Dieses Dokument ist lediglich eine Dokumentationshilfe, für deren Richtigkeit die Organe der Union keine Gewähr übernehmen

►B

RICHTLINIE (EU) 2015/652 DES RATES

vom 20. April 2015

zur Festlegung von Berechnungsverfahren und Berichterstattungspflichten gemäß der Richtlinie 98/70/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über die Qualität von Otto- und Dieselkraftstoffen

(ABl. L 107 vom 25.4.2015, S. 26)

Berichtigt durch:

►C1 Berichtigung, ABl. L 129 vom 27.5.2015, S. 53 (2015/652)

▼B

RICHTLINIE (EU) 2015/652 DES RATES

vom 20. April 2015

zur Festlegung von Berechnungsverfahren und Berichterstattungspflichten gemäß der Richtlinie 98/70/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über die Qualität von Otto- und Dieselkraftstoffen

DER RAT DER EUROPÄISCHEN UNION —

gestützt auf den Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union,

gestützt auf die Richtlinie 98/70/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 1998 über die Qualität von Otto- und Dieselkraftstoffen und zur Änderung der Richtlinie 93/12/EWG des Rates ([1]), insbesondere auf Artikel 7a Absatz 5,

auf Vorschlag der Europäischen Kommission,

in Erwägung nachstehender Gründe:

(1) Das gemäß Artikel 7a Absatz 5 der Richtlinie 98/70/EG einzurichtende Verfahren zur Berechnung der Treibhausgasemissionen von Kraftstoffen und anderen Energieträgern aus nicht-biogenen Quellen sollte zu einer hinreichend genauen Berichterstattung führen, so dass die Kommission kritisch die Leistung von Anbietern bei der Erfüllung ihrer Verpflichtungen gemäß Artikel 7a Absatz 2 der genannten Richtlinie bewerten kann. Das Berechnungsverfahren sollte Genauigkeit sicherstellen und gleichzeitig die Komplexität der damit verbundenen Verwaltungserfordernisse berücksichtigen. Darüber hinaus sollte es den Anbietern Anreize dafür geben, die Treibhausgasintensität der von ihnen gelieferten Kraftstoffe zu verringern. Außerdem sollte sorgfältig geprüft werden, wie sich das Berechnungsverfahren auf Raffinerien in der Union auswirkt. Deswegen sollte sich das Berechnungsverfahren auf die durchschnittlichen Treibhausgasintensitäten stützen, die einem für einen bestimmten Kraftstoff typischen Industriedurchschnitt entsprechen. Der Vorteil dabei wäre ein geringerer Verwaltungsaufwand für Anbieter und Mitgliedstaaten. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt sollte das vorgeschlagene Berechnungsverfahren keine Differenzierung der Treibhausgasintensität von Kraftstoffen auf der Grundlage der Rohstoffquelle erfordern, da dies den laufenden Investitionen in bestimmte Raffinerien in der Union abträglich wäre.

(2) Die Berichterstattungspflichten von Anbietern, die kleine oder mittlere Unternehmen (KMU) im Sinne der Empfehlung 2003/361/EG der Kommission ([2]) sind, sollten so gering, wie im Rahmen von Artikel 7a Absatz 1 der Richtlinie 98/70/EG möglich, gehalten werden. Ebenso sollten die Einführer von außerhalb der Union raffinierten Otto- und Dieselkraftstoffen nicht verpflichtet sein, detaillierte Informationen zu den Quellen der Rohöle, aus denen diese Kraftstoffe hergestellt wurden, zu übermitteln, da diese Angaben möglicherweise nicht vorliegen oder schwierig zu beschaffen sind.

([1]) ABl. L 350 vom 28.12.1998, S. 58.
([2]) Empfehlung 2003/361/EG der Kommission vom 6. Mai 2003 betreffend die Definition der Kleinstunternehmen sowie der kleinen und mittleren Unternehmen (ABl. L 124 vom 20.5.2003, S. 36).

▼B

(3) Um Anreize für weitere Reduktionen der Treibhausgasemissionen zu schaffen, sollten Einsparungen, die für Upstream-Emissions-Reduktionen (UER), einschließlich solcher aus dem Abfackeln und Entgasen, geltend gemacht werden, in die Berechnung der Lebenszyklustreibhausgasemissionen der Anbieter einbezogen werden. Damit die Anbieter leichter UER geltend machen können, sollte für die Berechnung und Zertifizierung von Emissionsreduktionen der Einsatz unterschiedlicher Systeme zugelassen werden. In Betracht kommen sollten nur UER-Projekte, die nach Festsetzung des Kraftstoffbasiswerts in Artikel 7a Absatz 5 Buchstabe b der Richtlinie 98/70/EG, also nach dem 1. Januar 2011, beginnen.

(4) Gewichtete durchschnittliche Treibhausgasstandardwerte, die die in der Union verbrauchten Rohöle repräsentieren, bieten ein einfaches Berechnungsverfahren, nach dem die Anbieter den Treibhausgasgehalt der von ihnen gelieferten Kraftstoffe bestimmen können.

(5) UER sollten nach Grundsätzen und Normen geschätzt und validiert werden, die in internationalen Normen, insbesondere ISO 14064, ISO 14065 und ISO 14066 enthalten sind.

(6) Es ist außerdem angezeigt, den Mitgliedstaaten die Umsetzung von Rechtsvorschriften über UER, einschließlich aus dem Abfackeln und Entgasen, zu erleichtern. Zu diesem Zweck sollten unter der Leitung der Kommission nichtlegislative Leitlinien zu Ansätzen erstellt werden, mit denen solche UER (einschließlich der Verringerung des Abfackelns und Entgasens an Förderstätten) quantifiziert, überprüft, validiert, überwacht und gemeldet werden, bevor der in Artikel 7 dieser Richtlinie festgelegte Umsetzungszeitraum abläuft.

(7) Gemäß Artikel 7a Absatz 5 Buchstabe b der Richtlinie 98/70/EG muss ein Verfahren geschaffen werden, nach dem auf der Grundlage der Lebenszyklustreibhausgasemissionen pro Energieeinheit aus fossilen Kraftstoffen der Basiswert im Jahr 2010 bestimmt wird. Der Kraftstoffbasiswert sollte sich auf die verbrauchten Mengen von Diesel- und Ottokraftstoff, Gasöl für mobile Maschinen und Geräte, Flüssiggas (LPG) und komprimiertem Erdgas (CNG) stützen und die Daten heranziehen, die im Jahr 2010 von den Mitgliedstaaten offiziell an die Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen (im Folgenden „UNFCCC“) weitergegeben wurden. Der Kraftstoffbasiswert sollte nicht die fossile Vergleichsgröße sein, die verwendet wird, um die Einsparungen von Treibhausgasemissionen aus Biokraftstoffen zu berechnen; diese sollte wie in Anhang IV der Richtlinie 98/70/EG festgelegt bestehen bleiben.

(8) Da sich die Zusammensetzung des maßgeblichen fossilen Kraftstoffmixes von einem Jahr zum anderen nur wenig ändert, wird auch die aggregierte Veränderung der Treibhausgasintensität fossiler Kraftstoffe im Laufe der Jahre gering sein. Daher sollten dem Kraftstoffbasiswert die durchschnittlichen EU-Verbrauchswerte aus dem Jahr 2010 zugrunde gelegt werden, welche die Mitgliedstaaten an die UNFCCC übermittelt haben.

