# Stellungnahme der dena-biogaspartnerschaft zum Referentenentwurf zur 12. Änderung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes unter Beteiligung von Mitgliedsunternehmen der Initiative Erdgasmobilität aus der Fahrzeug-, Erdgas- und Biogaswirtschaft sowie des ADAC.

## Zusammenfassung.


Mit der geplanten Umstellung von der Biokraftstoff- auf die Treibhausgasminderungsquote wird der Biokraftstoffbedarf 2015 zunächst stark zurückgehen, um ab 2017 wieder stark anzusteigen. Biomethan und synthetisches Methan aus Windstrom werden mit ihrem dringend benötigten Treibhausgas-Minderungspotenzial dann jedoch nicht mehr am Markt verfügbar sein, falls nicht schnell Maßnahmen ergriffen werden:

I. **Die für 2015 und 2016 vorgesehene Höhe der Treibhausgas-Minderungsquote muss so angepasst werden, dass Kontinuität bei der Biokraftstoffnachfrage erzielt wird.** Aufgrund der hohen THG-Minderungswerte der am Markt verfügbaren Biokraftstoffe könnte bereits ohne eine Steigerung der heutigen Biokraftstoffnachfrage eine höhere THG-Minderungsquote erreicht werden. Eine jedoch erst ab 2017 avisierte höhere Treibhausgasminderung könnte nur unter erheblichen Marktverwerfungen erreicht werden.

II. **Für flüssige und gasförmige Biokraftstoffe muss ein vergleichbarer administrativer Rahmen geschaffen werden.**

III. **Die Nachweisführung muss die Nachhaltigkeit sicher gewährleisten und gleichzeitig die Wirtschaftlichkeit wahren.**

IV. **Synthetisches Methan muss ebenfalls auf die THG-Minderungsquote angerechnet werden können.** Erneuerbares Methan mit hohem THG-Vermeidungspotenzial kann außer aus Biomasse im Power-to-Gas-Verfahren auch synthetisch hergestellt werden.

## Hintergrund.

Das Ziel der Bundesregierung zur Verringerung der Treibhausgasemissionen in Deutschland um 40 Prozent (ggü. 1990) ist nur erreichbar, wenn auch der Verkehr als zweitgrößter Emittent erfolgreich Emissionsminderungsmaßnahmen umsetzt. Biomethan aus Rest- und Abfallstoffen besitzt ein Treibhausgasvermeidungspotenzial von über 90 Prozent im Vergleich zu Benzin und kann Erdgas im Verkehrssektor in jedem Verhältnis beigemischt werden. Im Mai 2013 erreichte Biomethan beim Erdgasabsatz im Kraftstoffsektor einen Anteil von 20 Prozent. Dadurch liegt die durchschnittliche CO2-Vermeidung von Erdgas als Kraftstoff bei etwa 40 Prozent gegenüber Benzin. Mit reinem Biomethan oder Methan aus dem Power-to-Gas-Prozess können Erdgasfahrzeuge nahezu klimaneutral betrieben werden.

## Problemstellung.

Der erreichte Marktanteil von Biomethan im Verkehrssektor droht ohne eine Änderung der Rahmenbedingungen bereits 2014 stark einzubrechen. Die seit 2011 zunehmende Beimischung von abfallstämmigem Biodiesel (UCOME) und hydrierten Pflanzenölen hat den Druck auf die Quotenpreise erhöht. Gleichzeitig ist Biomethan einem höheren administrativen Aufwand als andere Biokraftstoffe und spezifischen Risiken im Quotenübertragungsprozess ausgesetzt: So verlieren Biomethanmengen, die nicht innerhalb der Nachweisperiode bis 15. April des Folgejahres übertragen werden, ihren Marktwert. Diese Belastungen können durch den gesunkenen Quotenpreis nun nicht mehr kompensiert werden.

