

STELLUNGNAHME

Vom 5. Mai 2021

Referentenentwurf für die Biokraftstoff- Nachhaltigkeitsverordnung (Biokraft-NachV)

DVGW Deutscher Verein des
Gas- und Wasserfaches e.V.

Ansprechpartner

██████████
Josef-Wirmer-Straße 1-3
D-53123 Bonn

Tel.: ██████████

Fax: ██████████

E-Mail: ██████████

Hinweis

Diese Stellungnahme geht im ersten Abschnitt "Allgemeine Anmerkungen" und im zweiten Abschnitt "Wesentliche Risiken" zuerst auf wesentliche Punkte in der BioSt-NachV als auch der Biokraft-NachV ein. Der dritte Teil befasst sich im Detail mit der BioKraft-NachV.

1. Allgemeine Anmerkungen (gemeinsam für BioSt-NachV und Biokraft-NachV)

Der DVGW dankt für die frühzeitige Möglichkeit der Stellungnahme. Die Umsetzung der Anforderungen der RED II in nationales Recht an eine nachhaltige Bioenergieproduktion hat für die gesamte Gasbranche eine hohe Priorität.

Leider sind seit Verabschiedung der RED II bis zur Vorlage der Verordnungen zur nationalen Umsetzung bereits mehr als zwei Jahre vergangen, eine zeitnahe Umsetzung wäre u.a. aufgrund der ambitionierten Klimaziele wünschenswert gewesen. Mit Blick auf die von der RED II gesetzten Fristen wird dadurch nun ein unnötiger Zeitdruck und deutlich zusätzliche Kosten bei der Umsetzung verursacht, der besonders in den neu von der RED II erfassten Bereichen und mit der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung umgesetzten Bereichen – bei Strom und Wärme aus festen, flüssigen und gasförmigen Biomassen – zu Unsicherheiten bzw. Risiken bei den betroffenen Beteiligten, insbesondere den Gasproduzenten und Anwendern und Engpässen bei der nötigen Zertifizierung führen kann.

Grundsätzlich begrüßt der DVGW, dass die Verordnungsentwürfe eine weitgehende 1:1- Umsetzung der RED II zeigen und damit einheitlichen europäischen Anforderungen an nachhaltige Bioenergie und einem damit möglichen freien Warenverkehr nicht im Wege stehen.

Im Jahr 2019 wurden rund 10 TWh Biomethan in das Erdgasnetz gespeist. Ein Großteil davon (ca. 8 TWh) wird zur Strom- und Wärmeerzeugung in BHKW genutzt und die Stromerzeugung dabei durch das EEG gefördert.

Im Jahr 2020 wurden rund 1.200 Blockheizkraftwerke(BHKW) mit Biomethan betrieben. Rund 200 BHKW fallen unter die Bestimmungen der BioSt-NachV und müssten nach aktuellem Entwurf ab dem 1. Dezember 2021 Nachhaltigkeitsnachweise für den erzeugten Strom vorlegen. Die BHKW erzeugen rund 1,45 TWh erneuerbaren Strom und beziehen rund 4 TWh Biomethan von mindestens 113 Biomethananlagen, an denen das Biomethan unter Einsatz nachhaltig zertifizierter Biomasse erzeugt werden muss.

Derzeit erfolgt eine Zertifizierung durch Umweltgutachter, welche die Konformität des Gases mit den im EEG enthaltenen Kriterien bestätigen. Zusätzlich hierzu müssen die Biomethanmengen in einem Massenbilanzsystem geführt werden, welche die Erzeugung, den Handel und den Verbrauch abdeckt.

Mit dem vorliegenden Referenten-Entwurf zur Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung werden die bereits aus dem Biokraftstoffbereich bekannten Nachhaltigkeitsanforderungen für flüssige und gasförmige Biomasse auf den Strom- und Wärmebereich ausgeweitet.

2. Wesentliche Risiken (gemeinsam für BioSt-NachV und BiokraftNachV):

Die folgenden Punkte werden als wesentliche Risiken in den beiden Referentenentwürfen identifiziert:

- Die bloße und sehr späte sowie teils rückwirkende Umsetzung der Vorgaben aus der RED II kann kurzfristig zu erheblichen Marktverwerfungen führen, falls keine Anpassungen erfolgen.
 - Als wesentliche Ursache hierfür sind die Übergangsfristen nach BioSt-NachV § 55 zu nennen. Diese sind deutlich zu kurzfristig, um eine Zertifizierung für die ab dem 1. Dezember 2021 zur Stromerzeugung genutzten Einsatzstoffe umfänglich zu ermöglichen. Nicht nur die hohe Anzahl von Produktionsanlagen und die betroffenen Handelsstufen (u.a. Stadtwerke, die Biomethan-BHKW-Betreibern und BHKW-Betreiber sind hier zu nennen, es fehlt auch an ausreichend Ressourcen bei Zertifizierern und Unternehmen.
 - **Der DVGW plädiert daher für eine Anpassung der Frist in der BioSt-NachV in § 55 – in Anbetracht der Angleichung an die kalenderjährigen Nachweispflichten im EEG – auf den 01.01.2023 für die Zertifizierung der Biomasse zur Stromerzeugung. Damit bliebe genügend Zeit, die in 2021 und 2022 geerntete Biomasse auch nachhaltig zertifizieren zu können.**
- Die Mechanismen für gasförmige Biomasse sind an der Biogas-Direktverstromung ausgerichtet. Die speziellen Anforderungen von Biomethan sind nicht abgebildet.
- Sämtliche Bestandsmengen können nicht für BHKW eingesetzt werden, die die 2 MW-Grenze der Verordnung überschreiten
 - Betroffen sind alle BHKW mit einer Gesamt-Feuerungswärmeleistung von mindestens 2 MW (entsprechend einer elektrischen Leistung von ca. 650 kW). Der Entwurf der Novelle sieht vor, dass die Anforderungen bereits zum 1. Dezember 2021 in Kraft treten, was bedeutet, dass eine Zertifizierung der entsprechenden Biomethan-Produktionsanlagen bereits vor der Ernte dieses Jahres erforderlich ist.
- Ein Zertifizierungszeitraum von 3 Monaten für den Biomethaneinsatz von BHKW wird als nicht praktikabel angesehen, da es erhebliche jahreszeitliche Schwankungen bei der Nutzung gibt. Das EEG sieht hier sinnvollerweise einen Bilanzierungszeitraum von 1 Kalenderjahr vor, der für wärmegeführte BHKWs auch zwingend erforderlich ist. Dies ist bisher in dieser Verordnung nicht festgeschrieben, jedoch europarechtlich möglich und sollte hier als eigener Punkt in der Verordnung ergänzt werden.
 - Erläuterung: Wärmegeführte BHKW haben jahreszeitenbedingt im ersten Quartal den höchsten Absatz, während Biomethanproduktionsanlagen im Jahresverlauf gleichmäßig ins Erdgasnetz einspeisen. So ergibt sich zwangsläufig im ersten Quartal eines Kalenderjahres ein negativer Saldo bzgl. der Biomethanversorgung. Das EEG hat diesem Umstand von Anfang an Rechnung getragen und dementsprechend auf einen kalenderjährigen Bilanzierungszeitraum abgestellt. Somit ist der von den Zertifizierungssystemen vorgesehene Bilanzierungszeitraum von 3 Monaten für den Biomethaneinsatz in BHKW nicht anwendbar, da sonst die BHKW auch in diesem Fall den Betrieb einstellen müssten. Daher sollte die Biomassestrom-NachV im Gleichlauf mit dem EEG einen kalenderjährigen Bilanzierungszeitraum von 12 Monaten beinhalten, um die bestehende und gut funktionierende Flexibilität nicht zu gefährden.

3. Anmerkungen im Detail (Biokraft-NachV):

Zu § 2 Begriffsbestimmungen:

Zu § 2, 2: Anerkannte Zertifizierungssysteme

Es ist positiv zu bewerten, dass die Anerkennung von Zertifizierungssystemen einheitlich von der Europäischen Kommission vorgenommen und keine nationale Anerkennung erfolgen soll. Jedoch geht die Bestimmung in § 34 zur Kontrolle spätestens sechs Monate nach Ausstellung des ersten Zertifikats über die Anforderungen RED II hinaus und könnten so die Notwendigkeit eines nationalen Systems begründen.

Zu § 2, 7: Biomasse

Als Bezug für die Definition sollte hier nicht das EEG, sondern Biomasse nach EU-Definition gewählt werden, um die Erfüllung auch für den EU-Emissionshandel zu gewährleisten.

Zu § 2, 9: Dauerkulturen:

Die Definition „mehrjährige Kulturpflanzen, deren Stiel normalerweise nicht jährlich geerntet wird“ ist problematisch, da damit z.B. Durchwachsene Silphie als Biogassubstrat ausgeschlossen wird. Folgende Formulierung wird vorgeschlagen:

„Dauerkulturen“ sind mehrjährige Kulturpflanzen, deren Stiel normalerweise nicht jährlich geerntet wird.

Zu § 2, 16. Definition von „Grünland mit großer biologischer Vielfalt“:

Die Verbände begrüßen die Präzisierung der Definition von „Grünland mit großer biologischer Vielfalt“ und die 1:1-Übernahme der Formulierung aus der RED II.