▼B

(9) Der Kraftstoffbasiswert sollte eine durchschnittliche Intensität für die Upstream-Treibhausgasemissionen und die Intensität eines Kraftstoffs einer Raffinerie für fossile Kraftstoffe mit einer durchschnittlichen Komplexität darstellen. Deswegen sollte der Kraftstoffbasiswert anhand des durchschnittlichen Standardwerts für den jeweiligen Kraftstoff berechnet werden. Der Kraftstoffbasiswert sollte im Zeitraum bis 2020 nicht geändert werden, um den Anbietern Rechtssicherheit in Bezug auf ihre Verpflichtungen zur Minderung der Treibhausgasintensität der von ihnen gelieferten Kraftstoffe zu bieten.

(10) Gemäß Artikel 7a Absatz 5 Buchstabe d der Richtlinie 98/70/EG muss ein Verfahren zur Berechnung des Beitrags von Straßenfahrzeugen mit Elektroantrieb zur Reduktion von Lebenszyklustreibhausgasemissionen festgelegt werden. Jenem Artikel zufolge sollte das Berechnungsverfahren mit Artikel 3 Absatz 4 der Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates ([1]) vereinbar sein. Um die Vereinbarkeit zu gewährleisten, sollte derselbe Anpassungsfaktor für die Antriebsstrangeffizienz verwendet werden.

(11) Die Anbieter können gemäß Artikel 7a Absatz 1 der Richtlinie 98/70/EG den für die Verwendung im Straßenverkehr gelieferten elektrischen Strom in ihren jährlichen Berichten an die Mitgliedstaaten angeben. Zur Begrenzung der Verwaltungskosten empfiehlt es sich, das Berechnungsverfahren für die Zwecke der Berichterstattung durch die Anbieter auf eine Schätzung und nicht auf eine tatsächliche Messung des Stromverbrauchs durch ein Straßenfahrzeug oder Motorrad mit Elektroantrieb zu stützen.

(12) Es ist angezeigt, für die Fälle, in denen ein Biokraftstoff und ein fossiler Kraftstoff im selben Verfahren verarbeitet werden, ein ausführliches Konzept für die Schätzung der Menge und der Treibhausgasintensität von Biokraftstoffen vorzusehen. Ein spezielles Verfahren ist deshalb erforderlich, weil die resultierende Biokraftstoffmenge nicht gemessen werden kann, wie beispielsweise bei der gemeinsamen Hydrierung von pflanzlichen Ölen mit einem fossilen Kraftstoff. Artikel 7d Absatz 1 der Richtlinie 98/70/EG bestimmt, dass die Lebenszyklustreibhausgasemissionen von Biokraftstoffen für die Zwecke des Artikels 7a und des Artikels 7b Absatz 2 der Richtlinie 98/70/EG nach demselben Verfahren berechnet werden. Deswegen ist die Zertifizierung von Treibhausgasemissionen im Rahmen anerkannter freiwilliger Systeme sowohl für die Zwecke des Artikels 7a als auch für die Zwecke des Artikels 7b Absatz 2 der Richtlinie 98/70/EG gültig.

(13) Die Berichterstattungspflicht der Anbieter gemäß Artikel 7a Absatz 1 der Richtlinie 98/70/EG sollte durch ein harmonisiertes Format und harmonisierte Definitionen der zu übermittelnden Daten ergänzt werden. Da die Daten wichtig sind für das harmonisierte Berechnungsverfahren gemäß Artikel 7a Absatz 5 Buchstabe a der Richtlinie 98/70/EG, müssen die Definitionen der Daten harmonisiert werden, damit im Zusammenhang mit den Berichterstattungspflichten eines einzelnen Anbieters die Treibhausgasintensität ordnungsgemäß berechnet werden kann. Diese

([1]) Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 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. L 140 vom 5.6.2009, S. 16).

▼B

Daten umfassen die Kennung des Anbieters sowie die Menge und die Art der in Verkehr gebrachten Kraftstoffe oder Energieträger.

(14) Die Berichterstattungspflichten der Anbieter gemäß Artikel 7a Absatz 1 der Richtlinie 98/70/EG sollten durch harmonisierte Anforderungen an die Berichterstattung, ein Berichterstattungsformat und harmonisierte Definitionen für die Berichterstattung der Mitgliedstaaten an die Kommission zur Treibhausgasbilanz der in der Union verbrauchten Kraftstoffe ergänzt werden. Diese Berichterstattungspflichten ermöglichen es insbesondere, die in Anhang IV Teil C Ziffer 19 der Richtlinie 98/70/EG und in Anhang V Teil C Ziffer 19 der Richtlinie 2009/28/EG beschriebene fossile Vergleichsgröße für Kraftstoffe zu aktualisieren, sie erleichtern die Berichterstattung gemäß Artikel 8 Absatz 3 und Artikel 9 Absatz 2 der Richtlinie 98/70/EG und sie erleichtern die Anpassung des Berechnungsverfahrens an den technischen und wissenschaftlichen Fortschritt, so dass sichergestellt ist, dass es den verfolgten Zweck erfüllt. Die betreffenden Daten sollten die in Verkehr gebrachte Kraftstoff- oder Energiemenge, die Art des Kraftstoffs und des Energieträgers, den Erwerbsort und den Ursprung des in Verkehr gebrachten Kraftstoffs oder Energieträgers einschließen.

(15) Um den Verwaltungsaufwand zu verringern, ist es sachdienlich, dass die Mitgliedstaaten den Anbietern erlauben, die Berichterstattungspflichten durch Verwendung gleichwertiger Daten zu erfüllen, die im Rahmen anderer Vorschriften des Unionsrechts oder nationaler Rechtsvorschriften erhoben wurden, sofern die Berichterstattung gemäß den Anforderungen in Anhang IV und den Begriffsbestimmungen in den Anhängen I und III erfolgt.

(16) Um Gruppen von Anbietern gemäß Artikel 7a Absatz 4 der Richtlinie 98/70/EG die Berichterstattung zu erleichtern, können gemäß Artikel 7a Absatz 5 Buchstabe c der genannten Richtlinie die für die Anwendung von Absatz 4 erforderlichen Vorschriften erlassen werden. Da die einzelnen Anbieter verschiedene Kraftstoffe in unterschiedlichen Anteilen in Verkehr bringen und deswegen möglicherweise in unterschiedlichem Maß Ressourcen mobilisieren müssen, um das Treibhausgasminderungsziel zu erreichen, sollte die Berichterstattung erleichtert werden, um eine Störung der physischen Verbringung von Kraftstoffen zu vermeiden. Es ist daher notwendig, die Begriffsbestimmungen der Kennung des Anbieters, der in Verkehr gebrachten Kraftstoff- oder Energiemenge, der Art des Kraftstoffs und des Energieträgers, des Orts des Erwerbs und des Ursprungs des in Verkehr gebrachten Kraftstoffs oder Energieträgers zu harmonisieren. Um bei gemeinsamer Berichterstattung der Anbieter gemäß Artikel 7a Absatz 4 eine Doppelerfassung zu vermeiden, empfiehlt es sich außerdem, die Umsetzung der Verfahren zur Berechnung und die Berichterstattung in den Mitgliedstaaten einschließlich der Berichterstattung an die Kommission so zu harmonisieren, dass sich die erforderlichen Angaben einer Gruppe von Anbietern auf einen spezifischen Mitgliedstaat beziehen.

