



dena-ANALYSE

Marktmonitoring Bioenergie

Kurzbefragung zur Einschätzung der aktuellen Geschäftslage

Impressum

Methodik:

Die Inhalte dieser Analyse basieren auf Einzelinterviews sowie relevanten Publikationen Dritter.

Herausgeber:

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Chausseestraße 128 a
10115 Berlin

Tel.: +49 (0)30 66 777-0

Fax: +49 (0)30 66 777-699

E-Mail: info@dena.de

Internet: www.dena.de

Autorinnen/Autoren:

Toni Reinholz, dena
Christin Schmidt, dena
Stefan Siegemund, dena
Klaus Völler, dena

Bildnachweis:

shutterstock/Giordano Aita

Stand:

12/2021

Alle Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem Zustimmungsvorbehalt der dena.

Bitte zitieren als:

Deutsche Energie-Agentur (dena) 2021 (Hrsg.) „Marktmonitoring Bioenergie – Kurzbefragung zur Einschätzung der aktuellen Geschäftslage“

Unter der Schirmherrschaft des



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

1 Hintergrund und Ziel

Die Bioenergiebranche soll in den kommenden Jahren zur Erreichung des politisch gesetzten Ziels von 40 Prozent erneuerbarer Energien (EE) am deutschen Bruttoendenergieverbrauch bis 2030 beitragen. Derzeit bestehen jedoch große Unsicherheiten, welche Absatzmärkte für Bioenergie kurz-, mittel- und langfristig relevant sein werden. Die Gründe dafür sind allem voran sich ändernde regulatorische Rahmenbedingungen und kontroverse Aussagen innerhalb der Bundesregierung zur Rolle der Bioenergie. Diese Planungs- und Investitionsunsicherheiten spiegeln sich sowohl in den gestiegenen Kosten als auch in der Realisierung von Projekten wider.

Bisher wurde der Bioenergiemarkt eher ex post, sektorspezifisch sowie aufgegliedert nach bestimmten Energieträgerarten rein statistisch analysiert. Hingegen fehlt es an einer Übersicht gut aufbereiteter Branchenzahlen für den gesamten Bioenergiemarkt mit einem Wirtschafts- und Geschäftsmodellfokus, die für Entscheidungstragende aus Politik und Wirtschaft eine transparente Informationsgrundlage zur Einschätzung der Wirksamkeit politisch gesetzter Maßnahmen liefert.

Hierfür erarbeitet die Deutsche Energie-Agentur (dena) ein kontinuierliches zentrales Marktmonitoring mit Geschäftsklimaindex für alle Bioenergiebereiche inklusive einer umfangreichen Daten-Fakten-Grundlage. Darauf aufbauend soll ein sachbasierter Dialog zwischen Branchenakteuren und politischen Entscheidungstragenden zu den Entwicklungen und sich verändernden Rahmenbedingungen des Marktes stattfinden. Dies soll es ermöglichen,

- die zu erwartenden Entwicklungen und Herausforderungen in den Märkten besser vorherzusehen,
- Einblicke in die Marktmechanismen und Branchenbedürfnisse der Bioenergieakteure zu erhalten und
- die Auswirkungen politisch gesetzter Rahmenbedingungen besser zu analysieren und zu verstehen sowie auf sie reagieren zu können.

Durch passende Rahmenbedingungen kann das nachhaltige Potenzial der Bioenergie zur THG-Minderung sowie dessen wirtschaftliche Wertschöpfung gehoben werden. So kann Bioenergie zielgerichtet und effizient insbesondere in denjenigen Bereichen eingesetzt werden, in denen sie Vorteile gegenüber direktelektrischen Lösungen aufweist.

Das **Marktmonitoring Bioenergie** soll ab 2022 vollumfänglich durchgeführt werden, um einen Geschäftsklimaindex der Bioenergiebranche zu erstellen. Ziel des Index ist die Bereitstellung vergleichender Branchenkennzahlen zur Identifikation und Bewertung von Markttrends und Marktdynamiken, auf deren Basis Handlungsempfehlungen abgeleitet werden können. Außerdem dient der Index der Auskunft über die Erwartungen und Stimmungslage von Bioenergieakteuren im Hinblick auf die künftige Markt- und Konjunkturentwicklung. Durch die im Rahmen des Monitorings vorgenommenen Befragungen können bspw. aktuelle Erwartungen an den Bioenergiemarkt sowie Herausforderungen und Planungsperspektiven identifiziert werden. Die jährlich zu veröffentlichenden Ergebnisse beinhalten Datenerhebungen, Einschätzungen, Meinungen und Prognosen der Branchenakteure zu Entwicklungen, Chancen und Herausforderungen des Bioenergiemarktes. Die Zusammenstellung erfolgt auf der Basis eines Fragebogens sowie von Einzelinterviews und relevanten Publikationen Dritter.

2 Status quo der Bioenergienutzung

Im Jahr 2020 wurde der Endenergieverbrauch in Deutschland zu zehn Prozent durch Bioenergie gedeckt; das entspricht einer Gesamtmenge der Bioenergie von 243 TWh.

