) ¹³	%(V/V)	14,0	20,0
Cetanzahl		51,0	-
Dichte bei 15°C	kg/m ³	820,0	860,0
Flammpunkt	°C	über 55,0	-
Viskosität bei 40°C	mm ² /s	2,000	4,620
Schwefelgehalt	mg/kg	-	10,0
Mangengehalt	mg/kg	-	2,0

⁸ FAME muss die Anforderungen der EN 14214 erfüllen

⁹ Für paraffinischen Dieselkraftstoff mit mehr als 2% (V/V) FAME ist dies eine zusätzliche Anforderung

¹⁰ Für die Berechnung des Cetanindex werden außerdem die Gewinnungspunkte für 10% (V/V), 50% (V/V) und 90% (V/V) benötigt

¹¹ Die Destillationsgrenzen bei 250° und 350° gelten für einen Gemeinsamen Zolltarif der EU entsprechenden Dieselkraftstoff

¹² Die Prüfverfahren sind die in ÖNORM EN 16709 "Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge - Dieselkraftstoffmischungen mit hohem FAME-Anteil (B20 und B30) - Anforderungen und Prüfverfahren vom 1. März 2016 genannten Verfahren

¹³ FAME muss die Anforderungen der EN 14214 erfüllen

Polycyclische aromatische Kohlenwasserstoffe ¹⁴	% (m/m)	-	8,0
Aschegehalt	% (m/m)	-	0,010
Wassergehalt	mg/kg	-	260
Gesamtverschmutzung ¹⁵	mg/kg	-	24
Oxidationsstabilität	h	20,0	
Destillation ¹⁶			
% (V/V) aufgefangen bei 250°C	%(V/V)		65
%(V/V) aufgefangen bei 350°C	%(V/V)	85	
95%(V/V) aufgefangen bei	°C		360

Allgemein anwendbare Anforderungen für Kraftstoff mit hohem FAME-Gehalt (B30)

Eigenschaft ¹⁷	Einheit	Grenzwerte Minimum	Grenzwerte Maximum
Fettsäuremethylester-Gehalt (FAME) ¹⁸	% (V/V)	24,0	30,0
Cetanzahl		51,0	-
Dichte bei 15°C	kg/m ³	825,0	865,0
Flammpunkt	°C	über 55,0	-
Viskosität bei 40°C	mm ² /s	2,000	4,650
Schwefelgehalt	mg/kg	-	10,0
Mangangehalt	mg/l	-	2,0
Polycyclische aromatische Kohlenwasserstoffe ¹⁹	% (m/m)	-	8,0
Aschegehalt	% (m/m)	-	0,010
Wassergehalt	mg/kg	-	290
Gesamtverschmutzung ²⁰	mg/kg	-	24
Oxidationsstabilität	h	20,0	-
Destillation ²¹			
% (V/V) aufgefangen bei 250°C	%(V/V)		65
%(V/V) aufgefangen bei 350°C	%(V/V)	85	
95%(V/V) aufgefangen bei	°C		360

Anhang IX

14 Für die Anwendung dieser Europäischen Norm sind polycyclische aromatische Kohlenwasserstoffe definiert als der Gesamtgehalt an aromatischen Kohlenwasserstoffen abzüglich des Gehalts an mono-aromatischen Kohlenwasserstoffen

15 Für Dieselkraftstoff mit mehr als 2% (V/V) FAME ist dies eine zusätzliche Anforderung

16 Die Destillationsgrenzen bei 250° und 350° gelten für einen Gemeinsamen Zolltarif der EU entsprechenden Dieselkraftstoff

17 Die Prüfverfahren sind die in ÖNORM EN 16709 "Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge - Dieselkraftstoffmischungen mit hohem FAME-Anteil (B20 und B30) - Anforderungen und Prüfverfahren vom 1. März 2016 genannten Verfahren

18 FAME muss die Anforderungen der EN 14214 erfüllen

19 Für die Anwendung dieser Europäischen Norm sind polycyclische aromatische Kohlenwasserstoffe definiert als der Gesamtgehalt an aromatischen Kohlenwasserstoffen abzüglich des Gehalts an mono-aromatischen Kohlenwasserstoffen

20 Für Dieselkraftstoff mit mehr als 2% (V/V) FAME ist dies eine zusätzliche Anforderung

21 Die Destillationsgrenzen bei 250° und 350° gelten für einen Gemeinsamen Zolltarif der EU entsprechenden Dieselkraftstoff

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
Bioethanol (aus Biomasse hergestelltes Ethanol)	27	21	0,778	kg/l
Bio-ETBE (auf der Grundlage von Bioethanol hergestellter Ethyl-Tertiär-Butylether)	36 (davon 37% aus erneuerbaren Quellen)	27 (davon 37% aus erneuerbaren Quellen)	0,750	kg/l
Biomethanol (aus Biomasse hergestelltes Methanol zur Verwendung als Biokraftstoff)	20	16	0,800	kg/l
Bio-MTBE (auf der Grundlage von Bioethanol 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-Diesel (aus Biomasse hergestellter/s synthetischer/s Kohlenwasserstoff(gemisch))	44	34	0,773	kg/l
Hydriertes Pflanzenöl (thermochemisch mit Wasserstoff behandeltes Pflanzenöl)	44	34	0,773	kg/l
Reines Pflanzenöl (durch Auspressen, Extraktion oder vergleichbare Verfahren aus Ölsaaten gewonnenes Öl, roh oder raffiniert, jedoch chemisch unverändert, sofern es für den betreffenden Motorentyp geeignet ist und die entsprechenden Emissionsanforderungen erfüllt)	37	34	0,919	kg/l
Biomethan	50	-	0,730	kg/m ^{3(a)}
Ottokraftstoff	43	32	0,744	kg/l
Dieselmotorkraftstoff	43	36	0,837	kg/l
CNG ^(a) (Erdgas, Biomethan)	49,2	-	0,728	kg/m ³
LNG (Erdgas; Biomethan)	22	-	0,430	kg/l

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

Anhang X**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;

Herstellungsweg des Biokraftstoffs	Typische Werte für die Minderung von Treibhausgasemissionen	Standardwerte für die Minderung von Treibhausgasemissionen
Ethanol aus Zuckerrüben	61%	52%
Ethanol aus Weizen (Prozessbrennstoff nicht spezifiziert)	32%	16%
Ethanol aus Weizen (Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage)	32%	16%
Ethanol aus Weizen (Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	45%	34%
Ethanol aus Weizen (Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage)	53%	47%
Ethanol aus Weizen (Stroh als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage)	69%	69%
Ethanol aus Mais, in der Gemeinschaft erzeugt (Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage)	56%	49%
Ethanol aus Zuckerrohr	71%	71%
Ethyl-Tertiär-Butylether /ETBE), Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Herstellungsweg für Ethanol	Wie beim Herstellungsweg für Ethanol
Tertiär-Amyl-Ethyl-Ether /TAEE) Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Herstellungsweg für Ethanol	Wie beim Herstellungsweg für Ethanol
Biodiesel aus Raps	45%	38%
Biodiesel aus Sonnenblumen	58%	51%
Biodiesel aus Sojabohnen	40%	31%
Biodiesel aus Palmöl (Prozessbrennstoff nicht spezifiziert)	36%	19%
Biodiesel aus Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	62%	56%
Biodiesel aus pflanzlichen oder tierischem Abfallöl (*)	88%	83%
Hydriertes Rapsöl	51%	47%
Hydriertes Sonnenblumenöl	65%	62%
Hydriertes Palmöl (Prozess nicht spezifiziert)	40%	26%
Hydriertes Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	68%	65%
Reines Rapsöl	58%	57%
Biogas aus organischen Siedlungsabfällen als komprimiertes Erdgas	80%	73%
Biogas aus Gülle als komprimiertes Erdgas	84%	81%

Biogas aus Trockenmist als komprimiertes Erdgas	86%	82%
-------------------------------------------------	-----	-----

(*) 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.