(17) Gemäß Artikel 8 Absatz 3 der Richtlinie 98/70/EG müssen die Mitgliedstaaten jährlich einen Bericht über die nationalen Daten zur Kraftstoffqualität für das vorangegangene Kalenderjahr vorlegen, der dem Muster entspricht, das in der Entscheidung 2002/159/EG der Kommission ([1]) festgelegt wurde. Um die durch

([1]) Entscheidung 2002/159/EG der Kommission vom 18. Februar 2002 über ein gemeinsames Muster für die Vorlage der zusammenfassenden Darstellungen der nationalen Daten zur Kraftstoffqualität (ABl. L 53 vom 23.2.2002, S. 30).

▼B

die Richtlinie 2009/30/EG des Europäischen Parlaments und des Rates ([1]) vorgenommenen Änderungen der Richtlinie 98/70/EG und die damit verbundenen zusätzlichen Berichterstattungspflichten der Mitgliedstaaten abzudecken und im Interesse der Effizienz und Harmonisierung ist es notwendig, klar zu bestimmen, welche Angaben übermittelt werden sollten, und ein Muster für die Übermittlung dieser Daten durch die Anbieter und die Mitgliedstaaten festzulegen.

(18) Die Kommission legte dem mit der Richtlinie 98/70/EG eingesetzten Ausschuss am 23. Februar 2012 einen Entwurf einer Maßnahme vor. Der Ausschuss konnte keine Stellungnahme mit der erforderlichen qualifizierten Mehrheit abgeben. Daher sollte die Kommission gemäß Artikel 5a Absatz 4 des Beschlusses 1999/468/EG des Rates ([2]) dem Rat einen Vorschlag unterbreiten —

HAT FOLGENDE RICHTLINIE ERLASSEN:

Artikel 1

Gegenstand — Geltungsbereich

(1) Mit dieser Richtlinie werden Vorschriften zu den Verfahren der Berechnung und den Berichterstattungspflichten nach der Richtlinie 98/70/EG festgelegt.

(2) Diese Richtlinie gilt für Kraftstoffe, die für den Antrieb von Straßenkraftfahrzeugen, mobilen Maschinen und Geräten (einschließlich nicht auf See befindlicher Binnenschiffe) sowie von land- und forstwirtschaftlichen Zugmaschinen und nicht auf See befindlichen Sportbooten verwendet werden, und für in Straßenfahrzeugen verwendeten elektrischen Strom.

Artikel 2

Begriffsbestimmungen

Im Sinne dieser Richtlinie und zusätzlich zu den in der Richtlinie 98/70/EG bereits enthaltenen Begriffsbestimmungen bezeichnet der Ausdruck

1. „Upstream-Emissionen“ sämtliche Treibhausgasemissionen, die entstanden sind, bevor der Rohstoff in eine Raffinerie oder Verarbeitungsanlage gelangte, in der der in Anhang I genannte Kraftstoff hergestellt wurde;

2. „Naturbitumen“ 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) ([3]), aufweisen;

([1]) Richtlinie 2009/30/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Änderung der Richtlinie 98/70/EG im Hinblick auf die Spezifikationen für Otto-, Diesel- und Gasölkraftstoffe und die Einführung eines Systems zur Überwachung und Verringerung der Treibhausgasemissionen sowie zur Änderung der Richtlinie 1999/32/EG des Rates im Hinblick auf die Spezifikationen für von Binnenschiffen gebrauchte Kraftstoffe und zur Aufhebung der Richtlinie 93/12/EWG (ABl. L 140 vom 5.6.2009, S. 88).

([2]) Beschluss 1999/468/EG des Rates vom 28. Juni 1999 zur Festlegung der Modalitäten für die Ausübung der der Kommission übertragenen Durchführungsbefugnisse (ABl. L 184 vom 17.7.1999, S. 23).

([3]) American Society for Testing and Materials, http://www.astm.org/index.shtml.

▼B

b) die eine jährliche Durchschnittsviskosität bei Lagerstättentemperatur haben, die höher ist als die durch die Gleichung Viskosität (in Centipoise) = $518{,}98^{e-0{,}038T}$ 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 des Rates [1] 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“ 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. „Kraftstoffbasiswert“ einen Kraftstoffbasiswert auf der Grundlage der Lebenszyklustreibhausgasemissionen pro Energieeinheit aus fossilen Kraftstoffen im Jahr 2010;

5. „konventionelles Rohöl“ jeden 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 fällt.

Artikel 3

Verfahren zur Berechnung der Treibhausgasintensität von gelieferten Kraftstoffen und Energie, mit Ausnahme von Biokraftstoffen, und zur Berichterstattung durch die Anbieter

(1) Für die Zwecke von Artikel 7a Absatz 2 der Richtlinie 98/70/EG stellen die Mitgliedstaaten sicher, dass die Anbieter die Treibhausgasintensität der von ihnen gelieferten Kraftstoffe nach dem Berechnungsverfahren gemäß Anhang I der vorliegenden Richtlinie bestimmen.

(2) Für die Zwecke von Artikel 7a Absatz 1 Unterabsatz 2 und von Artikel 7a Absatz 2 der Richtlinie 98/70/EG verlangen die Mitgliedstaaten von den Anbietern, bei der Datenübermittlung die Begriffsbestimmungen und das Berechnungsverfahren in Anhang I der vorliegenden Richtlinie heranzuziehen. Die Daten werden jährlich mithilfe des Musters in Anhang IV übermittelt.

(3) Für die Zwecke von Artikel 7a Absatz 4 der Richtlinie 98/70/EG stellt jeder Mitgliedstaat sicher, dass eine Gruppe von Anbietern, die

[1] Verordnung (EWG) Nr. 2658/87 des Rates vom 23. Juli 1987 über die zolltarifliche und statistische Nomenklatur sowie den Gemeinsamen Zolltarif (ABl. L 256 vom 7.9.1987, S. 1).

▼B

sich dafür entscheidet, als ein einzelner Anbieter zu gelten, ihre Verpflichtungen gemäß Artikel 7a Absatz 2 innerhalb des betreffenden Mitgliedstaats erfüllt.

(4) Bei Anbietern, die KMU sind, wenden die Mitgliedstaaten das vereinfachte Verfahren gemäß Anhang I der vorliegenden Richtlinie an.

Artikel 4

Berechnung des Kraftstoffbasiswerts und der Reduktion der Treibhausgasintensität

Zur Überprüfung der Einhaltung der Verpflichtungen gemäß Artikel 7a Absatz 2 der Richtlinie 98/70/EG durch die Anbieter verlangen die Mitgliedstaaten von diesen, die von ihnen erzielten Verringerungen der Lebenszyklustreibhausgasemissionen aus Kraftstoffen und elektrischem Strom mit dem Kraftstoffbasiswert gemäß Anhang II der vorliegenden Richtlinie zu vergleichen.