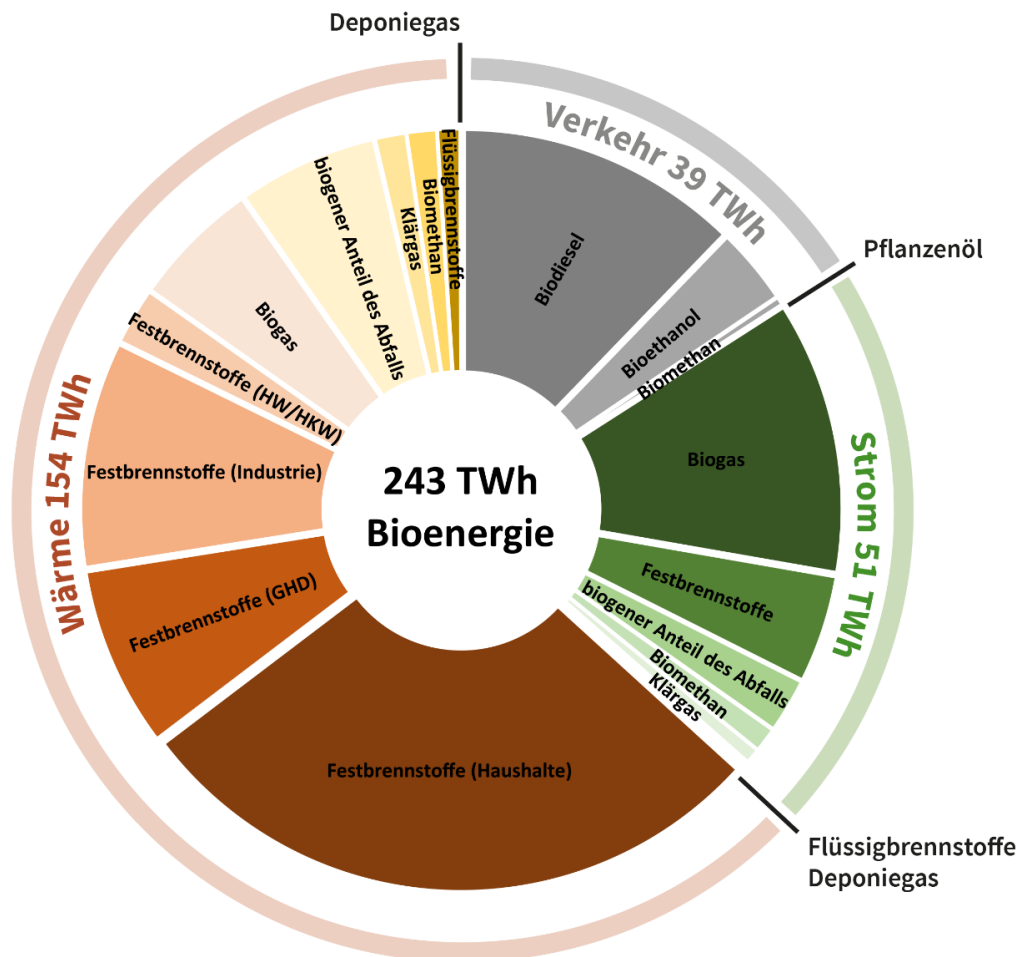


Abbildung 1: Energetische Verwendung von Bioenergie im Jahr 2020 (Quelle: AGEE-Stat, 2021)

Besonders in den Sektoren Wärme und Verkehr spielt Bioenergie historisch bereits eine wichtige Rolle unter den erneuerbaren Energien. Die in der Wärmeerzeugung erzielten 154 TWh Bioenergie werden hauptsächlich durch Festbrennstoffe generiert, die überwiegend in privaten Haushalten genutzt werden. Die hier verwendete Biomasse wird in fester Form u. a. aus Derbholz (oberirdische Holzmasse ab 7 cm Durchmesser mit Rinde), Waldrestholz (unter 7 cm Durchmesser), Landschaftspflegeholz, Altholz und Holz aus Kurzumtriebsplantagen verwendet.

In der Strombereitstellung dominiert der Einsatz von Biogas in der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung, durch die rund acht Prozent des Stroms in Deutschland generiert werden. Biogas und Biomethan sind zu einem wichtigen Faktor der wirtschaftlichen Entwicklung und Bereitstellung von Arbeitsplätzen im ländlichen Raum geworden. In den 2000er-Jahren kam es zu einer Reihe von Änderungen in den Rahmenbedin-

gungen für die Landwirtschaft (Flächenstilllegungen, Zuckerreform, Milchquotenreform etc.) und einer Umstrukturierung der landwirtschaftlichen Erzeugung. Gefördert durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) nahmen vor allem landwirtschaftliche Betriebe die Energiebereitstellung als alternative Einkommensquelle an und errichteten sowie betrieben neben Wind- und Solaranlagen vor allem Biogasanlagen zur dezentralen Strom- und Wärmeproduktion. Gasförmige Biomasse ist mit rund 11 Prozent der Endenergie für Wärme und Kälte und über 13 Prozent der Bruttostromerzeugung ein wichtiger Pfeiler der erneuerbaren Energien und zugleich fester Bestandteil der Landwirtschaft und ländlicher Wirtschaftsstrukturen. Biogasanlagen stellen aktuell über 30 TWh Strom und rund 16,5 TWh Wärme bereit. Auch die Nutzung von Klärgas bei der kommunalen Abwasserbehandlung ist in den vergangenen 20 Jahren stetig gestiegen und stellt heute 1,5 TWh erneuerbaren Strom bereit, während die dabei anfallende Wärme für die Abwasseraufbereitung selbst genutzt werden kann. Laut Umweltbundesamt besteht deutschlandweit ein Potenzial für die Erzeugung von weiteren 2 TWh Strom aus Klärgas. Einen lediglich kleinen Beitrag leistet die Stromproduktion aus Deponiegas, die mit dem Verbot der Mülldeponierung 2005 mit 231 GWh Stromproduktion ihren Höhepunkt erreichte und seither sinkt.

