

TEXTE

184/2020

Ad hoc Beratung bei der Umsetzung der Monitoring Verordnung für die 4. Phase des EU Emissionshandels

Schwerpunkt: Regelungen zu Biomasse

TEXTE 184/2019

Projektnummer 112794

FB000315

Ad hoc Beratung bei der Umsetzung der Monitoring Verordnung für die 4. Phase des EU Emissionshandels

Schwerpunkt: Regelungen zu Biomasse

von

Javier Castro, Michael Landspersky, Klaus Nürnberger
TÜV SÜD, München

Patrick Schmidt, Werner Weindorf
LBST – Ludwig-Bölkow-Systemtechnik, München/Ottobrunn

Michael Kalis, Yasin Yilmaz
IKEM – Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität –
Recht, Ökonomie und Politik e.V., Berlin

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

Herausgeber

Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel: +49 340-2103-0
Fax: +49 340-2103-2285
buergerservice@uba.de
Internet: www.umweltbundesamt.de

 [/umweltbundesamt.de](https://www.facebook.com/umweltbundesamt.de)

 [/umweltbundesamt](https://twitter.com/umweltbundesamt)

Durchführung der Studie:

TÜV SÜD Industrie Service GmbH – Carbon Management Service
Westendstraße 199
80686 München

LBST – Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH
Daimlerstraße 15
85521 München/Ottobrunn

IKEM – Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität - Recht, Ökonomie und Politik e.V.
Magazinstraße 15-16
10179 Berlin

Abschlussdatum Bericht:

Januar 2020

Redaktion:

Fachgebiet V 3.3 Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt)
Lisa Buchner

Publikationen als pdf:

<http://www.umweltbundesamt.de/publikationen>

ISSN 1862-4804

Dessau-Roßlau, Oktober 2020

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren.

Kurzbeschreibung: Ad hoc Beratung bei der Umsetzung der Monitoring Verordnung für die 4. Phase des EU Emissionshandels

Die Emissionshandelsrichtlinie bildet die Grundlage für den europäischen Emissionshandel. Sie wird in Deutschland durch das Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG) in nationales Recht umgesetzt. § 6 Absatz 2 Satz 2 TEHG nimmt Bezug auf die Monitoring-Verordnung (MVO). In dieser sind die wesentlichen Regelungen zur Emissionsüberwachung und -berichterstattung festgelegt, unter anderem auch Regelungen zum Einsatz von Biomasse. Die überarbeitete EU-Richtlinie für Erneuerbare Energien (RED II) hat Auswirkungen auf die Regelungen und den Vollzug der in 2021 beginnenden vierten Phase des europäischen Emissionshandelssystems.

Ziel des Gutachtens ist, das Umweltbundesamt bei der Auslegung der betreffenden Passagen des Rechtstextes und der Identifizierung der sich daraus ergebenden Nachweisführung für Treibhausgaseinsparung bzw. Nachhaltigkeit beim Einsatz von Biomasse zu unterstützen. Aus den Ergebnissen wird das Umweltbundesamt Konkretisierungsbedarf für die europäische und nationale Gesetzgebung als auch praktische Umsetzungshinweise zum Einsatz von Biomasse im Emissionshandel ableiten.

Abstract: Ad hoc advice for the implementation of the monitoring regulation accompanying the fourth phase in emission trading

The Emissions Trading Directive forms the basis for the European emissions trading system. In Germany, it is transposed into national law by the Greenhouse Gas Emissions Trading Act (TEHG). Paragraph 6 (2) sentence 2 TEHG refers to the Monitoring and Reporting Regulation (MRR). It lays down the essential regulations for emission monitoring and reporting, including regulations on the use of biomass. The revised EU Renewable Energy Directive (RED II) has implications for the regulation and enforcement of the fourth phase of the European Emissions Trading Scheme starting in 2021.

The aim of the report is to assist the German Environment Agency in interpreting the relevant passages of the legal text and in identifying the resulting evidence of greenhouse gas savings or sustainability in the use of biomass. Based on the results, the German Environment Agency will derive the need for specific requirements for European and national legislation as well as practical implementation advice on the use of biomass in emissions trading.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	8
Tabellenverzeichnis	8
Abkürzungsverzeichnis	9
Zusammenfassung.....	10
Summary	13
1 Einführung.....	16
1.1 Hintergrund und Ziel	16
1.2 Nachhaltigkeits-, Treibhausgaseinsparungs- und Effizienzkriterien nach RED II	16
2 Für welche im Emissionshandel eingesetzten Stoffströme wird ein RED II-Nachweis benötigt? .	18
2.1 Einsatzstoffe in der Erneuerbare Energien Richtlinie (RED)	18
2.2 Analyse von Stoffströmen mit biogenem Anteil	19
2.3 Offene Fragen	20
2.4 Empfehlungen	20
3 Anlagenbegriff („Installation“) und Schwellenwerte	21
3.1 Ausgangslage.....	21
3.2 Anlagen unter der EH-RL.....	21
3.3 Anlagen unter der RED II.....	22
3.3.1 Finanzielle Förderung nach Art. 29 Abs. 1 UAbs. 1 lit. c) RED II.....	22
3.3.2 Regelung nach Art. 29 Abs. 1 UAbs. 4 RED II	22
3.3.2.1 Anlage	24
3.3.2.2 Gesamtfeuerungsleistung	26
3.4 Zwischenergebnis.....	27
3.5 Auswirkungen der Auslegungen auf den Emissionshandel	27
3.5.1 Emissionshandelspflichtige Anlagen unter Nutzung der Biomasse-Privilegierung	27
3.5.2 Emissionshandelspflichtige Anlagen zur Produktion von Elektrizität, Wärme, Kälte oder Kraftstoffen unter Einsatz von Biomasse-Brennstoffen	28
4 Inbetriebnahme der Anlage	30
4.1 Ausgangslage.....	30
4.2 Inbetriebnahme unter der EH-RL.....	30
4.2.1 Regulatorisches Verständnis.....	30
4.2.2 Physisches Verständnis	30
4.3 Inbetriebnahme unter der RED II.....	31
4.3.1 Wortlaut.....	31

4.3.2	Systematik.....	32
4.3.3	Telos.....	33
4.3.4	Normgenese.....	33
4.3.5	Zwischenergebnis	34
4.4	THG-Minderungsanforderung in Abhängigkeit zur Inbetriebnahme.....	34
4.5	Auswirkungen der Auslegung auf den Emissionshandel	35
5	Vorlage für eine THG-Berechnung nach RED II für ein Beispiel mit festem Stoffstrom.....	37
5.1	Tetra-Pak-Rejekte.....	37
5.2	Klärschlamm getrocknet	37
5.3	THG-Berechnungsbeispiel.....	39
6	Nationale Register in EU-Mitgliedstaaten und deren Vernetzung um ‚double counting‘ zu vermeiden	42
6.1	Aktueller Status Biomethanregister in Europa	42
6.2	Aktuelle Erkenntnisse der Biokraftstoffregister in Europa	42
7	Ergänzende Fragestellungen	44
7.1	Herkunftsnachweise in RED II und EHS.....	44
7.1.1	Herkunftsnachweise nach Art. 19 RED II	44
7.1.2	Verwendung von Herkunftsnachweisen im Emissionshandel.....	45
7.1.3	Verwendung der Herkunftsnachweise im Emissionshandel unter Einhaltung des Art. 29 RED II	45
7.2	Anerkennung von Biomethan aus dem europäischen Ausland im EU-EHS in Deutschland.	46
7.2.1	Erfüllung der Anforderungen an ein Massenbilanzsystem bei Grenzkuppelstellen.....	46
7.2.2	Zusammenfassung zur Anerkennung von Biomethan aus dem europäischen Ausland	47
7.2.3	Mindestanforderungen an ausländische Auditoren für die Anerkennung von ausländischen Biomethanmengen.....	48
7.3	Prüfschema für stationäre Anlagen im EU-EHS	49
8	Quellenverzeichnis	51
A	Anhang	54
A.1	Tätigkeiten der EHS-Anlagen [TEHG 2019]	54
A.2	Abfallschlüssel [AVV 2016].....	56

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Auszug aus der EHS-Stoffstromliste mit zusätzlichen Kategorisierungen	18
Abbildung 2:	Auszug aus der EHS-Stoffstromliste	37
Abbildung 3:	Auszug aus der Handreichung zur THG-Berechnung von Klärschlamm	40
Abbildung 4:	Darstellung der Wertschöpfungskette von Biomethan (Erzeugung, Gasnetzeinspeisung, Export/Import, Verwendung) hinsichtlich physikalischem, bilanziellen Gasfluss sowie Zertifikattransfer	47
Abbildung 5:	Prüfschema nach RED II für Stoffströme mit biogenem Anteil im EHS.....	50

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Übersicht über den Status von Biogasregistern in Europa.....	42
Tabelle 2:	Tätigkeiten der EHS-Anlagen im Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG)	54
Tabelle 3:	Abfallschlüssel-Hauptkategorien des Europäischen Abfallverzeichnis (AVV).....	56

Abkürzungsverzeichnis

Abs.	Absatz
AEUV	Vertrages über die Arbeitsweise der Europäischen Union
Art.	Artikel
AVV	Abfallverzeichnis-Verordnung
BiMaS	Bioerdgas-Massenbilanzsystem
BLE	Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
CO₂	Kohlen(stoff)dioxid
DEHSt	Deutsche Emissionshandelsstelle
dena	Deutsche Energie-Agentur
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EG	Europäische Gemeinschaft
EH-RL	Emissionshandelsrichtlinie
EHS	Emissionshandelssystem
eINa	elektronischer Nachhaltigkeitsnachweis (Österreich)
EU	Europäische Union
EUV	Vertrag über die Europäische Union
IKEM	Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität – Recht, Ökonomie und Politik e.V.
LBST	Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH
Lit.	Literatur
MS	Member State (EU-Mitgliedsland)
MVO	Monitoring-Verordnung (in der 3. Handelsperiode: EU-Verordnung 600/2012; in der 4. Handelsperiode: EU-Verordnung 2018/2066)
MW	Megawatt (1 MW = 1000 kW = 1 Million Watt)
Nabisy	Nachhaltige-Biomasse-Systeme (Deutschland)
Nr.	Nummer
RED I, RED II	Renewable Energy Directive (Erneuerbare-Energien-Richtlinie; RED I: 2009/28/EG, 2011-2020; RED II: (EU) 2018/2001, 2021-2030)
RL	Richtlinie
TEHG	Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz
THG	Treibhausgase
UAbs.	Unterabsatz
UBA	Umweltbundesamt
Vgl.	Vergleiche
VO	Verordnung

Zusammenfassung

Hintergrund

Die Emissionshandelsrichtlinie bildet die Grundlage für den europäischen Emissionshandel. Sie wird in Deutschland durch das Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG) in nationales Recht umgesetzt. § 6 Absatz 2 Satz 2 TEHG nimmt Bezug auf die Monitoring-Verordnung (MVO). In dieser sind die wesentlichen Regelungen zur Emissionsüberwachung und -berichterstattung festgelegt, unter anderem auch Regelungen zum Einsatz von Biomasse. Die überarbeitete EU-Richtlinie für Erneuerbare Energien (RED II) hat Auswirkungen auf die Regelungen und den Vollzug der in 2021 beginnenden vierten Phase des europäischen Emissionshandelssystems.

Ziel des Gutachtens ist, das Umweltbundesamt bei der Auslegung der betreffenden Passagen des Rechtstextes und der Identifizierung der sich daraus ergebenden Nachweisführung für Treibhausgaseinsparung bzw. Nachhaltigkeit beim Einsatz von Biomasse zu unterstützen. Aus den Ergebnissen wird das Umweltbundesamt Konkretisierungsbedarf für die europäische und nationale Gesetzgebung als auch praktische Umsetzungshinweise zum Einsatz von Biomasse im Emissionshandel ableiten.

Die Gutachtenerstellung erfolgte im Zeitraum April 2019 bis Januar 2020 durch TÜV SÜD Industrie Service GmbH, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST) sowie dem Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität – Recht, Ökonomie und Politik e.V. (IKEM).

Biomasseliste (Kapitel 2)

Auf Basis eines Datensatzes von über 600 im Jahr 2018 in emissionshandelspflichtigen Anlagen eingesetzten Stoffströmen mit biogenem Anteil sollte ermittelt werden, für welche dieser Stoffströme ein Nachhaltigkeitsnachweis entsprechend den Vorgaben der RED II notwendig ist. Dies war aufgrund der bisherigen Datenlage nur begrenzt möglich. Für eine sichere Kategorisierung müsste die Datenerhebung mindestens hinsichtlich der eingesetzten Stoffe (insbesondere bei Rest- und Abfallstoffen) und Herkünfte (insbesondere bei Anbaubiomasse) sowie hinsichtlich deren Verwendung (stofflich oder energetisch) und Anlagenzweck (Haupt- oder Nebenzweck) stärker detailliert werden. Die Verwendung hierzu geeigneter, harmonisierter Stoffstrominformationen würde darüber hinaus eine automatisierte Kategorisierung erleichtern, was zudem auch die Robustheit der Kategorisierung gegenüber einem händischen Vorgehen erhöht.

Anlagenbegriff (Kapitel 3)

Der Begriff der Anlage wird in der RED II nicht näher definiert. Ebenso wenig erfolgt, trotz der rechtlichen Interdependenzen mit dem EU-EHS, ein ausdrücklicher Verweis auf den Anlagenbegriff in der EH-RL. Dem folgend wäre es durchaus vertretbar die Begriffe unterschiedlich auszulegen. Eine Anlage im Sinne der EH-RL könnte demnach aus mehreren Anlagen im Sinne der RED II bestehen. Ob einem Auseinanderdriften der Anlagenbegriffe gefolgt wird oder nicht, ist zunächst unschädlich. Betreiber von emissionshandelspflichtigen Anlagen müssen grundsätzlich die Nachhaltigkeits- und Treibhausgaseinsparungskriterien einhalten, wenn sie einen Emissionsfaktor 0 für die eingesetzte Biomasse ansetzen wollen. Problematisch wird die Auslegung des Anlagenbegriffs und der RED II erst im Hinblick auf die formulierten Leistungsschwellenwerte für gewissen Anlagentypen. Der Wortlaut legt zunächst nahe von einem Verbot auszugehen, sodass Anlagen, welche die Schwellenwerte gemessen an der Gesamtfeuerungswärmeleistung überschreiten und Biomasse einsetzen, nur betrieben werden dürften, wenn sie die Einhaltung der Nachhaltigkeits- und Treibhausgaseinsparungskriterien nachweisen. Erblickt man die Schwellenwerte jedoch entgegen dem Wortlaut als de-minimis-Vorschrift, müssten die Anlagen unterhalb der Schwellenwerte die Nachhaltigkeits- und

Treibhausgaseinsparungskriterien nicht einhalten, wenn sie einen Emissionsfaktor 0 ansetzen. Folgt man Letzterem schlägt sich die unterschiedliche Auslegung der Anlagenbegriffe jedoch nieder. In dieser Variante wären auch Verbrennungseinheiten in emissionshandelspflichtigen Anlagen, die sonst nach Kapazitätsschwellenwerten geprüft werden, an den Leistungsschwellenwerten der RED II zu prüfen. Insgesamt würde die RED II hierdurch zu erhöhten Prüfungspflichten und Aufgaben für die zuständigen nationalen Behörden sowie die Betreiber emissionshandelspflichtiger Anlagen bedeuten.

Inbetriebnahmezeitpunkt (Kapitel 4)

Vergleichbare Schwierigkeiten ergeben sich auch mit Blick auf den in der RED II aufgeführten Begriff der Inbetriebnahme. Die RED II knüpft Anforderungen hinsichtlich der Treibhausgaseinsparung an den Zeitpunkt der Inbetriebnahme. Inbetriebnahme meint hierbei die erstmalige physische Aufnahme der Produktion. Die RED II sieht für Anlagen, die zwischen dem 1. Januar 2021 und dem 31. Dezember 2025 den Betrieb aufgenommen haben, eine Treibhausgaseinsparung in Höhe von mindestens 70 % vor. Erfolgt die Inbetriebnahme nach dem 1. Januar 2026, so beträgt sie mindestens 80 %. Für die Inbetriebnahme vor dem 1. Januar 2021 gibt es keine gesetzlich geregelten Mindestanforderungen. Auch hier würde die unterschiedliche Auslegung des Anlagenbegriffs nach RED II und EH-RL zu erheblichen Auswirkungen führen. Können mehrere Anlagen im Sinne der RED II innerhalb einer emissionshandelspflichtigen Anlage im Sinne der EH-RL bestehen, so könnten auch der Zeitpunkt der Inbetriebnahme dieser Anlagen und folglich auch die Treibhausgasminderungsanforderungen auseinanderfallen.

THG-Berechnungsvorlage (Kapitel 5)

Am Beispiel der Verwendung von Klärschlamm in EHS-teilnehmenden Anlagen wurde eine Berechnungsvorlage für die Ermittlung der resultierenden Treibhausgasreduktion erstellt. Die THG-Ermittlung erfolgt auf Basis der RED II-Berechnungsmethodik. Dabei wurden alle wesentlichen Prozessschritte von der Klärschlammmentwässerung, Trocknung und Transport(e) bis einschließlich der energetischen Nutzung für die Strom- bzw. kombinierten Strom- und Wärmeproduktion abgebildet sowie alle relevanten Treibhausgase (CO₂, CH₄, N₂O) berücksichtigt. Die Charakterisierung des Klärschlammes kann auf zwei Wegen erfolgen: über die Zusammensetzung des eingesetzten Klärschlammes bzw. dessen Heizwert. In der Handreichung sind standardisierte Eingabewerte für Hilfsenergien und -prozesse sowie typische Werte als Berechnungsstartwerte hinterlegt. Abhängig von einer engen oder weiten Auslegung des Anlagenbegriffs in Art. 29 Abs. 1 UAbs. 4 RED II ist die THG-Handreichung auf 20 bzw. 40 Stoffstromeinsätze des Jahres 2018 anzuwenden. Klärungsbedarf besteht darüber hinaus, welcher fossile Vergleichswert für die Berechnung der THG-Reduktion anzulegen ist, da sich die in RED II, Annex VI, Teil B. genannten Vergleichswerte auf das Endprodukt beziehen, alle CO₂-Äquivalente berücksichtigen sowie die Vorkette zur Bereitstellung von z.B. Kohle beinhalten.

Nationale Register (Kapitel 6)

Es wird eine Übersicht über den aktuellen Stand von Biomethanregistern in Europa gegeben. Des Weiteren ist dargestellt ob und unter welchen Bedingungen heute bereits eine Übertragung von Biomethanmengen über Landesgrenzen sowie auch zu nationalen Biokraftstoffregistern möglich ist.

Herkunftsnachweise in RED II und EHS (Kapitel 7.1)

An Zertifizierer und Behörden sind Anfragen bezüglich der Anerkennung von international transferiertem Biomethan bei der EHS-Emissionsberichterstattung herangetragen worden. Dabei sind insbesondere hinsichtlich der Anforderungen an die Massenbilanzierung die

speziellen Gegebenheiten bei grenzüberschreitendem Transfer von Biomethan zu beachten. Hierzu wird ein Überblick über die Verwendungsmöglichkeiten von Herkunftsnachweisen nach RED II sowie Anforderungen an die Verwendung von Herkunftsnachweisen im Emissionshandel gegeben und ob für den Einsatz von Biomethan ein Herkunftsnachweis als Nachweis ausreichend ist.

Biomethanimporte (Kapitel 7.2)

Biomethan aus dem Ausland stellt potentiell eine Option für die Anwendung im Emissionshandelssystem EU-EHS dar. Dabei gilt es jedoch diverse, über die standardisierte Nachweisführung in Deutschland hinausgehende Anforderungen zu berücksichtigen. Thematisiert wird in diesem Zusammenhang das Fehlen einheitlicher Anforderungen an nationale Biomethanregister bzw. an Zulassung und Qualifikation von unabhängigen Auditoren.

Die hohen Standards, welche die RED II für Nachweisführung zu Nachhaltigkeitsnachweisen/Treibhausgaseinsparungen setzt, werden von den Biomethanregistern in der Regel nicht pauschal erfüllt. Die Nachweisführung zur Anwendung von Biomethan unter EU-EHS erfordert daher zusätzliche Prüfungen durch unabhängige Auditoren.

Des Weiteren stellt auch der massenbilanzielle Nachweis über Ländergrenzen hinweg, die Nachweisführung vor zusätzliche Herausforderungen.

In Deutschland steht mit den sogenannten Biogasbilanzkreisen ein für den Handel mit/die Lieferung von Biomethan vereinfachendes Instrument zur Verfügung, welches im Ausland nicht angewendet werden kann. Es sind daher Behelfslösungen anzuwenden, um eine praktikable Umsetzung der Belieferung von Endkunden mit Biomethan unter Berücksichtigung der Anforderungen an den massenbilanziellen Nachweis zu ermöglichen.

Prüfschema für stationäre Anlagen im EU-EHS (Kapitel 7.3)

Basierend auf den Ergebnissen der vorliegenden Arbeit wurde ein Prüfschema erstellt. In diesem sind die verschiedenen Kriterien bei der Anwendung des Art. 29 RED II für stationäre Anlagen im EU-EHS dargestellt. Dabei wird als Ausgangspunkt stets davon ausgegangen, dass die zu prüfende Anlage emissionshandelspflichtig ist und der Stoffstrom zur energetischen Nutzung (d.h. keine stoffliche Nutzung) eingesetzt wird.

Summary

Background (Chapter 1)

The Emissions Trading Directive forms the basis for European emissions trading. In Germany, the directive was transposed into national law through the Greenhouse Gas Emissions Trading Act (TEHG). Paragraph 6 (2) sentence 2 TEHG refers to the Monitoring and Reporting Regulation (MVO). This establishes the main regulations for emissions monitoring and reporting, including regulations on the use of biomass. The revised EU Renewable Energy Directive (RED II) has implications for regulation and enforcement of the fourth phase of the European Emissions Trading Scheme, which will begin in 2021.