Artikel 5

Berichterstattung durch die Mitgliedstaaten

(1) Im Rahmen der Berichterstattung an die Kommission gemäß Artikel 8 Absatz 3 der Richtlinie 98/70/EG übermitteln die Mitgliedstaaten der Kommission Daten zur Einhaltung von Artikel 7a der genannten Richtlinie nach Maßgabe von Anhang III der vorliegenden Richtlinie.

(2) Die Mitgliedstaaten verwenden bei der Vorlage der Daten nach Anhang III die gemäß der Verordnung (EG) Nr. 401/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates ([1]) zur Verfügung gestellten ReportNet-Anwendungen der Europäischen Umweltagentur. Die Mitgliedstaaten übermitteln die Daten elektronisch an das von der Europäischen Umweltagentur verwaltete zentrale Datenarchiv.

(3) Die Daten werden jährlich unter Verwendung des in Anhang IV vorgegebenen Musters übermittelt. Die Mitgliedstaaten teilen der Kommission den Übermittlungszeitpunkt und den Namen der Kontaktperson in der Behörde mit, die für die Überprüfung der Daten und ihre Übermittlung an die Kommission zuständig ist.

Artikel 6

Sanktionen

Die Mitgliedstaaten legen fest, welche Sanktionen bei einem Verstoß gegen die nationalen Vorschriften zur Umsetzung dieser Richtlinie zu verhängen sind, und treffen alle Maßnahmen, die notwendig sind, um deren Durchsetzung zu gewährleisten. Die vorgesehenen Sanktionen müssen wirksam, verhältnismäßig und abschreckend sein. Die Mitgliedstaaten teilen der Kommission diese Bestimmungen bis zum 21. April 2017 mit und unterrichten sie unverzüglich über alle späteren Änderungen dieser Bestimmungen.

([1]) Verordnung (EG) Nr. 401/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 über die Europäische Umweltagentur und das Europäische Umweltinformations- und Umweltbeobachtungsnetz (ABl. L 126 vom 21.5.2009, S. 13).

▼B

Artikel 7

Umsetzung

(1) Die Mitgliedstaaten setzen die Rechts und Verwaltungsvorschriften in Kraft, die erforderlich sind, um dieser Richtlinie spätestens bis zum 21. April 2017 nachzukommen. Sie setzen die Kommission unverzüglich davon in Kenntnis.

(2) Wenn die Mitgliedstaaten diese Vorschriften erlassen, nehmen sie in den Vorschriften selbst oder durch einen Hinweis bei der amtlichen Veröffentlichung auf diese Richtlinie Bezug. Die Mitgliedstaaten regeln die Einzelheiten der Bezugnahme.

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

Artikel 8

Inkrafttreten

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

Artikel 9

Adressaten

Diese Richtlinie ist an die Mitgliedstaaten gerichtet.

▼B

ANHANG I

VERFAHREN ZUR BERECHNUNG DER LEBENSZYKLUSTREIBHAUSGASINTENSITÄT VON KRAFTSTOFFEN UND ENERGIETRÄGERN UND DIE BERICHTERSTATTUNG DARÜBER DURCH ANBIETER

Teil 1

Berechnung der Treibhausgasintensität der Kraftstoffe und Energieträger eines Anbieters

Die Treibhausgasintensität von Kraftstoffen und Energieträgern wird in Gramm Kohlendioxid-Äquivalent pro Megajoule Kraftstoff ($gCO_{2Äq}$/MJ) angegeben.

(1) Für die Berechnung der Treibhausgasintensität von Kraftstoffen werden die Treibhausgase Kohlendioxid (CO_2), Stickoxid (N_2O) und Methan ($CH_{4)}$ berücksichtigt. Zur Berechnung der CO_2-Äquivalenz werden Emissionen dieser Gase wie folgt nach Emissionen in CO_2-Äquivalent gewichtet:

CO_2: 1; CH_4: 25; N_2O: 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 Anbieters, die sich aus den Lebenszyklustreibhausgasemissionen sämtlicher gelieferter Kraftstoffe und der gesamten gelieferten Energie ergibt, wird nach der nachstehenden Formel berechnet:

$$\text{Treibhausgasintensität eines Anbieters}_{(\#)} = \frac{\sum_x (\blacktriangleright \mathbf{C1} GHGi_x \blacktriangleleft \times AF \times MJ_x) - UER}{\sum_x MJ_x}$$

Dabei ist

a) „#“ die in der Verordnung (EG) Nr. 684/2009 der Kommission ([1]) definierte Verbrauchsteuernummer des Anbieters (Steuerpflichtiger) (Verbrauchsteuernummer, Nummer des Systems zum Austausch von Verbrauchsteuerdaten (SEED) oder Umsatzsteuer (USt)-Identifikationsnummer in Anhang I Tabelle 1 Ziffer 5 Buchstabe a der Verordnung für die Bestimmungsort-Codes 1 bis 5 und 8), der auch der Verbrauchsteuerschuldner gemäß Artikel 8 der Richtlinie 2008/118/EG des Rates ([2]) zu dem Zeitpunkt ist, zu dem gemäß Artikel 7 Absatz 2 der Richtlinie 2008/118/EG der Verbrauchsteueranspruch entsteht. Ist diese Verbrauchsteuernummer nicht verfügbar, so gewährleisten die Mitgliedstaaten, dass gemäß einem nationalen Berichterstattungssystem für die Verbrauchsteuer ein gleichwertiges Identifizierungsmittel etabliert wird;

b) „x“ die Arten von Kraftstoffen und Energieträgern, die gemäß Anhang I Tabelle 1 Ziffer 17 Buchstabe c der Verordnung (EG) Nr. 684/2009 unter

([1]) Verordnung (EG) Nr. 684/2009 der Kommission vom 24. Juli 2009 zur Durchführung der Richtlinie 2008/118/EG des Rates in Bezug auf die EDV-gestützten Verfahren für die Beförderung verbrauchsteuerpflichtiger Waren unter Steueraussetzung (ABl. L 197 vom 29.7.2009, S. 24.).

([2]) Richtlinie 2008/118/EG des Rates vom 16. Dezember 2008 über das allgemeine Verbrauchsteuersystem und zur Aufhebung der Richtlinie 92/12/EWG (ABl. L 9 vom 14.1.2009, S. 12).

▼B

diese Richtlinie fallen. Liegen diese Daten nicht vor, so erhebt der Mitgliedstaat gleichwertige Daten entsprechend einem nationalen Berichterstattungssystem für die Verbrauchsteuer.

c) „MJ_x“ die gesamte gelieferte Energie, ausgedrückt in Megajoule, die aus den mitgeteilten Mengen des Kraftstoffes „x“ umgewandelt wurde. Die Berechnung wird vorgenommen wie folgt:

i) Die Menge jedes Kraftstoffs nach Kraftstoffart

Sie ergibt sich aus den übermittelten Daten gemäß Anhang I Tabelle 1 — Ziffer 17 Buchstaben d, f und o der Verordnung (EG) Nr. 684/2009. Biokraftstoffmengen werden anhand der in Anhang III der Richtlinie 2009/28/EG aufgeführten Energiedichte in den unteren Heizwert umgerechnet. Mengen von Kraftstoffen nicht-biogenen Ursprungs werden anhand der in Anlage 1 des „Well-to-Tank Report“ (Version 4) vom Juli 2013 ([1]) der Joint Research Centre-EUCAR-CONCAWE (JEC) ([2]) aufgeführten Energiedichtewerte in den unteren Heizwert umgerechnet.

ii) Die gemeinsame Verarbeitung von fossilen Kraftstoffen und Biokraftstoffen

Die Verarbeitung umfasst jede Veränderung während des Lebenszyklus eines gelieferten Kraftstoffs oder Energieträgers, die zu einer Veränderung der Molekularstruktur dieses Erzeugnisses führt. Die Zugabe eines Denaturierungsmittels fällt nicht unter diese Verarbeitung. 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 Teil C Ziffer 17 des Anhangs IV der Richtlinie 98/70/EG anhand der Energiebilanz und der Effizienz des Mitverarbeitungsprozesses bestimmt.