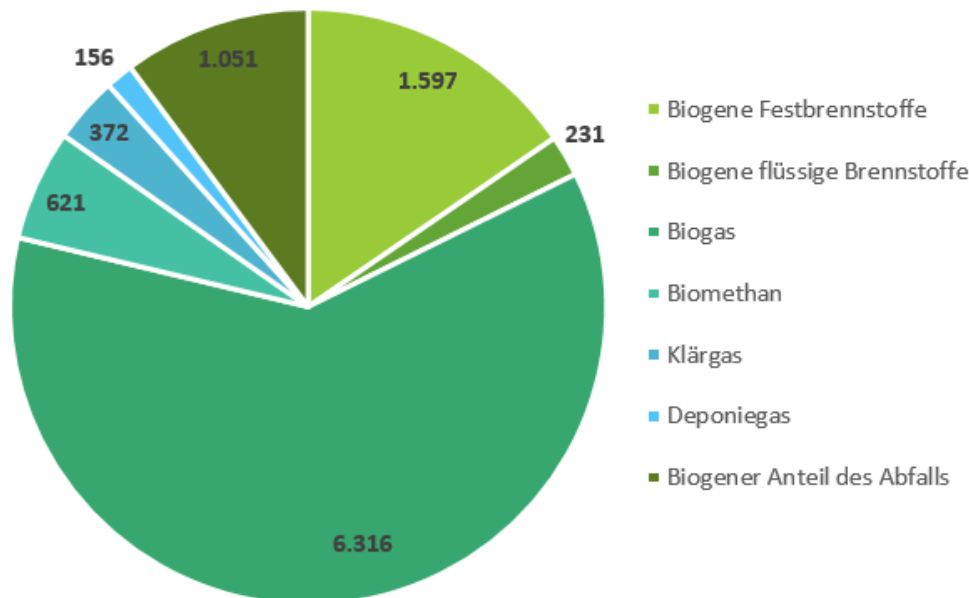


Abbildung 2: Deutschlandweit installierte elektrische Leistung biogener Energien in MW (Quelle: AGEE-Stat, 2021)

Bioenergie in flüssiger Form wird vornehmlich im Verkehrssektor eingesetzt. Dabei bestehen für Biokraftstoffe im Verkehr bisher höhere Nachhaltigkeitsanforderungen als für Bioenergie in anderen Sektoren. Ein Großteil der in Verkehr gebrachten Biokraftstoffe basiert noch auf nachwachsenden Rohstoffen und bildet damit neben der Biogasbranche eine weitere wichtige Einkommensquelle für die Landwirtschaft. Im Jahr 2020 wurden im Vergleich zu den Vorjahren weitaus mehr Biokraftstoffe eingesetzt. Der Grund liegt vor allem in den gestiegenen Anforderungen zur Treibhausgasminderungsquote. Den größten Anteil hatte dabei Biodiesel, welches vor allem in Form der Kraftstoffsorten FAME und HVO bereitgestellt wurde. Die hauptsächlich verwendeten Einsatzstoffe in diesem Bereich sind Raps, Palmöl sowie Abfall- und Reststoffe. Bioethanol wird überwiegend aus Mais und Weizen gewonnen, wobei auch hier 2020 ein steigender Anteil von Abfall- und Reststoffen zu verzeichnen ist. Aufgrund des hohen Energiegehalts von Biokraftstoffen werden diese auch international über weitere Strecken gehandelt, wobei die Herkunft der Rohstoffe und die Nachhaltigkeit des

Prozesses über die gesamte Warenkette (vom Anbau der Biomasse bis zur Inverkehrbringung der Biokraftstoffe) nachgewiesen werden muss. Rund die Hälfte der Ausgangsstoffe der im Verkehr eingesetzten Biokraftstoffe stammt aus Europa, die andere Hälfte aus Drittstaaten, vornehmlich aus dem asiatischen Raum.

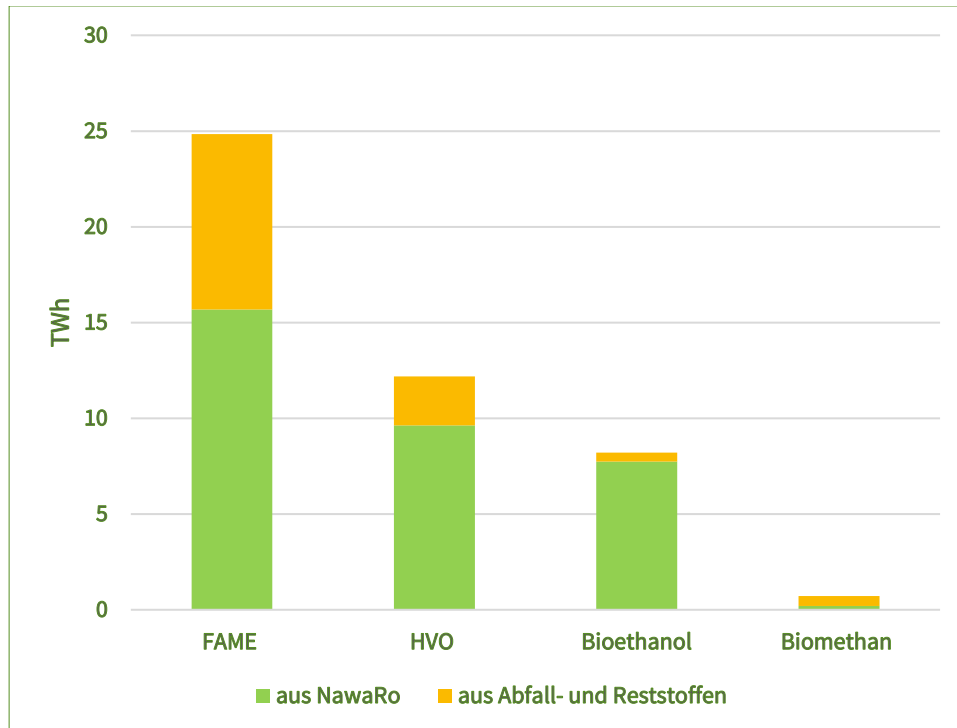


Abbildung 3: Biokraftstoffbereitstellung in Deutschland im Jahr 2020 (Quelle: BLE, 2021)

Insgesamt konnten durch den Einsatz von EE im Jahr 2020 226,6 Mio. t CO₂-Äquivalente vermieden werden. Dabei konnte allein die Bioenergie 71 Mio. t CO₂-Äquivalente einsparen. Somit trägt Bioenergie mit 31,3 Prozent der vermiedenen THG-Emissionen im Jahr 2020 stark zu deren Senkung und damit zum Klimaschutz bei.