Mit dem Wechsel von einer energetischen Biokraftstoffquote in Höhe von 6,25 Prozent auf eine Treibhausgas-Minderungsquote von drei Prozent ab 2015 wird sich die Situation weiter verschärfen, da die zur Erfüllung der Quote benötigte Biokraftstoffmenge zunächst verringert wird: schon mit dem durchschnittlichen THG-Vermeidungspotenzial der 2012 eingesetzten Biokraftstoffe (53 Prozent[1]) kann die THG-Minderungsquote von 3 Prozent mit weniger physischem Biokraftstoff erreicht werden als heute eingesetzt wird (vgl. Abbildung 1). Erste konkrete THG-Berechnungen von einzelnen Biokraftstoffen zeigen, dass diese ein Vermeidungspotenzial von weit über den angenommen durchschnittlichen Wert von 53 Prozent aufweisen. Damit würde der zukünftige Biokraftstoffbedarf weiter sinken.

Dadurch, dass die Wettbewerbsfähigkeit der Biokraftstoffe künftig auch vom jeweiligen THG-Vermeidungspotenzial abhängt, wird das durchschnittliche THG-Vermeidungspotenzial der eingesetzten Biokraftstoffe zukünftig tendenziell steigen. Der Druck auf die erzielbaren Quotenpreise wird sich aufgrund der schrumpfenden Nachfrage dadurch erhöhen.

[1] Nach Zahlen der BLE hat der 2012 in Verkehr gebrachte Biokraftstoff durchschnittlich ein THG-Vermeidungspotential von 44,8 gCO2eq/MJ. Setzt man dieses in Bezug zum fossilen Referenzwert von 83,3 gCO2eq/MJ, ergibt sich ein prozentuales THG-Vermeidungspotenzial von 53 %. Ausgehend von der bislang erfüllten energetischen Quote von 6,25 % entspricht dies einer THG-Quote von rund 3,4 %, die bereits 2012 erreicht worden ist.