- 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%
Ethanol aus Abfallholz	80%	74%
Ethanol aus Kulturholz	76%	70%
Fischer-Tropsch-Diesel aus Abfallholz	95%	95%
Fischer-Tropsch-Diesel aus Kulturholz	93%	93%
Dimethylether (DME) aus Abfallholz	95%	95%
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

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 Kohlenstoffbestandsänderungen infolge von Landnutzungsänderungen;

e_p = Emissionen bei der Verarbeitung;

e_{td} = Emissionen bei Transport und Vertrieb;

e_u = Emissionen bei der Nutzung des Kraftstoffs;

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

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

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

e_{ee} = Emissionseinsparung durch überschüssige Elektrizität aus Kraft-Wärme-Kopplung.

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

2. Die durch Kraftstoffe verursachten Treibhausgasemissionen E werden in CO_2 -Äquivalent in g/MJ (Gramm CO_2 -Äquivalent pro Megajoule Kraftstoff) angegeben.
3. Abweichend von Nummer 2 können für Kraftstoffe die in die in CO_2 -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 CO_2 , N_2O und CH_4 . Zur Berechnung der CO_2 -Äquivalenz werden diese Gase wie folgt gewichtet:

CO_2 :	1
N_2O :	296
CH_4 :	23

6. Die Emissionen bei der Gewinnung oder beim Anbau der Rohstoffe (e_{cc}) 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 CO_2 -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 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 CO_2 -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

22 Der durch Division des Molekulargewichts von CO_2 (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).

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 CO_2 -Äquivalent in g/MJ Biokraftstoff, wenn die Biomasse unter den in Nummer 8 genannten Bedingungen auf wiederhergestellten degradierten Flächen gewonnen wird

8. Der Bonus von 29 CO_2 -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 CO_2 -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 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 CO_2 vermiedenen Emissionen begrenzt, die unmittelbar mit der Gewinnung, dem Transport, der Verarbeitung und dem Vertrieb von Kraftstoff verbunden sind.
15. Die Emissionseinsparung durch CO_2 -Abscheidung und -ersetzung (e_{ccr}) wird begrenzt auf die durch Abscheidung von CO_2 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_{cc}) wird im Verhältnis zu dem von Kraftstoffherstellungssystemen mit Kraft-Wärme-Kopplung, welche als 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_{td} 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 (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.

D. Disaggregierte Standardwerte für Biokraftstoffe

Disaggregierte Standardwerte für den Anbau: „ e_{cc} “ 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 Sonnenblumen	18	18
Biodiesel aus Sojabohnen	19	19
Biodiesel aus Palmöl	14	14
Biodiesel aus pflanzlichem oder tierischem (*) Abfallöl	0	0

Hydriertes Rapsöl	30	30
Hydriertes Sonnenblumenöl	18	18
Hydriertes Palmöl	15	15
Reines Rapsöl	30	30
Biogas aus organischen Siedlungsabfällen als komprimiertes Erdgas	0	0
Biogas aus Gülle als komprimiertes Erdgas	0	0
Biogas aus Trockenmist als komprimiertes Erdgas	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 (CO ₂ -Äquivalent in g/MJ)	Standardtreibhausgasemissionen (CO ₂ -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
Ethanol aus Zuckerrohr	1	1
ETBE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Herstellungsweg für Ethanol	
TAAE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Herstellungsweg für Ethanol	
Biodiesel aus Raps	16	22
Biodiesel aus Sonnenblumen	16	22
Biodiesel aus Sojabohnen	18	26
Biodiesel aus Palmöl (Prozessbrennstoff nicht spezifiziert)	35	49
Biodiesel aus Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	13	18
Biodiesel aus pflanzlichem oder tierischem Abfallöl	9	13
Hydriertes Rapsöl	10	13
Hydriertes Sonnenblumenöl	10	13
Hydriertes Palmöl (Prozess nicht spezifiziert)	30	42
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	Typische Treibhausgasemissionen (CO ₂ -Äquivalent in g/MJ)	Standardtreibhausgasemissionen (CO ₂ -Äquivalent in g/MJ)
Ethanol aus Zuckerrüben	2	2
Ethanol aus Weizen	2	2
Ethanol aus Mais, in der Gemeinschaft erzeugt	2	2
Ethanol aus Zuckerrohr	9	9
ETBE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Herstellungsweg für Ethanol	
TAAE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Herstellungsweg für Ethanol	
Biodiesel aus Raps	1	1
Biodiesel aus Sonnenblumen	1	1
Biodiesel aus Sojabohnen	13	13
Biodiesel aus Palmöl	5	5
Biodiesel aus pflanzlichem oder tierischem Abfallöl	1	1
Hydriertes Rapsöl	1	1
Hydriertes Sonnenblumenöl	1	1
Hydriertes Palmöl	5	5
Reines Rapsöl	1	1
Biogas aus organischen Siedlungsabfällen als komprimiertes Erdgas	3	3
Biogas aus Gülle als komprimiertes Erdgas	5	5
Biogas aus Trockenmist als komprimiertes Erdgas	4	4

Insgesamt für Anbau, Verarbeitung, Transport und Vertrieb

Herstellungsweg der Biokraftstoffe	Typische Treibhausgasemissionen (CO ₂ -Äquivalent in g/MJ)	Standardtreibhausgasemissionen (CO ₂ -Äquivalent in g/MJ)
Ethanol aus Zuckerrüben	33	40
Ethanol aus Weizen (Prozessbrennstoff nicht spezifiziert)	57	70
Ethanol aus Weizen (Braunkohle als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage)	57	70
Ethanol aus Weizen (Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)	46	55
Ethanol aus Weizen (Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage)	39	44
Ethanol aus Weizen (Stroh als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage)	26	26
Ethanol aus Mais, in der Gemeinschaft erzeugt (Erdgas als Prozessbrennstoff in KWK-Anlage)	37	43

Ethanol aus Zuckerrohr	24	24
ETBE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Herstellungsweg für Ethanol	
TAAE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Herstellungsweg für Ethanol	
Biodiesel aus Raps	46	52
Biodiesel aus Sonnenblumen	35	41
Biodiesel aus Sojabohnen	50	58
Biodiesel aus Palmöl (Prozessbrennstoff nicht spezifiziert)	54	68
Biodiesel aus Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	32	37
Biodiesel aus pflanzlichem oder tierischem Abfallöl	10	14
Hydriertes Rapsöl	41	44
Hydriertes Sonnenblumenöl	29	32
Hydriertes Palmöl (Prozess nicht spezifiziert)	50	62
Hydriertes Palmöl (Verarbeitung mit Methanbindung an der Ölmühle)	27	29
Reines Rapsöl	35	36
Biogas aus organischen Siedlungsabfällen als komprimiertes Erdgas	17	23
Biogas aus Gülle als komprimiertes Erdgas	13	16
Biogas aus Trockenmist als komprimiertes Erdgas	12	15

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: „ e_{cc} “ 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 Weizenstroh	3	3
Ethanol aus Holz	1	1
Ethanol aus Kulturholz	6	6
Fischer-Tropsch-Diesel aus Abfallholz	1	1
Fischer-Tropsch-Diesel aus Kulturholz	4	4
DME aus Abfallholz	1	1
DME aus Kulturholz	5	5
Methanol aus Abfallholz	1	1
Methanol aus Kulturholz	5	5
MTBE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Herstellungsweg für Methanol	

Disaggregierte Standardwerte für die Verarbeitung (einschl. Elektrizitätsüberschuss): „ $e_p - e_{cc}$ “ 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 Weizenstroh	5	7
Ethanol aus Holz	12	17
Fischer-Tropsch-Diesel aus Holz	0	0
DME aus Holz	0	0

Methanol aus Holz	0	0
MTBE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	MTBE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	

Disaggregierte Standardwerte für den Transport und Vertrieb: „e_{id}“ 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 Weizenstroh	2	2
Ethanol aus Abfallholz	4	4
Ethanol aus Kulturholz	2	2
Fischer-Tropsch-Diesel aus Abfallholz	3	3
Fischer-Tropsch-Diesel aus Kulturholz	2	2
DME aus Abfallholz	4	4
DME aus Kulturholz	2	2
Methanol aus Abfallholz	4	4
Methanol aus Kulturholz	2	2
MTBE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Herstellungsweg für Methanol	