The aim of this report is to assist the German Environment Agency in interpreting relevant passages of the legal text and in identifying evidence of greenhouse gas savings and sustainability in the use of biomass. The German Environment Agency will be able to develop specific requirements for European and national legislation as well as practical implementation strategies for the use of biomass in emissions trading. The results of this study will provide the German Environment Agency with information on the need for more specific European and national legislation as well as practical implementation strategies for the use of biomass in emissions trading.

The report was prepared between April 2019 and January 2020 by TÜV SÜD Industrie Service GmbH, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST), and the Institute for Climate Protection, Energy and Mobility – Law, Economics and Politics e.V. (IKEM).

Biomass list (Chapter 2)

The authors of this report sought to determine the material flows for which proof of sustainability is required under RED II. This analysis was based on a data set of more than 600 material flows with a biogenic component used in installations subject to emissions trading in 2018. A determination was only possible to a limited extent with the data available to date. For a reliable classification, data collection must be more detailed, at least with regard to the substances used (particularly for residual and waste materials) and their origins (particularly for cultivated biomass), as well as their use (material or energetic) and the purpose of the installation (main or secondary purpose). Information on material flows that is harmonised and able to address these aspects would also facilitate automated classification; this, in turn, would allow for a more robust classification than is possible from a manual procedure.

Definition of “installation” (Chapter 3)

The term “installation” is not defined in greater detail in the RED II. Likewise, despite the legal interdependencies with the EU EHS, there is no explicit reference to the term “installation” in the EH-RL. As a result, it would be entirely reasonable to interpret the terms differently. An “installation” in the context of the EH-RL could therefore consist of several installations in the context of RED II. Whether a divergence of “installation” terms is followed or not is at first of no consequence. Operators of installations subject to compulsory emissions trading have to comply with sustainability and greenhouse gas emission reduction criteria if they want to claim an emission factor of zero for biomass use.

The interpretation of the term “installation” and RED II only becomes problematic with regard to the formulated performance thresholds for certain types of installations. The wording initially suggests a ban, so that installations exceeding the threshold values measured in terms of total rated thermal input and using biomass may only be operated if they can provide evidence to comply with the sustainability and greenhouse gas reduction criteria. However, if, contrary to

the wording, the threshold values were regarded as a de minimis provision, installations below the threshold values would not have to comply with the sustainability and greenhouse gas emission reduction criteria when claiming an emission factor of zero. If the latter is followed, however, the different interpretations of the term "installation" become relevant. In this variant, combustion units in installations subject to compulsory emissions trading which are otherwise tested according to capacity thresholds, would also have to be tested against the performance thresholds of the RED II. Overall, RED II would thus lead to increased inspection obligations and tasks for the competent national authorities and the operators of installations subject to compulsory emissions trading.

Definition of "start of operation" (Chapter 4)

Comparable difficulties also arise with regard to the RED II term "start of operation". RED II links requirements regarding greenhouse gas savings to the start of operation time of the installation. "Start of operation" in this context means the first physical start-up of production. RED II requires greenhouse gas savings of at least 70 % for installations that enter operation between 1 January 2021 and 31 December 2025. If start of operation takes place after 1 January 2026, at least 80 % are required. There are no statutory minimum requirements for start of operation before 1 January 2021. Here, too, the different interpretation of the term "installation" according to RED II and EH-RL would lead to considerable effects.

If several installations in the meaning of RED II can exist within an installation that is subject to compulsory emissions trading in the meaning of the EH-RL, the date of start of operation of these installations could differ, and consequently the respective greenhouse gas reduction requirements could differ, too.

GHG calculation template (Chapter 5)

A template for calculating the greenhouse gas reduction was developed using the example of sewage sludge as feedstock in EHS-participating plants. The GHG calculation is based on the RED II calculation methodology. For this, all relevant process steps from sewage sludge dewatering, drying and transport(s), and its energetic use for electricity or combined heat and power (CHP) production were included as well as all relevant greenhouse gases (CO₂, CH₄, N₂O) considered. In the calculation template, sewage sludge can be characterised in two ways: by the composition of the sewage sludge used or its calorific value. Standardised input values for auxiliary energy consumption and processes as well as typical values are provided as start values in the GHG calculation template. Depending on a narrow or broad interpretation of the term "installation" in Art. 29 para. 1 subpara. 4 RED II, the GHG calculation template is to be applied to 20 or 40 material flow records in 2018, respectively.

Furthermore, there is a need for clarification as to which fossil reference value is to be applied for calculating the greenhouse gas reduction since the reference values mentioned in RED II, Annex VI, Part B. refer to the end product, take into account all CO₂ equivalents, and include the supply chain for the provision of e.g. coal.

National registers (Chapter 6)

An overview is provided of the current status of biomethane registers in Europe. Furthermore, it is summarised whether and under which conditions a transfer of biomethane quantities across national borders and to national biofuel registers is already possible today.

Guarantees of origin in RED II and EHS (Chapter 7.1)

Inquiries have been made to certifiers and authorities regarding the recognition of internationally transferred biomethane in EHS emissions reporting. In this context, the special

circumstances of cross-border transfer of biomethane must be taken into account, especially with regard to the requirements for mass balancing. For this purpose, an overview of the possible uses of guarantees of origin according to RED II is given as well as requirements for the use of guarantees of origin in emissions trading and whether a guarantee of origin is sufficient as proof for the use of biomethane.

Import of biomethane (Chapter 7.2)

Biomethane from other countries is potentially an option for use in the EU-EHS emissions trading scheme in Germany. However, there are various requirements to be taken into account that go beyond the standardised verification requirements in Germany. In this context, the lack of uniform requirements for national biomethane registries and for qualification and appointment of independent auditors will be addressed.

It was found that the high standards set by RED II for proof of sustainability/calculation of greenhouse gas savings are not generally met by the biomethane registers. The verification of the use of biomethane under EU-EHS therefore requires additional testing by independent auditors. Furthermore, the proof of mass balancing across national borders poses additional challenges for the verification process.

In Germany, the so-called biogas balancing groups are instruments that simplify trade/supply with biomethane, which is not existent in other countries. Temporary solutions must therefore be applied in order to enable a practicable implementation of the supply of biomethane to end consumers, considering the requirements for proof of mass balancing.

Import of biomethane (Chapter 7.2)

Biomethane from other countries is potentially an option for use in the EU-EHS emissions trading scheme in Germany. However, there are various requirements to be taken into account that go beyond the standardised verification requirements in Germany. In this context, the lack of uniform requirements for national biomethane registries and for qualification and appointment of independent auditors will be addressed.

It was found that the high standards set by RED II for proof of sustainability/calculation of greenhouse gas savings are not generally met by the biomethane registers. The verification of the use of biomethane under EU-EHS therefore requires additional testing by independent auditors. Furthermore, the proof of mass balancing across national borders poses additional challenges for the verification process.

In Germany, the so-called biogas balancing groups are instruments that simplify trade/supply with biomethane, which is not existent in other countries. Temporary solutions must therefore be applied in order to enable a practicable implementation of the supply of biomethane to end consumers, considering the requirements for proof of mass balancing.

Check scheme for EHS installations (Chapter 7.3)

Based on the results of the present work, a check scheme was created. In this scheme the different criteria for the application of Art. 29 RED II for stationary installations in the EU-EHS are presented. As starting point of the check scheme, it is always assumed that the installation under review is subject to emissions trading and that the material flow is used for energy purposes (i.e. no material use).

1 Einführung

1.1 Hintergrund und Ziel

Basierend auf dem Vorschlagspaket der Europäischen Kommission „Clean Energy for all Europeans“ aus 2016 stimmten am 3. Dezember 2018 die Mitgliedstaaten für die Verabschiedung einer Neufassung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2018/2001/EG [RED II 2018]. Die EU und die Mitgliedstaaten verständigten sich damit auf das gesamteuropäische Ziel von mindestens 32 Prozent erneuerbaren Energien am Energieverbrauch. Insbesondere adressiert die Neuregelung auch den Einsatz von Biokraftstoffen, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe, vgl. Art. 1 RED II. Für diese Stoffe legt sie Kriterien der Nachhaltigkeit und Treibhausgaseinsparungen fest, vgl. Art. 29 Abs. 1 UAbs. 1 RED II.

Die Emissionshandelsrichtlinie bildet die Grundlage für den europäischen Emissionshandel. Sie wird in Deutschland durch das Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG) in nationales Recht umgesetzt. § 6 Absatz 2 Satz 2 TEHG nimmt Bezug auf die Monitoring-Verordnung (MVO). In dieser sind die wesentlichen Regelungen zur Emissionsüberwachung und -berichterstattung festgelegt, unter anderem auch Regelungen zum Einsatz von Biomasse. Beispielsweise sind ausschließlich mit Biomasse betriebenen Anlagen nach Anhang I der Emissionshandelsrichtlinie 2003/87/EG [EH-RL 2003] vom Emissionshandel ausgenommen. Zudem muss für Biomasse, die in der Berichterstattung mit einem Emissionsfaktor von Null berichtet werden soll, die RED I berücksichtigt werden. Somit sind im Hinblick auf die Neufassung der RED II auch Auswirkungen auf das System des Emissionshandels (EH) verbunden.

In dem vorliegenden Gutachten wurden verschiedene Aspekte zum Einsatz von Biomasse für die 4. Handelsperiode untersucht. Dabei wurden Vorgaben entsprechend RED II einbezogen.

Ziel des Gutachtens ist, das Umweltbundesamt (UBA) zu bestimmten Fragestellungen (siehe Arbeitspakete) zu unterstützen, aus denen das UBA Konkretisierungsbedarf für die europäische und nationale Gesetzgebung als auch praktische Umsetzungshinweise zum Einsatz von Biomasse im Emissionshandel ableiten kann.

Die Gutachtenerstellung erfolgte im Zeitraum April 2019 bis Januar 2020 durch TÜV SÜD Industrie Service GmbH, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST) sowie dem Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität – Recht, Ökonomie und Politik e.V. (IKEM).

1.2 Nachhaltigkeits-, Treibhausgaseinsparungs- und Effizienzkriterien nach RED II

Eine umfassende Überarbeitung der aktuell noch gültigen EU Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG (Renewable Energy Directive [RED 2009]) wurde im Dezember 2018 verabschiedet. Die neue RED II ist von den Mitgliedstaaten bis 30. Juni 2021 in nationales Recht umzusetzen.

Die Überarbeitung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie EU 2018/2001 [RED II 2018] regelt drei EU-Energieziele für den Zeitraum 2021 – 2030:

- ▶ Anteil erneuerbare Energien am Bruttoendenergieverbrauch bis 2030 (Art. 3 Abs. 1 RED II)
- ▶ Einbeziehung erneuerbarer Energie im Bereich Wärme- und Kälte (Art. 23 RED II)
- ▶ Einbeziehung erneuerbarer Energie im Verkehrssektor (Art. 25 RED II)

Für die Anrechenbarkeit von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen zu den Zielen der EU (Art. 29 Abs. 1 UAbs. 1 lit. a) und b) RED II) sowie der „Möglichkeit der finanziellen Förderung für den Verbrauch von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen“ (Art. 29 Abs. 1 UAbs. 1 lit. c) RED II) wird die Einhaltung bestimmter Kriterien vorausgesetzt. Hierfür sind insbesondere die folgenden drei Kriterienbereiche relevant:

- ▶ Nachhaltigkeitskriterien, Art. 29 Abs. 1-7 RED II
- ▶ Kriterien der Treibhausgaseinsparung, Art. 29 Abs. 10 RED II
- ▶ Anlagen-Effizienzkriterien, Art. 29 Abs. 11 RED II

Der Art. 29 Abs. 1, 2 bis 7 und 10 RED II sieht u.a. für Biomasse-Brennstoffe einzuhaltende Nachhaltigkeits- und Treibhausgaseinsparungen vor.¹ Für die Anwendbarkeit dieser Kriterien und die Rechtsfolge bei Nichteinhaltung unterscheidet die Vorschrift teilweise zwischen den eingesetzten Brennstoffen und teilweise zwischen den Produkten der Anlage.

Der Art. 29 Abs. 11 sieht Kriterien vor, die sich an die Effizienz der Anlage, die Elektrizität aus Biomasse-Brennstoffen produziert, richten.

Werden die Kriterien nicht erfüllt, so scheidet eine Privilegierung im EHS – hier in Form der Verwendung eines Emissionsfaktors 0 für die Biomasse (bzw. die Anerkennung eines biogenen Anteils in einem Stoffstrom) – aus.

¹ Zu den Nachhaltigkeitskriterien der Vorgängerrichtlinie RED I, siehe [Thomas 2016, S. 48 ff].

2 Für welche im Emissionshandel eingesetzten Stoffströme wird ein RED II-Nachweis benötigt?

Ziel dieses Arbeitspakets ist die Kategorisierung von im Jahr 2018 in emissionshandelspflichtigen Anlagen eingesetzten Stoffströmen hinsichtlich notwendigen Nachhaltigkeitsnachweisen entsprechend den Vorgaben der RED II. Hierfür hat die Deutsche Emissionshandelsstelle eine Stoffstromliste mit Stoffen mit biogenem Anteil großer Null zur Verfügung gestellt (siehe separate Exceldatei zu diesem Arbeitspaket).

Abbildung 1: Auszug aus der EHS-Stoffstromliste mit zusätzlichen Kategorisierungen

Materialtyp (aus FMS-Katalog)	Chargenname (Betreiberspezifische Angabe)	Abfallschlüssel (AVV 2016) (LBST-Einordnung)	Rohstoffkategorisierung (LBST-Einordnung)	Ausnahme "fester Siedlungsabfall" (AVV 2016, Kat. 20) nach RED II, §29 (1)? (ja, nein, vlt.)	Energetisch genutzt? (ja, nein)	Nachhaltigkeitsnachweis RED II erforderlich? (ja, nein, vlt., wahrscheinlich)	Herkunft Berechnungsmet als hode	Stoffstrom Brennstoff eingesetz
Biomasse-Brennstoff, Sonstige flüssige	Bioöl		Bioöl	nein	nein	nein	Massenbilanz	NEIN
Ersatzwert für feste Stoffe	Reisschaalenasche		Nebenprodukt (landwirtschaftlich)	nein	nein	nein	Massenbilanz	NEIN
Ersatzwert für flüssige Stoffe	Bioöl		Bioöl	nein	nein	nein	Massenbilanz	NEIN
Ersatzwert für feste Stoffe	Reisschaalenasche		Nebenprodukt (landwirtschaftlich)	nein	nein	nein	Massenbilanz	NEIN
Ersatzwert für feste Stoffe	Holzkohle		Holzkohle	nein	nein	nein	Massenbilanz	NEIN
Ersatzwert für feste Stoffe	Kohlendioxid		Nebenprodukt (Bioethanol)	nein	nein	nein	Massenbilanz	NEIN
Holzkohle	Holzkohle		Holzkohle	nein	nein	nein	Massenbilanz	NEIN
Ersatzwert für feste Stoffe	Additive (Holzmehl I)		Abfall (Sägespäne)	vlt.	nein	nein	Massenbilanz	NEIN
Ersatzwert für feste Stoffe	Holzmehl II (Additiv)		Abfall (Sägespäne)	vlt.	nein	nein	Massenbilanz	NEIN
Holzkohle	reine Holzkohle		Holzkohle	nein	ja	ja	Verbrennung	NEIN
Holzkohle	Holzkohle		Holzkohle	nein	ja	wahrscheinlich	Massenbilanz	JA
Biomasse-Brennstoff, Tiermehle und -fette	Tiermehl		Abfall (Tierverarbeitung)	nein	ja	ja	Verbrennung	NEIN
Abfälle nach AVV 19 12 10	Ersatzbrennstoff, Fluff	19 12 10	Abfall	nein	ja		Verbrennung	NEIN
Abfälle nach AVV 19 12 10	Fluff Sinterzonenbrenner	19 12 10	Abfall	nein	ja		Verbrennung	NEIN
Abfälle nach AVV 19 12 10	Dachpappe	19 12 11	Abfall	nein	ja		Verbrennung	NEIN
Ersatzwert für Festbrennstoff	EBS-Pellets		Abfall	nein	ja		Verbrennung	NEIN
Biomasse-Brennstoff, Tiermehle und -fette	Tiermehl/Schülfer		Abfall (Tierverarbeitung)	nein	ja	ja	Verbrennung	NEIN
Ersatzwert für Festbrennstoff	Destillationsrückstände			nein	ja		Verbrennung	NEIN
Abfälle nach AVV 19 08 12	FPK (Filterpressenkuchen)	19 08 12	Klärschlamm (entwässert)	nein	ja	ja	Verbrennung	NEIN
Abfälle nach AVV 19 12 10	EBS grob Prepol	19 12 10	Abfall	nein	ja		Verbrennung	NEIN
Abfälle nach AVV 19 12 10	Fluff Calcinator	19 12 10	Abfall	nein	ja		Verbrennung	NEIN
Biomasse-Brennstoff, Sonstige in [t]	Trockenklärslamm		Klärschlamm (getrocknet)	nein	ja	ja	Verbrennung	NEIN
Abfälle nach AVV 19 12 10	Fluff	19 12 10	Abfall	nein	ja		Verbrennung	NEIN
Altreifen	Altreifen	16 01 03	Abfall (Altreifen)	nein	ja		Verbrennung	NEIN
Ersatzwert für Festbrennstoff	BPG		Abfall (Industrie)	nein	ja		Verbrennung	NEIN
Biomasse-Brennstoff, Tiermehle und -fette	Biomasse-Brennstoff (Tiermehl)		Abfall (Tierverarbeitung)	nein	ja	ja	Verbrennung	NEIN
Abfälle nach AVV 19 12 10	SBS Fluff Standard	19 12 10	Abfall	nein	ja		Verbrennung	NEIN
Biomasse-Brennstoff, Tiermehle und -fette	Tiermehl		Abfall (Tierverarbeitung)	nein	ja	ja	Verbrennung	NEIN
Altreifen	Altreifenschnitzel	16 01 03	Abfall (Altreifen)	nein	ja		Verbrennung	NEIN
Abfälle nach AVV 19 12 10	SBS Niederkalorik	19 12 10	Abfall	nein	ja		Verbrennung	NEIN
Altreifen	Altreifen	16 01 03	Abfall (Altreifen)	nein	ja		Verbrennung	NEIN
Ersatzwert für Festbrennstoff	BGS-SZ			vlt.	ja		Verbrennung	NEIN

2.1 Einsatzstoffe in der Erneuerbare Energien Richtlinie (RED)

Die Überarbeitung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie EU 2018/2001 [RED II 2018] und darin formulierten Anforderungen an die Nachhaltigkeit und die THG-Einsparung betreffen erneuerbare Energien sowie Abfall und Reststoffe.

In Art. 29 Abs. 1 sind zwei Ausnahmen benannt, die zu einer vereinfachten bzw. Befreiung von der Nachweisführung führen:

- ▶ Mit festen Siedlungsabfällen produzierte Elektrizität, Wärme und Kälte unterliegt nicht den in Artikel 29 Absatz 10 festgelegten Kriterien für Treibhausgaseinsparungen.
- ▶ Abfälle und Reststoffe aus nicht-land-/forst-/aqua-wirtschaftlicher Herkunft müssen nur die in Artikel 29 Absatz 10 festgelegten Kriterien für Treibhausgaseinsparungen erfüllen
 - [Dies] gilt auch für Abfälle und Reststoffe, die vor ihrer Weiterverarbeitung zu Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen zuerst zu einem anderen Produkt verarbeitet werden. [z.B. Ersatzbrennstoff/EBS]

Für die in diesen Artikeln verwendeten Begriffe bezüglich Energien und Einsatzstoffen werden im Artikel 2 [RED II, S. 102-105] u.a. folgende Begriffsbestimmungen aufgeführt:

- ▶ 1. „Energie aus erneuerbaren Quellen“ oder „erneuerbare Energie“ Energie aus erneuerbaren, nichtfossilen Energiequellen, das heißt Wind, Sonne (Solarthermie und Photovoltaik), geothermische Energie, Umgebungsenergie, Gezeiten-, Wellen- und sonstige Meeresenergie, Wasserkraft, und Energie aus Biomasse, Deponiegas, Klärgas und Biogas;
- ▶ 23. „Abfall“ Abfall im Sinne des Artikels 3 Nummer 1 der Richtlinie 2008/98/EG [...];
- ▶ 27. „Biomasse-Brennstoffe“ gasförmige und feste Kraft- und Brennstoffe, die aus Biomasse hergestellt werden;
- ▶ 32. „Flüssige Biobrennstoffe“ flüssige Brennstoffe, die aus Biomasse hergestellt werden und für den Einsatz zu energetischen Zwecken, mit Ausnahme des Transports, einschließlich Elektrizität, Wärme und Kälte, bestimmt sind;
- ▶ 33. „Biokraftstoffe“ flüssige Kraftstoffe für den Verkehr, die aus Biomasse hergestellt werden;
- ▶ 43. „Reststoff“ einen Stoff, der kein Endprodukt ist, dessen Produktion durch den Produktionsprozess unmittelbar angestrebt wird; er stellt nicht das primäre Ziel des Produktionsprozesses dar, und der Prozess wurde nicht absichtlich geändert, um ihn zu produzieren;
- ▶ 44. „Reststoffe aus Landwirtschaft, Aquakultur, Fischerei und Forstwirtschaft“ Reststoffe, die unmittelbar in der Landwirtschaft, Aquakultur, Fischerei und Forstwirtschaft entstanden sind; sie umfassen keine Reststoffe aus damit verbundenen Wirtschaftszweigen oder aus der Verarbeitung.

Des Weiteren wird in der RED II bei Stoffeinsätzen (in der RED II als Rohstoffeinsätze bezeichnet) regelmäßig auch auf die EU Abfall-Richtlinie 2008/98/EG verwiesen, z.B. in den Erwägungsgründen („recital“) 28 und 37 oder in Artikel 3 (3) RED II.