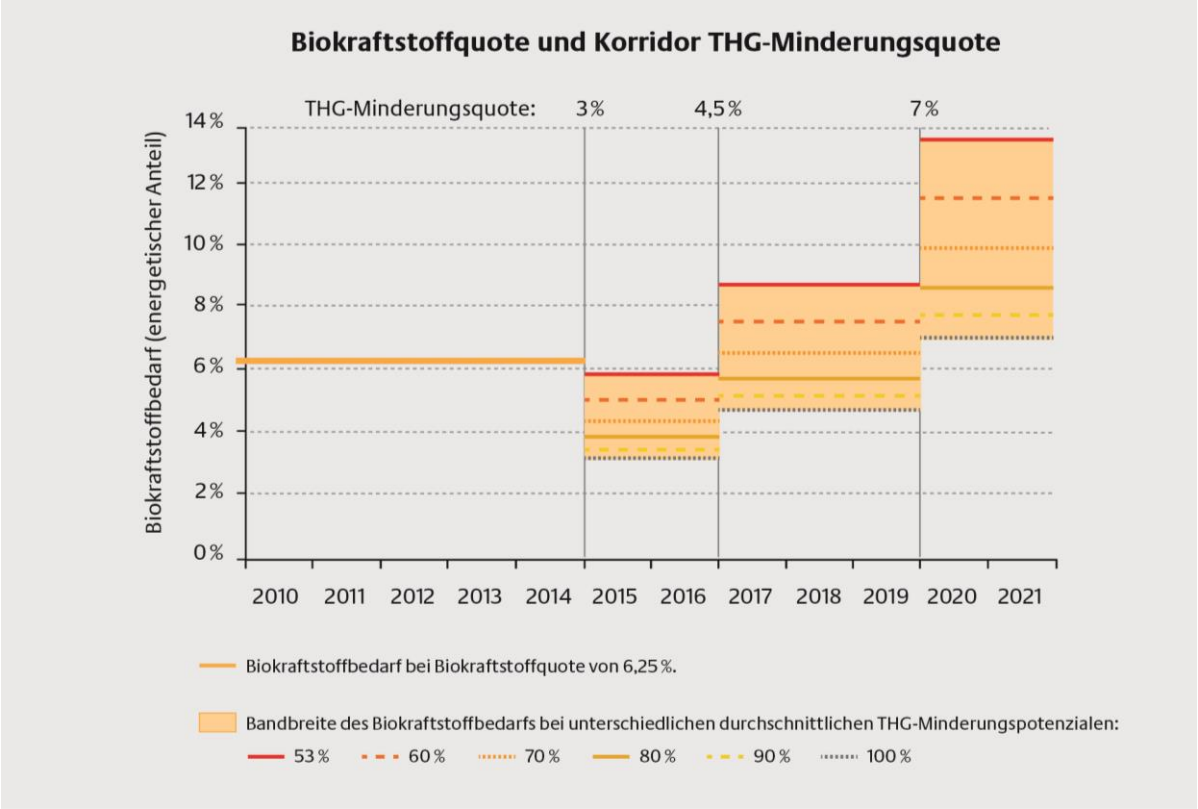


*Abbildung 1: Szenarien zum Biokraftstoffbedarf bei unterschiedlichem THG-Vermeidungspotenzial.*

Deutschland schafft mit der Einführung der THG-Minderungsquote einen weltweit einzigartigen Fördermechanismus. Der dadurch entstehende Importanreiz für THG-effiziente Biokraftstoffe stellt eine zusätzliche Herausforderung für Biokraftstoffe aus deutscher Produktion dar: Länder, in denen weiterhin energetische Quoten gelten, werden Biokraftstoffe mit besonders hohen THG-Reduktionswerten nach Deutschland exportieren und aufgrund der Berechnung der Quote auf THG-Basis entsprechende Mehrerlöse realisieren, ohne dass sich die THG-Bilanz in der Gesamtbetrachtung verbessert. Biokraftstoffmengen mit geringen THG-Minderungswerten werden weiterhin auf Märkten mit einer energetischen Biokraftstoffquote abgesetzt. Dabei muss der Biokraftstoff nicht physisch in Deutschland eingesetzt werden – es ist nach gegenwärtiger Rechtslage möglich, die Nachhaltigkeitsnachweise von in Deutschland anerkannten und nicht anerkannten Biokraftstoffen nach ihrer Herstellung, beispielsweise in einem Tanklager, zu tauschen. Somit kommt rein massenbilanziell der nach deutschen Vorgaben als nachhaltig eingestufte Biokraftstoff zur Anwendung. Der nicht in Deutschland anerkannte Anteil kommt in anderen Ländern zum Einsatz. Eine solche Marktpraxis hat sich bereits bei der Einführung der doppelten Anrechenbarkeit auf die Quote von besonders förderwürdigen Biokraftstoffen 2011 gezeigt. Zunächst erfolgte ein starker Anstieg von UCOME-Importmengen in Deutschland. Aufgrund von Unregelmäßigkeiten und Verstößen bei einigen Biokraftstoffen aus Rest- und Abfallstoffen wurden 2013 nachträglich Nachweis- und Kontrollanforderungen für doppelt anrechenbare Biokraftstoffe erlassen, womit der Missbrauch der Regelung unterbunden werden konnte. Nach aktueller Rechtslage wird nun jedoch wieder eine Anreizstruktur wie 2011 geschaffen.

Wenn die im Folgenden dargestellten Rahmenbedingungen und Marktmechanismen bei der Ausgestaltung der Biokraftstoffregelungen nicht berücksichtigt werden, geht Biomethan als besonders nachhaltiger, nahezu klimaneutraler und regional produzierter Biokraftstoff für die Biokraftstoffziele der Bundesregierung ebenso wie für den von der Bundesregierung avisierten Ausbau der Erdgasmobilität verloren.