Insgesamt für Anbau, Verarbeitung, Transport und Vertrieb

Herstellungsweg der Biokraftstoffe	Typische Treibhausgasemissionen (CO ₂ -Äquivalent in g/MJ)	Standardtreibhausgasemissionen (CO ₂ -Äquivalent in g/MJ)
Ethanol aus Weizenstroh	11	13
Ethanol aus Abfallholz	17	22
Ethanol aus Kulturholz	20	25
Fischer-Tropsch-Diesel aus Abfallholz	4	4
Fischer-Tropsch-Diesel aus Kulturholz	6	6
DME aus Abfallholz	5	5
DME aus Kulturholz	7	7
Methanol aus Abfallholz	5	5
Methanol aus Kulturholz	7	7
MTBE, Anteil aus erneuerbaren Quellen	Wie beim Herstellungsweg für Methanol	

Anhang Xa

Berechnung der Treibhausgasintensität der Kraftstoffe und Energieträger eines Meldeverpflichteten

A

Die Treibhausgasintensität von Kraftstoffen und Energieträgern wird in Gramm Kohlendioxid-Äquivalent pro Megajoule Kraftstoff (CO₂-Äquivalent in g/MJ) angegeben.

1. Für die Berechnung der Treibhausgasintensität von Kraftstoffen werden die Treibhausgase Kohlendioxid (CO₂), Lachgas/Distickstoffoxid (N₂O) und Methan (CH₄) berücksichtigt. Zur Berechnung der CO₂-Äquivalenz werden Emissionen dieser Gase wie folgt nach Emissionen in CO₂-Äquivalent gewichtet: CO₂: 1; CH₄: 25; N₂O: 298

2. Die Emissionen aus der Herstellung von Maschinen und Ausrüstungen für die Förderung, Produktion, Raffinierung und den Verbrauch von fossilen Kraftstoffen fließen nicht in die Berechnung von Treibhausgasemissionen ein.

3. Die Treibhausgasintensität eines Meldeverpflichteten, die sich aus den Lebenszyklustreibhausgasemissionen sämtlicher gelieferter Kraftstoffe und der gesamten gelieferten Energie ergibt, wird nach der nachstehenden Formel berechnet:

$$= \frac{\sum_x (\text{GHGi}_x \times \text{AF} \times \text{MJ}_x) - \text{UER}}{\sum_x \text{MJ}_x}$$

Treibhausgasintensität eines Meldeverpflichteten^(#)

Dabei ist

- a) „#“ die Umsatzsteuer-Identifikationsnummer des Meldeverpflichteten
- b) „x“ die Arten von Kraftstoffen und Energieträgern, die gemäß Anhang I Tabelle 1 Z 17 Buchstabe c der Verordnung (EG) Nr. 684/2009 unter diese Richtlinie fallen.
- c) „MJx“ die gesamte gelieferte Energie, ausgedrückt in Megajoule, die aus den mitgeteilten Mengen des Kraftstoffes „x“ umgewandelt wurde.
- d) Upstream-Emissions-Reduktionen (UER)
- e) „GHGi_x“ ist die Treibhausgasintensität des Kraftstoffs oder des Energieträgers „x“, ausgedrückt in CO₂-Äquivalent in g/MJ.
- f) „AF“ sind die Anpassungsfaktoren für die Antriebsstrangeffizienz:

Vorherrschende Umwandlungstechnologie	Effizienzfaktor
Verbrennungsmotor	1
Batteriegestützter Elektroantrieb	0,4
Wasserstoffzellengestützter Elektroantrieb	0,4

B

Energiegehalt von Kraftstoffen nicht-biogenen Ursprungs entsprechend des „Well-to-Tank-Report“ (Version 4) vom Juli 2013

Kraftstoff	Gewichtsspezifischer Energiegehalt (unterer Heizwert in MJ/kg)	Dichte	
		Wert	Einheit
Ottokraftstoff	43,2	745	kg/m ³
Diesekraftstoff	43,1	832	kg/m ³
Syn Diesel	44	780	kg/m ³
Methanol	19,9	793	kg/m ³
MTBE	35,1	745	kg/m ³
ETBE	36,3	750	kg/m ³
CNG (EU mix) ²⁵	45,1	0,792	kg/m ³
CNG (Russland) ²⁶	49,2	0,728	kg/m ³
LPG ²⁷	46	2,237	kg/m ³
Wasserstoff ²⁸	120,1	0,089	kg/m ³

C

Formel zur Meldung der Menge des verbrauchten elektrischen Stroms:

Verbrauchter elektrischer Strom = zurückgelegte Strecke (km) × Effizienz des Stromverbrauchs (MJ/km)

D

Durchschnittliche Standardwerte für Lebenszyklustreibhausgasintensität von Kraftstoffen außer Biokraftstoffen und elektrischem Strom

Spalte 1	Spalte 2	Spalte 3	Spalte 4
----------	----------	----------	----------

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

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

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

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

Rohstoffquelle und Verfahren	In Verkehr gebrachte(r) Kraftstoff	Lebenszyklustreibhausgasintensität (in CO ₂ -Äquivalent in g/MJ)	Gewichtete Lebenszyklustreibhausgasintensität (in CO ₂ -Äquivalent in g/MJ)
Konventionelles Rohöl	Ottokraftstoff	93,2	93,3
Verflüssigtes Erdgas		94,3	
Verflüssigte Kohle		172	
Naturbitumen		107	
Ölschiefer		131,3	
Konventionelles Rohöl	Diesel- oder Gasölkraftstoffe	95	95,1
Verflüssigtes Erdgas		94,3	
Verflüssigte Kohle		172	
Naturbitumen		108,5	
Ölschiefer		133,7	
Alle fossilen Quellen	Flüssiggas im Fremdzündungsmotor	73,6	73,6
Erdgas, EU-Mix	Komprimiertes Erdgas im Fremdzündungsmotor	69,3	69,3
Erdgas, EU-Mix	Verflüssigtes Erdgas im Fremdzündungsmotor	74,5	74,5
Sabatier-Prozess mit Wasserstoff aus der durch nicht-biogene erneuerbare Energien gespeisten Elektrolyse	Komprimiertes synthetisches Methan im Fremdzündungsmotor	3,3	3,3
Erdgas mit Dampfreformierung	Komprimierter Wasserstoff in einer Brennstoffzelle	104,3	104,3
Vollständig durch nicht-biogene erneuerbare Energien gespeiste Elektrolyse	Komprimierter Wasserstoff in einer Brennstoffzelle	9,1	9,1
Kohle	Komprimierter Wasserstoff in einer Brennstoffzelle	234,4	234,4
Kohle mit Abscheidung und Speicherung von CO ₂ aus Prozessemissionen	Komprimierter Wasserstoff in einer Brennstoffzelle	52,7	52,7
Altkunststoff aus fossilen Einsatzstoffen	Otto-, Diesel- oder Gasölkraftstoff	86	86

E

Obergrenzen für die Anrechnung von Upstream Emissions-Reduktionen:

Die Obergrenzen hinsichtlich der Anrechnung von Upstream Emissions-Reduktionen gelten jeweils spezifisch für die einzelnen Kraftstoffe und sind wie folgt zu berechnen:

Die maximal anrechenbare Menge an Upstream Emissions-Reduktionen in CO₂-Äquivalent ergibt sich für die Anrechenbarkeit hinsichtlich der Summe der öl-basierten Produkte aus:

$$MJ_{\text{Ottokraftstoff}} \times 11.0 + MJ_{\text{Dieselkraftstoff}} \times 11.3 + \alpha \times MJ_{\text{LPG}} \times 6.2$$

Die maximal anrechenbare Menge an Upstream Emissions-Reduktionen in CO₂-Äquivalent ergibt sich für die Anrechenbarkeit hinsichtlich der Summe der gas-basierten Produkte aus:

$$MJ_{\text{CNG}} \times 9.1 + MJ_{\text{LNG}} \times 15.0 + (1 - \alpha) \times MJ_{\text{LPG}} \times 6.2$$

LPG kann unabhängig von der Rohstoffbasis in beiden Fällen angerechnet werden, wobei α dabei den durch den Verpflichteten wählbaren Anteil zwischen 0 und 1 des in Verkehr gebrachten LPG angibt.