Werden unterschiedliche Biokraftstoffe mit fossilen Kraftstoffen vermischt, so berücksichtigen die Anbieter Menge und Art der einzelnen Biokraftstoffe in der Berechnung und teilen sie den Mitgliedstaaten mit.

Die Menge des gelieferten Biokraftstoffs, die nicht die Nachhaltigkeitskriterien erfüllt, auf die in Artikel 7b Absatz 1 der Richtlinie 98/70/EG verwiesen wird, wird als fossiler Kraftstoff gezählt.

Für die Zwecke von Artikel 6 der Verordnung (EG) Nr. 443/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates ([3]) wird ein E85-Benzin-Ethanol-Gemisch als separater Kraftstoff berechnet.

Werden Mengen nicht gemäß der Verordnung (EG) Nr. 684/2009 erfasst, so erheben die Mitgliedstaaten entsprechende Daten nach einem nationalen Berichterstattungssystem für die Verbrauchsteuer.

iii) Die Menge des verbrauchten elektrischen Stroms

Dies ist die Menge von durch Kraftfahrzeuge und Krafträder verbrauchtem elektrischem Strom, sofern ein Anbieter der zuständigen Behörde in jedem Mitgliedstaat diese Menge gemäß folgender Formel mitteilt:

([1]) http://iet.jrc.ec.europa.eu/about-jec/sites/about-jec/files/documents/report_2013/wtt_report_v4_july_2013_final.pdf

([2]) Das JEC-Konsortium umfasst die Gemeinsame Forschungsstelle (JRC) der Europäischen Kommission, EUCAR (European Council for Automotive Research & Development) und CONCAWE (Europäische Organisation der Ölunternehmen für Umwelt, Gesundheit und Sicherheit).

([3]) Verordnung (EG) Nr. 443/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Festsetzung von Emissionsnormen für neue Personenkraftwagen im Rahmen des Gesamtkonzepts der Gemeinschaft zur Verringerung der CO_2-Emissionen von Personenkraftwagen und leichten Nutzfahrzeugen (ABl. L 140 vom 5.6.2009, S. 1).

▼B

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

d) Upstream-Emissions-Reduktionen (UER)

„UER“ ist die von einem Anbieter geltend gemachte Reduktion von Upstream-Emissionen in $gCO_{2Äq}$, sofern sie im Einklang mit folgenden Anforderungen quantifiziert und gemeldet wird:

i) Zulässigkeit

UER dürfen nur auf den die Upstream- Emissionen betreffenden Teil der durchschnittlichen Standardwerte für Ottokraftstoff, Diesel, komprimiertes Erdgas (CNG) oder Flüssiggas (LPG) angewendet werden.

UER aus einem beliebigen Land können als eine Reduktion der Treibhausgasemissionen auf von einem beliebigen Anbieter gelieferte Kraftstoffe aus jeder anderen Rohstoffquelle angerechnet werden.

UER dürfen nur angerechnet werden, wenn sie mit Projekten in Verbindung stehen, die nach dem 1. Januar 2011 angelaufen sind.

Ein Nachweis, dass die UER ohne die Berichterstattungspflicht gemäß Artikel 7a der Richtlinie 98/70/EG nicht erfolgt wären, ist nicht notwendig.

ii) Berechnung

UER werden nach Grundsätzen und Normen geschätzt und validiert, die in internationalen Normen, insbesondere ISO 14064, ISO 14065 und ISO 14066, enthalten sind.

Die Überwachung, Berichterstattung und Überprüfung der UER und der Baseline-Emissionen müssen im Einklang mit ISO 14064 erfolgen, und die Ergebnisse müssen eine gleichwertige Zuverlässigkeit aufweisen wie diejenige gemäß der Verordnung (EU) Nr. 600/2012 der Kommission ([1]) und der Verordnung (EU) Nr. 601/2012 der Kommission ([2]). Die Überprüfung der Methoden für die Schätzung von UER muss mit ISO 14064-3 im Einklang stehen, und die prüfende Einrichtung muss gemäß ISO 14065 akkreditiert sein.

e) „GHGix“ ist die Treibhausgasintensität des Kraftstoffs oder des Energieträgers „x“, ausgedrückt in g $CO_{2Äq}$/MJ. Die Anbieter berechnen die Treibhausgasintensität jedes Kraftstoffs oder Energieträgers wie folgt:

i) Die Treibhausgasintensität von Kraftstoffen nicht-biogenen Ursprungs ist die in der Tabelle Teil 2 Ziffer 5 letzte Spalte dieses Anhangs aufgelistete gewichtete Lebenszyklustreibhausgasintensität je Kraftstoffart.

ii) Elektrischer Strom wird wie in Teil 2 Ziffer 6 beschrieben berechnet.

iii) Treibhausgasintensität von Biokraftstoffen

Die Treibhausgasintensität von Biokraftstoffen, die die Nachhaltigkeitskriterien erfüllen, auf die in Artikel 7b Absatz 1 der Richtlinie 98/70/EG verwiesen wird, wird gemäß Artikel 7d der Richtlinie berechnet. Wurden die Daten zu den Lebenszyklustreibhausgasemissionen gemäß einer Übereinkunft oder einem System gewonnen, die bzw. das Gegenstand eines Beschlusses gemäß Artikel 7c Absatz 4 der Richtlinie 98/70/EG ist, der Artikel 7b Absatz 2 der Richtlinie 98/70/EG umfasst, so werden diese Daten auch herangezogen, um die

([1]) Verordnung (EU) Nr. 600/2012 der Kommission vom 21. Juni 2012 über die Prüfung von Treibhausgasemissionsberichten und Tonnenkilometerberichten sowie die Akkreditierung von Prüfstellen gemäß der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates (ABl. L 181 vom 12.7.2012, S. 1).

([2]) Verordnung (EU) Nr. 601/2012 der Kommission vom 21. Juni 2012 über die Überwachung von und die Berichterstattung über Treibhausgasemissionen gemäß der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates (ABl. L 181 vom 12.7.2012, S. 30).