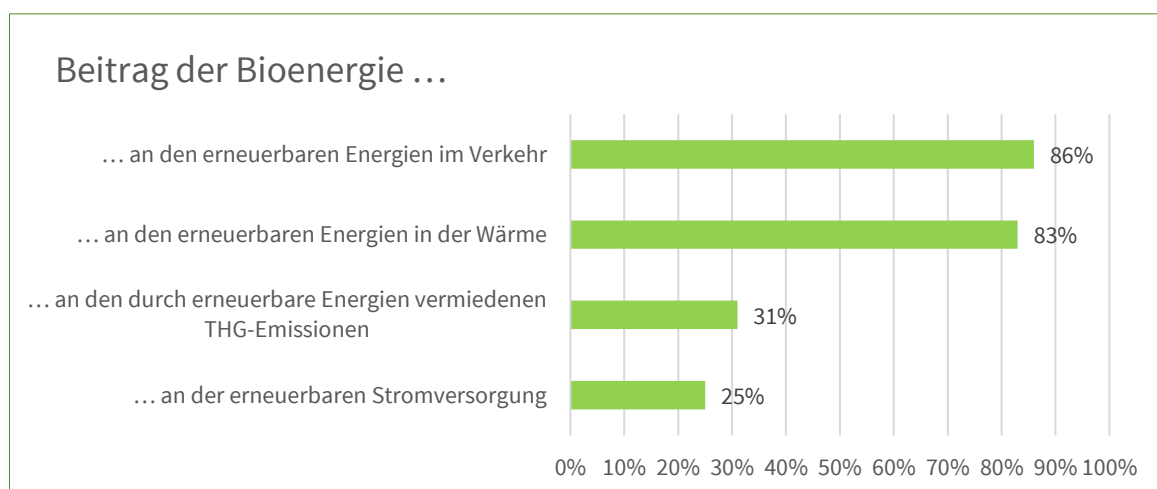


Abbildung 4: Beitrag der Bioenergie in Deutschland im Jahr 2020 (Quelle: AGEE-Stat, 2021)

3 Regulatorische Weichenstellungen

Durch die Vielfalt der biogenen Energieträger konnte sich die Bioenergie in den letzten 20 Jahren in allen Energieverbrauchssektoren etablieren. Die derzeit genutzte Menge von 243 TWh Bioenergie liegt seit mehreren Jahren auf ähnlichem Niveau. Angesichts der erhöhten Klimaschutzanforderungen gilt es zukünftig, die bereits erschlossenen Bioenergiepotenziale der wirksamsten und nachhaltigsten Nutzung zuzuführen. Zur Vermeidung ökologischer und sozialer Verwerfungen, welche mit der energetischen Biomassenutzung einhergehen können, werden Nachhaltigkeitsanforderungen sowohl bei flüssiger als auch bei fester und gasförmiger Bioenergie weiter an Bedeutung gewinnen. Aktuell steht hierbei die Ausweitung der Nachhaltigkeitsanforderungen gemäß der europäischen **Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II)** im Vordergrund.

Die Vorschriften der RED II waren bis spätestens 1. Juli 2021 in nationales Recht umzusetzen. Derzeit sind jedoch noch einige Punkte unklar, so z. B., wie die Anrechnung des EE-Anteils eines Mitgliedstaates überwacht wird (Art. 29 (1) Buchstabe a). Die Anpassungen der **Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV)** für Strom im EEG und der **Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung (Biokraft-NachV)** sind erst am 7. Dezember 2021 veröffentlicht worden. Wie und wann andere Nachweispflichten in nationales Recht umgesetzt werden, ist weiterhin unbekannt.

Mit dem Vorschlag der **Revision der RED II** wurde außerdem das Ziel einer Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien am jährlichen Bruttoendenergieverbrauch bis 2030 von 32 auf 40 Prozent einschließlich indikativer Zielpfade für einzelne Sektoren festgelegt, die einen deutlich erhöhten Einsatz erneuerbarer Energien fördern sollen. Hier stehen insbesondere Wärme und Kälte in Industrie und Gebäuden, sowohl in der direkten als auch in der Fernwärmeversorgung, im Fokus.

Auch die CO₂-Bepreisung fossiler Energieträger wird die Wettbewerbsfähigkeit erneuerbarer Energien in den kommenden Jahren erhöhen. Im **Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG)** wie auch im **Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG)** sind biogene Energieträger von der entsprechenden Abgabe befreit. Je höher der Abgabepreis ist, desto geringer ist damit die Kostendifferenz zum fossilen Äquivalent.

Für Bioenergieträger bedeutet dies Rückenwind in allen Sektoren. Um die hier liegenden Potenziale zu erschließen, benötigt es aber einer abgestimmten und kohärenten politischen Strategie. Diese bildet eine Grundvoraussetzung für die Planungs- und Investitionssicherheit der Marktakteure, um in den entsprechenden Sektoren langfristig Projekte anhand der Anforderungskriterien entwickeln zu können.

3.1 Strom

Das maßgebliche Förderinstrument für die Nachfrage von Strom aus Bioenergie bildet das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Nach langjähriger Strommengenförderung wurde das EEG seit 2014 genutzt, um die erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen in die nächste Phase der Energiewende zu überführen, den durch die Förderung verursachten Kostenanstieg spürbar zu bremsen und mehr Wettbewerb im EE-Strommarkt einzuführen. Für die Bioenergieförderung bedeutete dies eine Senkung der Förderbeträge sowie die Ausschreibung der begrenzt auszubauenden Kapazitäten. Dabei kommt es seit Beginn der ersten Ausschreibungen im Jahr 2017 zu einer Unterzeichnung.

Tabelle 1: Kategorien und Gebotshöchstwerte für Biomasse im EEG 2021

Anlagenkategorie	Gebotshöchstwert
Neuanlagen im regulären Ausschreibungssegment	16,4 ct/kWh
Bestandsanlagen im regulären Ausschreibungssegment (Anschlussförderung)	18,4 ct/kWh
Hochflexible Biomethan-BHKW in der Südregion	19,0 ct/kWh

Ab 1. Januar 2022 besteht der Vergütungsanspruch im EEG nur noch in Verbindung mit einem Nachhaltigkeitsnachweis gemäß BioSt-NachV. Sonst droht der anteilige bzw. vollständige Verlust des Vergütungsanspruchs nach EEG 2021 (§ 19 BioSt-NachV). Betroffen sind:

- alle Anlagen mit EEG-Vergütung zur Stromerzeugung (§ 1),
- im Fall von festen Biomasse-Brennstoffen, Anlagen ab einer Gesamtfeuerungswärmeleistung von 20 MW (§ 1)¹,
- im Fall von gasförmigen Biomasse-Brennstoffen, Anlagen ab einer Gesamtfeuerungswärmeleistung von 2 MW (§ 1)
- sowie Biomasse-Brennstoffe aus Land- und Forstwirtschaft (§§ 4, 5).