2.2 Analyse von Stoffströmen mit biogenem Anteil

Beim Versuch der Kategorisierung der Stoffstromliste emissionshandlungspflichtiger Anlagen 2018 in Deutschland zeigte sich, dass der Informationsgrad bezüglich der Herkunft der eingesetzten Stoffströme in vielen Fällen nur für eine notwendige, jedoch nicht hinreichende Sicherheit bei der Einordnung ausreichte.

- ▶ Im Falle der Verwendung von **Rest- und Abfallstoffen** wäre eine exakte Zuordnung der Einsatzstoffe, z.B. entsprechend den Abfallschlüsseln der Europäischen Abfallrichtlinie [AVV 2016], sinnvoll. Eine derartige Zuordnung fand sich jedoch nur sporadisch in den Datensätzen. Zahlreiche Stoffströme sind interne Produktionsabfälle, die in der Anlage selbst wiedereingesetzt werden und damit die Betriebsgrenze nicht verlassen. Solche Stoffströme besitzen keine Kennzeichnungspflicht nach AVV.
- ▶ Im Falle der Verwendung von **Anbaubiomasse** wäre ein eindeutiger Hinweis auf Art und Herkunft der Biomasse hilfreich.

Robust ausgeschlossen werden konnten aus Sicht der RED II lediglich alle (roh)stofflichen Verwendungen der Einsatzstoffe, da in der RED nur die energetische Verwendung (Strom, Wärme, Kälte, Kraftstoff) geregelt ist.

2.3 Offene Fragen

Einige Punkte verbleiben zum Zeitpunkt des Abschlussberichts zur ggf. weiteren Prüfung:

- ▶ Inkonsistente Aussagen, z.B.

Materialtyp (aus FMS-Katalog)	Chargenname (Betreiberspezifische Angabe)	Herkunft Berechnungsmethode	Bio Anteil Wert
Erdgas H	Erdgas H (BHKW)	Verbrennung	17,4 % C
Erdgas H	Erdgas	Verbrennung	33,5 % C
Erdgas L	Erdgas	Verbrennung	81,4 % C

Die ausschließliche Nennung von Erdgas sowohl in den Spalten „Materialtyp“ als auch „Chargenname“ legt eine Verwendung von 100% fossilem Methan nahe. Andererseits wird bei den oben gezeigten Stoffströmen in der Spalte „Bio Anteil Wert“ ein biogener/erneuerbarer Anteil ausgewiesen. Anlagenbetreiber dürfen im Rahmen der Emissionsberichterstattung durch einen Nachweis eines Massenbilanzsystems (Zertifikat, z.B. aus dem Biogasregister der dena) und eines Lieferscheins von Biomethan aus dem Erdgasnetz einen biogenen Anteil im Stoffstrom „Erdgas“ ausweisen. Zur einfacheren Einordnung solcher Stoffströme wäre eine konsistentere Bezeichnung des Materialtyps oder des Chargennamens hilfreich.

- ▶ Anlageninformationen

Neben Stoffinformationen sind auch Informationen zur Anlage (siehe Kapitel 3.5 und 4.5) notwendig, die den Stoff mit biogenen Anteil einsetzt, um beurteilen zu können, ob ein Nachhaltigkeits- und/oder Treibhausgaseinsparungsnachweis erbracht werden muss. Diese Informationen gehen jedoch nicht aus dem zur Verfügung gestellten Datensatz hervor. Damit stellt die vorgenommene Kategorisierung der Stoffstromliste in der Exceldatei nur einen ersten Schritt dar.

2.4 Empfehlungen

Für eine sichere Kategorisierung müsste die Datenerhebung mindestens hinsichtlich der eingesetzten Stoffe (insbesondere bei Rest- und Abfallstoffen) und Herkünften (insbesondere bei Anbaubiomasse) sowie hinsichtlich deren Verwendung (stofflich oder energetisch) und Anlagenzweck (Haupt- oder Nebenzweck) stärker detailliert werden. Die Verwendung geeigneter, harmonisierter Stoffstrominformationen wird hierfür empfohlen, z.B. eine – wo immer möglich und sinnvoll – Zuordnung von AVV-Abfallschlüsseln zu den eingesetzten Rest- und Abfallstoffen. Geeignete, harmonisierte Stoffstrominformationen würden darüber hinaus eine automatisierte Kategorisierung erleichtern, was die Robustheit der Kategorisierung gegenüber einem händischen Vorgehen erhöht.

3 Anlagenbegriff („Installation“) und Schwellenwerte

3.1 Ausgangslage

Eine finanzielle Förderung für den Verbrauch von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen ist grundsätzlich nur unter den engen Grenzen des Art. 29 Abs. 2 bis 7 und 10 RED II zulässig, vgl. Art. 29 Abs. 1 UAbs. 1 lit. c) RED II. Für Anlagen zur Produktion von Elektrizität, Wärme und Kälte oder Kraftstoffen, in denen Biomasse-Brennstoffe eingesetzt werden, sieht die Richtlinie zudem Schwellenwerte vor, vgl. Art. 29 Abs. 1 UAbs. 4 RED II.² Im Fall fester Biomasse-Brennstoffe gilt ein Schwellenwert von 20 MW Gesamtheizleistung, im Fall gasförmiger Biomasse-Brennstoffe ein Wert von 2 MW Gesamtheizleistung. Sind die Schwellenwerte erreicht, müssen die Anlagenbetreiber zwingend die Nachhaltigkeits- und Treibhausgaseinsparungskriterien einhalten. Zusätzlich zu den Nachhaltigkeits- und Treibhausgaseinsparungskriterien normiert Art. 29 Abs. 11 RED II anlagenbezogene Energieeffizienzvorschriften für Anlagen, die Elektrizität aus Biomasse-Brennstoffen produzieren. Dabei findet sich in der RED II weder eine Definition des Begriffs „Anlage“, noch eine Begriffsbestimmung zur Berechnung der Gesamtheizleistung. Damit ist zunächst unklar, wie dieser Schwellenwert zu bestimmen ist.

Demgegenüber wird der Begriff „Anlage“ in der EH-RL legaldefiniert. Zudem wird in Anhang I der EH-RL die Berechnung der Gesamtheizleistung ausgeführt und Schwellenwerte festgelegt, die sich allgemein auf Produktionskapazität oder Leistung beziehen. Es fragt sich daher, welche Anlagen von den Anforderungen zur Nachhaltigkeit und Treibhausgaseinsparung nach der RED II im EHS betroffen sind.

Vor diesem Hintergrund soll zunächst der Anlagenbegriff nach der EH-RL untersucht und dargestellt werden. Im Anschluss daran wird in einem ersten Schritt die Anwendbarkeit der Voraussetzungen zur Nachhaltigkeit und Treibhausgaseinsparung nach Art. 29 Abs. 1 UAbs. 1 lit. c) RED II geprüft. Sodann wird in einem zweiten Schritt die Verpflichtung nach Art. 29 Abs. 1 UAbs. 4 RED II analysiert. Maßgeblich wird hierbei die Auslegung des Begriffs „Anlage“ nach der RED II sein.

3.2 Anlagen unter der EH-RL

Der Begriff der „Anlage“ ist in Art. 3 lit. e) [EH-RL 2003] legaldefiniert.³ Demnach ist eine Anlage eine ortsfeste technische Einheit, in der eine oder mehrere der in Anhang I genannten Tätigkeiten sowie andere unmittelbar damit verbundene Tätigkeiten durchgeführt werden, die mit den an diesem Standort durchgeführten Tätigkeiten in einem technischen Zusammenhang stehen und die Auswirkungen auf die Emissionen und die Umweltverschmutzung haben können. Ob die ortsfeste Einheit unter den Emissionshandel fällt, bestimmt sich demnach nach der Tätigkeit. Zudem sieht die Richtlinie gemäß Anhang I EH-RL teilweise Schwellenwerte zur Einbeziehung der Tätigkeiten in den Emissionshandel vor. Die Schwellenwerte beziehen sich auf Produktionskapazitäten oder Leistungen, vgl. Anhang I Nr. 2 S. 1 EH-RL. Demnach kann unterschieden werden zwischen Kapazitätsschwellenwerten und Leistungsschwellenwerten in Form der Gesamtheizleistung.

² Die Mitgliedstaaten können abweichende, geringere Schwellenwerte vorsehen, vgl. Art. 29 Abs. 1 UAbs. 4 RED II.

³ Siehe zur Auslegung des Anlagenbegriffs nach der EH-RL auch [Zimmermann 2011, S. 63 ff].

Werden in einer Anlage mehrere Tätigkeiten derselben Kategorie durchgeführt und greift der Kapazitätsschwellenwert, so werden die Kapazitäten der Tätigkeiten addiert, vgl. Anhang I Nr. 2 S. 2 EH-RL. Zur Berechnung der Gesamtfeuerungswärmeleistung werden die Feuerungswärmeleistungen aller technischen Einheiten der Anlage – in denen Verbrennungstätigkeiten erfolgen – addiert, vgl. Anhang I Nr. 3 EH-RL.⁴

3.3 Anlagen unter der RED II

Im Folgenden wird der Anwendungsbereich der Nachhaltigkeits- und Treibhausgaseinsparungskriterien nach der RED II skizziert. Daran anschließend wird der hierbei gebrauchte Anlagenbegriff nach der RED II ausgelegt und bestimmt. Es erfolgt im ersten Schritt die Auslegung nach dem Wortlaut, sodann die Auslegung nach Systematik und Telos sowie die Auslegung anhand der Normgenese.

3.3.1 Finanzielle Förderung nach Art. 29 Abs. 1 UAbs. 1 lit. c) RED II

Im Anwendungsbereich des Art. 29 Abs. 1 RED II ist – gemäß dem Wortlaut – zwischen einer Pflicht zum Einhalten der Nachhaltigkeits- und Treibhausgaseinsparungskriterien als Voraussetzung zum Erlangen finanzieller Förderung (vgl. Art. 29 Abs. 1 UAbs. 1 lit. c) RED II) und einem Verbot zum Einsatz bestimmter Brennstoffe (vgl. Art. 29 Abs. 1 UAbs. 4 RED II) zu unterscheiden.

Adressat der Einhaltungspflicht nach Art. 29 Abs. 1 UAbs. 1 lit. c) RED II sind alle Betreiber von Anlagen, die Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe verbrauchen und hierfür eine finanzielle Förderung erhalten wollen. Der Artikel spricht hierbei vom Verbrauch dieser Kraft- und Brennstoffe. Auf eine Zuordnung in Anlagen oder Anlagenteilen kommt es nicht an. Jeder Verbrauch dieser Stoffe, dem eine finanzielle Förderung gegenübersteht, setzt zum Erhalt dieser folglich die Einhaltung der Nachhaltigkeits- und Treibhausgaseinsparungskriterien voraus.

3.3.2 Regelung nach Art. 29 Abs. 1 UAbs. 4 RED II

Art. 29 Abs. 1 UAbs. 4 RED II legt für bestimmte Anlagen, die Biomasse-Brennstoffe einsetzen, eine Pflicht zum Einhalten der Nachhaltigkeits- und Treibhausgaseinsparungskriterien fest, soweit die Anlagen gewisse Schwellenwert überschreiten. Der Artikel spricht im Wortlaut davon, dass die in diesen Anlagen eingesetzten Stoffe die Nachhaltigkeits- und Treibhausgaseinsparungskriterien einhalten müssen (eng.: „shall“). Damit formuliert er ein Verbot für den Einsatz solcher Biomasse-Brennstoffe, die diese Kriterien nicht erfüllen.

Entgegen dem Wortlaut könnte der Art. 29 Abs. 1 UAbs. 4 RED II als bloße de-minimis Vorschrift verstanden werden. Der Unterabsatz wäre demnach zusammen mit Art. 29 Abs. 1 UAbs. 1 RED II zu lesen. Die Rechtsfolge des Unterabsatzes wäre sodann kein Verbot des Einsatzes von Biomasse-Brennstoffen, soweit die Schwellenwerte überschritten sind. Vielmehr gilt nach diesem Verständnis bei Überschreiten der Schwellenwerte der Art. 29 Abs. 1 UAbs. 1 RED II. Sind die Schwellenwerte nicht überschritten, so würde hiernach keine Pflicht zur Nachweisführung der Nachhaltigkeits- und Treibhausgaseinsparungskriterien bestehen. Für ein solches Verständnis des Unterabsatzes könnte der Erwägungsgrund 104 RED II angebracht werden. Dem folgend zielen die Schwellenwerte auf eine Verringerung des Verwaltungsaufwandes. Für diese Auslegung kann auch angeführt werden, dass der europäische

⁴ Zum Begriff der Feuerungswärmeleistung, siehe [Hohmuth 2006, S. 71 ff.] Vgl. auch den Beitrag von Theuer in: [Frenz 2008], TEHG, § 2 Rn. 11 ff.

Gesetzgeber mit Blick auf ggf. nicht bestehende Kompetenzen ein Verbot für den Einsatz von Biomasse nicht regeln wollte.

Hier kann nicht abschließend geklärt werden, ob mit dem Art. 29 Abs. 1 UAbs. 4 RED II eine eigene Verbotsvorschrift oder lediglich eine de-minimis Regelungen getroffen wurde. Die Auswirkungen der unterschiedlichen Auslegungsergebnisse auf das EHS müssen im weiteren Verlauf berücksichtigt werden.

Zudem richtet sich die Vorschrift an Betreiber von Anlagen zur Produktion von Elektrizität, Wärme und Kälte oder Kraftstoffen. Fraglich ist, ob eine Anlage zur Produktion von Elektrizität, Wärme und Kälte oder Kraftstoffen nur vorliegt, wenn dies die Haupttätigkeit der Anlage darstellt. Wäre dies der Fall, so wären Betreiber mit anderen Haupttätigkeiten, die jedoch in Anlagenteilen bspw. Prozesswärme aus Biomasse-Brennstoffe bereitstellen, nicht von der Vorschrift umfasst.

Die Auslegung des Art. 29 Abs. 1 UAbs. 4 RED II führt hier zu keinem eindeutigen Ergebnis. Ausgehend vom Wortlaut „zur“ und der damit zielgerichteten Produktion der aufgelisteten Energieprodukte kann sowohl von der Haupttätigkeit als auch der Nebentätigkeit des Anlagenbetriebs ausgegangen werden. Blickt man auf die aufgelisteten Energieprodukte so erscheint zumindest die Produktion von Kraftstoffen in Nebentätigkeit zweckentfremdet. Zur Auslegung muss auch der Begriff der Gesamtfeuerungswärmeleistung herangezogen werden. Dieser geht letztlich von der Addition mehrerer Feuerungswärmeleistungen und damit mehrerer Anlagenteile aus, vgl. Abschnitt 3.3.2.2. Auch vor dem Hintergrund mehrerer Anlagenteile kann angesichts der aufgelisteten Energieprodukte sowohl von einer Haupttätigkeit als auch einer Nebentätigkeit der Anlage ausgegangen werden.

Etwas anderes ergibt sich auch nicht aus der systematischen Auslegung. Ausgehend vom Verständnis, dass Art. 29 Abs. 1 UAbs. 4 RED II eine Verbotsvorschrift darstellt, liegt hiermit eine Verschärfung für Biomasse-Brennstoffe vor. So könnte der Absatz dahingehend weit ausgelegt werden, dass für diesen Einsatzstoff eine strenge Verbotsvorschrift gilt, unabhängig davon, ob die Anlage Elektrizität, Wärme und Kälte oder Kraftstoffe in Haupt- oder Nebentätigkeit produziert.

Diese Auslegung könnte auch vom Telos der Vorschrift getragen werden. Sinn und Zweck der Vorschrift ist es nur nachhaltige und treibhausgaseinsparende Biomasse-Brennstoffe in Anlagen zur Produktion von Elektrizität, Wärme und Kälte oder Kraftstoffen zuzulassen. Der Sinn und Zweck des Verbots wären mit einer engen Auslegung, die nur Anlagen mit entsprechender Haupttätigkeit erfasst, ebenso erreicht wie bei einer weiten Auslegung, die auch sonstige Anlagen einschließen würde. Letztere würde jedoch den Zweck der Verbotsvorschrift erweitern. Ziel wäre nach einer weiten Auslegung nicht nur die Harmonisierung strenger Kriterien für Biomasse-Brennstoffe, sondern letztlich strenge Anforderungen an die Energieprodukte Elektrizität, Wärme und Kälte oder Kraftstoffe, die auf Biomasse-Brennstoffe beruhen.

Die Auslegung des Art. 29 Abs. 1 UAbs. 4 RED II führt insoweit nicht zu einem eindeutigen Ergebnis. Geht man von der Einordnung des Unterabsatzes als Verbotsvorschrift aus, so sprechen jedoch weitere Gründe für eine enge Auslegung. Dies beruht auf dem Grundsatz, dass Ausnahmen eng auszulegen sind und andernfalls durch die RED II ein fast alle emissionshandlungspflichtigen Anlagen betreffendes Verbot geschaffen würde. Richtigerweise wäre auch die weite Auslegung vertretbar. Sodann würden auch Anlagen, die Biomasse-Brennstoffe einsetzen, um ihre Prozesswärme zu erzeugen, vom Verbot erfasst.

Dieses Verbot greift jedoch nur beim Überschreiten der Schwellenwerte. Die Schwellenwerte liegen im Fall fester Biomasse-Brennstoffe bei einer Gesamtfeuerungswärmeleistung von 20 MW

oder mehr und im Fall gasförmiger Biomasse-Brennstoffe bei einer Gesamtfeuerungswärmeleistung von 2 MW oder mehr. Der Artikel gibt demnach Leistungsschwellenwerte an.

Die RED II definiert weder in diesem Artikel noch an anderer Stelle den Begriff der Anlage und der Gesamtfeuerungswärmeleistung. Im Folgenden sollen daher die Begriffe vor dem Hintergrund möglicher Auswirkungen auf das EHS ausgelegt werden.

3.3.2.1 Anlage

Zunächst wird der Begriff der Anlage ausgelegt.

3.3.2.1.1 Wortlaut

Art. 29 RED II spricht von Anlagen (Abs. 10) bzw. Anlagen zur Produktion von Elektrizität, Wärme und Kälte oder Kraftstoffen (Abs. 1 UAbs. 4). Darüber hinaus gibt der Wortlaut keinerlei Anhaltspunkte zur Begriffsbestimmung. Stellt man zur Wortlautauslegung auf die etymologische Begriffsbestimmung ab, ist mit Blick auf die Besonderheiten des Unionsrechts zunächst anzuführen, dass (fast) alle Amtssprachen der Mitgliedstaaten gleichermaßen verbindlich und entsprechend bei der Auslegung zu berücksichtigen sind, vgl. Art. 55 Abs. 1 EUV.⁵ Im deutschen Duden wird Anlage – neben weiteren Begriffsbedeutungen – im Sinne einer technischen Vorrichtung und Einrichtung verstanden.⁶ Die Hinzunahme des Begriffs der Gesamtfeuerungswärmeleistung in Bezugnahme auf die Anlage legt nahe, dass diese den Zusammenschluss mehrerer technischer Einrichtungen - mit eigener Feuerungswärmeleistung - meint. Ausdruck des Zusammenschlusses mehrerer technischer Einrichtungen wird regelmäßig der räumliche oder sonst objektiv nachvollziehbare Zusammenhang sein. Zieht man zudem die etymologische Herkunft des Wortes Anlage vom Verb „anlegen“ sowie vom Verb „legen“ heran, kann sogleich von einer ortsgebundenen, festen Einrichtung ausgegangen werden.

Dem Wortlaut nach ist eine Anlage folglich der ortsfeste Zusammenschluss mehrerer technischer Einrichtungen und Vorrichtungen, die im räumlichen oder sonstigen Zusammenhang stehen. Für nichts Abweichendes sprechen auch bspw. der englische und französische Wortlaut. Der dort genutzte Begriff der „installation“ und dessen etymologischer Hintergrund⁷ sprechen gleichermaßen für die obige Begriffsbestimmung.

3.3.2.1.2 Systematik

Die Auslegung nach der Systematik im Sinne einer Untersuchung der systematischen Zusammenhänge innerhalb der RED II eröffnet keine weiteren Erkenntnisse. Die sonstigen Bezugnahmen auf den Begriff der Anlage widersprechen der obigen Begriffsbestimmung nach dem Wortlaut nicht.

Bei der systematischen Auslegung des Sekundärrechts kommt dem Prinzip der Kohärenz besondere Bedeutung zu. Gemäß Art. 13 Abs. 1 Vertrag über die Europäische Union [EUV 2012] hat die Europäische Union in ihrer Politik und ihren Maßnahmen Kohärenz sicherzustellen. Die innereuropäische Kohärenz meint hierbei das aufeinander abgestimmte, sinnlogisch zusammenhängende Wirken der Europäischen Union, ihrer Institutionen und der Mitgliedstaaten. Sekundärrechtliche Maßnahmen der Europäischen Union sind demnach

⁵ Dazu auch [Mayer 2005]

⁶ Siehe hierzu Duden, abrufbar unter: <https://www.duden.de/rechtschreibung/Anlage> (zuletzt abgerufen am 14.05.2019).

⁷ Der Begriff „installation“ geht wohl auf die lateinischen Worte „in“ sowie „stallum“ zurück und meint damit wohl „Einsetzen“. Der Begriff wurde wohl in Bezug auf die Schaffung eines Amtssitzes verwendet.

aufeinander abzustimmen.⁸ Aus dieser Maßnahmenkohärenz folgt nicht sogleich, dass im Sekundärrecht zwingend gleichbleibende Begrifflichkeiten und Maßnahmenpakete verwendet werden müssen. Im Sekundärrecht können durchaus Widersprüche bestehen. Das Prinzip der Kohärenz und hier der Maßnahmenkohärenz verlangt jedoch nach einer möglichst zusammenhängenden Betrachtung und demnach einem grundsätzlich einheitlichen Begriffs- und Maßnahmenverständnis.