**Vor diesem Hintergrund besteht aus Sicht der Unterzeichner folgender Handlungsbedarf:**

**I. Kontinuierliche Entwicklung des Marktes für erneuerbare Kraftstoffe ermöglichen.**

Mit der geplanten Höhe der Treibhausgasminderungsquote wird der Biokraftstoffbedarf 2015 zunächst stark zurückgehen, um ab 2017 wieder stark anzusteigen.

➔ Die Höhe der Treibhausgas-Minderungsquote muss so angepasst werden, dass 2015 und 2016 Kontinuität bei der Biokraftstoffnachfrage erzielt wird. Aufgrund der hohen THG-Minderungswerte der am Markt verfügbaren Biokraftstoffe könnte bereits ohne eine Steigerung der heutigen Biokraftstoffnachfrage eine höhere THG-Minderungsquote erreicht werden. Eine jedoch erst ab 2017 avisierte höhere Treibhausgasminderung könnte nur unter erheblichen Marktverwerfungen erreicht werden.

**II. Einen vergleichbaren administrativen Rahmen für gasförmige und flüssige Biokraftstoffe schaffen.**

Als Voraussetzung für einen fairen Wettbewerb der Biokraftstoffe sind gleiche Regelungen für die Inverkehrbringung von flüssigen und gasförmigen Biokraftstoffen ebenso erforderlich wie einfache und faire Prozesse bei der Quotenübertragung von Biomethan. Um als Biomethanproduzent bzw. –Händler für das verkaufte Biomethan einen Quotenanspruch geltend machen zu können, müssen zusätzlich Verträge zwischen Quotenverpflichteten (Mineralölunternehmen) und Inverkehrbringern der Quote (Erdgastankstellenbetreibern) geschlossen werden (vgl. Abbildung 2). Die Verhandlungen zwischen den quotenverpflichteten Mineralölunternehmen und den Biomethanproduzenten finden i. d. R. erst nach Inverkehrbringung des Biomethans kurz vor Ablauf der Frist zur Quotenanmeldung am 15.04. des Folgejahres statt.