Anhang XI

Nachhaltigkeitskriterien für Ausgangsstoffe zur Herstellung von Biokraftstoffen

Ausgangsstoffe zur Herstellung von Biokraftstoffen dürfen nicht von folgenden Flächen mit hohem Wert hinsichtlich der biologischen Vielfalt stammen, das heißt von Flächen, die im oder nach Januar 2008 folgenden Status hatten, unabhängig davon, ob die Flächen noch diesen Status haben:

- 1.) Primärwald und andere bewaldete Flächen, das heißt Wald und andere bewaldete Flächen mit einheimischen Arten, in denen es kein deutlich sichtbares Anzeichen für menschliche Aktivität gibt und die ökologischen Prozesse nicht wesentlich gestört sind;
- 2.) Folgende ausgewiesene Flächen, sofern nicht nachgewiesen wird, dass die Gewinnung des Rohstoffs den genannten Naturschutzzwecken nicht zuwiderläuft;
 - a) durch gesetzliche Bestimmungen oder von der zuständigen Behörde ausgewiesene Flächen für Naturschutzzwecke,
 - b) Flächen für den Schutz seltener, bedrohter oder gefährdeter Ökosysteme oder Arten, die in internationalen Übereinkünften anerkannt werden oder in den Verzeichnissen zwischenstaatlicher Organisationen oder der Internationalen Union für die Erhaltung der Natur aufgeführt sind, vorbehaltlich ihrer Anerkennung gemäß dem Verfahren des Artikels 18 Abs. 4 Unterabsatz 2 der Richtlinie 2009/28/EG.
- 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 Dieselmotorkraftstoffen 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.
- 4.) Flächen mit hohem Kohlenstoffbestand, die im Januar 2008 einen der folgenden Status hatten, diesen Status aber nicht mehr haben. Dieser Absatz findet keine Anwendung, wenn zum Zeitpunkt der Gewinnung des Ausgangsstoffes zur Herstellung von Biokraftstoffen die Flächen denselben Status hatten wie im Januar 2008:
 - a) Feuchtgebiete, d. h. Flächen, die ständig oder für einen beträchtlichen Teil des Jahres von Wasser bedeckt oder durchtränkt sind;
 - b) kontinuierlich bewaldete Gebiete, d. h. Flächen von mehr als einem Hektar mit über fünf Meter hohen Bäumen und einem Überschirmungsgrad von mehr als 30 % oder mit Bäumen, die auf dem jeweiligen Standort diese Werte erreichen können;
 - c) Flächen von mehr als einem Hektar mit über fünf Meter hohen Bäumen und einem Überschirmungsgrad von 10 bis 30 % oder mit Bäumen, die auf dem jeweiligen Standort diese Werte erreichen können, sofern nicht nachgewiesen wird, dass die Fläche vor und nach der Umwandlung einen solchen Kohlenstoffbestand hat, dass unter Anwendung der in Anhang X Teil C beschriebenen Methode die in §12 Abs. 3 genannten Bedingungen erfüllt wäre.

Anhang XII

Teil A. Vorläufige geschätzte Emissionen infolge von indirekten Landnutzungsänderungen durch Biokraftstoffe (CO₂-Äquivalent in g/MJ) (+)

Rohstoffgruppe	Mittelwert (*)	Aus der Sensitivitätsanalyse abgeleitete Bandbreite zwischen den Perzentilen (**)
Getreide und sonstige	12	8 bis 16

Kulturpflanzen mit hohem Stärkegehalt		
Zuckerpflanzen	13	4 bis 17
Ölpflanzen	55	33 bis 66

(*) Die hier aufgenommenen Mittelwerte stellen einen gewichteten Durchschnitt der individuell dargestellten Rohstoffwerte dar.

(**)Die hier berücksichtigte Bandbreite entspricht 90 % der Ergebnisse unter Verwendung des aus der Analyse resultierenden fünften und fünfundneunzigsten Perzentilwerts. Das fünfte Perzentil deutet auf einen Wert hin, unter dem 5 % der Beobachtungen angesiedelt waren (d. h. 5 % der verwendeten Gesamtdaten zeigten Ergebnisse unter 8, 4 und 33 CO₂-Äquivalent in g/MJ). Das fünfundneunzigste Perzentil deutet auf einen Wert hin, unter dem 95 % der Beobachtungen angesiedelt waren (d. h. 5 % der verwendeten Gesamtdaten zeigten Ergebnisse über 16, 17 und 66 CO₂-Äquivalent in g/MJ), Amtsblatt der Europäischen Union DE L 239/25 vom 15.09.2015

Teil B. Biokraftstoffe, bei denen die Emissionen infolge indirekter Landnutzungsänderungen mit Null angesetzt werden

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

1. Rohstoffe, die nicht in Teil A dieses Anhangs aufgeführt sind;
2. Rohstoffe, deren Anbau zu direkten Landnutzungsänderungen geführt hat, d. h. zu einem Wechsel von einer der folgenden Kategorien des IPCC in Bezug auf die Bodenbedeckung — bewaldete Flächen, Grünland, Feuchtgebiete, Ansiedlungen oder sonstige Flächen — zu Kulturflächen oder Dauerkulturen²⁹. In diesem Fall hätte ein ‚Emissionswert für direkte Landnutzungsänderungen (e₁)‘ nach Anhang IX Teil C Nummer 7 berechnet werden müssen.³⁰

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;
- 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) Nusschalen;
- m) Hülsen;
- n) entkernte Maiskolben;

²⁹ Dauerkulturen sind definiert als mehrjährige Kulturpflanzen, deren Stiel normalerweise nicht jährlich geerntet wird (z.B. Niederwald mit Kurzumtrieb und Ölpalmen)

³⁰ Die hier aufgenommenen Mittelwerte stellen einen gewichteten Durchschnitt der individuell dargestellten Rohstoffwerte dar.

- 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 §2 Z^o12;
- q) anderes lignozellulosehaltiges Material im Sinn des §2 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 §2 Z 8 erneuerbar ist
- t) Bakterien, sofern die Energiequelle in Übereinstimmung mit §2 Z 8 erneuerbar ist.

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.

Anhang XIV

Handelsnahme des Rohstoffs

Land	Handelsname des Rohstoffs	API	Schwefel (% Massenanteil)
Abu Dhabi	Al Bunduq	38,5	1,1
Abu Dhabi	Mubarraz	38,1	0,9
Abu Dhabi	Murban	40,5	0,8
Abu Dhabi	Zakum (Lower Zakum/Abu Dhabi Marine)	40,6	1
Abu Dhabi	Umm Shaif (Abu Dhabi Marine)	37,4	1,5
Abu Dhabi	Arzanah	44	0
Abu Dhabi	Abu Al Bu Khoosh	31,6	2
Abu Dhabi	Murban Bottoms	21,4	NICHT VERFÜGBAR (N.V.)
Abu Dhabi	Top Murban	21	N.V.
Abu Dhabi	Upper Zakum	34,4	1,7
Algerien	Arzew	44,3	0,1
Algerien	Hassi Messaoud	42,8	0,2
Algerien	Zarzaitine	43	0,1
Algerien	Algerian	44	0,1
Algerien	Skikda	44,3	0,1
Algerien	Saharan Blend	45,5	0,1
Algerien	Hassi Ramal	60	0,1
Algerien	Algerian Condensate	64,5	N.V.
Algerien	Algerian Mix	45,6	0,2
Algerien	Algerian Condensate (Arzew)	65,8	0
Algerien	Algerian Condensate (Bejaia)	65,0	0
Algerien	Top Algerian	24,6	N.V.
Angola	Cabinda	31,7	0,2
Angola	Takula	33,7	0,1
Angola	Soyo Blend	33,7	0,2
Angola	Mandji	29,5	1,3
Angola	Malongo (West)	26	N.V.
Angola	Cavala-1	42,3	N.V.
Angola	Sulele (South-1)	38,7	N.V.
Angola	Palanca	40	0,14
Angola	Malongo (North)	30	N.V.