Zu § 2, 22: Letzte Schnittstelle

Der Begriff der Konversion ist unklar, da er offenlässt, ob damit die Erzeugung des Brennstoffs oder von Strom gemeint ist. Hier muss klar definiert werden, dass Anlagen, die Strom aus flüssigen Biobrennstoffen oder Biomasse-Brennstoffen erzeugen, als letzte Schnittstelle definiert sind, da nur diese die für gültige Nachhaltigkeitsnachweise nötige Treibhausgasminde rung berechnen können.

Da sich die Treibhausgas-Anforderungen der RED II in Artikel 29 (10) auf die Erzeugung von Strom und nicht auf die Erzeugung von Biomasse-Brennstoffen beziehen, sind die Stromerzeugungsanlagen als letzte Schnittstelle zu sehen, die deshalb ebenfalls den Nachweis der Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien unterliegen müssen. Nur die letzten Schnittstellen, die Strom erzeugen, können die vollständige Treibhausgas-Bilanz erstellen, nicht die Lieferanten der Biomasse-Brennstoffe, da Transportdistanzen zur Anlage, die internen Prozesse innerhalb der Anlage sowie Wirkungsgrade und Stromanteile in der Bilanz berücksichtigt werden müssen.

Zu § 2, 26. b): Nahrungs- und Futtermittelpflanzen

Hier sollte präzisiert werden, dass es nicht um eine allgemeine zusätzliche Nachfrage nach „Land“, sondern zu einer zusätzlichen Nachfrage nach „landwirtschaftlich genutzter Fläche“ geht.

Folgende Formulierung wird vorgeschlagen:

*Zwischenfrüchte wie Zweitfrüchte und Deckpflanzen, es sei denn, die Verwendung solcher Zwischenfrüchte führt zu einer zusätzlichen Nachfrage nach ~~Land~~ **landwirtschaftlich genutzter Fläche**.*

Zu § 2, 28. Definition von Reststoffen:

Grundsätzlich ist es problematisch, mit Positivlisten zu arbeiten, da dies zum unbeabsichtigten Ausschluss von Stoffen und gemischten Biomasseströmen für die Verarbeitung und die Vergütung führen kann, besonders im Biogasbereich.

Zu § 3 Anerkennung von Biokraftstoffen:

In § 3 (2) sollte das Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) als für die land- und forstwirtschaftliche Produktion zuständige Ministerium ebenfalls mit einbezogen werden.

Entsprechend wird eine Ergänzung wie folgt vorgeschlagen:

*Zu den Anforderungen nach §§ 4 bis 6 kann die zuständige Behörde im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit **und dem Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft** konkretisierende Vorgaben machen. Die zuständige Behörde macht diese im Bundesanzeiger bekannt.*

Zu § 5 Anforderungen an forstwirtschaftliche Biomasse

Die Formulierung bezüglich der Erfüllung des geltenden Rechts ist irreführend, da die Einhaltung geltender Gesetze grundsätzlich voraussetzen ist. Stattdessen wird folgende Formulierung vorgeschlagen:

*(1) **Für Biomasse aus der Forstwirtschaft, die zur Herstellung flüssiger Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe verwendet wird, muss das in dem Land, in dem die forstwirtschaftliche Biomasse geerntet wurde, geltende Recht auf dem Gebiet der Ernte erfüllen.** nachgewiesen werden, dass mindestens die Anforderungen der Punkte 1 bis 5 dieses Absatzes im geltenden Recht des Landes, in dem die Biomasse geerntet wurde, geregelt **und** ~~mittels eines Überwachungs- und Durchsetzungssystems ist sicherzustellen~~ **umgesetzt werden. Zu diesen Anforderungen zählt, dass***

In § 5 (2) und (4) sollte korrigiert werden, dass der Nachweis durch „Management-“ und nicht durch „Bewirtschaftungssysteme“ sicherzustellen ist.

Folgende Formulierung wird vorgeschlagen:

*(2) **Kann der Nachweis gemäß Absatz 1 Satz 2 nicht geführt werden, so ist durch ~~Bewirtschaftungs~~ **Managementsysteme** auf Ebene des forstwirtschaftlichen Gewinnungsgebiets sicherzustellen, dass die Anforderungen des Absatzes 1 Satz 2 Nummern 1 bis 5 erfüllt sind.***

*(4) **Kann der Nachweis nach Absatz 3 nicht geführt werden, so ist durch ~~Bewirtschaftungs~~ **Managementsysteme** auf Ebene des forstwirtschaftlichen Gewinnungsgebiets sicher zu stellen, dass die Niveaus der Kohlenstoffbestände und -senken in den Wäldern gleichbleiben oder langfristig verbessert werden.***

§ 26 Anerkennung von Zertifizierungsstellen:

Es ist nicht nachvollziehbar, weshalb nach § 26 (1) 3. für die Anerkennung von Zertifizierungsstellen zu einer Verschärfung der Anforderungen kommt, indem neben den Anforderungen der DIN EN/IEC 17065, Ausgabe Januar 2013, auch noch die Anforderungen der DIN EN ISO 17021, Ausgabe November 2015 erfüllt werden sollen. Eine Erfüllung beider, sich doppelnder Anforderungen wird als nicht sinnvoll erachtet und bringt für die Zertifizierung keinen Mehrwert. Besonders für kleinere Zertifizierungsstellen dürfte dies jedoch ein Hindernis darstellen und mit Blick auf zu erwartende Engpässe an Zertifizierungsstellen und Auditoren aufgrund des erweiterten Anwendungsbereiches der RED II auf Strom und Wärme sollte dies vermieden werden.

Vorgeschlagene Änderung:

*die Anforderungen der DIN EN/IEC 17065, Ausgabe Januar 2013 ~~und~~ **oder** der DIN EN ISO 17021, Ausgabe November 2015 erfüllen und ihre Kontrollen den Anforderungen der DIN EN ISO 19011, Ausgabe Dezember 2018, genügen, ²*

Zu § 33 Kontrolle des Anbaus und § 34 Kontrolle der Entstehungsbetriebe

Die Regelung der Kontrolle der Quadratwurzel der Anzahl der Anbau- bzw. Entstehungsbetriebe einer Schnittstelle führt zu einer überproportionalen Kostenbelastung durch Zertifizierung für kleine Schnittstellen. Besonders für Biogasanlagen, die in den meisten Fällen sowohl Anbaubiomasse als auch Reststoffe verarbeiten, führt dies zu einem Zertifizierungsmehraufwand und damit Mehrbelastung der Anlagenbetreiber.

Zwar können für die Zertifizierung benötigte Unterlagen und Nachweise bereits vorbereitet und eingefordert werden, aufgrund der fehlenden Zertifizierungssysteme, Zertifizierer und Ressourcen/Kapazitäten kann eine rechtzeitige Zertifizierung aber gar nicht durchgeführt werden.

Nach aktuellem Wissensstand befinden sich zwei Zertifizierungssysteme (nur eines ist in Deutschland tätig) bei der EU im Zulassungsverfahren, das allerdings erst mit Erlass eines delegierten Rechtsaktes durchgeführt werden kann. Nach Einschätzung von Zertifizierungsstellen wird eine Zulassung in Q4 2021 erfolgen. Die in §3 genannte Ausnahme adressiert diesen Umstand, lässt aber unberücksichtigt, dass nach erfolgter Zulassung auch erst einmal Personal bei den Zertifizierungsstellen geschult werden müssen und über 2.000 Bioenergieanlagen geprüft und zertifiziert werden müssen, sowie eine Vielzahl von Unternehmen entlang der Lieferkette.

Gutachterunternehmen schätzen, dass sich die Zertifizierung aller Unternehmen selbst unter optimalen Bedingungen bis in die zweite Jahreshälfte 2022 ziehen wird.

Jedoch geht die Bestimmung in § 34 zur Kontrolle spätestens sechs Monate nach Ausstellung des ersten Zertifikats über die Anforderungen RED II hinaus und könnten so die Notwendigkeit eines nationalen Systems begründen.

Jedoch führt die in § 34 zur Pflicht von Überwachungsaudits nach sechs Monaten, die über die Anforderungen der Anforderung RED II hinaus gehen und keine 1:1 Umsetzung mehr darstellt, zur Notwendigkeit, ein nationales System zu führen. Die RED II hingegen sieht dies nur für Schnittstellen im Bereich Abfall und Reststoffe vor. Für land- und forstwirtschaftliche Biomassen wird dies entschieden abgelehnt, da dies doppelte Kosten und Aufwand ohne erkennbaren Mehrwert bedeuten würde.

Siehe hierzu auch die Ausführungen zu den wesentlichen Risiken in dieser Stellungnahme.

Zu § 52 Inkrafttreten

Entsprechend der vorgesehenen Regelung in § 3 (1) der BioSt-NachV sollte für die Umsetzung der BioSt-NachV eine Übergangsfrist eingeräumt werden. Zum einen bereitet die späte Vorlage der Nachhaltigkeitsverordnungen und entsprechend anerkannter Nachweissysteme Probleme bei der Implementierung der gegenüber der RED I neuen Vorgaben in den Unternehmen und zum Anderen stellt die Corona-Pandemie und die Maßnahmen zur Eindämmung der Pandemie die Wirtschaftsbeteiligten bereits vor erheblich erschwerte Bedingungen für die Implementierung. Bezüglich neu aufgenommener Produktgruppen