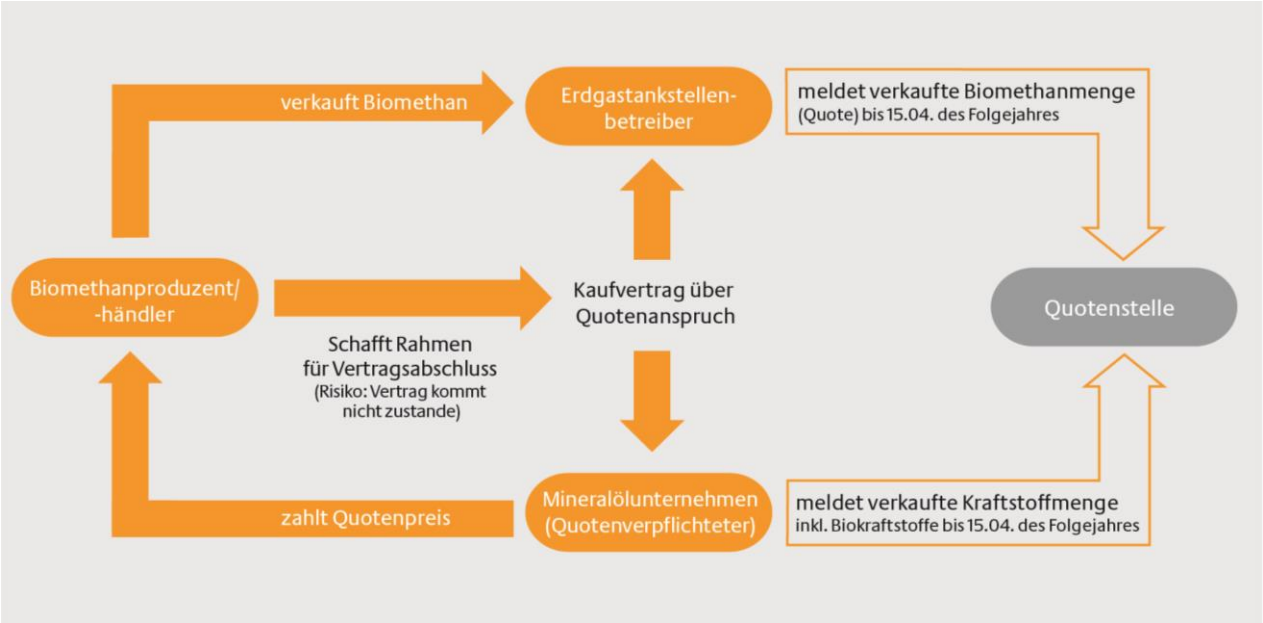


*Abbildung 2: Quotenübertragungsprozess Status Quo.*

Nachfolgend aufgeführte Vorschläge verringern die Marktbarrieren für Biomethanproduzenten und -händler im Verkehrssektor:

1) Die Quotenübertragung in das Folgejahr ist für Biokraftstoffproduzenten derzeit nicht möglich. Besonders schwerwiegend ist diese Regelung für Biomethan, da der Quotenanspruch erst beim Verkauf an der Erdgastankstelle entsteht (die steuerliche Inverkehrbringung erfolgt bei Biomethan an der Tankstelle). Denn das Merkmal der Inverkehrbringung eines Biokraftstoffes ist dabei an die Entstehung der Energiesteuerverpflichtung geknüpft. Wenn allerdings bis zum Ende der Nachweisperiode am 15.04. des Folgejahres der durch die Inverkehrbringung erworbene Quotenanspruch nicht an einen Quotenverpflichteten übertragen wurde, kann jener nicht mehr auf die Quote angerechnet werden – der Quoten-Marktwert der Biomethanmenge geht verloren.

➔ Die Anrechenbarkeit von Biomethan auf die Biokraftstoff- bzw. THG-Minderungsquote muss mindestens das gesamte Folgejahr möglich sein, so wie dies auch bei der Übertragung von übererfüllten Quotenmengen der Fall ist.

2) Nur der steuerliche Inverkehrbringer eines Biokraftstoffs kann die Quotenverpflichtung z. B. eines Mineralölunternehmens übernehmen. Da der Ort der Inverkehrbringung die Erdgastankstelle ist – und nicht wie bei Flüssigkraftstoffen das Steuerlager – sind die Biomethanproduzenten und -händler von einer direkten Übernahme der Quotenübertragung ausgeschlossen. Der Hersteller des Bio-methans muss somit komplizierte Provisions- und Übertragungsverträge zwischen sich und den Tankstellenbetreibern sowie zwischen den Tankstellenbetreibern, den quotenverpflichteten Mineralölunternehmen und sich ab-

schließen, um in der Lage zu sein, überhaupt die ihm für das verkaufte Biomethan zustehende Quote zu vermarkten (vgl. Abbildung 2).