Die Vergütung wird nur dann ausgezahlt, wenn die festgesetzten Nachhaltigkeitskriterien (§§ 4, 5) und die Anforderung zur Treibhausgasminderung (§ 6) eingehalten wurden sowie der Eintrag in das Marktstammdatenregister (MaStR) erfolgt ist. Die Nachhaltigkeit muss für alle eingesetzten Biomassen nachgewiesen werden. Dies betrifft die Legalität der Ernte, den Erhalt der Bodenqualität und des Kohlenstoffbestands, den Erhalt/die Verbesserung der Produktionskapazität, die biologische Vielfalt sowie die Achtung von Schutzgebieten und LULUCF²-Anforderungen. Zudem muss Strom aus Biomasse zwischen 2021 und 2025 eine THG-Minderung um 70 Prozent im Vergleich zum fossilen Vergleichswert aufweisen; ab 2026 erhöht sich dieser Wert auf 80 Prozent, unabhängig vom Datum der Inbetriebnahme der Anlage (§ 6). Demnach müssen die Anlagenbetreiber ihre Biomasse so schnell wie möglich auf Basis anerkannter Zertifizierungssysteme zertifizieren lassen und lückenlos rückverfolgbare Massebilanzströme dokumentieren. Eine Übergangsfrist bis 30. Juni 2022 greift nur dann, wenn Wirtschaftsbeteiligte nachweisen können, dass aufgrund fehlender Auditoren eine Zertifizierung nicht vorher möglich war. Grundsätzlich müssen sowohl die Biomasse(-Brennstoffe) als auch Biomasseanlagen ab 1. Januar 2022 ein Zertifikat eines EU-anerkannten Zertifizierungssystems besitzen.

¹ Mit der Revision der RED II soll die Größengrenze der Nachhaltigkeitskriterien für feste Biomasse Anlagen von 20 auf 5 MW Gesamtfeuerungswärmeleistung abgesenkt werden, wobei erleichterte Nachweise bei einer Leistung zwischen 5 und 10 MW angedacht sind.

² Land Use, Land-Use Change and Forestry

3.2 Wärme und Kälte

Mit der neuen **Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG)**, einem der Kernelemente des nationalen Klimaschutzprogramms 2030, setzt die Bundesregierung seit dem 1. Januar 2021 die energetische Gebäudeförderung neu auf, indem sie die ehemaligen Förderungen von KfW und BAFA zusammenfasst. Durch die BEG werden bspw. Heizanlagen in neu errichteten Wohn- und Nichtwohngebäuden gefördert und Biomasseheizungen bezuschusst.

Außerdem fördert die BEG die Errichtung oder Erweiterung eines Gebäudenetzes zur ausschließlichen Eigenversorgung von mindestens 2 bis maximal 16 Gebäuden auf einem oder mehreren Grundstücken eines Eigentümers sowie deren Anschluss an ein Gebäude- oder Wärmenetz. Somit steht hier, im Gegensatz zur Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW), die unmittelbare Energieversorgung von Gebäuden im Mittelpunkt. Voraussetzung für die Förderung ist, dass die Wärmeerzeugung zu mindestens 25 Prozent durch EE erfolgt und kein Öl als Brennstoff eingesetzt wird. Sofern mindestens 25 Prozent EE eingesetzt werden, ergibt sich eine Förderquote von 30 Prozent. Bei mindestens 55 Prozent EE erhöht sich die Quote auf 35 Prozent (+ ggf. Ölaustauschbonus sowie Innovationsbonus für Biomasse). Für Fernwärmesysteme ist weiterhin eine Förderung nach dem **Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG)** möglich sowie zukünftig auch durch die geplante **Bundesförderung effiziente Wärmenetze (BEW)**, deren Inkrafttreten jedoch noch unklar ist. Die Ziele der Förderung sind u. a.

- die Errichtung neuer Wärmenetzsysteme im Niedrigtemperaturbereich mit hohen Anteilen von EE/Abwärme,
- die Transformation bestehender Wärmenetze zu EE- oder abwärmegespeisten Wärmenetzen
- und eine erneuerbare Wärmeerzeugungsleistung von bis zu 400 MW bis 2030.

Mit Inkrafttreten des **Gebäudeenergiegesetzes (GEG)** wurden die Rahmenbedingungen für die Bioenergie bereits signifikant geändert. So kann zum Beispiel für Biomethan nun ein niedrigerer Primärenergiefaktor (PEF)³ angesetzt werden. Im Zusammenspiel ergänzen sich die Fördermaßnahmen und das GEG sogar.

3.3 Verkehr

Durch die im Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) verankerte **Treibhausgasminderungsquote (THG-Quote)** erfüllt Deutschland die EU-Vorgaben der RED II mit dem Ziel, im Verkehrssektor bis 2030 14 Prozent EE einzusetzen. Mit den somit getroffenen Regelungen geht Deutschland bereits über die europäische Vorgabe hinaus. So werden Mineralölunternehmen als Inverkehrbringer von Otto- und Dieselmotorkraftstoffen verpflichtet, die THG-Emissionen ihrer Kraftstoffe um aktuell 6 Prozent gegenüber dem fossilen Vergleichswert von 94,1 Kilogramm CO₂ pro Gigajoule zu senken. Dazu können sie Energieerzeugnisse mit geringeren THG-Emissionen wie erneuerbarer Wasserstoff, Strom oder fortschrittliche Biokraftstoffe einsetzen. Laut Gesetzesnovelle steigt die THG-Quote bis 2030 schrittweise auf 25 Prozent (inklusive Multiplikatoren, z.B. 3-fach Anrechnung Strom, 2-fach synth. Kraftstoffe). Innerhalb der THG-Quote soll der Anteil von fortschrittlichen Biokraftstoffen bis 2030 auf mindestens 2,6 Prozent ansteigen. Fortschrittliche Biokraftstoffe sind in Annex IX Teil A der RED II definiert; sie bestehen aus Reststoffen wie Stroh, Gülle oder Bioabfällen. In § 37b Absatz 8 Nummer 4 BImSchG wurde außerdem festgelegt, dass ab dem 1. Juli 2023 Wasserstoff aus biogenen Quellen auf die Mindestquote für