Angola	Malongo (South)	25	N.V.
Angola	Nemba	38,5	0
Angola	Girassol	31,3	N.V.
Angola	Kuito	20	N.V.
Angola	Hungo	28,8	N.V.
Angola	Kissinje	30,5	0,37
Angola	Dalia	23,6	1,48
Angola	Gimboa	23,7	0,65
Angola	Mondo	28,8	0,44
Angola	Plutonio	33,2	0,036
Angola	Saxi Batuque Blend	33,2	0,36
Angola	Xikomba	34,4	0,41
Argentinien	Tierra del Fuego	42,4	N.V.
Argentinien	Santa Cruz	26,9	N.V.
Argentinien	Escalante	24	0,2
Argentinien	Canadon Seco	27	0,2
Argentinien	Hidra	51,7	0,05
Argentinien	Medanito	34,93	0,48
Armenien	Armenian Miscellaneous	N.V.	N.V.
Australien	Jabiru	42,3	0,03
Australien	Kooroopa (Jurassic)	42	N.V.
Australien	Talgeberry (Jurassic)	43	N.V.
Australien	Talgeberry (Up Cretaceous)	51	N.V.
Australien	Woodside Condensate	51,8	N.V.
Australien	Saladin-3 (Top Barrow)	49	N.V.
Australien	Harriet	38	N.V.
Australien	Skua-3 (Challis Field)	43	N.V.
Australien	Barrow Island	36,8	0,1
Australien	Northwest Shelf Condensate	53,1	0
Australien	Jackson Blend	41,9	0
Australien	Cooper Basin	45,2	0,02
Australien	Griffin	55	0,03
Australien	Buffalo Crude	53	N.V.
Australien	Cossack	48,2	0,04
Australien	Elang	56,2	N.V.
Australien	Enfield	21,7	0,13
Australien	Gippsland (Bass Strait)	45,4	0,1
Aserbaidtschan	Azeri Light	34,8	0,15
Bahrain	Bahrain Miscellaneous	N.V.	N.V.
Belarus	Belarus Miscellaneous	N.V.	N.V.
Benin	Seme	22,6	0,5
Benin	Benin Miscellaneous	N.V.	N.V.
Belize	Belize Light Crude	40	N.V.
Belize	Belize Miscellaneous	N.V.	N.V.
Bolivien	Bolivian Condensate	58,8	0,1
Brasilien	Garoupa	30,5	0,1
Brasilien	Sergipano	25,1	0,4
Brasilien	Campos Basin	20	N.V.
Brasilien	Urucu (Upper Amazon)	42	N.V.
Brasilien	Marlim	20	N.V.
Brasilien	Brazil Polvo	19,6	1,14
Brasilien	Roncador	28,3	0,58
Brasilien	Roncador Heavy	18	N.V.

Brasilien	Albacora East	19,8	0,52
Brunei	Seria Light	36,2	0,1
Brunei	Champion	24,4	0,1
Brunei	Champion Condensate	65	0,1
Brunei	Brunei LS Blend	32	0,1
Brunei	Brunei Condensate	65	N.V.
Brunei	Champion Export	23,9	0,12
Kamerun	Kole Marine Blend	34,9	0,3
Kamerun	Lokele	21,5	0,5
Kamerun	Moudi Light	40	N.V.
Kamerun	Moudi Heavy	21,3	N.V.
Kamerun	Ebome	32,1	0,35
Kamerun	Cameroon Miscellaneous	N.V.	N.V.
Kanada	Peace River Light	41	N.V.
Kanada	Peace River Medium	33	N.V.
Kanada	Peace River Heavy	23	N.V.
Kanada	Manyberries	36,5	N.V.
Kanada	Rainbow Light and Medium	40,7	N.V.
Kanada	Pembina	33	N.V.
Kanada	Bells Hill Lake	32	N.V.
Kanada	Fosterton Condensate	63	N.V.
Kanada	Rangeland Condensate	67,3	N.V.
Kanada	Redwater	35	N.V.
Kanada	Lloydminster	20,7	2,8
Kanada	Wainwright-Kinsella	23,1	2,3
Kanada	Bow River Heavy	26,7	2,4
Kanada	Fosterton	21,4	3
Kanada	Smiley-Coleville	22,5	2,2
Kanada	Midale	29	2,4
Kanada	Milk River Pipeline	36	1,4
Kanada	Ipl-Mix Sweet	40	0,2
Kanada	Ipl-Mix Sour	38	0,5
Kanada	Ipl Condensate	55	0,3
Kanada	Aurora Light	39,5	0,4
Kanada	Aurora Condensate	65	0,3
Kanada	Reagan Field	35	0,2
Kanada	Synthetic Canada	30,3	1,7
Kanada	Cold Lake	13,2	4,1
Kanada	Cold Lake Blend	26,9	3
Kanada	Canadian Federated	39,4	0,3
Kanada	Chauvin	22	2,7
Kanada	Gcos	23	N.V.
Kanada	Gulf Alberta L & M	35,1	1
Kanada	Light Sour Blend	35	1,2
Kanada	Lloyd Blend	22	2,8
Kanada	Peace River Condensate	54,9	N.V.
Kanada	Sarnium Condensate	57,7	N.V.
Kanada	Saskatchewan Light	32,9	N.V.
Kanada	Sweet Mixed Blend	38	0,5
Kanada	Syncrude	32	0,1
Kanada	Rangeland — South L & M	39,5	0,5
Kanada	Northblend Nevis	34	N.V.
Kanada	Canadian Common Condensate	55	N.V.

Kanada	Canadian Common	39	0,3
Kanada	Waterton Condensate	65,1	N.V.
Kanada	Panuke Condensate	56	N.V.
Kanada	Federated Light and Medium	39,7	2
Kanada	Wabasca	23	N.V.
Kanada	Hibernia	37,3	0,37
Kanada	BC Light	40	N.V.
Kanada	Boundary	39	N.V.
Kanada	Albian Heavy	21	N.V.
Kanada	Koch Alberta	34	N.V.
Kanada	Terra Nova	32,3	N.V.
Kanada	Echo Blend	20,6	3,15
Kanada	Western Canadian Blend	19,8	3
Kanada	Western Canadian Select	20,5	3,33
Kanada	White Rose	31,0	0,31
Kanada	Access	22	N.V.
Kanada	Premium Albian Synthetic Heavy	20,9	N.V.
Kanada	Albian Residuum Blend (ARB)	20,03	2,62
Kanada	Christina Lake	20,5	3
Kanada	CNRL	34	N.V.
Kanada	Husky Synthetic Blend	31,91	0,11
Kanada	Premium Albian Synthetic (PAS)	35,5	0,04
Kanada	Seal Heavy (SH)	19,89	4,54
Kanada	Suncor Synthetic A (OSA)	33,61	0,178
Kanada	Suncor Synthetic H (OSH)	19,53	3,079
Kanada	Peace Sour	33	N.V.
Kanada	Western Canadian Resid	20,7	N.V.
Kanada	Christina Dilbit Blend	21,0	N.V.
Kanada	Christina Lake Dilbit	38,08	3,80
Tschad	Doba Blend (Early Production)	24,8	0,14
Tschad	Doba Blend (Later Production)	20,8	0,17
Chile	Chile Miscellaneous	N.V.	N.V.
China	Taching (Daqing)	33	0,1
China	Shengli	24,2	1
China	Beibu	N.V.	N.V.
China	Chengbei	17	N.V.
China	Lufeng	34,4	N.V.
China	Xijiang	28	N.V.
China	Wei Zhou	39,9	N.V.
China	Liu Hua	21	N.V.
China	Boz Hong	17	0,282
China	Peng Lai	21,8	0,29
China	Xi Xiang	32,18	0,09
Kolumbien	Onto	35,3	0,5
Kolumbien	Putamayo	35	0,5
Kolumbien	Rio Zulia	40,4	0,3
Kolumbien	Orito	34,9	0,5
Kolumbien	Cano-Limon	30,8	0,5
Kolumbien	Lasmo	30	N.V.
Kolumbien	Cano Duya-1	28	N.V.
Kolumbien	Corocora-1	31,6	N.V.
Kolumbien	Suria Sur-1	32	N.V.
Kolumbien	Tunane-1	29	N.V.