➔ Die Produzenten und Händler von Biomethan benötigen eine Berechtigung zur Übernahme einer Quotenverpflichtung. Dies vereinfacht die Vertragsprozesse und reduziert das bislang bestehende Risiko, dass an der Tankstelle verkauftes Biomethan aufgrund der komplizierten Vertragsstrukturen nicht auf die Quote angerechnet wird und der Quoten-Marktwert verloren geht (vgl. Abbildung 3). So ließen sich die vielen hundert Einzelverträge zwischen den Tankstellen und den Mineralölkonzernen vermeiden. § 37a Abs. 6 RefE-12.BImSchG sollte daher insoweit angepasst werden, dass der Energieversorger zukünftig die Quote von vornherein gebündelt über wenige Einzelverträge an Quotenverpflichtete übertragen kann. Dies würde eine wesentliche Erleichterung des Quotenhandels bei gleicher Wirkung und identischem Missbrauchsschutz bedeuten. Über die Nachhaltigkeitsnachweise der Biokraft-NachV und die Kette schriftlicher Verträge ist sichergestellt, dass eine in Verkehr gebrachte Menge Biokraftstoff nur einmal angerechnet werden kann. Die Nachhaltigkeitsnachweise können nach dem System nabisy nur einmal übertragen werden. Eine Doppelverwertung ist damit ausgeschlossen. Ein vergleichbares Problem wird sich bei der Quotenerfüllung durch Elektrofahrzeuge stellen, wie dies im Referentenentwurf vorgesehen ist. Denn auch hier besteht eine hohe Anzahl von Unternehmen, die den Strom für Elektrofahrzeuge liefern werden. Ein Anreiz für Elektro-Mobilität besteht – wie bei Biomethan-Mobilität – aber nur, wenn die Förderung über die Biokraftstoffquote und damit der Quotenhandel unbürokratisch und effizient möglich sind.

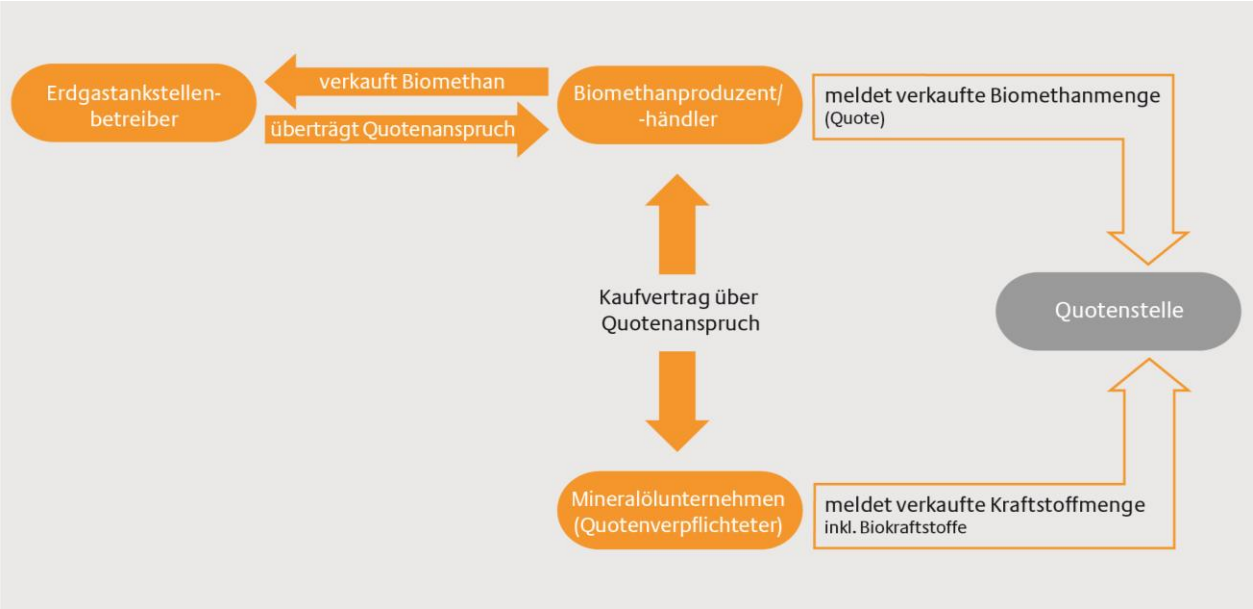


*Abbildung 3: Vorschlag zur Vereinfachung des Quotenübertragungsprozesses*

3) Ein Quotenverpflichteter (z. B. Mineralölunternehmen) kann die Quote nur in dem Umfang auf das Folgejahr übertragen, wie er im Vorjahr seine Quotenverpflichtung durch physische (flüssige) Biokraftstoffbeimischung übererfüllt hat. Bei einer ausschließlich durch Biomethan realisierten Quotenverpflichtung kann eine Übererfüllung jedoch nicht in das Folgejahr übertragen werden, da Biomethan nicht physisch dem flüssigen fossilen Kraftstoff zugemischt werden kann. Dieser Umstand ist in der bisherigen Regelung schlicht nicht berücksichtigt.