▼B

Treibhausgasintensität von Biokraftstoffen gemäß Artikel 7b Absatz 1 der Richtlinie 98/70/EG zu bestimmen. Die Treibhausgasintensität von Biokraftstoffen, die die Nachhaltigkeitskriterien, auf die in Artikel 7b Absatz 1 der Richtlinie 98/70/EG verwiesen wird, nicht erfüllen, entspricht der Treibhausgasintensität des entsprechenden fossilen, aus konventionellem Rohöl oder -gas gewonnenen Kraftstoffs.

iv) Gemeinsame Verarbeitung von fossilen Kraftstoffen nicht-biogenen Ursprungs und von Biokraftstoffen

Die Treibhausgasintensität von Biokraftstoffen, die zusammen mit fossilen Kraftstoffen verarbeitet werden, gibt den Zustand des Biokraftstoffs nach der Verarbeitung wieder.

f) „AF“ sind die Anpassungsfaktoren für die Antriebsstrangeffizienz:

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

Teil 2

Berichterstattung durch die Anbieter für Kraftstoffe außer Biokraftstoffen

(1) UER von fossilen Kraftstoffen

Damit die UER für das Verfahren zur Berichterstattung und Berechnung in Betracht kommen, müssen die Anbieter der vom Mitgliedstaat benannten Behörde Folgendes mitteilen:

a) das Startdatum des Projekts (nach dem 1. Januar 2011);

b) die jährlichen Emissionsreduktionen in g $CO_{2Äq}$;

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 g $CO_{2Äq}$/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.

(2) Ursprung

Der „Ursprung“ ist der in Teil 2 Ziffer 7 dieses Anhangs aufgeführte Handelsname des Rohstoffs, allerdings nur in den Fällen, in denen die Anbieter über die erforderlichen Angaben verfügen, weil sie

▼B

a) eine Person oder Gesellschaft sind, die gemäß Artikel 1 der Verordnung (EG) Nr. 2964/95 des Rates [1] eine Einfuhr von Rohöl aus Drittländern vornimmt oder eine Rohöllieferung aus einem anderen Mitgliedstaat erhält, oder

b) mit anderen Anbietern eine Vereinbarung über die Weitergabe von Informationen geschlossen haben.

In allen anderen Fällen bezieht sich der Ursprung darauf, ob der Ursprung des Kraftstoffs in der EU oder nicht in der EU liegt.

Die von den Anbietern erhobenen und an die Mitgliedstaaten weitergegebenen Informationen über den Ursprung des Kraftstoffs sind vertraulich; dies steht jedoch einer Veröffentlichung allgemeiner Informationen oder zusammengefasster Informationen ohne Einzelheiten zu einzelnen Gesellschaften durch die Kommission nicht entgegen.

Der Ursprung von Biokraftstoffen bezeichnet den Herstellungsweg von Biokraftstoffen gemäß Anhang IV der Richtlinie 98/70/EG.

Werden unterschiedliche Rohstoffe verwendet, so geben die Anbieter die Menge (in Tonnen) des Endprodukts für jeden Einsatzstoff an, die im Berichtsjahr in den entsprechenden Verarbeitungsanlagen produziert wurde.

(3) Erwerbsort

Der „Erwerbsort“ 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 Verordnung (EWG) Nr. 2454/93 der Kommission [2] den Ursprung des Kraftstoffs oder Energieträgers begründet.

(4) KMU

Abweichend davon bezeichnen bei Anbietern, die KMU sind, die Begriffe „Ursprung“ und „Erwerbsort“ entweder die EU oder ein Drittland, unabhängig davon, ob sie Rohöl importieren oder Erdöl und Öl aus bituminösen Mineralien liefern.

(5) Durchschnittliche Standardwerte für Lebenszyklustreibhausgasintensität von Kraftstoffen außer Biokraftstoffen und elektrischem Strom

Rohstoffquelle und Verfahren	In Verkehr gebrachte(r) Kraftstoff	Lebenszyklustreibhausgasintensität (in g $CO_{2Äq}$/MJ)	Gewichtete Lebenszyklustreibhausgasintensität (in g $CO_{2Äq}$/MJ)
Konventionelles Rohöl	Ottokraftstoff	93,2	93,3
Verflüssigtes Erdgas		94,3	
Verflüssigte Kohle		172	
Naturbitumen		107	
Ölschiefer		131,3	
Konventionelles Rohöl	Diesel- oder Gasölkraftstoff	95	95,1
Verflüssigtes Erdgas		94,3	
Verflüssigte Kohle		172	
Naturbitumen		108,5	
Ölschiefer		133,7	

[1] Verordnung (EG) Nr. 2964/95 des Rates vom 20. Dezember 1995 zur Schaffung eines Registrierungssystems für Rohöleinfuhren und -lieferungen in der Gemeinschaft (ABl. L 310 vom 22.12.1995, S. 5).

[2] Verordnung (EWG) Nr. 2454/93 der Kommission vom 2. Juli 1993 mit Durchführungsvorschriften zu der Verordnung (EWG) Nr. 2913/92 des Rates zur Festlegung des Zollkodex der Gemeinschaften (ABl. L 253 vom 11.10.1993, S. 1).

▼B

Rohstoffquelle und Verfahren	In Verkehr gebrachte(r) Kraftstoff	Lebenszyklustreibhausgasintensität (in g $CO_{2Äq}$/MJ)	Gewichtete Lebenszyklustreibhausgasintensität (in g $CO_{2Äq}$/MJ)
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 Rohstoffen	Otto-, Diesel- oder Gasölkraftstoff	86	86

(6) Elektrischer Strom

Für die Berichte von Energieanbietern über den von Kraftfahrzeugen und Krafträdern mit Elektroantrieb verbrauchten elektrischen Strom sollten die Mitgliedstaaten die durchschnittlichen Lebenszyklusstandardwerte auf nationaler Ebene nach den geeigneten internationalen Normen berechnen.

Alternativ dazu können die Mitgliedstaaten ihren Anbietern gestatten, für elektrischen Strom Treibhausgasintensitätswerte (in g $CO_{2Äq}$/MJ) anhand von Daten festzulegen, die die Mitgliedstaaten auf folgender Grundlage übermittelt haben:

a) Verordnung (EG) Nr. 1099/2008 des Europäischen Parlaments und des Rates ([1]) oder

b) Verordnung (EU) Nr. 525/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates ([2]) oder

([1]) Verordnung (EG) Nr. 1099/2008 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 22. Oktober 2008 über die Energiestatistik (ABl. L 304 vom 14.11.2008, S. 1).

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

▼B

c) Delegierte Verordnung (EU) Nr. 666/2014 der Kommission ([1]).

(7) Handelsname 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.

([1]) Delegierte Verordnung (EU) Nr. 666/2014 der Kommission vom 12. März 2014 über die grundlegenden Anforderungen an ein Inventarsystem der Union und zur Berücksichtigung von Veränderungen der Treibhauspotenziale und der international vereinbarten Inventarleitlinien gemäß der Verordnung (EU) Nr. 525/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates (ABl. L 179 vom 19.6.2014, S. 26).

▼B

Land	Handelsname des Rohstoffs	API	Schwefel (% Massenanteil)
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.

▼B

Land	Handelsname des Rohstoffs	API	Schwefel (% Massenanteil)
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
Aserbaidschan	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

▼B

Land	Handelsname des Rohstoffs	API	Schwefel (% Massenanteil)
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

▼B

Land	Handelsname des Rohstoffs	API	Schwefel (% Massenanteil)
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.

▼B

Land	Handelsname des Rohstoffs	API	Schwefel (% Massenanteil)
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.