³ dena-Analyse: Stellungnahme zum Referentenentwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie und des Bundesministeriums des Innern, für Bau und Heimat vom 28.05.2019 eines Gesetzes zur Vereinheitlichung des Energieeinsparrechts für Gebäude, 2019.

fortschrittliche Biokraftstoffe und die THG-Quote anrechenbar ist, sofern er aus Einsatzstoffen gemäß Annex IX Teil A der RED II stammt und in Straßenfahrzeugen eingesetzt wird. Des Weiteren werden Biokraftstoffe aus Altspeiseölen und tierischen Abfallstoffen erstmals seit 2012 auf die Anrechnung der THG-Quote zugelassen. Allerdings ist ihr energetischer Anteil auf 1,9 Prozent begrenzt. Der Anteil von Biokraftstoffen aus Nahrungs- und Futtermitteln (1. Generation) wird beim Status quo mit einer Obergrenze von 4,4 Prozent eingefroren. Palmöl soll ab 2023 nicht mehr anrechenbar sein. Die weiteren Einzelheiten der THG-Quote sind in Tabelle 2 dargestellt.

Tabelle 2: Umsetzung der THG-Quote in Deutschland nach RED II

	2022	2023	2024	2026	2028	2030
THG-Quote	7 %	8 %	9,25 %	12 %	17,5 %	25 %
Nahrungs- und Futtermittelpflanzen				4,4 %		
Altspeiseöle und tierische Fette				1,9 %		
Fortschrittliche Biokraftstoffe	0,2 %	0,3 %	0,4 %	1,0 %	1,7 %	2,6 %
	Mengen oberhalb des Mindestanteils werden mit dem Faktor 2 angerechnet.					
Wasserstoff und PtX-Kraftstoffe	Anfallende Mengen werden mit dem Faktor 2 angerechnet (Raffinerien und Straßenverkehr).					
Strom	Anfallende Mengen werden mit dem Faktor 3 angerechnet (Strom aus öffentlichen Ladepunkten, private Elektrofahrzeuge, Fahrzeugflotten).					
Luftverkehr	Eigenständige Quote für PtL-Kerosin (energetisch)			0,5 %	1,0 %	2,0 %

4 Erste Einschätzungen der Marktlage: Befragung ausgewählter Experten und Expertinnen

4.1 Methodik der Befragung

In Vorbereitung des durch die dena zu erstellenden Geschäftsklimaindex für Bioenergie im Jahr 2022 wurden für diesen Bericht ausgewählte Akteure der gesamten Bioenergiewertschöpfungskette sowie Verbände für die Teilnahme an einer telefonischen Expertenbefragung angefragt, um auf diese Weise eine erste Einschätzung zur Marktlage zu erhalten. Ziel war die Erhebung eines möglichst breiten und aktuellen Meinungsbilds über die Chancen und Herausforderungen der Bioenergie, um auf dieser Basis Rückschlüsse für den Aufbau des Geschäftsklimaindex, insbesondere mit Bezug auf die Validierung bestimmter Aussagen und Meinungen anhand von Zahlen, Daten und Fakten zum Marktgeschehen ziehen zu können. Die einzelnen Akteure wurden der Übersicht halber vorab einem Aggregatzustand derjenigen Bioenergie zugeordnet, mit welchem sie die größten wirtschaftlichen Anknüpfungspunkte haben. Dieser Ansatz wurde als zielführend betrachtet, da hierdurch die gesamte Wertschöpfungskette eines Energieträgers in Betracht gezogen werden kann, ohne sich auf eine bestimmte Endanwendung z. B. im Strom- oder im Wärmebereich beziehen zu müssen. Somit werden die Ergebnisse der Befragungen im Folgenden für die Auswertung in **feste, gasförmige** und **flüssige Bioenergieträger** eingeordnet. Für jeden dieser Aggregatzustände wurden 10 Experten befragt, die jeweils in Produzenten, Händler und Endanwender unterteilt wurden, um die verschiedenen Blickwinkel abzudecken. In Ergänzung wurden Bioenergieverbände für die jeweiligen Aggregatzustände befragt.

Den verschiedenen Experten und Expertinnen wurden Fragen bezüglich ihrer Einschätzung der derzeitigen und zukünftigen Marktlage und des generellen Stimmungsbilds gestellt. Des Weiteren wurde erfragt, welcher Handlungsbedarf gesehen wird und durch welche politischen Instrumente die betreffende Branche bzw. das Unternehmen beschränkt oder aber gefördert wird. Den Befragten wurde bereits in Vorbereitung des Interviewtermins ein Set ausgewählter Fragen zugesandt, die im Rahmen des Interviews thematisiert wurden. Weitere Fragen konnten sich spontan im Verlauf des Gespräches ergeben. Diese qualitative Methodik ist zur Erhebung eines möglichst breiten Meinungsbilds geeignet.

Bei den nachfolgenden Aussagen handelt es sich dementsprechend um die Wiedergabe der Expertenmeinungen, nicht um Ansichten der dena.