➔ Für Biomethan muss eine ergänzende Regelung geschaffen werden, welche eine Gleichberechtigung von physischer Beimischung durch das quotenverpflichtete Mineralölunternehmen und einer Quotenübertragung vorsieht. Diese Regelung würde es kleinen Unternehmen ermöglichen, ihre Quote ausschließlich durch Biomethan zu erfüllen, ohne damit rechnen zu müssen, dass ihnen im Falle der Übererfüllung die Quote verloren geht.

4) Biomethan kann nicht auf die Unterquote beim Dieselkraftstoff angerechnet werden.

➔ Biomethan sollte uneingeschränkt auf die Quotenverpflichtungen angerechnet werden können. Eine Beschränkung auf die Quote für Ottokraftstoff ist nicht begründbar.

## III. Die Nachweisführung muss die Nachhaltigkeit sicher gewährleisten und gleichzeitig die Wirtschaftlichkeit wahren.

1) Solange Deutschland als einziges Land eine THG-Vermeidungsquote einführt, müssen denkbare Mitnahmeeffekte und insbesondere das Missbrauchspotenzial bei der Berechnung und dem Nachweis von THG-Minderungspotenzialen effektiv und effizient vermieden werden. In Deutschland wird sich mit der neuen Regelung künftig der Preis des Biokraftstoffs nach seinem THG-Minderungswert richten. Nur falls eine wirksame Kontrolle der THG-Werte der eingesetzten Kraftstoffe gewährleistet ist, kann die Neuregelung der Biokraftstoffquote das Ziel einer tatsächlichen Treibhausgasminderung erreichen.

➔ Bei der kommenden Ausgestaltung der Zertifizierungsstandards sollte die Bundesregierung berücksichtigen, dass diese zum einen die Nachhaltigkeit von Biokraftstoffen gewährleisten und gleichzeitig nicht deren Wirtschaftlichkeit in Frage stellen. Das Aufgrund der Leitungsgebundenheit geringere Betrugspotenzial von Biomethan sollte hierbei berücksichtigt werden.

➔ Die durch die Bundesregierung definierten Nachhaltigkeitskriterien müssen gleichermaßen für im In- wie Ausland produzierte Biokraftstoffe gelten.

2) Nach dem im Referentenentwurf enthaltenen § 37b Abs. 8 Nr. 3 RefE-12.BImSchG sollen Biokraftstoffe, die vollständig oder teilweise aus tierischen Fetten oder Ölen hergestellt werden, insgesamt nicht auf die Quotenverpflichtung anrechenbar sein. Durch diese Regelung würde ein sog. Vermischungsverbot eingeführt, das in der Praxis – insbesondere im Bereich der Kraftstofferzeugung aus Rest- und Abfallstoffen und im Sektor Biomethan – unberechtigte Härten nach sich ziehen, daher unangemessen wäre und folglich gestrichen werden muss. Das angestrebte Vermischungsverbot würde dazu führen, dass der insgesamt pro-

duzierte Kraftstoff schon dann nicht mehr auf die Biokraftstoffquote angerechnet werden kann, wenn ein auch nur verschwindend geringer Anteil der eingesetzten Substrate (egal ob beabsichtigt oder unbeabsichtigt) tierische Fette oder Öle enthält. Dies betrifft insbesondere Küchen- und Kantinenabfälle.

➔ Eine angemessene Lösung wäre es, nur den Anteil des Biokraftstoffs auszuschließen, der tierische Fette oder Öle enthält. Dies fügt sich in die gesetzliche Systematik ein, da nach dem Grundsatz des § 37b Abs. 1 Satz 2 RefE-12.BImSchG eine anteilige Anrechnung von Biokraftstoff möglich ist.