Legt man diese Ausführungen zugrunde und ordnet die EH-RL sowie die RED II als Sekundärrechtsakte der in sich kohärenten Klimaschutz- und Umweltschutzpolitik bzw. des Klimaschutzmaßnahmenpakets der Europäischen Union zu, so sollte möglichst von einem weitestgehend gemeinsamen Begriffsverständnis der in beiden Richtlinien verwendeten Begrifflichkeiten ausgegangen werden. Dem folgend legt die systematische Auslegung im Sinne einer Maßnahmenkohärenz für den Anlagenbegriff der RED II eine der Legaldefinition des Art. 3 lit. e) EH-RL gleichlautende Begriffsbestimmung nahe. Abweichungen zur obigen Auslegung nach dem Wortlaut ergeben sich daraus nicht.

3.3.2.1.3 Telos

Ebenso wie die Auslegung nach der Systematik legt auch die Auslegung nach Sinn und Zweck der Vorschrift (Telos) keinen Widerspruch zum Begriffsverständnis nach der EH-RL nahe.

Sinn und Zweck des Art. 29 RED II ist die Einführung und Harmonisierung von Nachhaltigkeits- und Treibhausgaseinsparungskriterien für den Einsatz von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen. Dabei dient die Vorschrift den umwelt- und energiepolitischen Zielen der Union aus Art. 191, 194 Abs. 1 des Vertrages über die Arbeitsweise der Europäischen Union [AEUV 2012] und gewährleistet durch die Harmonisierung ein reibungsloses Funktionieren des Binnenmarktes beim Handel mit solchen Stoffen.

Vor dem Hintergrund der Harmonisierung, also der Vereinheitlichung gemeinsamer Mindeststandards, spricht vieles dafür, dass zugleich kein Widerspruch zu Begriffsverwendungen in anderen Sekundärrechtsakten vorgesehen ist. Vielmehr wäre eine Harmonisierung erschwert, wenn mit der RED II abweichende Begrifflichkeiten eingeführt würden. Der Art. 29 RED II zielt gerade nach seinem Sinn und Zweck nicht auf die Änderung der EH-RL oder anderer Sekundärrechtsakte. Stattdessen sollen nur Nachhaltigkeits- und Treibhausgaseinsparungskriterien eingeführt und auf bestehende Förderregulierungen angewendet werden. Die Förderregulierungen selbst sollen durch die Vorschrift jedoch nicht abgeändert werden. Mithin ist nach dem Telos des Art. 29 RED II für den Begriff der Anlage keine vom Begriffsverständnis der EH-RL abweichende Auslegung anzunehmen.

3.3.2.1.4 Normgenese

Nichts anderes ergibt sich aus der Auslegung gemäß der Gesetzeshistorie, also der Normgenese. Diese lässt sich im Europarecht an den in den Gesetzgebungsakten abgedruckten Erwägungsgründen ablesen.

Die Erwägungsgründe 94 ff. RED II geben als Ziel der Nachhaltigkeits- und Treibhausgaseinsparungskriterien die Einhaltung des Art. 194 Abs. 1 AEUV und die Harmonisierung zu Gunsten des Binnenmarktes an. Ausdrücklich sollen dabei solche Stoffe von den Kriterien betroffen sein, denen eine Förderregelung zugutekommt. Eine Änderung der Förderregelung selbst ist mit den Kriterien nicht angestrebt. Demnach spricht auch die

⁸ So spricht auch die RED II in ErwG. 45 von der Kohärenz zwischen den Zielen dieser Richtlinie und dem sonstigen Umweltrecht der Union.

Auslegung der Normgenese zunächst dafür, dass die Begrifflichkeiten des Art. 29 RED II der EH-RL folgen und von dieser nicht abweichen.

Abweichendes kann sich jedoch mit Blick auf eine Mitteilung der Kommission zur praktischen Umsetzung der europäischen Nachhaltigkeitsvorschriften für Biokraftstoffe und flüssige Biobrennstoffe nach der RED I ergeben [EK 2010]. In dieser Mitteilung erklärt die Kommission, dass der Begriff „Anlage“ jede im Herstellungsverfahren eingesetzte Verarbeitungsanlage umfasse. Dies könnte einen vom EHS unabhängigen und engeren Anlagenbegriff nahelegen. Demnach wäre eine Anlage im Sinne der RED I und sodann auch der RED II eine Verbrennungs- oder Herstellungseinheit. Richtigerweise sind die Mitteilung der Kommission und der dortige Definitionsvorschlag nicht verbindlich. Folgt man dennoch diesem Definitionsvorschlag, so könnte eine emissionshandelspflichtige Anlage im Sinne der EH-RL aus mehreren Anlagen im Sinne der RED II bestehen. Damit ist jedoch denkbar, dass die Nachhaltigkeits- und Treibhausgaseinsparungskriterien innerhalb einer emissionshandelspflichtigen Anlage erheblich auseinanderfallen können. Während einige Verbrennungseinheiten die Kriterien ggf. erfüllen müssen, greifen die Vorschriften für andere Einheiten womöglich nicht. Für den Emissionshandel würde dies eine komplexe Einzelüberprüfung aller Einheiten einer Anlage erforderlich machen.

3.3.2.2 Gesamtfeuerungswärmeleistung

Fraglich ist, ob sich hinsichtlich der Gesamtfeuerungswärmeleistung im Sinne des Art. 29 Abs. 1 UAbs. 4 RED II kein von der EH-RL abweichendes Verständnis ergibt.

Der Begriff der Gesamtfeuerungswärmeleistung ist in der RED II nicht definiert. Dies ist allerdings auch unschädlich, da es sich bei der Gesamtfeuerungswärmeleistung nicht um einen Rechtsbegriff handelt. Der Begriff ist vielmehr technischer Art und lässt verschiedene Auslegungen nicht zu. Die Gesamtfeuerungswärmeleistung meint die Summe der Feuerungswärmeleistung der Anlage. Feuerungswärmeleistung ist das Verbrennungsfassungsvermögen der Anlage bzw. Anlagenteile. Die Gesamtfeuerungswärmeleistung kann demnach ausschließlich bei Verbrennungstätigkeiten angegeben werden. Der Schwellenwert des Art. 29 RED II ist ein Leistungsschwellenwert. Ein Kapazitätsschwellenwert fehlt. Dies ist jedoch insoweit unproblematisch, als sich die Vorschrift ausschließlich an Verbrennungstätigkeiten in Anlagen zur Produktion von Elektrizität, Wärme und Kälte oder Kraftstoffen richtet.

Von besonderer Relevanz ist jedoch, ob bei der Berechnung der Gesamtfeuerungswärmeleistung Ausnahmen oder sonstige Besonderheiten bestehen. Solche sind im Anhang I der EH-RL ausdrücklich geregelt. Anhang I Nr. 3 EH-RL regelt, dass Einheiten mit einer Feuerungswärmeleistung von weniger als 3 MW und Einheiten, die außer für Zwecke der Zünd- und Stützfeuerungs ausschließlich Biomasse nutzen dürfen, bei der Berechnung der Gesamtfeuerungswärmeleistung nicht berücksichtigt werden. Eine vergleichbare Regelung fehlt im Art. 29 Abs. 1 UAbs. 4 RED II. Gegebenenfalls können diese Ausnahmen jedoch auf den Art. 29 Abs. 1 UAbs. 4 RED II übertragen werden. Dies ist mit Blick auf die Ausnahme für den Einsatz von Biomasse ausgeschlossen, da Art. 29 RED II gerade den Einsatz von Biomasse-Brennstoffen mit den einschlägigen Nachhaltigkeits- und Treibhausgaseinsparungskriterien reguliert. Aber auch eine Übertragung der De-minimis-Regelung für Einheiten von weniger als 3 MW drängt sich nicht auf. Grundsätzlich wäre eine entsprechende De-minimis-Regelung, also eine Ausnahme, gesetzlich festzuschreiben. Eine entsprechende Anwendung von Anhang I Nr. 3 EH-RL wäre nur zulässig, wenn hier in Art. 29 Abs. 1 UAbs. 4 RED II eine ungewollte Gesetzeslücke vorläge und vergleichbare Regelungsbereiche gegeben wären. Zumindest letzteres scheidet hier jedoch aus. Der Art. 29 Abs. 1 UAbs. 4 RED II will nach dem obigen Verständnis gerade keine

Entscheidung über die Aufnahme der Anlagen in das EHS treffen. Ebenso wenig reguliert er die Anwendung der Biomasse-Privilegierung. Ausnahmen bei den dortigen Schwellenwertberechnungen hätten entsprechend in der RED II aufgenommen werden müssen. Eine Übertragung der Ausnahmen nach Anhang I Nr. 3 EH-RL liefe dem Zweck eines strikten und harmonisierten Umweltschutzes entgegen.

3.4 Zwischenergebnis

- ▶ Es ist zwischen (1) finanzieller Förderung durch Anwendung des Emissionsfaktors 0 für Biomasse und (2) dem Verbot von nicht nachhaltigen und treibhausgaseinsparenden Biomasse-Brennstoffen in Anlagen zur Produktion von Elektrizität, Wärme oder Kälte und Kraftstoffen zu unterscheiden.
- ▶ Die Verbotsvorschrift kann ggf. als bloße de-minimis Regelung verstanden werden
- ▶ Anlage im Sinne des Art. 29 RED II ist der ortsfeste Zusammenschluss mehrerer technischer Einrichtungen und Vorrichtungen, die im räumlichen oder sonstigen Zusammenhang stehen.
- ▶ Der Anlagenbegriff nach Art. 29 RED II stimmt demnach mit dem Anlagenbegriff nach EH-RL überein.
- ▶ Anlage im Sinne des Art. 29 RED II kann abweichend aber auch jede Verbrennungseinheit meinen. Demnach könnte eine emissionshandelspflichtige Anlage aus mehreren Anlagen im Sinne der RED II bestehen.
- ▶ Die Gesamtfeuerungswärmeleistung nach Art. 29 RED II ist die Summe der Feuerungswärmeleistung der Anlage. Die Feuerungswärmeleistung ist das Verbrennungsfassungsvermögen der Anlage bzw. Anlagenteile.
- ▶ Die EH-RL sieht bei der Berechnung der Gesamtfeuerungswärmeleistung Ausnahmen vor (De-Minimis; ausschließlicher Einsatz von Biomasse). Diese Ausnahmen sind nicht auf Art. 29 RED II übertragbar.
- ▶ Die Berechnung der Gesamtfeuerungswärmeleistung nach Art. 29 RED II unterscheidet sich damit von der Berechnung nach EH-RL.

3.5 Auswirkungen der Auslegungen auf den Emissionshandel

Ausgehend von den obigen Ausführungen zur Auslegung der Begrifflichkeiten in Art. 29 RED II sollen im Folgenden die Auswirkungen dieser Auslegung auf den Emissionshandel dargestellt und untersucht werden. Im Mittelpunkt steht dabei die Frage, welche emissionshandelspflichtigen Anlagen die Nachhaltigkeits- und Treibhausgaseinsparungskriterien erfüllen müssen.

3.5.1 Emissionshandelspflichtige Anlagen unter Nutzung der Biomasse-Privilegierung

Emissionshandelspflichtige Anlagen, die nach Umsetzung der RED II die Privilegierung nach Anhang I der EH-RL für den Einsatz von Biomasse durch Anrechnung mit dem Emissionsfaktor 0 erhalten wollen, müssen die Nachhaltigkeits- und Treibhausgaseinsparungskriterien gemäß Art. 29 Abs. 2 bis 7 und Abs. 10 RED II einhalten. Diese Pflicht trifft alle Anlagenbetreiber unterschiedslos (d.h. die emissionshandelspflichtigen Anlagen aller Tätigkeiten). Die Einhaltung

der Nachhaltigkeits- und Treibhausgaseinsparungskriterien ist durch die Betreiber nachzuweisen.

3.5.2 Emissionshandelspflichtige Anlagen zur Produktion von Elektrizität, Wärme, Kälte oder Kraftstoffen unter Einsatz von Biomasse-Brennstoffen

Gemäß Art. 29 Abs. 1 UAbs. 4 RED II müssen Anlagen zur Produktion von Elektrizität, Wärme, Kälte oder Kraftstoffen, die Biomasse-Brennstoffe einsetzen und die Schwellenwerte überschreiten, zwingend die Kriterien zur Nachhaltigkeit und Treibhausgaseinsparung einhalten.

Folgt man der abweichenden Auslegung, dass Art. 29 Abs. 1 UAbs. 4 RED II lediglich eine de-minimis Vorschrift sei und mit Art. 29 RED II ein eigener, engerer Anlagenbegriff vorliegt, ergeben sich andere Auswirkungen. Hiernach wären Anlagen zur Produktion von Elektrizität, Wärme, Kälte oder Kraftstoffen, die Biomasse-Brennstoffe einsetzen und die Schwellenwerte nicht überschreiten nicht gezwungen die Nachhaltigkeits- und Treibhausgaseinsparungskriterien einzuhalten. Den Emissionsfaktor 0 könnten diese Anlagen unterhalb des Schwellenwertes auch bei nicht nachhaltiger und nicht treibhausgaseinsparender Biomasse ansetzen. Auch die Frage nach der Haupttätigkeit der emissionshandelspflichtigen Anlage wäre nicht zu stellen. Folgt man dem engen, eigenständigen Anlagenbegriff der RED II, so wird jede Verbrennungs- bzw. Herstellungseinheit für sich betrachtet. Damit wären zwingend auch solche Einheiten zur Produktion von Elektrizität, Wärme, Kälte erfasst, die beispielsweise zu einer emissionshandelspflichtigen Zementfabrik gehören. Für diese einzelnen Einheiten müsste der Fabrikbetreiber im Falle der Schwellenüberschreitung die Einhaltung der Nachhaltigkeits- und Treibhausgaseinsparungskriterien nachweisen.

Für Betreiber von Anlagen zur Produktion von Elektrizität aus Biomasse-Brennstoffen gelten zudem die Energieeffizienzanforderungen nach Art. 29 Abs. 11 RED II. Absatz 11 listet für solche Anlagen einzuhaltende Effizienzanforderungen auf, vgl. Art. 29 Abs. 11 UAbs. 1 lit. a)-d) RED II. Der Betreiber muss das Einhalten mindestens einer dieser Anforderungen nachweisen. Darüber hinaus können Betreiber von Anlagen, in denen ausschließlich Elektrizität produziert wird, den Biomasse-Privilegierung nur geltend machen, wenn sie als Hauptbrennstoff keine fossilen Brennstoffe einsetzen und keine kosteneffiziente Möglichkeit zur Nutzung hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplungstechnologie besteht. Die Energieeffizienzanforderungen gelten nicht für Anlagen, die Gegenstand einer besonderen Mitteilung eines Mitgliedstaats an die Kommission aufgrund des ordnungsgemäß begründeten Vorliegens einer Gefahr für die Stromversorgungssicherheit sind, Art. 29 Abs. 11 UAbs. 4 RED II.

Exkurs: Vollzug Deutschland

Wird Art. 29 Abs. 1 UAbs. 4 RED II als Verbot ausgelegt, obliegt die Einhaltung und Durchsetzung dieses Verbots den Mitgliedstaaten. Fragen der jeweiligen Verwaltungsordnung und Zuständigkeiten regelt das Unionsrecht nicht. In der Bundesrepublik Deutschland liegt die Zuständigkeit zur Überwachung und Durchsetzung des Verbots nach derzeitigem Stand nicht bei der Deutschen Emissionshandelsstelle. Die Zuständigkeiten im Rahmen des Emissionshandels sind abschließend in § 19 TEHG geregelt. Demnach beschränken sich die Zuständigkeiten letztlich auf die Überwachung der Emissionen, vgl. § 1 und § 2 TEHG. Eine Untersagungsbefugnis im Hinblick auf bestimmte Einsatzstoffe ist im TEHG für die Emissionshandelsstelle nicht vorgesehen. Vergleichbare Überwachungspflichten und Untersagungsbefugnisse liegen derzeit bei den landesrechtlich zuständigen Immissionsschutzbehörden, vgl. § 25 BImSchG. Es ist daher davon auszugehen, dass die Kontrolle der Einsatzstoffe und der Nachhaltigkeits- sowie

Treibhausgaseinsparungskriterien nach Art. 29 Abs. 1 UAbs. 4 RED II und ggf. die Untersagung bei Nichteinhaltung der Vorgaben durch diese Behörden zu verantworten wäre.

4 Inbetriebnahme der Anlage

4.1 Ausgangslage

Je nach Inbetriebnahme der EHS-Anlage sieht die RED II Mindestwerte für die Minderung von Treibhausgasemissionen (THG) vor, um für die in Art. 29 Abs. 1 UAbs. 1 RED II genannten Zwecke berücksichtigt werden zu können, vgl. Art. 29 Abs. 10 UAbs. 1 lit. d) RED II. Im Fall der Inbetriebnahme der Anlage zwischen dem 1. Januar 2021 und dem 31. Dezember 2025 gilt ein Wert von mindestens 70 %, im Fall der Inbetriebnahme nach dem 1. Januar 2026 ein Wert von mindestens 80 %. Unklar ist zum einen, welche THG-Minderungsanforderung für Anlagen mit einer Inbetriebnahme vor dem 1. Januar 2021 gilt und ob insoweit die Regelung des Art. 17 Abs. 2 RED I fort gilt.

Zum anderen ist zu klären, ab wann der Betrieb einer Anlage als aufgenommen gilt. Denkbar ist sowohl ein Verständnis im Sinne einer physischen als auch im Sinne einer regulatorischen Inbetriebnahme.

Es soll zunächst das Begriffsverständnis der Inbetriebnahme nach der EH-RL sowie dem Leitfaden zum Anhang I der EH-RL untersucht werden. Im Anschluss daran wird das Begriffsverständnis nach der RED II mithilfe der klassischen juristischen Auslegungsmethoden ermittelt. Daraufhin wird überprüft, welche THG-Minderungsanforderung für Anlagen mit einer Inbetriebnahme vor dem 1. Januar 2021 gilt. Schließlich werden die Auswirkungen auf den Emissionshandel dargelegt.

4.2 Inbetriebnahme unter der EH-RL

Zunächst wird der Begriff der Inbetriebnahme nach der EH-RL untersucht. Während die Vorschriften der EH-RL auf ein regulatorisches Verständnis hindeuten, ergibt sich aus Anhang I der EH-RL ein physisches Verständnis.

4.2.1 Regulatorisches Verständnis

Eine Legaldefinition des Begriffs der Inbetriebnahme findet sich in der EH-RL nicht. Gemäß Art. 4 EH-RL dürfen jedoch Anlagen grundsätzlich keine der in Anhang I der EH-RL genannten Tätigkeiten durchführen, bei denen die für diese Tätigkeit spezifizierten Emissionen entstehen, es sei denn, der Betreiber verfügt über eine von der zuständigen Behörde erteilte Emissionsgenehmigung oder es erfolgte ein Ausschluss vom EHS nach Art. 27 bzw. Art. 27a EH-RL. Abgesehen von diesen Ausnahmen geht die EH-RL im Regelfall von dem Erfordernis einer Emissionsgenehmigung aus, welche von der zuständigen Behörde gemäß Art. 6 EH-RL nur erteilt wird, wenn sie davon überzeugt ist, dass der Betreiber einer Anlage in der Lage ist, die Emissionen seiner Anlage bzw. Teilen hiervon zu überwachen und darüber Bericht zu erstatten. Da Anlagen vor ihrer Inbetriebnahme also grundsätzlich einer Genehmigung bedürfen, drängt sich ein regulatorisches Verständnis der Inbetriebnahme auf, welches auch für das Begriffsverständnis in der RED II relevant sein könnte.

4.2.2 Physisches Verständnis

In Anhang I Nr. 3 EH-RL und ergänzend in dem Leitfaden der Kommission [EC 2010] zu dem Anhang wird dagegen ein physisches Verständnis des Begriffs dahingehend zugrunde gelegt, dass nach einer Abschaltung von einer Biomasse-Anlage eine erneute Inbetriebnahme erfolgen kann. Nach Anhang I Nr. 3 Satz 4 EH-RL gelten als „Einheiten, die ausschließlich Biomasse nutzen“ auch solche Einheiten, die nur bei Inbetriebnahme und Abschaltung fossile Brennstoffe

nutzen. Der Einsatz fossiler Brennstoffe als sog. „start-up burner“ bei einer Biomasse-Anlage wird als integraler Bestandteil des Betriebs einer Anlage verstanden („Such pre-commissioning or start up operations are an integral part of the operation of installations [...]“), vgl. S. 7 des Leitfadens. Reserve- und Hilfeinheiten, die die Haupteinheit in bestimmten Zeiten ersetzen oder unterstützen, sind nach diesem Verständnis für den größten Teil des Jahres außer Betrieb, vgl. S. 16 des Leitfadens. Ihre Inbetriebnahme erfolgt nur bei Bedarf. Aus der Rechtsprechung des Europäischen Gerichtshofs ergibt sich nichts Abweichendes. Im Leitsatz des Urteils vom 28. Juli 2016 – C-457/15 [EuGH 2016] hält der Gerichtshof fest, dass die Emissionshandelspflicht einer Anlage zur Stromerzeugung mit dem erstmaligen Ausstoß von Treibhausgasen und damit möglicherweise schon vor der ersten Stromerzeugung beginnt. Die Verwendung des Begriffs „erstmalig“ ist insoweit etwas irreführend. Es deutet in dem Urteil nichts daraufhin, dass der EuGH von einer nur einmaligen physischen Inbetriebnahme einer Anlage ausgeht. Stattdessen wurde beabsichtigt, klarzustellen, dass die Emissionshandelspflicht unabhängig von der Stromerzeugung ausgelöst werden kann. Im Ergebnis könnte also auch ein Begriffsverständnis in diesem Sinne auf die RED II übertragen werden.