4.2 Feste Bioenergieträger

Biomasse wird laut der Befragten mittel- bis langfristig eine tragende Säule der Wärmeversorgung in denjenigen Bereichen sein, in denen die Wärmepumpe keine Option darstellt. Im Strommarkt sind derzeit sehr progressive Entwicklungen der Strompreise zu beobachten. Mit den aufgrund der CO₂-Steuer zu erwartenden Preissteigerungen im Wärmemarkt ergeben sich für Biobrennstoffe auch Perspektiven außerhalb des EEG und eine gesteigerte Nachfrage. Zudem sieht die RED II ab 2026 keine Unterstützung mehr für reine Elektrizitätserzeugung aus forstlicher Biomasse vor. So werden bspw. auch ineffizient arbeitende Altholzkraftwerke durch das Auslaufen der EEG-Vergütung zukünftig vom Netz gehen, was die Verschiebung von Marktanteilen vom Strom- in den Wärmebereich zur Folge haben könnte. Der Einsatz von fester Biomasse in umgerüsteten Kohlekraftwerken sollte nach überwiegender Meinung der Befragten in diesem Segment nicht gefördert werden, da die zentralen Strukturen der Kohlekraftwerke veraltet sind. Die reine Verstromung von Biomasse auf

diesem Wege sei daher ineffizient und der Rohstoff zu wertvoll, wenn nicht auch die entstehende Wärme genutzt wird.

Einschätzung der derzeitigen und zukünftigen Nutzung von Holz

Private Haushalte können durch den Anschluss an Wärmenetze effizienter beheizt werden, als es dort derzeit durch Kleinstanlagen möglich ist. Die höhere Effizienz ergibt sich durch größere Heizanlagen, die zum einen bessere Filter und zum anderen einen geringeren Wärmeverlust besitzen. Außerdem können darin feste Energieträger eingesetzt werden, die qualitativ relativ minderwertig sind. Die BEG ist laut den Angaben der Befragten für Heizungen auf Holzbasis sehr gut angelaufen. Die dadurch initiierte Nachfrage könne durch das deutsche Holzaufkommen gedeckt werden, weshalb nicht auf Importe zurückgegriffen werden müsse. Im deutschen Wald steht gemessen am Gesamtholzvorrat mehr Holz als in jedem anderen Land der EU. Generell sollte Energieholz als regional erzeugtes Produkt keine langen Transportwege zurücklegen. Dennoch lohnt sich auch der Handel in an Deutschland angrenzende Länder, wenn das Holz gute Transporteigenschaften und einen hohen Energiegehalt aufweist: wie bspw. bei Pellets. Bei energetisch genutztem Holz handelt es sich fast ausschließlich um Waldrestholz und Altholz, welches zukünftig durch eine erhöhte stoffliche Nutzung von Holz (wie sie z. B. in der Initiative „Neues Europäisches Bauhaus“ geplant ist) vermehrt anfallen wird. Der überwiegende Teil der Befragten betrachtet eine priorisierte Waldholznutzung für Energieholz aus wirtschaftlicher Sicht als nicht sinnvoll, da auf dem stofflichen Verwertungspfad höhere Preise als für die energetische Nutzung erzielt werden können. Eine Ausnahme stellen Kleinprivatwälder dar, auf deren Flächen der Handel keinen Zugriff hat. Deutschlands Wald steht zu 48 Prozent im Privatbesitz, wovon 50 Prozent eine Größe unter 20 ha aufweisen. Die ca. 1,8 Mio. Privatwaldeigentümer in Deutschland besitzen im Schnitt 2,7 ha Wald. Bei Größen von 2 bis 3 ha Wald lohnt sich der Ertrag oftmals nicht für eine stoffliche Nutzung, sodass hier auch Bäume für ausschließlich energetische Zwecke bspw. als **Scheitholz** gefällt werden.

Neben Waldrest- und Altholz ist auch der Anbau von **Energieholz** als Agroforst oder Kurzumtriebsplantage (KUP) eine Möglichkeit. Wegen des gegenwärtig günstig verfügbaren Waldrestholzes und des vermehrt anfallenden Schadholzes ist Holz aus KUP zurzeit jedoch unwirtschaftlich. So kann Schadholz meist zu 80 Euro/t angeboten werden, während Holz aus KUP mit 115 Euro/t mindestens 25 Prozent mehr kostet. Um bestehende KUP weiterbetreiben zu können, sind die betreffenden Landwirte auf Agrarbeihilfen angewiesen. Daher sehen sich KUP-Betreiber aktuell nach neuen Konzepten um. Ein Beispiel dafür ist ein Projekt von Vattenfall, in welchem Biomethan aus Pappelholz erzeugt wird. Der PEF von Holz (0,2) kann hier laut eigenen Angaben mit 0,07 unterboten werden, womit die Erzeugung nachhaltiger ist als bspw. die aus Mais. Die Vorteile von KUP liegen vor allem in der Kohlenstofffixierung sowie in hohen Flächenerträgen in trockenen Jahren.

Deutschland hat neben seinem seit Jahren ansteigenden Holzvorrat auch die meisten Sägewerke Europas. In diesen fallen ca. 40 Prozent des stofflich verarbeiteten Holzes als Sägespäne an, welche in der Papier- und Spanplattenindustrie Verwendung finden oder zu **Pellets** als Energielieferant gepresst werden. Pellets bedienen meist kleine bis mittlere Leistungsklassen der Heizkessel und werden daher vor allem von privaten und kleinen gewerblichen Verbrauchern genutzt, während ihre industrielle Verwendung seltener ist. Im Vergleich zur Wärmepumpe können Pellets in ungedämmten Gebäuden effizient Wärme bereitstellen. Die Geschäftslage des Pelletmarktes wurde durch die Befragten sowohl für 2020 als auch für die kommenden Jahre als sehr gut eingeschätzt. Dies ist u. a. auf die BEG und die damit verbundene Förderung des Austauschs von alten Heizungen zurückzuführen, durch welche die Antragszahlen für Pelletheizungen stark gestiegen sind. Das Ziel der Pelletbranche ist, bis 2030 10 bis 15 Prozent der Ölkessel zu ersetzen, wodurch ein Bedarf von

6 Mio. t Pellets generiert werden würde. Die Nachhaltigkeit der Pellets wird aktuell durch PEFC und FSC⁴ gesichert und durch das ENplus-System zertifiziert. Ein Verkauf ohne dieses Zertifikat ist nicht möglich; jedoch bleiben die Nachhaltigkeitsanforderungen an Pellets hinter denen zurück, die für feste Biomasse nach RED II gelten. Durch die technischen Anforderungen der BEG-Förderrichtlinien werden Pelletkessel allerdings zunehmend effizienter und emissionsärmer.