Kolumbien	Casanare	23	N.V.
Kolumbien	Cusiana	44,4	0,2
Kolumbien	Vasconia	27,3	0,6
Kolumbien	Castilla Blend	20,8	1,72
Kolumbien	Cupiaga	43,11	0,082
Kolumbien	South Blend	28,6	0,72
Kongo (Brazzaville)	Emeraude	23,6	0,5
Kongo (Brazzaville)	Djeno Blend	26,9	0,3
Kongo (Brazzaville)	Viodo Marina-1	26,5	N.V.
Kongo (Brazzaville)	Nkossa	47	0,03
Kongo (Kinshasa)	Muanda	34	0,1
Kongo (Kinshasa)	Congo/Zaire	31,7	0,1
Kongo (Kinshasa)	Coco	30,4	0,15
Côte d'Ivoire	Espoir	31,4	0,3
Côte d'Ivoire	Lion Cote	41,1	0,101
Dänemark	Dan	30,4	0,3
Dänemark	Gorm	33,9	0,2
Dänemark	Danish North Sea	34,5	0,26
Dubai	Dubai (Fateh)	31,1	2
Dubai	Margham Light	50,3	0
Ecuador	Oriente	29,2	1
Ecuador	Quito	29,5	0,7
Ecuador	Santa Elena	35	0,1
Ecuador	Limoncoha-1	28	N.V.
Ecuador	Frontera-1	30,7	N.V.
Ecuador	Bogi-1	21,2	N.V.
Ecuador	Napo	19	2
Ecuador	Napo Light	19,3	N.V.
Ägypten	Belayim	27,5	2,2
Ägypten	El Morgan	29,4	1,7
Ägypten	Rhas Gharib	24,3	3,3
Ägypten	Gulf of Suez Mix	31,9	1,5
Ägypten	Geysum	19,5	N.V.
Ägypten	East Gharib (J-1)	37,9	N.V.
Ägypten	Mango-1	35,1	N.V.
Ägypten	Rhas Budran	25	N.V.
Ägypten	Zeit Bay	34,1	0,1
Ägypten	East Zeit Mix	39	0,87
Äquatorialguinea	Zafiro	30,3	N.V.
Äquatorialguinea	Alba Condensate	55	N.V.
Äquatorialguinea	Ceiba	30,1	0,42
Gabun	Gamba	31,8	0,1
Gabun	Mandji	30,5	1,1
Gabun	Lucina Marine	39,5	0,1
Gabun	Oguendjo	35	N.V.
Gabun	Rabi-Kouanga	34	0,6
Gabun	T'Catamba	44,3	0,21
Gabun	Rabi	33,4	0,06
Gabun	Rabi Blend	34	N.V.
Gabun	Rabi Light	37,7	0,15
Gabun	Etame Marin	36	N.V.
Gabun	Olende	17,6	1,54
Gabun	Gabonian Miscellaneous	N.V.	N.V.

Georgien	Georgian Miscellaneous	N.V.	N.V.
Ghana	Bonsu	32	0,1
Ghana	Salt Pond	37,4	0,1
Guatemala	Coban	27,7	N.V.
Guatemala	Rubelsanto	27	N.V.
Indien	Bombay High	39,4	0,2
Indonesien	Minas (Sumatran Light)	34,5	0,1
Indonesien	Ardjuna	35,2	0,1
Indonesien	Attaka	42,3	0,1
Indonesien	Suri	18,4	0,2
Indonesien	Sanga Sanga	25,7	0,2
Indonesien	Sepinggan	37,9	0,9
Indonesien	Walio	34,1	0,7
Indonesien	Arimbi	31,8	0,2
Indonesien	Poleng	43,2	0,2
Indonesien	Handil	32,8	0,1
Indonesien	Jatibarang	29	0,1
Indonesien	Cinta	33,4	0,1
Indonesien	Bekapai	40	0,1
Indonesien	Katapa	52	0,1
Indonesien	Salawati	38	0,5
Indonesien	Duri (Sumatran Heavy)	21,1	0,2
Indonesien	Sembakung	37,5	0,1
Indonesien	Badak	41,3	0,1
Indonesien	Arun Condensate	54,5	N.V.
Indonesien	Udang	38	0,1
Indonesien	Klamono	18,7	1
Indonesien	Bunya	31,7	0,1
Indonesien	Pamusian	18,1	0,2
Indonesien	Kerindigan	21,6	0,3
Indonesien	Melahin	24,7	0,3
Indonesien	Bunyu	31,7	0,1
Indonesien	Camar	36,3	N.V.
Indonesien	Cinta Heavy	27	N.V.
Indonesien	Lalang	40,4	N.V.
Indonesien	Kakap	46,6	N.V.
Indonesien	Sisi-1	40	N.V.
Indonesien	Giti-1	33,6	N.V.
Indonesien	Ayu-1	34,3	N.V.
Indonesien	Bima	22,5	N.V.
Indonesien	Padang Isle	34,7	N.V.
Indonesien	Intan	32,8	N.V.
Indonesien	Sepinggan — Yakin Mixed	31,7	0,1
Indonesien	Widuri	32	0,1
Indonesien	Belida	45,9	0
Indonesien	Senipah	51,9	0,03
Iran	Iranian Light	33,8	1,4
Iran	Iranian Heavy	31	1,7
Iran	Soroosh (Cyrus)	18,1	3,3
Iran	Dorrood (Darius)	33,6	2,4
Iran	Rostam	35,9	1,55
Iran	Salmon (Sassan)	33,9	1,9
Iran	Feroozan (Fereidoon)	31,3	2,5

Iran	Aboozar (Ardeshir)	26,9	2,5
Iran	Sirri	30,9	2,3
Iran	Bahrgansar/Nowruz (SIRIP Blend)	27,1	2,5
Iran	Bahr/Nowruz	25,0	2,5
Iran	Iranian Miscellaneous	N.V.	N.V.
Irak	Basrah Light (Pers. Gulf)	33,7	2
Irak	Kirkuk (Pers. Gulf)	35,1	1,9
Irak	Mishrif (Pers. Gulf)	28	N.V.
Irak	Bai Hasson (Pers. Gulf)	34,1	2,4
Irak	Basrah Medium (Pers. Gulf)	31,1	2,6
Irak	Basrah Heavy (Pers. Gulf)	24,7	3,5
Irak	Kirkuk Blend (Pers. Gulf)	35,1	2
Irak	N. Rumalia (Pers. Gulf)	34,3	2
Irak	Ras el Behar	33	N.V.
Irak	Basrah Light (Red Sea)	33,7	2
Irak	Kirkuk (Red Sea)	36,1	1,9
Irak	Mishrif (Red Sea)	28	N.V.
Irak	Bai Hasson (Red Sea)	34,1	2,4
Irak	Basrah Medium (Red Sea)	31,1	2,6
Irak	Basrah Heavy (Red Sea)	24,7	3,5
Irak	Kirkuk Blend (Red Sea)	34	1,9
Irak	N. Rumalia (Red Sea)	34,3	2
Irak	Ratawi	23,5	4,1
Irak	Basrah Light (Turkey)	33,7	2
Irak	Kirkuk (Turkey)	36,1	1,9
Irak	Mishrif (Turkey)	28	N.V.
Irak	Bai Hasson (Turkey)	34,1	2,4
Irak	Basrah Medium (Turkey)	31,1	2,6
Irak	Basrah Heavy (Turkey)	24,7	3,5
Irak	Kirkuk Blend (Turkey)	34	1,9
Irak	N. Rumalia (Turkey)	34,3	2
Irak	FAO Blend	27,7	3,6
Kasachstan	Kumkol	42,5	0,07
Kasachstan	CPC Blend	44,2	0,54
Kuwait	Mina al Ahmadi (Kuwait Export)	31,4	2,5
Kuwait	Magwa (Lower Jurassic)	38	N.V.
Kuwait	Burgan (Wafra)	23,3	3,4
Libyen	Bu Attifel	43,6	0
Libyen	Amna (high pour)	36,1	0,2
Libyen	Brega	40,4	0,2
Libyen	Sirtica	43,3	0,43
Libyen	Zueitina	41,3	0,3
Libyen	Bunker Hunt	37,6	0,2
Libyen	El Hofra	42,3	0,3
Libyen	Dahra	41	0,4
Libyen	Sarir	38,3	0,2
Libyen	Zueitina Condensate	65	0,1
Libyen	El Sharara	42,1	0,07
Malaysia	Miri Light	36,3	0,1
Malaysia	Tembungo	37,5	N.V.
Malaysia	Labuan Blend	33,2	0,1
Malaysia	Tapis	44,3	0,1
Malaysia	Tembungo	37,4	0