4.3 Inbetriebnahme unter der RED II

In diesem Abschnitt wird der Begriff der Inbetriebnahme nach der RED II ausgelegt und bestimmt. Es erfolgt im ersten Schritt die Auslegung nach dem Wortlaut, sodann die Auslegung nach Systematik und Telos sowie die Auslegung anhand der Normgenese.

4.3.1 Wortlaut

Nach Art. 29 Abs. 10 UAbs. 1 lit. d) RED II muss die durch die Verwendung von Biomasse-Brennstoffen erzielte Minderung der Treibhausgasemissionen, die für die in Art. 29 Abs. 1 UAbs. 1 RED II genannten Zwecke berücksichtigt werden soll, bei der Elektrizitäts-, Wärme- und Kälteerzeugung aus Biomasse-Brennstoffen in Anlagen, die den Betrieb zwischen dem 1. Januar 2021 und dem 31. Dezember 2025 aufnehmen, mindestens 70 %, und in Anlagen, die den Betrieb nach dem 1. Januar 2026 aufnehmen, mindestens 80 % betragen. Anhaltspunkte für die Begriffsbestimmung finden sich möglicherweise in dem Wortlaut des Art. 29 Abs. 10 UAbs. 2 RED II. Danach gilt, dass eine Anlage dann in Betrieb ist, wenn [...] die physische Produktion von Wärme, Kälte und Elektrizität aus Biomasse-Brennstoffen aufgenommen wurde. Es handelt sich hierbei nicht um eine Legaldefinition des Begriffs der Inbetriebnahme. Die Formulierung („Es gilt, [...]“) deutet vielmehr auf eine rechtliche Fiktion hin. Zudem bezieht sich der Inhalt des Satzes nur auf das in Betrieb sein und nicht auf die Inbetriebnahme. Aus dieser Vorschrift kann daher allenfalls geschlossen werden, dass eine Anlage, die einmal ihren Betrieb aufgenommen hat, ab diesem Moment als in Betrieb gilt, und zwar unabhängig davon, ob sie zu einem späteren Zeitpunkt vorübergehend abgeschaltet wird. Ein gesetzgeberischer Wille, den Begriff der Inbetriebnahme zu definieren, erschließt sich aus dem Wortlaut des Art. 29 Abs. 10 UAbs. 2 RED II nicht. Ein solcher wäre etwa bei folgender Formulierung erkennbar: „Eine Anlage nimmt ihren Betrieb auf, wenn ...“. Denkbar wäre aus gesetzgeberischer Sicht auch der Einsatz eines Klammerzusatzes, der bei Legaldefinitionen üblich ist. Ein solcher existiert jedoch vorliegend nicht. Abgesehen hiervon würde eine Definition an der genannten Stelle der Systematik der RED II widersprechen, da sich die Begriffsbestimmungen der Richtlinie in Art. 2 RED II befinden. Zu demselben Ergebnis kommt man auch über den englischen oder französischen Wortlaut, vgl. Art. 55 Abs. 1 EUV. Im Englischen lautet die Vorschrift: ““An installation shall be considered to be in operation once [...] the physical production of heating and cooling and electricity from biomass fuels has started.” Im Französischen lautet sie: “Une installation est considérée comme étant en service une fois [...] que la production physique de chaleur et de froid et d’électricité à partir de combustibles issus

de la biomasse y a débuté.” Durch die – in der deutschen Fassung nicht vorhandenen – Begriffe “once” bzw. “une fois” (im Deutschen: „einmal“) bestätigen diese Fassungen das hier gefundene Ergebnis. Demnach gilt eine Anlage ab dem Zeitpunkt der erstmaligen Aufnahme ihrer physischen Produktion als in Betrieb.

Da in der RED II keine Legaldefinition des Begriffs der Inbetriebnahme sowie auch keine sonstigen Hinweise oder Konkretisierungen in Bezug auf den Begriff vorhanden sind, erfolgt die weitere Auslegung des Begriffs unter Zugrundelegung ihres etymologischen Zusammenhangs. Im deutschen Duden wird die Inbetriebnahme als die erstmalige Nutzung bzw. das erstmalige Betreiben einer größeren Anlage verstanden.⁹ Dem Wortlaut nach ist nicht ganz eindeutig, ob die erstmalige physische oder regulatorische Inbetriebnahme gemeint ist. Jedenfalls wird auch hier auf die erstmalige Inbetriebnahme der Anlage abgestellt, sodass insofern übereinstimmend mit den Erwägungen zu Art. 29 Abs. 10 UAbs. 2 RED II von dem Begriffsverständnis aus der Anlage I EH-RL (i.V.m. dem Leitfaden der Kommission) abgewichen wird. Der englische Wortlaut präzisiert den Begriff etwas weiter. Unter „operation“ versteht man – neben weiteren Begriffsbedeutungen – ein Verfahren produktiver oder industrieller Aktivität („a course or procedure of productive or industrial activity“).¹⁰ Der Begriff der Inbetriebnahme gewinnt dadurch einen physischen Charakter. Für nichts Abweichendes spricht auch der französische Wortlaut. Dort ist unter „service“ ganz allgemein die Rede von einer beruflichen oder gewerbsmäßigen Aktivität, die durch ein Unternehmen oder eine Behörde ausgeübt wird („activité professionnelle exercée dans une entreprise, une administration“).¹¹

Nach dem Wortlaut ist der Begriff der Inbetriebnahme in der RED II also am ehesten dahingehend zu verstehen, dass das erstmalige physische Betreiben einer Anlage adressiert wird.

4.3.2 Systematik

Die Auslegung nach der Systematik im Sinne einer Untersuchung der systematischen Zusammenhänge innerhalb der RED II eröffnet keine weiteren Erkenntnisse. Es ist zwar an mehreren Stellen die Rede von einer Inbetriebnahme, wie z.B. in Art. 9 Abs. 2, 11 Abs. 2, 3 u. 5 oder in Art. 29 Abs. 10 UAbs. 1 lit. b) u. c) RED II. Eine Begriffsbestimmung oder etwaige Konkretisierungen des Begriffs finden sich aber an keiner Stelle. Insbesondere in Art. 9 Abs. 2 und Art. 11 Abs. 3 RED II geht es nicht um die Inbetriebnahme einer Anlage, sondern um die Inbetriebnahme eines Projektes (Art. 9 Abs. 2 RED II) bzw. einer Verbindungsleitung (Art. 11 Abs. 3 RED II).

Bei der systematischen Auslegung des Sekundärrechts sind nach dem Prinzip der Kohärenz gemäß Art. 13 Abs. 1 EUV sekundärrechtliche Maßnahmen der Europäischen Union aufeinander abzustimmen. Daraus folgt nicht, dass zwingend gleichbleibende Begrifflichkeiten verwendet werden müssen. Es können durchaus Widersprüche bestehen, wobei jedoch ein einheitliches Verständnis zumindest angestrebt wird. Wie oben bereits erläutert, können sowohl die EH-RL als auch die RED II unter die Klimaschutzpolitik der Europäischen Union eingeordnet werden. Dem folgend legt die systematische Auslegung für den Begriff der Inbetriebnahme nach der RED II zwar eine dem Begriffsverständnis nach der EH-RL entsprechende Begriffsbestimmung nahe. Dies ist aber nicht zwingend notwendig. Es genügt nämlich, wenn die unterschiedlichen Maßnahmen und Konzepte konsistent sind. Die Besonderheit besteht im vorliegenden Fall darin,

⁹ Siehe hierzu Duden, abrufbar unter: <https://www.duden.de/rechtschreibung/Inbetriebnahme> (zuletzt abgerufen am 27.06.2019).

¹⁰ Siehe hierzu Dictionary.com, abrufbar unter: <https://www.dictionary.com/browse/operation> (zuletzt abgerufen am 27.06.2019).

¹¹ Siehe hierzu Larousse – dictionnaire de français, abrufbar unter: <https://www.larousse.fr/dictionnaires/francais/service/72393?q=service#71582> (zuletzt abgerufen am 27.06.2019).

dass der Begriff der Inbetriebnahme nicht einmal innerhalb der EH-RL einheitlich verstanden wird. Dies ist jedoch kein Widerspruch zum unionsrechtlichen Kohärenzgebot, da jedes dieser Begriffsverständnisse in einem anderen Zusammenhang zur Anwendung kommt. Dem regulatorischen Verständnis liegt bspw. das Genehmigungserfordernis von Anlagen nach den Art. 4 ff. EH-RL zugrunde, wobei der Begriff der Inbetriebnahme in den einschlägigen Vorschriften nicht einmal erwähnt wird. Dahingegen dient das Begriffsverständnis nach Anhang I der EH-RL nur der Klarstellung, dass als „Einheiten, die ausschließlich Biomasse nutzen“ auch solche gelten, die nur bei Inbetriebnahme (und Abschaltung) fossile Brennstoffe nutzen. An die Inbetriebnahme an sich knüpft dabei keine Rechtsfolge an. Nichts anderes gilt für die Ausführungen in dem Leitfaden der Kommission zu Anhang I der EH-RL. Im Unterschied dazu hängt es in der RED II vom konkreten Zeitpunkt der Inbetriebnahme ab, welche Mindestwerte für die Minderung von Treibhausgasemissionen zu erfüllen sind. Die Bezugnahme auf die EH-RL führt dabei selbst dann nicht zu einem Widerspruch, wenn unterschiedliche Begriffsverständnisse zugrunde gelegt werden.

Das hier gefundene Ergebnis steht auch im Einklang mit dem Grundsatz des *lex posterior derogat legi priori*, wonach ein späteres Gesetz einem früheren Gesetz derselben Rangordnung vorgeht. Voraussetzung für die Anwendung des Grundsatzes ist nämlich die Regelung desselben Sachverhalts. Hier wird die EH-RL mit ihren Anlagen nicht durch die RED II ersetzt. Zwar wird die in der EH-RL angelegte Privilegierung für Biomasse durch die RED II teilweise an weitere Voraussetzungen geknüpft. Dies ist aber unschädlich, da prinzipiell unterschiedliche Sachverhalte geregelt werden. Durch den *Lex-posterior*-Grundsatz würde allenfalls ein Begriffsverständnis nach der RED I durch ein solches aus der RED II ersetzt, nicht aber ein Begriffsverständnis nach der EH-RL. Es ergibt sich damit unter systematischen Gesichtspunkten keine Abweichung zu der oben gefundenen Auslegung nach dem Wortlaut.

4.3.3 Telos

Die Auslegung nach dem Sinn und Zweck der Vorschrift (Telos) erfolgt mithilfe der gesetzgeberischen Erwägungen, die oben bereits angesprochen wurden. Sinn und Zweck des Art. 29 RED II ist die Einführung und Harmonisierung von Nachhaltigkeits- und Treibhausgaseinsparungskriterien für den Einsatz von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen, womit die Vorschrift den umwelt- und energiepolitischen Zielen aus Art. 191, 194 Abs. 1 AEUV dient. Es spricht aus diesem Grund zunächst einiges dafür, die Begrifflichkeiten im Verhältnis zu anderen Sekundärrechtsakten einheitlich auszulegen. Durch das abweichende Begriffsverständnis der Inbetriebnahme in der RED II wird die Harmonisierung jedoch keineswegs erschwert. Der Begriff wird in der EH-RL bzw. ihrem Anhang I in einem ganz anderen Zusammenhang verwendet. Ein abweichendes Begriffsverständnis in der RED II führt damit zu keinem Widerspruch im Verhältnis zur EH-RL. Die Mindestwerte für die Treibhausgaseminderung ergänzen die bestehenden Förderregulierungen aus umweltpolitischen Erwägungen. Mithin ergibt sich aus dem Telos des Art. 29 RED II für den Begriff der Inbetriebnahme nicht notwendigerweise eine abweichende Auslegung.

4.3.4 Normgenese

Nichts Abweichendes ergibt sich aus der historischen Auslegung, also der Normgenese. Anhaltspunkte ergeben sich bei Sekundärrechtsakten der Europäischen Union vor allem aus den Erwägungsgründen. In diesen werden vorliegend insbesondere die Harmonisierung sowie umwelt- und energiepolitische Ziele hervorgehoben. Eine abweichende Auslegung ergibt sich hieraus für den Begriff der Inbetriebnahme nicht.

4.3.5 Zwischenergebnis

- ▶ Die Inbetriebnahme nach Art. 29 Abs. 10 d) RED II meint die Aufnahme der erstmaligen physischen Produktion einer Anlage
- ▶ Eine einmal in Betrieb genommene Anlage gilt gemäß Art. 29 Abs. 10 UAbs. 2 RED II auch bei einer vorübergehenden Abschaltung als in Betrieb

4.4 THG-Minderungsanforderung in Abhängigkeit zur Inbetriebnahme

Die RED I normierte in ihrem Art. 17 Abs. 2 Nachhaltigkeitskriterien für Biokraftstoffe und flüssige Biobrennstoffe, die u.a. für die Inanspruchnahme von finanziellen Förderungen ihres Verbrauchs gemäß Art. 17 Abs. 1 UAbs. 1 lit. c) RED I einzuhalten waren. Die Minderung der Treibhausgasemissionen musste demnach mindestens 35 % betragen, vgl.

Art. 17 Abs. 2 UAbs. 1 RED I. Ab dem 1. Januar 2017 musste die durch die Verwendung von Biokraftstoffen und flüssigen Biobrennstoffen erzielte Minderung der Treibhausgasemissionen mindestens 50 % und für Biokraftstoffe und flüssige Biobrennstoffe, die in Anlagen hergestellt wurden, deren Produktion am oder nach dem 1. Januar 2017 aufgenommen wurde, ab dem 1. Januar 2018 mindestens 60 % betragen, vgl. Art. 17 Abs. 2 UAbs. 2 RED I. Eine Anpassung erfolgte durch die Änderungsrichtlinie [EU 2015] vom 9. September 2015, wobei insbesondere das Datum der Inbetriebnahme als Unterscheidungskriterium auf den 5. Oktober 2015 vorverschoben wurde.

Die neue RED II regelt nunmehr in Art. 29 Abs. 10 d), dass die durch die Verwendung von Biomasse-Brennstoffen (gasförmige und feste Kraft- und Brennstoffe aus Biomasse hergestellt) erzielte Minderung der Treibhausgasemissionen bei der Elektrizitäts-, Wärme- und Kälteerzeugung in Anlagen, die den Betrieb zwischen dem 1. Januar 2021 und dem 31. Dezember 2025 aufnehmen, mindestens 70 %, und in Anlagen, die den Betrieb nach dem 1. Januar 2026 aufnehmen, mindestens 80 % betragen muss, wenn die Stoffe für die in Art. 29 Abs. 1 UAbs. 1 RED II genannten Zwecke berücksichtigt werden sollen. Neu hinzugekommen sind also die Anforderungen für die Verwendung von Biomasse-Brennstoffen bei der Elektrizitäts-, Wärme- und Kälteerzeugung in Anlagen mit einer Inbetriebnahme ab 2021.

In Art. 37 und Anhang X, XI RED II legt der unionsrechtliche Gesetzgeber fest, dass die RED II unbeschadet der darin genannten Umsetzungsfristen in innerstaatliches Recht und der Verpflichtung zur Erfüllung der nationalen Gesamtziele gemäß Art. 3 Abs. 1 und Anhang I Teil A RED I mit Wirkung vom 1. Juli 2021 aufgehoben wird. Damit gilt ab diesem Zeitpunkt ein EU-rechtlicher Rahmen, der THG-Minderungsanforderungen bei der Elektrizitäts-, Wärme- und Kälteerzeugung aus Biomasse-Brennstoffen in Anlagen mit einer Inbetriebnahme ab dem 1. Januar 2021 vorsieht, nicht aber für die Zeit davor, vgl. Art. 29 Abs. 10 UAbs. 1 lit. d) RED II. Lediglich für Biokraftstoffe, im Verkehrssektor verbrauchtem Biogas und flüssigen Biobrennstoffen sind in der neuen Richtlinie sämtliche Zeiträume mit einer THG-Minderungsanforderung versehen, vgl. Art. 29 Abs. 10 UAbs. 1 lit. a) - c) RED II, d.h. bei Inbetriebnahme der Herstelleranlage bis 5.10.2015 mind. 50% THG-Emissionsminderung, bei Inbetriebnahme der Herstelleranlage vom 6.10.2015 bis 31.12.2020 mind. 60% und ab 1.01.2021 mind. 65%. Insofern wurde hier im Wesentlichen die RED I fortgeschrieben.

Eine grundlegende Eigenschaft von EU-Richtlinien besteht darin, dass sie grundsätzlich nicht unmittelbar anwendbar sind, sondern einer Umsetzung in nationalstaatliches Recht bedürfen.¹²

¹² Vgl. den Beitrag von Ruffert in: [Calliess/Ruffert 2016], Art. 288 AEUV Rn. 23.

Vorliegend wurden die Nachhaltigkeits- und Treibhausgaseinsparungskriterien der RED I zunächst durch die Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung [BioSt-NachV 2009] und die Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung [Biokraft-NachV 2009] in nationales Recht umgesetzt, vgl. §§ 3 ff. BioSt-NachV und §§ 3 ff. Biokraft-NachV. Die darin enthaltenen Anforderungen wurden sodann an die oben bereits erwähnte Änderungsrichtlinie angepasst, siehe u.a. § 8 BioSt-NachV und § 8 Biokraft-NachV. Der Anwendungsbereich der BioSt-NachV erstreckt sich auf flüssige Biomasse, die nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz zur Erzeugung von Strom eingesetzt wird, vgl. § 1 BioSt-NachV. Die Biokraft-NachV erfasst dagegen Biokraftstoffe, vgl. §§ 1, 2 Abs. 1 Biokraft-NachV. Es ist zu erwarten, dass der nationale Gesetzgeber die erforderlichen Änderungen vornehmen wird, um den Vorgaben der RED II zu entsprechen.¹³ THG-Minderungsanforderungen für die Erzeugung von Elektrizität, Wärme und Kälte durch die Verwendung von Biomasse-Brennstoffen in der Zeit vor dem 1. Januar 2021 sind allerdings weder in der RED I noch in der RED II vorgeschrieben und können durch den nationalen Gesetzgeber nur unter engen Voraussetzungen nachträglich festgelegt werden, sog. Rückwirkungsverbot.

4.5 Auswirkungen der Auslegung auf den Emissionshandel

Im Folgenden werden die Auswirkungen der hier vorgenommenen Auslegung des Begriffs der Inbetriebnahme nach Art. 29 Abs. 10 UAbs. 1 RED II auf den Emissionshandel dargestellt.

Bei Einsatz von Biomasse-Brennstoffen gelten Mindestanforderung hinsichtlich THG-Einsparung nur für Anlagen zur Produktion von Elektrizität, Kälte oder Wärme. Für diese ist zudem der Zeitpunkt der Inbetriebnahme maßgeblich. Erfolgt die Inbetriebnahme zwischen dem 1. Januar 2021 und dem 31. Dezember 2025, so beträgt die THG-Minderungsanforderung mindestens 70 %. Erfolgt die Inbetriebnahme nach dem 1. Januar 2026, so beträgt sie mindestens 80 %. Für die Inbetriebnahme vor dem 1. Januar 2021 gibt es keine Mindestanforderungen. Dem folgend sind emissionshandlungspflichtige Bestandsanlagen, die Elektrizität, Wärme oder Kälte produzieren, nicht von Mindestanforderungen hinsichtlich der THG-Emissionsminderung betroffen. Dies umfasst regelmäßig Anlagen, die Tätigkeiten nach Nr. 1 bis 6 Anhang I TEHG ausführen. Ob darüber hinaus auch Bestandsanlagen von der Vorschrift erfasst sind, die Elektrizität, Kälte oder Wärme aus Biomasse-Brennstoffen nicht als Haupttätigkeit erzeugen, ist nach den obigen Ausführungen unklar, vgl. Abschnitt 3.3.2. Eine enge Auslegung würde die Ausweitung der Vorschrift auf andere Tätigkeiten als Nr. 1 bis 6 Anhang I TEHG ausschließen. Anlagenbetreiber mit den Tätigkeiten Nr. 7 bis 33 Anhang I TEHG wären demnach von den Treibhausgaseinsparungskriterien des Art. 29 Abs. 10 RED II nicht betroffen. Eine weite Auslegung ließe auch die Anwendung der Vorschrift auf andere Tätigkeiten und damit auf andere emissionshandlungspflichtige Anlagen zu.

Wendet man in Bezug auf die Inbetriebnahme einen eigenständigen Anlagenbegriff der RED II an, ergeben sich hier ebenfalls abweichende Auswirkungen. Ausgehend von diesem engen Anlagenbegriff im Sinne einer Verbrennungs- oder Herstellungseinheit, bezieht sich die Inbetriebnahme nicht auf die gesamte Anlage, sondern jede einzelne Einheit dieser. Mithin könnten innerhalb einer emissionshandlungspflichtigen Anlage unterschiedliche Treibhausgaseinsparungskriterien gelten, soweit innerhalb dieser Anlage Verbrennungseinheiten- oder Herstellungseinheiten mit unterschiedlichen Zeiten der Inbetriebnahme bestehen.

¹³ Die Umsetzungsfrist hierfür läuft am 30. Juni 2021 ab, vgl. Art. 36 Abs. 1 [RED II 2018].

5 Vorlage für eine THG-Berechnung nach RED II für ein Beispiel mit festem Stoffstrom

Für einen konkreten Fall wird im Rahmen dieses Beratungsauftrags eine Beispielrechnung für die Ermittlung der Treibhausgasminderung eines zwischen LBST und dem Auftraggeber abgestimmten festen Biomasse-Stoffstroms erstellt, der bereits in emissionshandlungspflichtigen Anlagen eingesetzt wurde. Nach Festlegung des Kandidatenstoffstroms wurde durch LBST für diesen Stoffstrom mit einem Tabellenkalkulationsprogramm (hier: MS Excel-Datei) eine Handreichung erstellt, die für eigene Berechnungen genutzt werden kann.