▼B

Land	Handelsname des Rohstoffs	API	Schwefel (% Massenanteil)
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

▼B

Land	Handelsname des Rohstoffs	API	Schwefel (% Massenanteil)
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

▼B

Land	Handelsname des Rohstoffs	API	Schwefel (% Massenanteil)
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 (Sumatron 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

▼B

Land	Handelsname des Rohstoffs	API	Schwefel (% Massenanteil)
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

▼B

Land	Handelsname des Rohstoffs	API	Schwefel (% Massenanteil)
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	Foroozan (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

▼B

Land	Handelsname des Rohstoffs	API	Schwefel (% Massenanteil)
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

▼B

Land	Handelsname des Rohstoffs	API	Schwefel (% Massenanteil)
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

▼B

Land	Handelsname des Rohstoffs	API	Schwefel (% Massenanteil)
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.

▼B

Land	Handelsname des Rohstoffs	API	Schwefel (% Massenanteil)
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

▼B

Land	Handelsname des Rohstoffs	API	Schwefel (% Massenanteil)
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	Trintopec	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

▼B

Land	Handelsname des Rohstoffs	API	Schwefel (% Massenanteil)
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

▼B

Land	Handelsname des Rohstoffs	API	Schwefel (% Massenanteil)
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

▼B

Land	Handelsname des Rohstoffs	API	Schwefel (% Massenanteil)
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.

▼B

Land	Handelsname des Rohstoffs	API	Schwefel (% Massenanteil)
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

▼B

Land	Handelsname des Rohstoffs	API	Schwefel (% Massenanteil)
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

▼B

Land	Handelsname des Rohstoffs	API	Schwefel (% Massenanteil)
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.

▼B

ANHANG II

BERECHNUNG DES KRAFTSTOFFBASISWERTS FOSSILER KRAFTSTOFFE

Berechnungsverfahren

a) Der Kraftstoffbasiswert wird auf Grundlage des durchschnittlichen EU-Verbrauchs fossiler Kraftstoffe, also Otto-, Diesel- oder Gasölkraftstoff, LPG und CNG, wie folgt berechnet:

$$\text{Kraftstoffbasiswert} = \frac{\sum_x (GHGi_x \times MJ_x)}{\sum_x MJ_x}$$

Dabei steht

„x“ für die verschiedenen Kraftstoffe und Energieträger, die in den Anwendungsbereich dieser Richtlinie fallen und in nachstehender Tabelle aufgeführt sind;

„$GHGi_x$“ für die Treibhausgasintensität der jährlich am Markt verkauften Menge des unter den Anwendungsbereich dieser Richtlinie fallenden Kraftstoffs oder Energieträgers x in g $CO_{2Äq}$/MJ. Es werden die in Anhang I Teil 2 Ziffer 5 aufgeführten Werte für fossile Kraftstoffe verwendet;

„MJ_x“ für die gesamte gelieferte Energie, ausgedrückt in Megajoule, die aus den mitgeteilten Mengen des Kraftstoffes x umgewandelt wurde.

b) Verbrauchsdaten

Für die Berechnung des Wertes werden folgende Verbrauchsdaten verwendet:

Kraftstoff	Energieverbrauch (MJ)	Quelle
Dieselkraftstoff	$7\,894\,969 \times 10^6$	Berichterstattung 2010 der Mitgliedstaaten an das UNFCCC
Nicht für den Straßenverkehr bestimmtes Gasöl	$240\,763 \times 10^6$	
Ottokraftstoff	$3\,844\,356 \times 10^6$	
LPG	$217\,563 \times 10^6$	
CNG	$51\,037 \times 10^6$	

Treibhausgasintensität

Der Kraftstoffbasiswert für 2010 beträgt 94,1 $gCO_{2Äq}$/MJ

▼B

ANHANG III

BERICHTERSTATTUNG DER MITGLIEDSTAATEN AN DIE KOMMISSION

(1) Die Mitgliedstaaten übermitteln bis zum 31. Dezember jedes Jahres die in Ziffer 3 aufgeführten Daten. Diese Daten sind für alle Kraftstoffe und Energie zu übermitteln, die in jedem Mitgliedstaat in Verkehr gebracht wurden. Sind den fossilen Kraftstoffen mehrere Biokraftstoffe beigemischt, so sind die Daten zu jedem Biokraftstoff anzugeben.

(2) Die unter Ziffer 3 aufgeführten Daten werden für Kraftstoff oder Energie, die von Anbietern innerhalb des jeweiligen Mitgliedstaates (einschließlich gemeinsamer Anbieter, die in einem einzigen Mitgliedstaat operieren) in Verkehr gebracht wurden, separat übermittelt.

(3) Zu jedem Kraftstoff und zu jeder Energie übermitteln die Mitgliedstaaten der Kommission die folgenden in Anhang I definierten und gemäß Ziffer 2 aggregierten Daten:

a) Typ des Kraftstoffs oder der Energie;

b) Volumen oder Menge des Kraftstoffs oder des elektrischen Stroms;

c) Treibhausgasintensität;

d) UER;

e) Ursprung;

f) Erwerbsort.

▼B

ANHANG IV

MUSTER FÜR DIE ÜBERMITTLUNG VON INFORMATIONEN ZUR SICHERSTELLUNG DER KONSISTENZ DER ÜBERMITTELTEN DATEN

Kraftstoff — Einzelner Anbieter

Eintrag	Gemeins. Bericht (JA/ NEIN)	Land	Anbieter[1]	Kraftstoff-art[7]	KN-Code des Kraft-stoffs[7]	Menge[2]		Durch-schnittl. THG-In-tensität	Reduktion vorgela-gerter Emissio-nen[5]	Reduktion gegenüber dem Durch-schnitt von 2010
						in Liter	in Energie			
1										
		KN-Code	THG-Intensi-tät[4]	Einzel-stoff	KN-Code	THG-Intensi-tät[4]	nachhal-tig (JA/ NEIN)			
	Komponente F.1 (Fossiler Kraftstoff)			Komponente B.1 (Biokraftstoff)						
	Komponente F.n (Fossiler Kraftstoff)			Komponente B.m (Biokraftstoff)						
k										
		KN-Code[2]	THG-Intensi-tät[4]	Einzel-stoff	KN-Code[2]	THG-Intensi-tät[4]	nachhal-tig (JA/ NEIN)			
	Komponente F.1 (Fossiler Kraftstoff)			Komponente B.1 (Biokraftstoff)						
	Komponente F.n (Fossiler Kraftstoff)			Komponente B.m (Biokraftstoff)						

Kraftstoff — Gemeinsame Anbieter

Eintrag	Gemeins. Bericht (JA/ NEIN)	Land	Anbieter[1]	Kraftstoff-art[7]	KN-Code des Kraft-stoffs[7]	Menge[2]		Durch-schnittl. THG-In-tensität	Reduktion vorgela-gerter Emissio-nen[5]	Reduktion gegenüber dem Durch-schnitt von 2010
						in Liter	in Energie			
1	JA									
	JA									
	Zwischensumme									
		KN-Code	THG-Intensi-tät[4]	Einzel-stoff	KN-Code	THG-Intensi-tät[4]	nachhal-tig (JA/ NEIN)			
	Komponente F.1 (Fossiler Kraftstoff)			Komponente B.1 (Biokraftstoff)						
	Komponente F.n (Fossiler Kraftstoff)			Komponente B.m (Biokraftstoff)						