Malaysia	Bintulu	26,5	0,1
Malaysia	Bekok	49	N.V.
Malaysia	Pulai	42,6	N.V.
Malaysia	Dulang	39	0,037
Mauretanien	Chinguetti	28,2	0,51
Mexiko	Isthmus	32,8	1,5
Mexiko	Maya	22	3,3
Mexiko	Olmeca	39	N.V.
Mexiko	Altamira	16	N.V.
Mexiko	Topped Isthmus	26,1	1,72
Niederlande	Alba	19,59	N.V.
Neutrale Zone	Eocene (Wafra)	18,6	4,6
Neutrale Zone	Hout	32,8	1,9
Neutrale Zone	Khafji	28,5	2,9
Neutrale Zone	Burgan (Wafra)	23,3	3,4
Neutrale Zone	Ratawi	23,5	4,1
Neutrale Zone	Neutral Zone Mix	23,1	N.V.
Neutrale Zone	Khafji Blend	23,4	3,8
Nigeria	Forcados Blend	29,7	0,3
Nigeria	Escravos	36,2	0,1
Nigeria	Brass River	40,9	0,1
Nigeria	Qua Iboe	35,8	0,1
Nigeria	Bonny Medium	25,2	0,2
Nigeria	Pennington	36,6	0,1
Nigeria	Bomu	33	0,2
Nigeria	Bonny Light	36,7	0,1
Nigeria	Brass Blend	40,9	0,1
Nigeria	Gilli Gilli	47,3	N.V.
Nigeria	Adanga	35,1	N.V.
Nigeria	Iyak-3	36	N.V.
Nigeria	Antan	35,2	N.V.
Nigeria	OSO	47	0,06
Nigeria	Ukpokiti	42,3	0,01
Nigeria	Yoho	39,6	N.V.
Nigeria	Okwori	36,9	N.V.
Nigeria	Bonga	28,1	N.V.
Nigeria	ERHA	31,7	0,21
Nigeria	Amenam Blend	39	0,09
Nigeria	Akpo	45,17	0,06
Nigeria	EA	38	N.V.
Nigeria	Agbami	47,2	0,044
Norwegen	Ekofisk	43,4	0,2
Norwegen	Tor	42	0,1
Norwegen	Statfjord	38,4	0,3
Norwegen	Heidrun	29	N.V.
Norwegen	Norwegian Forties	37,1	N.V.
Norwegen	Gullfaks	28,6	0,4
Norwegen	Oseberg	32,5	0,2
Norwegen	Norne	33,1	0,19
Norwegen	Troll	28,3	0,31
Norwegen	Draugen	39,6	N.V.
Norwegen	Sleipner Condensate	62	0,02
Oman	Oman Export	36,3	0,8

Papua-Neuguinea	Kutubu	44	0,04
Peru	Loreto	34	0,3
Peru	Talara	32,7	0,1
Peru	High Cold Test	37,5	N.V.
Peru	Bayovar	22,6	N.V.
Peru	Low Cold Test	34,3	N.V.
Peru	Carmen Central-5	20,7	N.V.
Peru	Shiviyacu-23	20,8	N.V.
Peru	Mayna	25,7	N.V.
Philippinen	Nido	26,5	N.V.
Philippinen	Philippines Miscellaneous	N.V.	N.V.
Katar	Dukhan	41,7	1,3
Katar	Qatar Marine	35,3	1,6
Katar	Qatar Land	41,4	N.V.
Ras al Chaima	Rak Condensate	54,1	N.V.
Ras al Chaima	Ras Al Khaimah Miscellaneous	N.V.	N.V.
Russland	Urals	31	2
Russland	Russian Export Blend	32,5	1,4
Russland	M100	17,6	2,02
Russland	M100 Heavy	16,67	2,09
Russland	Siberian Light	37,8	0,4
Russland	E4 (Gravenshon)	19,84	1,95
Russland	E4 Heavy	18	2,35
Russland	Purovsky Condensate	64,1	0,01
Russland	Sokol	39,7	0,18
Saudi-Arabien	Light (Pers. Gulf)	33,4	1,8
Saudi-Arabien	Heavy (Pers. Gulf) (Safaniya)	27,9	2,8
Saudi-Arabien	Medium (Pers. Gulf) (Khursaniyah)	30,8	2,4
Saudi-Arabien	Extra Light (Pers. Gulf) (Berri)	37,8	1,1
Saudi-Arabien	Light (Yanbu)	33,4	1,2
Saudi-Arabien	Heavy (Yanbu)	27,9	2,8
Saudi-Arabien	Medium (Yanbu)	30,8	2,4
Saudi-Arabien	Berri (Yanbu)	37,8	1,1
Saudi-Arabien	Medium (Zuluf/Marjan)	31,1	2,5
Schardscha	Mubarek Schardscha	37	0,6
Schardscha	Sharjah Condensate	49,7	0,1
Singapur	Rantau	50,5	0,1
Spanien	Amposta Marina North	37	N.V.
Spanien	Casablanca	34	N.V.
Spanien	El Dorado	26,6	N.V.
Syrien	Syrian Straight	15	N.V.
Syrien	Thayyem	35	N.V.
Syrien	Omar Blend	38	N.V.
Syrien	Omar	36,5	0,1
Syrien	Syrian Light	36	0,6
Syrien	Souedie	24,9	3,8
Thailand	Erawan Condensate	54,1	N.V.
Thailand	Sirikit	41	N.V.
Thailand	Nang Nuan	30	N.V.
Thailand	Bualuang	27	N.V.
Thailand	Benchamas	42,4	0,12
Trinidad und Tobago	Galeota Mix	32,8	0,3
Trinidad und Tobago	Trintopoc	24,8	N.V.