Als Kandidaten für das Stoffstrombeispiel wurde seitens UBA „Tetra-Pak-Rejekte“ bzw. „Klärschlamm getrocknet“ vorgeschlagen. Deren Einordnung in RED II sowie Nutzung im Jahr 2018 in emissionshandlungspflichtigen Anlagen wird in Kapitel 5.1 und 5.2 dargestellt und das THG-Berechnungsbeispiel ausgeführt.

Abbildung 2: Auszug aus der EHS-Stoffstromliste

1	Materialtyp [aus FMS-Katalog]	Materialname [betriebspezifisch]	Klassifizierung des Stoffstroms	Handlung/Bereich	Menge	Wert	Menge	CO2-Gehalt	Wert	CO2-Gehalt	Einheit	CO2-Äquivalent	Wert
117	Altreifen	Altreifen	emissionsstark	Verbrennung	7.651,8 t						0,08006 t/GJ	33,085	
118	Ersatzwert für Festbrennstoff	Kunststoff	emissionsstark	Verbrennung	23.025,3 t						0,00477 t/GJ	20,112	
119	Papierreststoffe (Abfälle nach AVV 03K)	Papierfaserfangstoff	emissionsstark	Verbrennung	32.725,8 t						0,12991 t/GJ	4,012	
120	Klärschlamm	Trockenklärschlamm	De-Minimis	Verbrennung	17.868,0 t						0,09017 t/GJ	9,893	
121	Altreifen	Altreifen Drehofen 1+4	emissionsstark	Verbrennung	23.081,0 t						0,088 t/GJ	28	
122	Altkunststoff	Fluff Drehofen 1+4	emissionsstark	Verbrennung	78.617,2 t						0,08362 t/GJ	23,843	
123	Altkunststoff	Gummigranulat Drehofen 1+4	emissionsstark	Verbrennung	3.193,0 t						0,09456 t/GJ	28,911	
124	Biomasse-Brennstoff, Tiermehl und -Tiereinf	Klärschlamm	De-Minimis	Verbrennung	24.230,0 t						0,0559 t/GJ	18,5	
125	Abfälle nach AVV 19 08 05	Klärschlamm	De-Minimis	Verbrennung	17.408,5 t						0,2382 t/GJ	1,13	
126	Ersatzwert für Festbrennstoff	BPG/EBS	emissionsstark	Verbrennung	59.211,1 t						0,08173 t/GJ	25,40	
127	Abfälle nach AVV 15 01	TetraPAK-Rejekte (=Abfall, Restprod)	emissionsstark	Verbrennung	22.242,9 t						0,07522 t/GJ	21,80	
128	Altreifen	Altreifenschnitzel	emissionsstark	Verbrennung	8.249,0 t						0,088 t/GJ	28	
129	Papierreststoffe (Abfälle nach AVV 03K)	Papierfangstoffe	De-Minimis	Verbrennung	4.988,0 t						0,1437 t/GJ	4,98	
130	Abfälle nach AVV 19 12 10	Sekundärbrennstoff als Regelbrennstoff	emissionsstark	Verbrennung	12.036,6 t						0,08613 t/GJ	22,51	

5.1 Tetra-Pak-Rejekte

Tetra-Pak-Rejekte sind in EHS-Stoffstromverzeichnisse gekennzeichnet als „Abfälle nach AVV 15 01“. Laut [AVV 2016] umfasst die Abfallkategorie 15 01 „Verpackungen (einschließlich getrennt gesammelter kommunaler Verpackungsabfälle)“.

Laut RED II, Artikel 29 (1) gilt:

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

Sollten die Tetra-Pak-Rejekte der Kategorie „Siedlungsabfälle“ zugeordnet werden können, ist für diese nach RED II kein THG-Nachweis notwendig.

Eine Auswertung der Stoffstromverzeichnisse in EHS-Anlagen ergab, dass Tetra-Pak-Rejekte im Jahr 2018 nur in einer Anlage der TEHG Tätigkeit Nr. 14 verwendet wurden, die Zementklinker produziert (mittlere Emissionsmenge im Vergleich zu anderen EHS-Anlagen).

5.2 Klärschlamm getrocknet

Die Auswertung der Verwendung von mit „Klärschlamm“ bezeichneten EHS-Stoffströme ergab 40 Datensätze mit den folgenden Einsatzstoffen:

- ▶ 6 Stoffströme Klärschlamm entwässert

- ▶ 9 Stoffströme Klärschlamm trocken/getrocknet, Trockenklärschlamm, Klärschlammgranulat
- ▶ 6 Stoffströme Klärschlamm (kommunal)
- ▶ 3 Stoffströme Industrieller Klärschlamm, Klärschlamm (industrieller Herkunft)
- ▶ 16 Stoffströme Klärschlamm (nicht weiter spezifiziert)

Die 40 o.g. Stoffströme werden in drei Tätigkeiten nach TEHG eingesetzt¹⁴:

- ▶ 17 Stoffströme in Mineralverarbeitende Industrie (TEHG-Tätigkeit Nr. 14), davon 6 Klärschlamm entwässert/trocken
- ▶ 20 Stoffströme in Energieanlagen (TEHG-Tätigkeit Nr. 2), davon 3 Klärschlamm entwässert/trocken
- ▶ 3 Stoffströme in Papier und Zellstoff (TEHG-Tätigkeit Nr. 21), davon 1 Klärschlamm entwässert/trocken

Alle mit „Klärschlamm“ kategorisierten Stoffströme wurden in emissionshandelspflichtigen Anlagen energetisch verwendet. Die genaue energetische Verwendung (Strom, Wärme, KWK) geht aus der den Gutachtern zur Verfügung gestellten EHS-Stoffstromliste nicht hervor. Die 15 Datensätze des Jahres 2018 zu Klärschlamm trocken bzw. entwässert betrafen dabei überwiegend die TEHG-Tätigkeit Nr. 14 (Anlagen zur Herstellung von Zementklinker).

Aus den Ausführungen zur Bedeutung der Anlagenhaupttätigkeit in Kapitel 3.3.2 folgt, dass bei einer *engen* Auslegung des Art. 29 Abs. 1 UAbs. 4 RED II lediglich die Anlagen mit dem Hauptzweck der Energieerzeugung von der Nachweispflicht zur Treibhausgaseinsparung betroffen sind, wie z.B. die oben angeführten Energieanlagen der TEHG-Tätigkeit Nr. 2. Bei einer *weiten* Auslegung würde das darüber hinaus auch Industrieanlagen, die eine nicht-energetische Haupttätigkeit haben, z.B. mineralverarbeitende Industrie (TEHG-Tätigkeit Nr. 14) oder Papier- und Zellstoff-Produktion (TEHG-Tätigkeit Nr. 21).

Aufgrund der deutlich höheren Repräsentativität im Vergleich zu Tetra-Pak-Rejekten und damit absehbar höherem Nutzungswert einer Handreichung wurde „Klärschlamm trocken/entwässert“ als Einsatzstoff für die Beispiel-THG-Berechnung ausgewählt.

Exkurs Kreislaufwirtschaft: Klärschlamm und Phosphatrückgewinnung

Im Zeitraum der vierten EHS-Handelsperiode soll zunehmend die Pflicht zur Phosphatrückgewinnung aus Klärschlämmen eingeführt werden [AbfklärVNOV 2017, Artikel 4]:

„§ 3a Berichtspflichten; Phosphoruntersuchungen

(1) Klärschlammerzeuger, die im Kalenderjahr 2023 eine Abwasserbehandlungsanlage betreiben, haben der zuständigen Behörde bis spätestens 31. Dezember 2023 einen Bericht über die geplanten und eingeleiteten Maßnahmen zur Sicherstellung der ab 1. Januar 2029 durchzuführenden Phosphorrückgewinnung, zur Auf- oder Einbringung von Klärschlamm auf oder in Böden oder zur sonstigen Klärschlammentsorgung im Sinne des Kreislaufwirtschaftsgesetzes vorzulegen.“

¹⁴ Für eine Übersicht der Tätigkeiten nach TEHG, siehe Anhang A.1.

Ob bei den EHS-teilnehmenden Anlagen eine Phosphorrückgewinnung prinzipiell technisch möglich ist und ob diese dann auch durchgeführt wird, könnte künftig ein Prüf aspekt werden. Eine Phosphorrückgewinnung in Anlagen, die verschiedene Stoffströme einsetzen (Multiverbrennung) oder mit sehr hohen Verbrennungstemperaturen gefahren werden (Vergasung), ist nur mit zusätzlichem anlagentechnischem Aufwand (separate Monoverbrennung mit anschließender Phosphorextraktion) möglich. Eine solche Anpassung ist mit Investitionen verbunden. Die steigenden Anforderungen an die Phosphorrückgewinnung kann daher zu einem perspektivisch sinkenden Klärschlamm Einsatz in (EHS-teilnehmenden) Großanlagen führen. Diese Rolle würde dann von entsprechenden Anlagen im Klärwerk übernommen werden, die typischerweise deutlich geringere Kapazitäten aufweisen als heutige Schwellwerte zur EHS-Teilnahme.

5.3 THG-Berechnungsbeispiel

Für die Berechnung der THG-Emissionen wurden zunächst alle in der RED II genannten Prozessschritte berücksichtigt. Mit Blick auf den Praxisfall des Einsatzes von Klärschlamm entwässert/getrocknet in einer emissionshandelspflichtigen Anlage wurde das Berechnungsbeispiel in einem zweiten Schritt auf die relevanten Prozessschritte angepasst:

- ▶ Klärschlamm entwässerung
- ▶ ggf. Transport von entwässertem Klärschlamm zum Verwendungsort
- ▶ Klärschlamm trocknung
- ▶ ggf. Transport von getrocknetem Klärschlamm zum Verwendungsort
- ▶ Klärschlammverbrennung im Kraftwerk

Abbildung 3: Auszug aus der Handreichung zur THG-Berechnung von Klärschlamm

Klärschlamm		Emissionen in g pro MJ Klärschlamm			
		CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO ₂ -Äquivalent
Klärschlammwässerung					
Gehalt Trockensubstanz vor Entwässerung	3%	Faulschlamm			
Gehalt Trockensubstanz nach Entwässerung	26%	Emissionen in g pro MJ Klärschlamm			
Stromverbrauch	75 kWh/t _{TS}	3,0	0,007	0,0001	3,2
Stromquelle	Strom EU-Mix MS				
Transport entwässerter Klärschlamm					
Klärschlamm entwässert					
Gehalt Trockensubstanz	26%	Emissionen in g pro MJ Klärschlamm			
LKW (40 t) für trockene Produkte (Diesel)	100 km	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO ₂ -Äquivalent
Kraftstoff	Diesel	2,5	0,000	0,0000	2,5
Bahn (Strom, MS)	0 km	385 tkm/t _{TS}			
Stromquelle	Strom EU-Mix MS	0,0	0,000	0,0000	0,0
Klärschlamm Trocknung					
Gehalt Trockensubstanz vor Trocknung	26%	Emissionen in g pro MJ Klärschlamm			
Gehalt Trockensubstanz nach Trocknung	40%	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO ₂ -Äquivalent
Stromverbrauch	65 kWh/t _{TS}	2,6	0,006	0,0001	2,8
Stromquelle	Strom EU-Mix MS				
Verbrauch Wärme	845 kWh/t _{TS}	0 = keine KWK			
Elektrischer Wirkungsgrad KWK		Für Allokation nach Exergie			
Thermischer Wirkungsgrad KWK	90%				
Gesamtnutzungsgrad	90%				
Temperatur Wärme	150 °C				
Brennstoff-Input	1,111 kWh/kWh _{th}	Emissionen in g pro MJ Klärschlamm			
Brennstoff	Erdgas	18,7	0,000	0,0000	18,7
	CH4 und N2O aus Erdgas-Wärmeerzeuger	0,0	0,001	0,0003	0,1
Transport Klärschlamm getrocknet					
Klärschlamm getrocknet					
Gehalt Trockensubstanz	40%	Emissionen in g pro MJ Klärschlamm			
LKW (40 t) für trockene Produkte (Diesel)	100 km	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO ₂ -Äquivalent
Kraftstoff	Diesel	1,6	0,000	0,0000	1,6
Bahn (Strom, MS)	0 km	0 = kein Transport			
Stromquelle	Strom EU-Mix MS	0,0	0,000	0,0000	0,0
Klärschlammverbrennung im Kraftwerk					
Gehalt Trockensubstanz	40%				
Gehalt organische Trockensubstanz (oTS)	60,0% der TS				
Bioanteil Klärschlamm	99% C				
Auswahl der gewünschten Methode:	2	auswählen (1, 2)			
Methode 1: Berechnung der CO₂-Emissionen anhand der Zusammensetzung der organischen Trockensubstanz					
Zusammensetzung der organischen Trockensubstanz (oTS) in Massenprozent					
C	53,9% der oTS				
O	30,0% der oTS				
H	8,0% der oTS				
N	6,5% der oTS				
S	1,0% der oTS				
Cl	0,6% der oTS				
Prüfsumme	100% der oTS				
Unterer Heizwert Klärschlamm (oTS)	23,5 GJ/t				
Unterer Heizwert Klärschlamm (feucht)	4,77 GJ/t				
CO ₂ -Emissionsfaktor (bio+fossil)	0,099 t CO ₂ /GJ				
Methode 2: Eingabe von unteren Heizwert (H_u) und CO₂-Emissionsfaktor					
Unterer Heizwert Klärschlamm (feucht)	4,77 GJ/t	eingetragen			
CO ₂ -Emissionsfaktor (bio+fossil)	0,099 t CO ₂ /GJ	Emissionen in g pro MJ Klärschlamm			
		CO ₂ , fossil	CH ₄	N ₂ O	CO ₂ -Äquivalent
		1,0			1,0
Ergebnis					
CO ₂ -Äquivalent		Emissionen in g pro MJ Klärschlamm			
Fossiler Vergleichswert	96,1 g/MJ	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO ₂ -Äquivalent
Einsparung THG-Emissionen	69%	29,4	0,014	0,0005	29,9

Entsprechend den Berechnungsvorschriften wurden die mit der Herstellung der Anlagen und Ausrüstungen verbundenen Emissionen nicht berücksichtigt.

Für die Ermittlung der CO₂-Emissionen aus der Klärschlammverbrennung im Kraftwerk wurden in der Handreichung zwei unterschiedliche Eingabemöglichkeiten hinsichtlich der Analysewerte hinterlegt. Die CO₂-Emissionen können entweder anhand der Zusammensetzung der

organischen Trockensubstanz des Klärschlammes oder durch Eingabe des unteren Heizwertes und des CO₂-Emissionsfaktor ermittelt werden.

Die THG-Einsparung wurde mit Vergleich zum Zielprodukt Stromproduktion bzw. Strom- und Wärmeproduktion (KWK) berechnet. In der Handreichung werden die CO₂-Emissionen, die klimarelevanten Nicht-CO₂-Emissionen sowie die resultierenden CO₂-Äquivalente bei der Nutzung des Brennstoffs ausgewiesen.

Zur Vereinfachung und leichteren Verständlichkeit der THG-Berechnung wurden typische Daten als Startwerte für die Berechnung hinterlegt.

Der für die THG-Minderungsberechnung anzulegende fossile Vergleichswert hängt in der [RED II 2018] Annex VI, B. (19.) von der Art der energetischen Nutzung (Strom, Wärme, Kälte) sowie des verdrängten Energieträgers ab (im Fall von Kohle):

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

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

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

Klärungsbedarf besteht darüber hinaus, welcher fossile Vergleichswert für die Berechnung der THG-Reduktion anzulegen ist, da sich die hier in der RED II genannten Vergleichswerte auf das Endprodukt beziehen, alle CO₂-Äquivalente berücksichtigen sowie die Vorkette zur Bereitstellung von z.B. Kohle beinhalten.

6 Nationale Register in EU-Mitgliedstaaten und deren Vernetzung um ‚double counting‘ zu vermeiden

6.1 Aktueller Status Biomethanregister in Europa

Die nachfolgende Tabelle 1 zeigt den aktuellen Status von Biomethanregistern in der EU.

Tabelle 1: Übersicht über den Status von Biogasregistern in Europa

Land	national anerkanntes Biomethanregister vorhanden	Kopplung mit dena-Register	Export von Zertifikaten zulässig?	Anrechnung Biomethanerzeugung auf nationale RED-Bilanz EE-Ziele?
Dänemark	Energinet	ja	ja	ja
Deutschland	dena, Arkanum	dena: ja Arkanum: nein	ja	nein
Frankreich	GRDF (staatl. Mandat bis 2023)	nein	nein	ja
Niederlande	Vertogas	nein	nein	ja
Österreich	AGCS	ja	ja	k.A.
United Kingdom of GB	GreenGas Certification Scheme (GGCS), Biomethane Certification Scheme (BMCS)	GGCS: ja BMCS: nein	ja	ja

Erläuterung der Spalten in Tabelle 1:

National anerkanntes Biomethanregister vorhanden: Es ist im jeweiligen Mitgliedstaat ein Biomethanregister vorhanden, welches geeignet ist, die Nachweisführung entsprechend der nationalen Gesetzgebung zu dokumentieren.

Kopplung mit dena-Register: Es besteht eine Kooperationsvereinbarung zwischen dem jeweiligen Biomethanregister und dem dena-Biogasregister, welche einen direkten Transfer von Biomethanzertifikaten zwischen beiden Registern ermöglicht.

Export von Zertifikaten zulässig: Dies bewertet, ob die Regelungen des jeweiligen Biomethanregisters generell einen Export von Zertifikaten in ein ausländisches Register zulassen.

Anrechnung Biomethanerzeugung auf nationale RED-Bilanz EE-Ziele: Werden Biomethanerzeugungsmengen in die jeweilige nationale Bilanz zur Bewertung des Anteils Erneuerbarer Energien auf Erzeugungseite einberechnet?

6.2 Aktuelle Erkenntnisse der Biokraftstoffregister in Europa

EU-weit gilt, dass alle Mitgliedstaaten eine energie- oder volumenbasierte Beimischungsquote zu erfüllen haben. Aus diesem Grund sollten die jeweiligen Quotenüberwachungsstellen ein Register für in Verkehr gebrachte Kraftstoffe betreiben.

Deutschland nutzt das Nabisy-Register, das mit Einschränkungen mit e1Na (österreichisches Register) gekoppelt ist, wie folgt:

- Die BLE hat in dem Schreiben vom 9. Januar 2019 auf Seite 4 informiert [BLE 2019a], dass bei der Übertragung von Nabisy-Teilnachweisen, die die Formel zur gesamten Berechnung der Treibhausgasemissionen darstellen [Anmerkung: individuelle THG-Berechnung], diese

Daten derzeit bei der Übertragung in die österreichische Datenbank von eINa (noch) nicht berücksichtigt werden. Hier gehen diese Daten verloren.

- ▶ Sie informierte weiter, dass bei der Übertragung von Nachweisen aus eINa zu Nabisy zu beachten ist, dass eINa die Daten zur Darstellung der gesamten Berechnungsformel der Treibhausgasemissionen nicht bereitstellt. Nachweise aus eINa werden wie Bestandsnachweise behandelt, auch wenn sie ursprünglich aus Nabisy stammen und die Informationen vorlagen. Dies ändert sich erst mit einer entsprechenden Änderung von eINa und der Schnittstelle zwischen den Datenbanken.

Weitere Besonderheiten anderer Mitgliedstaaten [BLE 2019b]:

- ▶ In Niederlande existiert ein sog. Bio-Ticketsystem, wonach man Nachhaltigkeitsnachweise für Biokraftstoffe in handelbare Tickets umtauschen kann, allerdings sind diese Tickets „Book and Claim“ Zertifikate (ähnlich zu Guarantees of Origin im Strom). Diese Tickets können abgekoppelt von der Biomasse vermarktet werden und unterliegen somit nicht mehr dem Massenbilanzierungsprinzip.
- ▶ UK hat ein Meldesystem für die (freiwillige) Registrierung von Biokraftstoffen eingerichtet.
- ▶ Belgien und Luxemburg betreiben gemeinsam eine Datenbank zur Registrierung von Nachhaltigkeitsnachweisen zur Anrechnung auf die Quotenverpflichtung.

Eine automatische Kopplung zwischen den Biomethanregistern und nationalen Kraftstoffregistern ist derzeit nicht implementiert.

Ein Transfer aus einem nationalen Kraftstoffregister in ein freiwilliges Biomethanregister erfolgt zurzeit nur durch Prüfung und Freigabe von durch die jeweiligen freiwilligen Biomethanregister zugelassene Auditoren, um „double counting“ in verschiedenen Registern auszuschließen.

7 Ergänzende Fragestellungen

Im Rahmen dieses Arbeitspakets konnten Ad-hoc Fragen seitens des UBA durch die Auftragnehmer adressiert werden. Für den Zwischenbericht (per Juli 2019) lag eine Ad-hoc Fragestellung zum Thema „Herkunftsnachweise“ vor, die federführend durch das IKEM bearbeitet wurde (siehe Kapitel 7.1). Zwei weitere Ad-hoc Fragen wurden im Weiteren übermittelt zu Aspekten der Anerkennung von Import-Biomethan (siehe Kapitel 7.2) sowie einer grafischen Darstellung („Prüfschema“) bezüglich RED II-Kriterien für Biomassestoffströme und Stoffströme mit biogenem Anteil, deren biogener Anteil in EHS-relevanten Anlagen anerkannt werden soll (siehe Kapitel 7.2.1).