▼B

Eintrag	Gemeins. Bericht (JA/NEIN)	Land	Anbieter[1]	Kraftstoffart[7]	KN-Code des Kraftstoffs[7]	Menge[2]		Durchschnittl. THG-Intensität	Reduktion vorgelagerter Emissionen[5]	Reduktion gegenüber dem Durchschnitt von 2010
						in Liter	in Energie			
k	JA									
	JA									
	Zwischensumme									
		KN-Code[2]	THG-Intensität[4]	Einzelstoff	KN-Code[2]	THG-Intensität[4]	nachhaltig (JA/NEIN)			
	Komponente F.1 (Fossiler Kraftstoff)			Komponente B.1 (Biokraftstoff)						
	Komponente F.n (Fossiler Kraftstoff)			Komponente B.m (Biokraftstoff)						

Elektrischer Strom

Gemeins. Bericht (JA/NEIN)	Land	Anbieter[1]	Energieart[7]	Menge[6]	THG-Intensität	Reduktion gegenüber dem Durchschnitt von 2010
				in Energie		
NEIN						
Angaben gemeinsamer Anbieter						
	Land	Anbieter[1]	Energieart[7]	Menge[6]	THG-Intensität	Reduktion gegenüber dem Durchschnitt von 2010
				in Energie		
JA						
JA						
	Zwischensumme					

Ursprung — Einzelner Anbieter[8]

Eintrag 1	Komponente F.1		Eintrag 1	Komponente F.n		Eintrag k	Komponente F.1		Eintrag k	Komponente F.n	
Handelsname des Rohstoffs	API-Grad[3]	Tonnen	Handelsname des Rohstoffs	API-Grad[3]	Tonnen	Handelsname des Rohstoffs	API-Grad[3]	Tonnen	Handelsname des Rohstoffs	API-Grad[3]	Tonnen

▼B

Eintrag 1	Komponente F.1		Eintrag 1	Komponente F.n		Eintrag k	Komponente F.1		Eintrag k	Komponente F.n	
Handelsname des Rohstoffs	API-Grad[3]	Tonnen	Handelsname des Rohstoffs	API-Grad[3]	Tonnen	Handelsname des Rohstoffs	API-Grad[3]	Tonnen	Handelsname des Rohstoffs	API-Grad[3]	Tonnen

Eintrag 1	Komponente B.1		Eintrag 1	Komponente B.m		Eintrag k	Komponente B.1		Eintrag k	Komponente B.m	
Bio Herstellweg	API-Grad[3]	Tonnen	Bio Herstellweg	API-Grad[3]	Tonnen	Bio Herstellweg	API-Grad[3]	Tonnen	Bio Herstellweg	API-Grad[3]	Tonnen

▼B

Eintrag 1	Komponente B.1		Eintrag 1	Komponente B.m		Eintrag k	Komponente B.1		Eintrag k	Komponente B.m	
Bio Herstellweg	API-Grad[3]	Tonnen	Bio Herstellweg	API-Grad[3]	Tonnen	Bio Herstellweg	API-Grad[3]	Tonnen	Bio Herstellweg	API-Grad[3]	Tonnen

Ursprung — Gemeinsame Anbieter[8]

Eintrag 1	Komponente F.1		Eintrag 1	Komponente F.n		Eintrag k	Komponente F.1		Eintrag k	Komponente F.n	
Handelsname des Rohstoffs	API-Grad[3]	Tonnen	Handelsname des Rohstoffs	API-Grad[3]	Tonnen	Handelsname des Rohstoffs	API-Grad[3]	Tonnen	Handelsname des Rohstoffs	API-Grad[3]	Tonnen

▼B

Eintrag 1	Komponente F.1		Eintrag 1	Komponente F.n		Eintrag k	Komponente F.1		Eintrag k	Komponente F.n	
Handelsname des Rohstoffs	API-Grad[3]	Tonnen	Handelsname des Rohstoffs	API-Grad[3]	Tonnen	Handelsname des Rohstoffs	API-Grad[3]	Tonnen	Handelsname des Rohstoffs	API-Grad[3]	Tonnen

Eintrag 1	Komponente B.1		Eintrag 1	Komponente B.m		Eintrag k	Komponente B.1		Eintrag k	Komponente B.m	
Bio Herstellweg	API-Grad[3]	Tonnen	Bio Herstellweg	API-Grad[3]	Tonnen	Bio Herstellweg	API-Grad[3]	Tonnen	Bio Herstellweg	API-Grad[3]	Tonnen

▼B

Eintrag 1	Komponente B.1		Eintrag 1	Komponente B.m		Eintrag k	Komponente B.1		Eintrag k	Komponente B.m	
Bio Herstellweg	API-Grad[3]	Tonnen	Bio Herstellweg	API-Grad[3]	Tonnen	Bio Herstellweg	API-Grad[3]	Tonnen	Bio Herstellweg	API-Grad[3]	Tonnen

Erwerbsort[9]

Eintrag	Komponente	Name der Raffinerie/Verarb.-anlage	Land	Name der Raffinerie/Verarb.-anlage	Land	Name der Raffinerie/Verarb.-anlage	Land	Name der Raffinerie/Verarb.-anlage	Land	Name der Raffinerie/Verarb.-anlage	Land	Name der Raffinerie/Verarb.-anlage	Land
l	F.1												
l	F.n												
l	B.1												
l	B.m												
k	F.1												
k	F.n												
k	B.1												
k	B.m												
l	F.1												
l	F.n												
l	B.1												
l	B.m												
X	F.1												
X	F.n												
X	B.1												
X	B.m												

▼B

Gesamtmenge der vom Mitgliedstaat übermittelten Energie und erreichte Reduktion

Menge (in Energie)[10]	THG-Intensität	Reduktion gegenüber dem Durchschnitt 2010

Hinweise zum Format

Die Vorlage für den Bericht von Anbietern ist mit der Vorlage des Berichts der Mitgliedstaaten identisch.

Grau unterlegte Felder sind nicht auszufüllen.

(1) Die Verbrauchsteuernummer des Anbieters ist in Anhang I Teil 1 Ziffer 3 Buchstabe a definiert;

(2) die Kraftstoffmenge ist in Anhang I Teil 1 Ziffer 3 Buchstabe c definiert;

(3) der API-Grad (Grad nach dem American Petroleum Institute (API)) ist gemäß der Prüfmethode ASTM D287 definiert;

(4) die Treibhausintensität ist in Anhang I Teil 1 Ziffer 3 Buchstabe e definiert;

(5) die UER ist in Anhang I Teil 1 Ziffer 3 Buchstabe d definiert; die Berichterstattungsvorschriften sind in Anhang I Teil 2 Ziffer 1 definiert;

(6) die Menge des elektrischen Stroms ist in Anhang I Teil 2 Ziffer 6 definiert;

(7) Kraftstoffarten und die entsprechenden KN-Codes sind in Anhang I Teil 1 Ziffer 3 Buchstabe b definiert;

(8) der Ursprung ist in Anhang I Teil 2 Ziffer 2 und Ziffer 4 definiert;

(9) der Erwerbsort ist in Anhang I Teil 2 Ziffern 3 und 4 definiert;

(10) die Gesamtmenge der verbrauchten Energie (Kraftstoff und elektrischer Strom).