Trinidad und Tobago	Land/Trinmar	23,4	1,2
Trinidad und Tobago	Calypso Miscellaneous	30,84	0,59
Tunesien	Zarzaitine	41,9	0,1
Tunesien	Ashtart	29	1
Tunesien	El Borma	43,3	0,1
Tunesien	Ezzaouia-2	41,5	N.V.
Türkei	Turkish Miscellaneous	N.V.	N.V.
Ukraine	Ukraine Miscellaneous	N.V.	N.V.
Vereinigtes Königreich	Auk	37,2	0,5
Vereinigtes Königreich	Beatrice	38,7	0,05
Vereinigtes Königreich	Brae	33,6	0,7
Vereinigtes Königreich	Buchan	33,7	0,8
Vereinigtes Königreich	Claymore	30,5	1,6
Vereinigtes Königreich	S.V. (Brent)	36,7	0,3
Vereinigtes Königreich	Tartan	41,7	0,6
Vereinigtes Königreich	Tern	35	0,7
Vereinigtes Königreich	Magnus	39,3	0,3
Vereinigtes Königreich	Dunlin	34,9	0,4
Vereinigtes Königreich	Fulmar	40	0,3
Vereinigtes Königreich	Hutton	30,5	0,7
Vereinigtes Königreich	N.W. Hutton	36,2	0,3
Vereinigtes Königreich	Maureen	35,5	0,6
Vereinigtes Königreich	Murchison	38,8	0,3
Vereinigtes Königreich	Ninian Blend	35,6	0,4
Vereinigtes Königreich	Montrose	40,1	0,2
Vereinigtes Königreich	Beryl	36,5	0,4
Vereinigtes Königreich	Piper	35,6	0,9
Vereinigtes Königreich	Forties	36,6	0,3
Vereinigtes Königreich	Brent Blend	38	0,4
Vereinigtes Königreich	Flotta	35,7	1,1
Vereinigtes Königreich	Thistle	37	0,3
Vereinigtes Königreich	S.V. (Ninian)	38	0,3
Vereinigtes Königreich	Argyle	38,6	0,2
Vereinigtes Königreich	Heather	33,8	0,7
Vereinigtes Königreich	South Birch	38,6	N.V.
Vereinigtes Königreich	Wytch Farm	41,5	N.V.
Vereinigtes Königreich	Cormorant North	34,9	0,7
Vereinigtes Königreich	Cormorant South (Cormorant „A“)	35,7	0,6
Vereinigtes Königreich	Alba	19,2	N.V.
Vereinigtes Königreich	Foinhaven	26,3	0,38
Vereinigtes Königreich	Schiehallion	25,8	N.V.
Vereinigtes Königreich	Captain	19,1	0,7
Vereinigtes Königreich	Harding	20,7	0,59
US Alaska	ANS	N.V.	N.V.
US Colorado	Niobrara	N.V.	N.V.
US New Mexico	Four Corners	N.V.	N.V.
US North Dakota	Bakken	N.V.	N.V.
US North Dakota	North Dakota Sweet	N.V.	N.V.
US Texas	WTI	N.V.	N.V.
US Texas	Eagle Ford	N.V.	N.V.
US Utah	Covenant	N.V.	N.V.
US Federal OCS	Beta	N.V.	N.V.
US Federal OCS	Carpinteria	N.V.	N.V.

US Federal OCS	Dos Cuadras	N.V.	N.V.
US Federal OCS	Hondo	N.V.	N.V.
US Federal OCS	Hueneme	N.V.	N.V.
US Federal OCS	Pescado	N.V.	N.V.
US Federal OCS	Point Arguello	N.V.	N.V.
US Federal OCS	Point Pedernales	N.V.	N.V.
US Federal OCS	Sacate	N.V.	N.V.
US Federal OCS	Santa Clara	N.V.	N.V.
US Federal OCS	Sockeye	N.V.	N.V.
Usbekistan	Uzbekistan Miscellaneous	N.V.	N.V.
Venezuela	Jobo (Monagas)	12,6	2
Venezuela	Lama Lamar	36,7	1
Venezuela	Mariago	27	1,5
Venezuela	Ruiz	32,4	1,3
Venezuela	Tucipido	36	0,3
Venezuela	Venez Lot 17	36,3	0,9
Venezuela	Mara 16/18	16,5	3,5
Venezuela	Tia Juana Light	32,1	1,1
Venezuela	Tia Juana Med 26	24,8	1,6
Venezuela	Officina	35,1	0,7
Venezuela	Bachaquero	16,8	2,4
Venezuela	Cento Lago	36,9	1,1
Venezuela	Lagunillas	17,8	2,2
Venezuela	La Rosa Medium	25,3	1,7
Venezuela	San Joaquin	42	0,2
Venezuela	Lagotreco	29,5	1,3
Venezuela	Lagocinco	36	1,1
Venezuela	Boscan	10,1	5,5
Venezuela	Leona	24,1	1,5
Venezuela	Barinas	26,2	1,8
Venezuela	Sylvestre	28,4	1
Venezuela	Mesa	29,2	1,2
Venezuela	Ceuta	31,8	1,2
Venezuela	Lago Medio	31,5	1,2
Venezuela	Tigre	24,5	N.V.
Venezuela	Anaco Wax	41,5	0,2
Venezuela	Santa Rosa	49	0,1
Venezuela	Bombai	19,6	1,6
Venezuela	Aguasay	41,1	0,3
Venezuela	Anaco	43,4	0,1
Venezuela	BCF-Bach/Lag17	16,8	2,4
Venezuela	BCF-Bach/Lag21	20,4	2,1
Venezuela	BCF-21,9	21,9	N.V.
Venezuela	BCF-24	23,5	1,9
Venezuela	BCF-31	31	1,2
Venezuela	BCF Blend	34	1
Venezuela	Bolival Coast	23,5	1,8
Venezuela	Ceuta/Bach 18	18,5	2,3
Venezuela	Corridor Block	26,9	1,6
Venezuela	Cretaceous	42	0,4
Venezuela	Guanipa	30	0,7
Venezuela	Lago Mix Med.	23,4	1,9
Venezuela	Larosa/Lagun	23,8	1,8

Venezuela	Menemoto	19,3	2,2
Venezuela	Cabimas	20,8	1,8
Venezuela	BCF-23	23	1,9
Venezuela	Oficina/Mesa	32,2	0,9
Venezuela	Pilon	13,8	2
Venezuela	Recon (Venez)	34	N.V.
Venezuela	102 Tj (25)	25	1,6
Venezuela	Tjl Cretaceous	39	0,6
Venezuela	Tia Juana Pesado (Heavy)	12,1	2,7
Venezuela	Mesa-Recon	28,4	1,3
Venezuela	Oritupano	19	2
Venezuela	Hombre Pintado	29,7	0,3
Venezuela	Merey	17,4	2,2
Venezuela	Lago Light	41,2	0,4
Venezuela	Laguna	11,2	0,3
Venezuela	Bach/Ceuta Mix	24	1,2
Venezuela	Bachaquero 13	13	2,7
Venezuela	Ceuta — 28	28	1,6
Venezuela	Temblador	23,1	0,8
Venezuela	Lagomar	32	1,2
Venezuela	Taparito	17	N.V.
Venezuela	BCF-Heavy	16,7	N.V.
Venezuela	BCF-Medium	22	N.V.
Venezuela	Caripito Blend	17,8	N.V.
Venezuela	Laguna/Ceuta Mix	18,1	N.V.
Venezuela	Morichal	10,6	N.V.
Venezuela	Pedenales	20,1	N.V.
Venezuela	Quiriquire	16,3	N.V.
Venezuela	Tucupita	17	N.V.
Venezuela	Furrial-2 (E. Venezuela)	27	N.V.
Venezuela	Curazao Blend	18	N.V.
Venezuela	Santa Barbara	36,5	N.V.
Venezuela	Cerro Negro	15	N.V.
Venezuela	BCF22	21,1	2,11
Venezuela	Hamaca	26	1,55
Venezuela	Zuata 10	15	N.V.
Venezuela	Zuata 20	25	N.V.
Venezuela	Zuata 30	35	N.V.
Venezuela	Monogas	15,9	3,3
Venezuela	Corocoro	24	N.V.
Venezuela	Petrozuata	19,5	2,69
Venezuela	Morichal 16	16	N.V.
Venezuela	Guafita	28,6	0,73
Vietnam	Bach Ho (White Tiger)	38,6	0
Vietnam	Dai Hung (Big Bear)	36,9	0,1
Vietnam	Rang Dong	37,7	0,5
Vietnam	Ruby	35,6	0,08
Vietnam	Su Tu Den (Black Lion)	36,8	0,05
Jemen	North Yemeni Blend	40,5	N.V.
Jemen	Alif	40,4	0,1
Jemen	Maarib Lt.	49	0,2
Jemen	Masila Blend	30-31	0,6
Jemen	Shabwa Blend	34,6	0,6

Andere	Ölschiefer	N.V.	N.V.
Andere	Schieferöl	N.V.	N.V.
Andere	Erdgas: aus der Quelle	N.V.	N.V.
Andere	Erdgas: aus LNG	N.V.	N.V.
Andere	Schiefergas: aus der Quelle	N.V.	N.V.
Andere	Kohle	N.V.	N.V.

Köstinger