7.1 Herkunftsnachweise in RED II und EHS

Mit der RED I wurden Herkunftsnachweise für Elektrizität, Wärme und Kälte, die aus erneuerbaren Energiequellen hergestellt wurden, eingeführt, vgl. Art. 15 Abs. 1 RED I. Nunmehr erweitert Art. 19 Abs. 1 RED II das System der Herkunftsnachweise auf weitere Energieformen aus erneuerbaren Energiequellen. Mit Blick auf die Privilegierung von Biomasse im EHS und der grundsätzlichen europaweiten Handelbarkeit von Herkunftsnachweisen stellt sich die Frage, ob und inwieweit die Ausweitung der Herkunftsnachweise Auswirkungen auf das System des Emissionshandels haben. Insbesondere fragt es sich, ob die Privilegierung von Biomasse im EHS bei einem nicht analytischen Nachweis des Einsatzes von Biomethan durch einen entsprechenden Herkunftsnachweis gewährt werden muss.

Vor diesem Hintergrund soll in folgendem Kurzstatement das System der Herkunftsnachweise im Lichte des Art. 19 RED II dargestellt und dessen Auswirkungen auf das EHS untersucht werden.

7.1.1 Herkunftsnachweise nach Art. 19 RED II

Herkunftsnachweise sind (elektronische) Dokumente, die zum Nachweis über die Menge oder den Anteil an erneuerbarer Energie im Energiemix eines Energieversorgers gegenüber dem Endkunden dienen, vgl. Art. 19 Abs. 1 RED II. Sie sind damit Grundlage zur Erfüllung etwaiger Kennzeichnungspflichten¹⁵ und haben vornehmlich eine Verbraucherschützende Funktion. Herkunftsnachweise enthalten u.a. mindestens Informationen über die Energiequelle, die Energieform, namentlich Elektrizität, Gas, Wärme oder Kälte, vgl. Art. 19 Abs. 7 RED II. Herkunftsnachweise haben keinerlei Auswirkungen auf die Einhaltung der Erneuerbaren-Energien-Quoten der Mitgliedstaaten nach Art. 3 RED II, vgl. Art. 19 Abs. 2 UAbs. 6 RED II. Sie sind zudem europaweit handelbar und können unabhängig von der physischen Lieferung der betroffenen Energiemenge übertragen und entwertet werden. Folglich ist mit Herkunftsnachweisen eine „Grün“-Färbung physikalisch gelieferter, nicht aus erneuerbaren Energien erzeugter Energiemengen möglich.

Art. 19 RED II weitet dieses System der Herkunftsnachweise auf erneuerbare Gase aus. Ausdrücklich sollen nunmehr auch Herkunftsnachweise für erneuerbare Gase, inklusive Wasserstoff möglich sein, vgl. Art. 19 Abs. 7 lit. b), ii) RED II. Damit wird eine einheitliche Nachweisführung für die Herkunft von Gas aus erneuerbaren Energiequellen und ein intensiverer länderübergreifender Handel mit solchem Gas angestrebt, vgl. ErwG. 59 RED II.

¹⁵ Vgl. hierzu die Stromkennzeichnungspflicht nach § 42 [EnWG 2019].

7.1.2 Verwendung von Herkunftsnachweisen im Emissionshandel

Erneuerbare Energien in Form von Biomasse werden im Emissionshandel durch Anwendung des Emissionsfaktors 0 privilegiert, vgl. Anhang I der EH-RL sowie Art. 38 Abs. 2 MVO [MVO 2012]. Die Verwendung von Herkunftsnachweisen nach Art. 19 RED II im Emissionshandel ist lediglich für Biogas relevant. Herkunftsnachweise können für andere im Emissionshandel relevante Biomassestoffe, bspw. Biomasse-Brennstoffe, nicht eingesetzt werden. Grundsätzlich wäre demnach mittels Herkunftsnachweis der Nachweis für den Einsatz von Biogas in einer emissionshandelspflichtigen Anlage möglich. Dadurch könnten diese emissionshandelspflichtigen Anlagen die Privilegierung für Biomasse in Anspruch nehmen, obgleich gegebenenfalls physikalisch fossiles Methan (Erdgas) eingesetzt wird. Fraglich ist mithin, wie die Anlagenbetreiber den Nachweis über den Einsatz von Biomasse zu führen haben. Angaben zur Überwachung und Berichterstattung finden sich in der einschlägigen MVO. Gemäß Art. 38 Abs. 1 MVO sind für Biomasse-Stoffströme grundsätzlich analytische Nachweise notwendig, es sei denn, der Stoffstrom besteht ausschließlich aus Biomasse und der Anlagenbetreiber kann gewährleisten, dass der Stoffstrom nicht mit anderen Materialien oder Brennstoffen kontaminiert ist. Abweichend hiervon sind beim Bezug von Biogas aus dem Gasnetz analytischen Nachweise ausgeschlossen. Für Biomethan aus dem Erdgasnetz muss ein Herkunftsnachweis erbracht werden, vgl. Art. 39 Abs. 3 MVO [MVO 2012]. Solche Herkunftsnachweise existieren jedoch für Gas derzeit nach RED I nicht. Daher kann diese Regelung in der MVO nur angewandt werden, wenn zugrunde gelegt wird, dass die in der MVO enthaltenen Verweise auf die RED I als „im Sinne von“ zu verstehen sind.

7.1.3 Verwendung der Herkunftsnachweise im Emissionshandel unter Einhaltung des Art. 29 RED II

Will der Betreiber einer emissionshandelspflichtigen Anlage die Privilegierung für Biomasse in Anspruch nehmen, so muss er die Einhaltung der Nachhaltigkeits- und Treibhausgaseinsparungskriterien nach Art. 29 Abs. 2 bis 7 und Abs. 10 RED II nachweisen, vgl. Art. 29 Abs. 1 UAbs. 1 lit. c) RED II. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, ob für den Einsatz von Biogas ein Herkunftsnachweis als Nachweis ausreichend ist.

Grundsätzlich enthält der Herkunftsnachweis keine Informationen über etwaige Nachhaltigkeits- und Treibhausgaseinsparungskriterien. Zwar sind die in Art. 19 Abs. 7 RED II genannten Inhalte bloße Mindestangaben. Dennoch ist der Herkunftsnachweis bereits systematisch für den Nachweis der Kriterien im Sinne des Art. 29 RED II ungeeignet. Herkunftsnachweise sollen lediglich Informationen über die eingesetzte Energiequelle unter Anwendung der Einordnung in erneuerbare und nicht-erneuerbare Energiequellen geben. Darüberhinausgehende Informationen über die erneuerbaren Energiequellen enthalten Herkunftsnachweise nicht. Zudem ist die Überprüfung der Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien und der Kriterien für Treibhausgaseinsparungen in Art. 30 RED II abschließend geregelt. Demnach erfolgt die Überprüfung und folglich der Nachweis über die Einhaltung der Kriterien anhand eines Massenbilanzierungssystems. Will der Betreiber einer emissionshandelspflichtigen Anlage die Privilegierung für Biomasse in Anspruch nehmen, so muss er demnach zum Nachweis über die Einhaltung der Kriterien nach Art. 29 Abs. 1 UAbs. 1 lit. c) RED II den Nachweis über ein Massenbilanzierungssystem führen, da Herkunftsnachweise hierfür ungeeignet sind. Dies führt dazu, dass in Abweichung von Art. 38 Abs. 1 MVO bzw. Art. 39 Abs. 2 MVO II [MVO II 2018] ein bloßer Herkunftsnachweis nicht ausreicht.

7.2 Anerkennung von Biomethan aus dem europäischen Ausland im EU-EHS in Deutschland

Die EU verfügt über ein größtenteils zusammenhängendes Erdgastransportnetz, das zunehmend auch für den Transport und die Verteilung von Biomethan eingesetzt wird. Beim Ausbau des Anteils erneuerbarer Energien in der EU sollen verstärkt auch grenzüberschreitende Kooperation und Energieflüsse möglich sein, siehe z. B. RED II Erwägungsgründe 38 und 39. Anfragen bezüglich der Anerkennung von international transferierten Biomethan bei der Emissionsberichterstattung im EU-EHS sind an Zertifizierer und Behörden herangetragen worden. Dabei sind insbesondere hinsichtlich der Anforderungen an die Massenbilanzierung die speziellen Gegebenheiten bei grenzüberschreitendem Transfer von Biomethan zu beachten.

7.2.1 Erfüllung der Anforderungen an ein Massenbilanzsystem bei Grenzkuppelstellen

Gemäß strenger Auslegung der Anforderungen an massenbilanzielle Nachweise ist der Nachweis eines Kapazitätsbuchungszuschlags (Nachweis, dass die gebuchte Transportkapazität auch tatsächlich zugeteilt wurde) an der Grenzkuppelstelle erforderlich, da nur so die gesamte Kette von Lieferverträgen und Bilanzkreisbuchungen untrennbar mit den Zertifikaten verbunden bleiben kann.

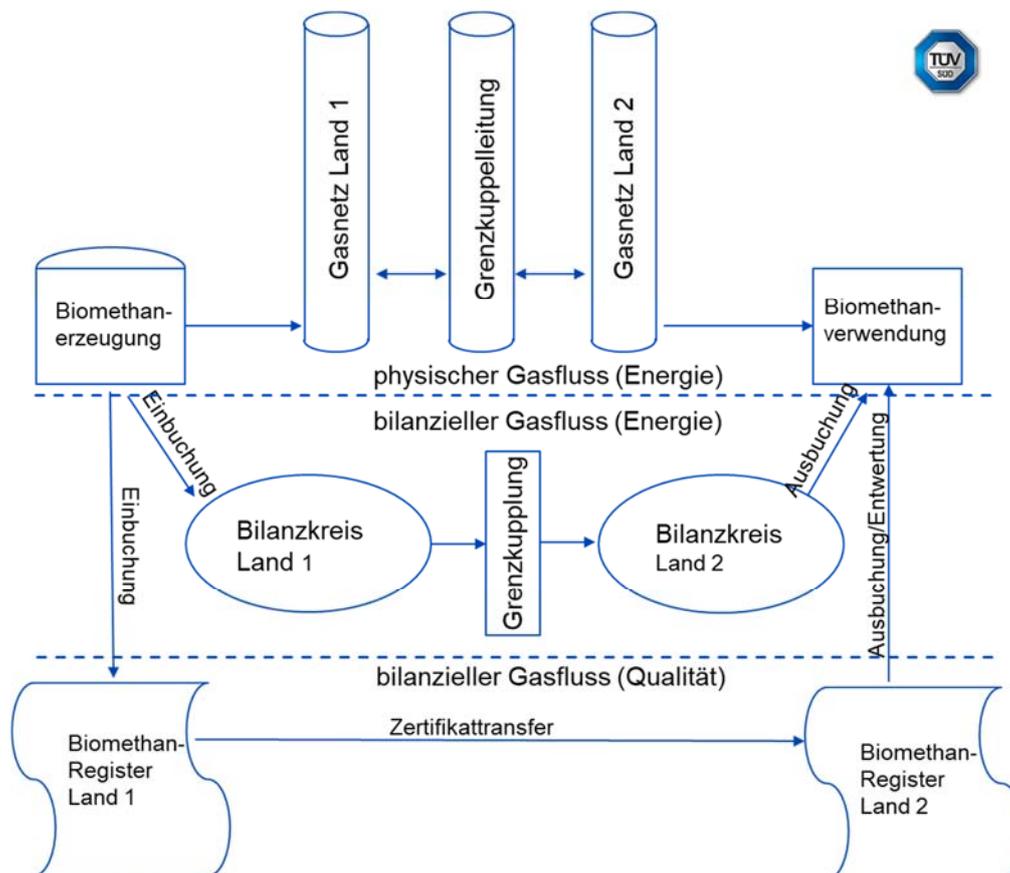
In der Praxis ergeben sich hierbei jedoch folgende mögliche Konflikte:

- ▶ Ausländische Gasbilanzsysteme kennen keine Biogasbilanzkreise¹⁶. Eine Einbuchung in einen deutschen Biogasbilanzkreis aus einem ausländischen Gasbilanzkreis ohne Qualitätszuordnung (Graugasbilanzkreis) ist nicht möglich. Graugasbilanzkreise haben keinen erweiterten Bilanzierungszeitraum wie ein Biogasbilanzkreis (hier erfolgt das Netting auf Jahresbasis), sondern einen tagesscharfen Netting-Zeitraum. Biomethan aus dem Ausland wird bisher erfahrungsgemäß nicht kontinuierlich entsprechend der in das Gasnetz eingespeisten Menge (Band-Lieferung) gebucht, sondern batchweise in jeweils größeren Chargen (entsprechend gehandelter Mengen). Eine ununterbrochene Abbildung der Liefervertragskette im Bilanzkreissystem ist somit nur unter der Voraussetzung möglich, dass eine zeitliche Loslösung von der Bilanzkreis-Netting-Kopplung generell akzeptiert wird. In der Praxis bedeutet das, dass das „physische Biomethan“ im ausländischen Bilanzkreissystem aufgrund des tagesscharfen Nettings bereits anderweitig physisch verwendet wurde. Eine Ausbuchung aus dem ausländischen Bilanzkreissystem (Transfer nach Deutschland) zu einem späteren Zeitpunkt würde physisch immer mit Graugas gedeckt (was defacto bei deutschlandinterner bzw. biogasbilanzkreisinterner Lieferung physikalisch an der Ausspeisestelle auch der Fall ist). Es muss somit dem ausländischen Bilanzkreissystem eine „Speicherfähigkeit“ der Qualität zugestanden werden, auch wenn dieses nicht als Biogasbilanzkreis definiert ist. Auch im deutschen Biogas-Bilanzkreissystem werden verschiedene Qualitäten durchmischte (z.B. Biogas gemäß EEG-Einsatzstoffvergütungsklassen/ -Boni, Biogas gemäß EEWärmeG, EWärmeG-BW), was die eindeutige Verknüpfung von Qualität und Energie in Frage stellt.

¹⁶ Physikalisch korrekter wäre der Begriff „Biomethan“, da Biogas vor Einspeisung in das Gasnetz auf Methanqualität aufbereitet werden muss. Historisch bedingt wird auf Bilanzkreisebene jedoch meist von „Biogasbilanzkreisen“ gesprochen, so dass wir im Weiteren ebenfalls den Begriff „Biogasbilanzkreis“ verwenden.

Das Abstellen auf Biogas-Bilanzkreise wird daher für den massenbilanziellen Nachweis als nicht erforderlich erachtet.

Abbildung 4: Darstellung der Wertschöpfungskette von Biomethan (Erzeugung, Gasnetzeinspeisung, Export/Import, Verwendung) hinsichtlich physikalischem, bilanziellen Gasfluss sowie Zertifikattransfer



- Transportkapazitäten an Grenzkuppelstellen werden in der Regel über Transportdienstleister (Shipper) für große Mengenpakete gebucht. Biomethanmengen wären dann in diesen Mengenpaketen enthalten. Ein Nachweis, dass eine individuelle Biomethanmenge (bzw. das energetische Äquivalent) einen Buchungszuschlag erhalten hat, ist in diesem Fall nur indirekt möglich, indem der Transportdienstleister bestätigt, dass die Biomethanmenge in der gesamten gebuchten Menge enthalten war. Ein Kapazitätsbuchungszuschlag stellt keinen tatsächlichen physischen Gasfluss vom Lieferantenland in das Empfängerland dar. Ein Kapazitätsbuchungszuschlag wäre lediglich eine Bestätigung dafür, dass für einen bestimmten Transportzeitpunkt die Grenzkuppelstelle verfügbar und somit ein theoretischer Transport möglich gewesen wäre. Daher ist lediglich ein zusammenhängendes Netz notwendig, so dass das Gas theoretisch den Weg von Einspeisung zur Ausspeisung finden könnte.

7.2.2 Zusammenfassung zur Anerkennung von Biomethan aus dem europäischen Ausland

In Anlehnung an die bisher existierenden Anforderungen an die Anerkennung von inländischen Biomethan (siehe Kapitel 8.3 des DEHSt-Leitfadens [UBA 2018]) und unter der Berücksichtigung

der Erläuterungen in Kapiteln **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** und 7.2.1, werden folgende Anforderungen für die Anerkennung von Biomethan aus dem europäischen Ausland im EU-EHS in Deutschland empfohlen:

1. Die Menge des entnommenen Gases entspricht im Wärmeäquivalent einer Menge an Biomethan, die an anderer Stelle in das Erdgasnetz eingespeist worden ist.
2. Verwendung eines Massenbilanzsystems für den gesamten Transport und Vertrieb gem. Anforderungen nach Art. 18 Abs. 1 der Richtlinie 2009/28/EG (bzw. nun Artikel 30 Richtlinie 2018/2001/EU)
3. Grundlage ist ein Liefervertrag über den Einkauf von Biomethan zwischen dem Betreiber der emissionspflichtigen Anlage und dem Biomethaneinspeiser oder einem Zwischenhändler.
4. Die eingespeiste Biomethanmenge wird mit geeichten Messgeräten bestimmt.
5. Im Falle der Übertragung aus einem ausländischen Register, Vorlage eines Ausbuchungsbelegs des abgebenden Systems.
6. Die Massenbilanzierung ausländischer Biomethanmengen (Biogas im Sinne der Erneuerbaren Energien Richtlinie (2009/28/EG)) muss durch eine unabhängige Auditierung bestätigt werden.

Zu Anforderung Nr. 1, 2, 4, 5 und 6:

Wenn ausländische Biomethanmengen ins Biogasregister Deutschland (von der Deutschen-Energie-Agentur (dena) betriebene Plattform) nach dem sog. Liefermodell oder in ein vergleichbar verlässliches System, wie z.B. der Massenbilanzierung durch das Bioerdgas-Massenbilanzsystem (BiMaS), eingebucht und weitergeführt wurden, kann als Vereinfachung der Nachweise zu den Anforderungen Nr. 1, 2, 4, 5 und 6 ein Auszug aus diesen Systemen dienen.

Zu Anforderung Nr. 3:

Weist ein Auszug aus den oben genannten Biomethanregistern die EU-ETS Anlage, die das Biomethan im Emissionsbericht geltend machen will, als Empfänger aus, muss der Liefervertrag nicht zusammen mit dem Emissionsbericht eingereicht werden. Jedoch ist der Liefervertrag auf Anfrage der DEHSt und bei der Prüfung des Emissionsberichts durch die Prüfstelle vorzulegen.

7.2.3 Mindestanforderungen an ausländische Auditoren für die Anerkennung von ausländischen Biomethanmengen

Im Zusammenhang mit dem steigenden Interesse am internationalen Austausch von Biomethan stellen sich Fragen bezüglich der Überprüfung der Menge und Nachhaltigkeit im Herkunfts- und Zielland.

Die Anforderungen zur Überprüfung durch unabhängige Auditoren werden international unterschiedlich gehandhabt. Es gibt keine einheitlichen europäische Anforderungen an unabhängige Auditierung zur Überprüfung von Biomethanerzeugung/-lieferung. Die Auditierung in Deutschland erfolgt durch unabhängige Auditoren.

Die Qualitätsanforderungen an Auditoren sind auch in Deutschland für diesen Bereich nicht einheitlich definiert, sondern werden durch den jeweiligen Registerbetreiber vorgegeben (in Deutschland: dena Biogasregister, Arkanum BiMaS). Detaillierte Informationen zu den Anerkennungsbedingungen für Auditoren können direkt bei den jeweiligen Registerbetreibern eingeholt werden.

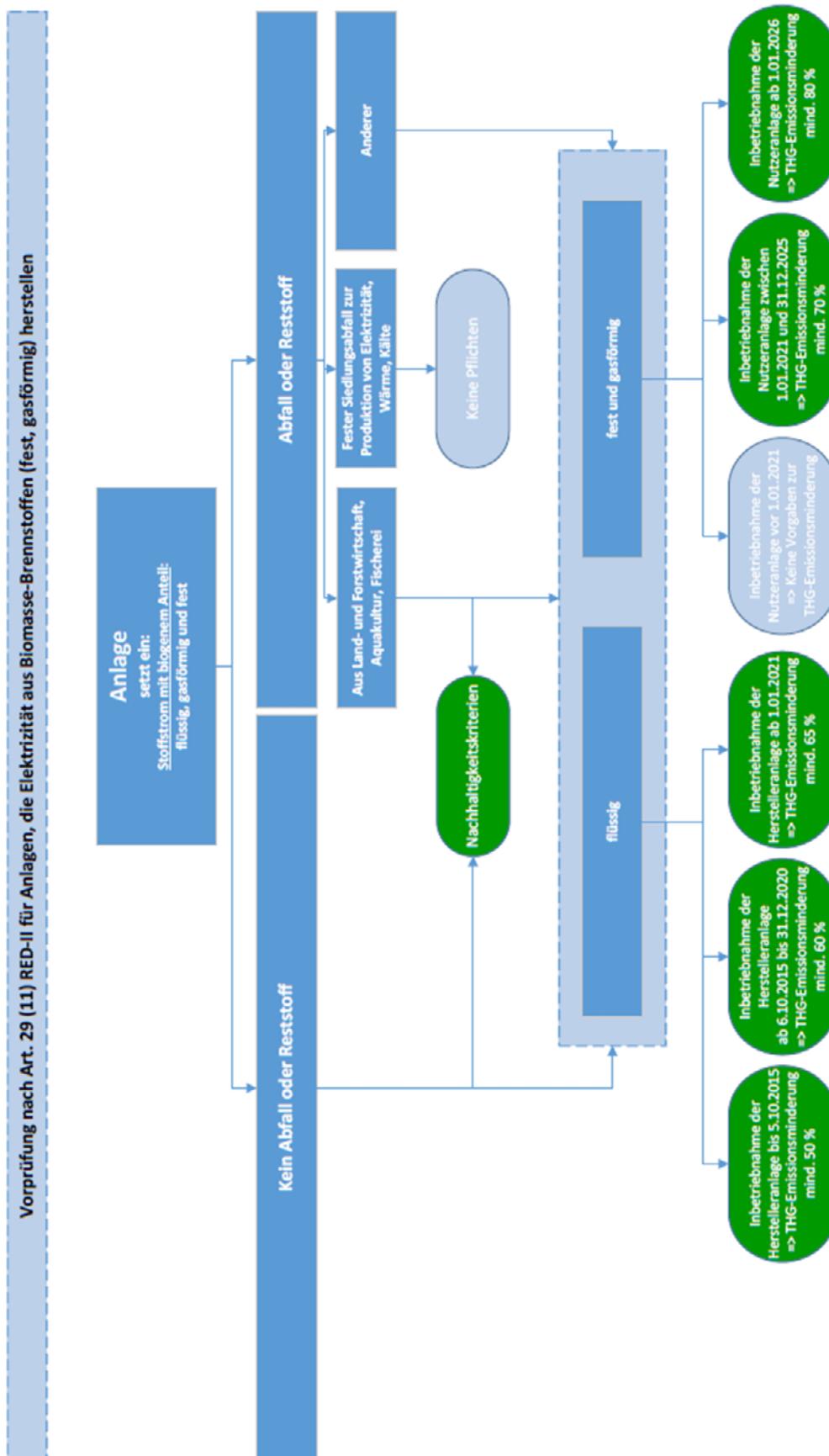
Aus Sicht von TÜV SÜD sollten zumindest folgende Anforderungen erfüllt sein:

- ▶ Auditorenanerkennung, z.B. entsprechend Anforderungen aus ISO 19011
- ▶ Fachkenntnisnachweis über Biogaserzeugung/-aufbereitung/-einspeisung, Gasnetztransport

7.3 Prüfschema für stationäre Anlagen im EU-EHS

Basierend auf den Ergebnissen aus den vorangegangenen Kapiteln wurde im Projektkreis ein Prüfschema erstellt. In diesem sind die verschiedenen Kriterien bei der Anwendung des Art. 29 RED II für stationären Anlagen im EU-EHS dargestellt. Dabei wird als Ausgangspunkt stets davon ausgegangen, dass die zu prüfende Anlage emissionshandelspflichtig ist und der Stoffstrom zur energetischen Nutzung (d.h. keine stoffliche Nutzung) eingesetzt wird. Ob für die Biomasse ein Emissionsfaktor von Null (bzw. ein biogener Anteil für den Stoffstrom) angesetzt werden darf hängt u.a. von der Art des eingesetzten Stoffstroms, dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage sowie weiteren anlagenspezifischen Kriterien (z.B. Effizienzanforderungen) ab. Letztere werden im Prüfschema in Abbildung 5 jedoch lediglich als Hinweis auf eine ggf. erforderliche Vorprüfung abgebildet. Zudem muss das Prüfschema je nach Auslegung des Begriffs „Anlage“ (siehe Kapitel 3) entweder für die gesamte EHS-Anlage oder für die einzelne Verbrennungs- bzw. Herstellungseinheit einer EHS-Anlage gelesen werden.