## IV. Die Anrechenbarkeit von synthetischem Methan auf die Treibhausminderungsquote ermöglichen.

Erneuerbares Methan mit hohem THG-Vermeidungspotenzial kann außer aus Biomasse auch synthetisch hergestellt werden. Dabei wird mit Strom aus erneuerbaren Energien per Elektrolyse Wasserstoff hergestellt. Jener kann direkt oder unter Zuführung von $CO_2$ zu Methan verarbeitet in das Erdgasnetz[2] eingespeist werden. Mit der Biomethanproduktion ergeben sich Synergien durch die Nutzung von biogenem $CO_2$ für synthetisches Methan und die Steigerung des Wirkungsgrads von Biomethananlagen durch die Nutzung der Abwärme im Power-to-Gas-Prozess.

➔ Um diese Alternative als Stromspeicher und zur Diversifizierung der Energieträger im Kraftstoffmarkt nutzen zu können, sollte synthetisch erzeugter, erneuerbarer Wasserstoff und Methan[3] in die Reihe der quotenfähigen Kraftstoffe aufgenommen werden. Hierzu sollten synthetisch erzeugter Wasserstoff und Methan aus erneuerbaren Energien in Analogie zum EnWG im § 37a Abs. 4 und in § 37b des BImSchG mit Biogas gleichgestellt werden. Das EU-Recht sieht keine Beschränkung auf biomasseständige Kraftstoffe vor.

[2] Für die Einspeisung von Wasserstoff und Methan in das Gasversorgungsnetz gelten die Regelungen für Biogas der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV). Die DVGW-Arbeitsblätter G260 und G262 regeln die Anforderungen hinsichtlich der einzuhaltenden Gasqualität.

[3] Gemäß der Kriterien nach §3 EnWG.

biogaspartner

Die **Biogaspartnerschaft** der dena mit ihren 71 Mitgliedsunternehmen versteht sich als Plattform, die unterschiedliche Akteure der gesamten Wertschöpfungskette Biomethan zusammenbringt und in ihren Aktivitäten zur Marktentwicklung von Biomethan im Strom- und Wärmemarkt sowie insbesondere als Kraftstoff unterstützt. Die Mitglieder der Arbeitsgruppe Kraftstoff der Biogaspartnerschaft setzt sich dabei intensiv für die Entwicklung von Biomethan im Kraftstoffbereich ein.

Unterstützt wird die Stellungnahme darüber hinaus durch **Unternehmen der Fahrzeug-, Erdgas- und Biogaswirtschaft sowie vom ADAC,** welche in der dena-Marktentwicklungsplattform „Initiative Erdgasmobilität – CNG und Biomethan als Kraftstoffe" organisiert sind. Die an der Initiative beteiligten Unternehmen der Mineralölwirtschaft haben bezüglich dieses Themas eine andere Position, welche in einer eigenen Stellungnahme dargelegt wird.

An vorliegender Stellungnahme beteiligte Mitglieder der AG Kraftstoff der Biogaspartnerschaft:

An vorliegender Stellungnahme beteiligte Mitglieder der Initiative Erdgasmobilität:

**Bei Interesse oder Rückfragen wenden Sie sich bitte an:**


Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Matthias Edel
Regenerative Energien
Chausseestraße 128 a
10115 Berlin
Tel: +49 (0)30 72 61 65-659
Fax: +49 (0)30 72 61 65-699
E-Mail: edel@dena.de
Internet: www.dena.de

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Mathis Weller
Energieeffiziente Verkehrssysteme
Chausseestraße 128 a
10115 Berlin
Tel: +49 (0)30 72 61 65-605
Fax: +49 (0)30 72 61 65-699
E-Mail: weller@dena.de
Internet: www.dena.de