Abbildung 5: Prüfschema nach RED II für Stoffströme mit biogenem Anteil im EHS



8 Quellenverzeichnis

AbfklärVNOV (2017): Verordnung zur Neuordnung der Klärschlammverwertung (AbfklärVNOV) vom 27.09.2017; BGBl. I S. 3465 (Nr. 65); Letzter Zugriff: 05.02.2020, <https://www.buzer.de/gesetz/12824/index.htm>

AEUV (2012): VERTRAG ÜBER DIE ARBEITSWEISE DER EUROPÄISCHEN UNION (konsolidierte Fassung) – AEUV, Amtsblatt der Europäischen Union, C 326/47, 26.10.2012

AVV (2016): Abfallverzeichnis-Verordnung (AVV) vom 10. Dezember 2001, BGBl. I, S.3379, zuletzt geändert durch Artikel 1 der Verordnung zur Umsetzung der novellierten abfallrechtlichen Gefährlichkeitskriterien vom 4. März 2016, BGBl. I S. 382

BBH (2018): Vorschlag für ein Dokumentationssystem für Beschaffenheitsmerkmale von Biogas (Leitfaden). Becker Büttner Held Rechtsanwälte, Stand 04.10.2018; Letzter Zugriff: 08.10.2019, https://www.biogasregister.de/fileadmin/biogasregister/media/Leitfaden_Krit.kat_Matrix/20181004_Leitfaden_Biogasregister_01.pdf

Biokraft-NachV (2009): Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von Biokraftstoffen vom 30. September 2009 (BGBl. I S. 3182), die zuletzt durch Artikel 2 der Verordnung vom 26. Juni 2018 (BGBl. I S. 872) geändert worden ist

BioSt-NachV (2009): Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von flüssiger Biomasse zur Stromerzeugung vom 23. Juli 2009 (BGBl. I S. 2174), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 26. Juni 2018 (BGBl. I S. 872) geändert worden ist

BLE (2019a): Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE), 8. Informationsschreiben Nabisy – Änderungen im Programm, 09.01.2019; Letzter Zugriff: 05.02.2020, https://www.ble.de/SharedDocs/Downloads/DE/Klima-Energie/Nachhaltige-Biomasseherstellung/Nabisy/8-Infoschreiben_Nabisy.pdf?__blob=publicationFile&v=3

BLE (2019b): Persönliche Kommunikation per E-Mail von Karl H. Schnau, stellvertretender Referatsleiter, Referat 523 Nachhaltige Biomasse, Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE), 15.07.2019

BMU (2012): Auslegungshilfe zur Massenbilanzierung nach § 27c Absatz 1 Nummer 2 EEG 2012 - Zugleich: Anwendungshinweis zum Vollzug des EEWärmeG - hier: Massenbilanzierung von Biomethan (Hinweis Nr. 1/2012); Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), 29. Juni 2012

Böckenförde, E. et al (2005): Der Staat – Zeitschrift für Staatslehre und Verfassungsgeschichte, deutsches und europäisches öffentliches Recht. 2005, Band 55, Heft 3, Duncker & Humblot, Berlin

Callies, C. / Ruffert, M. (2016): EUV/AEUV – Das Verfassungsrecht der Europäischen Union mit Europäischer Grundrechtecharta. 5. Auflage 2016, C.H. Beck, München

EC (2010): European Commission (EC), Guidance on Interpretation of Annex I of the EU ETS Directive (excl. aviation activities), 18.03.2010

EG (2008): RICHTLINIE 2008/98/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 19. November 2008 über Abfälle und zur Aufhebung bestimmter Richtlinien; Amtsblatt der Europäischen Union, L 312/3, 22.11.2008

EH-RL (2003): RICHTLINIE 2003/87/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates; Amtsblatt der Europäischen Union, L 275/32, 25.10.2003

EK (2010): 2010/C 160/02 Mitteilung der Kommission zur praktischen Umsetzung des EU-Nachhaltigkeitskonzepts für Biokraftstoffe und flüssige Biobrennstoffe sowie zu den Berechnungsregeln für Biokraftstoffe; Amtsblatt der Europäischen Union, C 160, 53. Jahrgang, 19.06.2010, S. 8ff

EnWG (2019): Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 5. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2002) geändert worden ist; Letzter Zugriff: 05.02.2020, https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/EnWG.pdf

EU (2015): Richtlinie (EU) 2015/1513 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 9. September 2015 zur Änderung der Richtlinie 98/70/EG über die Qualität von Otto- und Dieselmotorkraftstoffen und zur Änderung der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, Amtsblatt der Europäischen Union, L 239/1, 15.09.2015

EuGH (2016): URTEIL DES GERICHTSHOFS (Sechste Kammer) 28. Juli 2016 „Vorlage zur Vorabentscheidung – System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Europäischen Union – Richtlinie 2003/87/EG – Zeitlicher Geltungsbereich – Zeitpunkt des Beginns der Emissionshandelspflicht – Art. 3 – Anhang I – Begriff ‚Anlage‘ – Tätigkeit der Verbrennung von Brennstoffen in Anlagen mit einer Gesamtfeuerleistungswärmeleistung von über 20 MW“ in der Rechtssache C-457/15 betreffend ein Vorabentscheidungsersuchen nach Art. 267 AEUV, eingereicht vom Verwaltungsgericht Berlin (Deutschland) mit Entscheidung vom 12. März 2015, beim Gerichtshof eingegangen am 28. August 2015, in dem Verfahren Vattenfall Europe Generation AG gegen Bundesrepublik Deutschland

EUV (2012): VERTRAG ÜBER DIE EUROPÄISCHE UNION (konsolidierte Fassung) – EUV, Amtsblatt der Europäischen Union, C 326/13, 26.10.2012

Frenz, W. (2008): Emissionshandelsrecht – Kommentar zum TEHG und ZUG. 2. Auflage, Springer, Berlin Heidelberg

Hohmuth, T. (2006): Emissionshandel und deutsches Anlagenrecht – Zu den Wechselwirkungen im deutschen Emissionshandelsrecht zwischen dem Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG) und dem Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) infolge ihrer Verzahnung bei der Umsetzung der Richtlinie 2003/87/EG. Carl Heymanns Verlag, Köln

Mayer, F. C. (2005): Franz C. Mayer: Europäisches Sprachenverfassungsrecht; in: Der Staat, 44. Band, Heft 3, 2005, S. 367-401

MVO (2012): 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; Letzter Zugriff: 05.02.2020, <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2012:181:0030:0104:DE:PDF>

MVO II (2018): Durchführungsverordnung (EU) 2018/2066 DER KOMMISSION vom 19. Dezember 2018 über die Überwachung von und die Berichterstattung über Treibhausgasemissionen gemäß der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates und zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 601/2012 der Kommission; Amtsblatt L 334/1 vom 31.12.2018; Letzter Zugriff: 05.02.2020, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018R2066&from=EN>

RED (2009): 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 (Text von Bedeutung für den EWR); Amtsblatt der Europäischen Union, L 140, S. 16ff, 05.06.2009; Letzter Zugriff: 20.09.2019, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX:32009L0028>

RED II (2018): Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen; Amtsblatt der Europäischen Union, L 328, S.

82ff, 21.12.2018; Letzter Zugriff: 20.09.2019, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001>

TEHG (2019): Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG) vom 21. Juli 2011 (BGBl. I S. 1475), das zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 18. Januar 2019 (BGBl. I S. 37) geändert worden ist

Thomas, H. (2016): Nachhaltigkeitsanforderungen für Bioenergie im Welthandelsrecht – Vorgaben für Biokraftstoffe und flüssige Biobrennstoffe in Biokraft-NachV, BioSt-NachV und Richtlinie 2009/28/EG und ihre Vereinbarkeit mit dem Recht der WTO. C.H. Beck, München

UBA (2018): Leitfaden zur Erstellung von Überwachungsplänen und Emissionsberichten für stationäre Anlagen in der 3. Handelsperiode (2013-2020); Hrsg.: Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) im Umweltbundesamt (UBA), Berlin, November 2018

Zimmermann, C. (2011): Brennstoffwechsel und Kapazitätsmodifizierungen im Emissionshandel. Verlag Dr. Kovac, Hamburg

A Anhang

A.1 Tätigkeiten der EHS-Anlagen [TEHG 2019]

Gesetz über den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen (Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz – TEHG), 18.01.2019, Anhang 1

Tabelle 2: Tätigkeiten der EHS-Anlagen im Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG)

Kat.	Anlagen
1	Verbrennungseinheiten zur Verbrennung von Brennstoffen mit einer Gesamtfeuerungsleistung von insgesamt 20 MW oder mehr in einer Anlage, soweit nicht von einer der nachfolgenden Nummern erfasst
2	Anlagen zur Erzeugung von Strom, Dampf, Warmwasser, Prozesswärme oder erhitztem Abgas durch den Einsatz von Brennstoffen in einer Verbrennungseinrichtung (wie Kraftwerk, Heizkraftwerk, Heizwerk, Gasturbinenanlage, Verbrennungsmotoranlage, sonstige Feuerungsanlage), einschließlich zugehöriger Dampfkessel, mit einer Feuerungsleistung von 50 MW oder mehr
3	Anlagen zur Erzeugung von Strom, Dampf, Warmwasser, Prozesswärme oder erhitztem Abgas durch den Einsatz von Kohle, Koks, einschließlich Petrolkoks, Kohlebriketts, Torfbriketts, Brenntorf, naturbelassenem Holz, emulgiertem Naturbitumen, Heizölen, gasförmigen Brennstoffen (insbesondere Koksofengas, Grubengas, Stahlgas, Raffineriegas, Synthesegas, Erdölgas aus der Tertiärförderung von Erdöl, Klärgas, Biogas), Methanol, Ethanol, naturbelassenen Pflanzenölen, Pflanzenölmethylestern, naturbelassenem Erdgas, Flüssiggas, Gasen der öffentlichen Gasversorgung oder Wasserstoff mit einer Feuerungsleistung von mehr als 20 MW bis weniger als 50 MW in einer Verbrennungseinrichtung (wie Kraftwerk, Heizkraftwerk, Heizwerk, Gasturbinenanlage, Verbrennungsmotoranlage, sonstige Feuerungsanlage), einschließlich zugehöriger Dampfkessel
4	Anlagen zur Erzeugung von Strom, Dampf, Warmwasser, Prozesswärme oder erhitztem Abgas durch den Einsatz anderer als in Nummer 3 genannter fester oder flüssiger Brennstoffe in einer Verbrennungseinrichtung (wie Kraftwerk, Heizkraftwerk, Heizwerk, Gasturbinenanlage, Verbrennungsmotoranlage, sonstige Feuerungsanlage), einschließlich zugehöriger Dampfkessel, mit einer Feuerungsleistung von mehr als 20 MW bis weniger als 50 MW
5	Verbrennungsmotoranlagen zum Antrieb von Arbeitsmaschinen für den Einsatz von Heizöl EL, Dieselmotorkraftstoff, Methanol, Ethanol, naturbelassenen Pflanzenölen, Pflanzenölmethylestern oder gasförmigen Brennstoffen (insbesondere Koksofengas, Grubengas, Stahlgas, Raffineriegas, Synthesegas, Erdölgas aus der Tertiärförderung von Erdöl, Klärgas, Biogas, naturbelassenem Erdgas, Flüssiggas, Gasen der öffentlichen Gasversorgung, Wasserstoff) mit einer Feuerungsleistung von 20 MW oder mehr
6	Gasturbinenanlagen zum Antrieb von Arbeitsmaschinen für den Einsatz von Heizöl EL, Dieselmotorkraftstoff, Methanol, Ethanol, naturbelassenen Pflanzenölen, Pflanzenölmethylestern oder gasförmigen Brennstoffen (insbesondere Koksofengas, Grubengas, Stahlgas, Raffineriegas, Synthesegas, Erdölgas aus der Tertiärförderung von Erdöl, Klärgas, Biogas, naturbelassenem Erdgas, Flüssiggas, Gasen der öffentlichen Gasversorgung, Wasserstoff) mit einer Feuerungsleistung von mehr als 20 MW
7	Anlagen zur Destillation oder Raffination oder sonstigen Weiterverarbeitung von Erdöl oder Erdölzerzeugnissen in Mineralöl- oder Schmierstoffraffinerien
8	Anlagen zur Trockendestillation von Steinkohle oder Braunkohle (Kokereien)
9	Anlagen zum Rösten, Schmelzen, Sintern oder Pelletieren von Metallerzen

Kat.	Anlagen
10	Anlagen zur Herstellung oder zum Erschmelzen von Roheisen oder Stahl einschließlich Stranggießen, auch soweit Konzentrate oder sekundäre Rohstoffe eingesetzt werden, mit einer Schmelzleistung von 2,5 Tonnen oder mehr je Stunde, auch soweit in integrierten Hüttenwerken betrieben
11	Anlagen zur Herstellung oder Verarbeitung von Eisenmetallen (einschließlich Eisenlegierung) bei Betrieb von Verbrennungseinheiten mit einer Gesamtfeuerungswärmeleistung von 20 MW oder mehr , soweit nicht von Nummer 10 erfasst; die Verarbeitung umfasst insbesondere Walzwerke, Öfen zum Wiederaufheizen, Glühöfen, Schmiedewerke, Gießereien, Beschichtungs- und Beizanlagen
12	Anlagen zur Herstellung von Primäraluminium
13	Anlagen zum Schmelzen, zum Legieren oder zur Raffination von Nichteisenmetallen bei Betrieb von Verbrennungseinheiten mit einer Gesamtfeuerungswärmeleistung (einschließlich der als Reduktionsmittel verwendeten Brennstoffe) von 20 MW oder mehr
14	Anlagen zur Herstellung von Zementklinker mit einer Produktionsleistung von mehr als 500 Tonnen je Tag in Drehrohröfen oder mehr als 50 Tonnen je Tag in anderen Öfen
15	Anlagen zum Brennen von Kalkstein, Magnesit oder Dolomit mit einer Produktionsleistung von mehr als 50 Tonnen Branntkalk, gebranntem Magnesit oder gebranntem Dolomit je Tag
16	Anlagen zur Herstellung von Glas, auch soweit es aus Altglas hergestellt wird, einschließlich Anlagen zur Herstellung von Glasfasern, mit einer Schmelzleistung von mehr als 20 Tonnen je Tag
17	Anlagen zum Brennen keramischer Erzeugnisse mit einer Produktionsleistung von mehr als 75 Tonnen je Tag
18	Anlagen zum Schmelzen mineralischer Stoffe, einschließlich Anlagen zur Herstellung von Mineralfasern, mit einer Schmelzleistung von mehr als 20 Tonnen je Tag
19	Anlagen zum Trocknen oder Brennen von Gips oder zur Herstellung von Gipskartonplatten und sonstigen Gipsezeugnissen bei Betrieb von Verbrennungseinheiten mit einer Gesamtfeuerungswärmeleistung von 20 MW oder mehr
20	Anlagen zur Gewinnung von Zellstoff aus Holz, Stroh oder ähnlichen Faserstoffen
21	Anlagen zur Herstellung von Papier, Karton oder Pappe mit einer Produktionsleistung von mehr als 20 Tonnen je Tag
22	Anlagen zur Herstellung von Industrieruß bei Betrieb von Verbrennungseinheiten mit einer Gesamtfeuerungswärmeleistung von 20 MW oder mehr
23	Anlagen zur Herstellung von Salpetersäure
24	Anlagen zur Herstellung von Adipinsäure
25	Anlagen zur Herstellung von Glyoxal oder Glyoxylsäure
26	Anlagen zur Herstellung von Ammoniak
27	Anlagen zur Herstellung von a) organischen Grundchemikalien (Alkene und chlorierte Alkene; Alkine; Aromaten und alkylierte Aromaten; Phenole, Alkohole; Aldehyde, Ketone; Carbonsäuren, Dicarbonsäuren, Carbonsäureanhydride und Dimethylterephthalat; Epoxide; Vinylacetat, Acrylnitril; Caprolactam und Melamin) oder b) Polymeren (Polyethylen, Polypropylen, Polystyrol, Polyvinylchlorid, Polycarbonate, Polyamide, Polyurethane, Silikone) mit einer Produktionsleistung von mehr als 100 Tonnen je Tag

Quelle: [TEHG 2019]

A.2 Abfallschlüssel [AVV 2016]

Die nachfolgende Tabelle 3 gibt eine Übersicht über die im Europäischen Abfallverzeichnis [AVV 2016] gelisteten Hauptkategorien.

Tabelle 3: Abfallschlüssel-Hauptkategorien des Europäischen Abfallverzeichnis (AVV)

Hauptkategorien beim europäischen Abfallschlüssel
01 Abfälle, die beim Aufsuchen, Ausbeuten und Gewinnen sowie bei der physikalischen und chemischen Behandlung von Bodenschätzen entstehen
02 Abfälle aus Landwirtschaft, Gartenbau, Teichwirtschaft, Forstwirtschaft, Jagd und Fischerei sowie der Herstellung und Verarbeitung von Nahrungsmitteln
03 Abfälle aus der Holzbearbeitung und der Herstellung von Platten, Möbeln, Zellstoffen, Papier und Pappe
04 Abfälle aus der Leder-, Pelz- und Textilindustrie
05 Abfälle aus der Erdölraffination, Erdgasreinigung und Kohlepyrolyse
06 Abfälle aus anorganisch-chemischen Prozessen
07 Abfälle aus organisch-chemischen Prozessen
08 Abfälle aus Herstellung, Zubereitung, Vertrieb und Anwendung (HZVA) von Beschichtungen (Farben, Lacke, Email), Klebstoffen, Dichtmassen und Druckfarben
09 Abfälle aus der fotografischen Industrie
10 Abfälle aus thermischen Prozessen
11 Abfälle aus der chemischen Oberflächenbearbeitung und Beschichtung von Metallen und anderen Werkstoffen; Nichteisenhydrometallurgie
12 Abfälle aus Prozessen der mechanischen Formgebung sowie der physikalischen und mechanischen Oberflächenbearbeitung von Metallen und Kunststoffen
13 Ölabbfälle und Abfälle aus flüssigen Brennstoffen (außer Speiseöl und Ölabbfälle, die unter Kapitel 05, 12 oder 19 fallen)
14 Abfälle aus organischen Lösemitteln, Kühlmitteln und Treibgasen (außer Abfälle, die unter Kapitel 07 oder 08 fallen)
15 Verpackungsabfall, Aufsaugmassen, Wischtücher, Filtermaterialien und Schutzkleidung (a. n. g.)
16 Abfälle, die nicht anderswo im Verzeichnis aufgeführt sind
17 Bau- und Abbruchabfälle (einschließlich Aushub von verunreinigten Standorten)
18 Abfälle aus der humanmedizinischen oder tierärztlichen Versorgung und Forschung (ohne Küchen- und Restaurantabfälle, die nicht aus der unmittelbaren Krankenpflege stammen)
19 Abfälle aus Abfallbehandlungsanlagen, öffentlichen Abwasserbehandlungsanlagen sowie der Aufbereitung von Wasser für den menschlichen Gebrauch und Wasser für industrielle Zwecke
20 Siedlungsabfälle (Haushaltsabfälle und ähnliche gewerbliche und industrielle Abfälle sowie Abfälle aus Einrichtungen), einschließlich getrennt gesammelter Fraktionen

Quelle: [AVV 2016]