Hackschnitzel sind gegenüber Pellets in der Herstellung günstiger und werden in größeren Anlagen eingesetzt. Der Handel mit Hackschnitzeln läuft dabei eher regional ab, indem die Landwirte die Hackschnitzel an Kommunen verkaufen. Oft findet jedoch auch kein Handel statt, indem Landwirte die Hackschnitzel selbst nutzen.

Ausweitung der Nachhaltigkeitskriterien

Den neuen Vorschriften für Holzenergieanlagen innerhalb der RED II stehen die Befragten positiv gegenüber. Schon jetzt sind 100 Prozent des deutschen Waldes gesetzeskonform nach Bundeswaldgesetz (BWaldG) und Landeswaldgesetzen (LWaldG) nachhaltig bewirtschaftet sowie 70 bis 80 Prozent nach anerkannten Standards wie PEFC und FSC zertifiziert. Jegliche Kritik bezüglich nicht nachhaltiger Waldnutzung kann demnach durch die zusätzliche Einführung der Nachhaltigkeitskriterien entschärft werden. Den für die Nachhaltigkeitszertifizierung gemäß RED II aufzubringenden Mehrkosten und dem ansteigenden Dokumentationsaufwand stehen die Befragten kritisch gegenüber, da dieser im Einzelfall unverhältnismäßig hoch sein kann. Die Übergangsfrist zur Zertifizierung der Biomasse-Brennstoffe zur Stromerzeugung ist außerdem durch das verzögerte Inkrafttreten der BioSt-NachV sehr kurz und teilweise kaum einzuhalten.

Die in der Revision der RED II ausgeweiteten Ausschlusskriterien für Anbaubiomasse auf forstliche Biomasse (Flächenstatus 01/2008) und die neuen detaillierten Regeln zum Erhalt der Bodenqualität und Biodiversität bei der Ernte bewerten die Befragten überwiegend als unkritisch.

Zwischen Senkenfunktion und THG-Einsparungen im Wärmemarkt

Wie der europäische Wald am besten zur Zielerreichung der Klimaziele beitragen kann, wird derzeit noch kontrovers diskutiert. Aus Sicht der Befragten ist Holzenergie die günstigste Variante, um Teile der Industrie und des Wärmesektors zu defossilisieren. Mitunter dafür wurde die **Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft (EEW)** 2020 novelliert und erweitert. Die EEW beinhaltet u. a. die Förderung von Maßnahmen zur Prozesswärmebereitstellung aus EE durch zinsgünstige Darlehen und Tilgungszuschüsse.

Im Fit-For-55-Paket wurde eine **EU-Biodiversitätsstrategie** für 2030 festgelegt, mit dem übergeordneten Ziel, dass sich die biologische Vielfalt in Europa bis 2030 erholt. Dafür sollen bspw. mindestens 30 Prozent der Landfläche und 30 Prozent der Meere in der EU geschützt werden. Details werden in der RED II sowie in der **EU-Forststrategie** geregelt, welche die Schaffung eines EU-Forstverwaltungssystems zum Ziel hat, in dem Walddaten und Waldinformationssysteme harmonisiert werden sollen. Die EU-Forststrategie sieht auch die Pflanzung von drei Mrd. Bäumen innerhalb der EU bis 2030 vor. Waldbesitzer sollen bei ihren Schutzbemühungen finanziell unterstützt werden. Aus Sicht der Befragten bedarf es hier allerdings einer Konkretisierung von Begrifflichkeiten. So müsse zukünftig noch genauer definiert werden, ab wann ein Boden „wertvoll“ ist und welche Parameter herangezogen werden müssen, um festzustellen, dass die Biodiversität erhalten bleibt. Die EU-Kommission wird außerdem eine Initiative zur Kohlenstoffbewirtschaftung starten und einen Zertifizierungsrahmen für den Kohlenstoffaufbau entwickeln. Durch das formulierte **THG-Senkenziel** des

⁴ PEFC: Programme for the Endorsement of Forest Certification Schemes; FSC: Forest Stewardship Council

deutschen Waldes von 30,8 Mio. t im Jahr 2030 und durch die unter Schutz zu stellenden Flächen ist zu erwarten, dass mehr Waldflächen der aktiven Holzwirtschaftsnutzung entzogen werden. Dies würde laut den Befragten das regional zur Verfügung stehende Holzpotenzial verringern und könnte zu Carbon Leakage sowie einer Schädigung der heimischen Wertschöpfungsketten führen. Wenn Holz natürlicher verrottet wird so CO₂ freigesetzt, was durch nachhaltige Bewirtschaftung fossile Energieträger wie Kohle und Erdgas substituieren könnte. Der Zuwachs an Wäldern solle daher stets auf einem Optimum gehalten werden, um die größtmögliche CO₂-Senkenfunktion zu erhalten. Den Kohlenstoff langfristig stofflich in einem Produkt zu binden, wird von den Befragten als beste Kohlenstoffsенke angesehen, während Flächenstilllegungen den falschen Ansatz bildeten. Nachhaltig gewonnenes Holz sei essenziell für einen wirkungsvollen Klimaschutz. Ohne heimisch produzierte Baustoffe und Energieträger ließen sich viele der anvisierten Ziele des Fit-For-55-Pakets nicht erreichen. Anstatt die nachhaltige Forstwirtschaft massiv einzuschränken, wünschen sich einige der Befragten gerade eine stärkere Förderung dieser Form der Forstwirtschaft.

4.3 Gasförmige Bioenergieträger

Weiterentwicklung des Biogasanlagenbestands

Nach 20 Jahren EEG-Förderung hat sich ein Bestand an Biogasanlagen entwickelt, der nun in die zweite, stärker marktorientierte Phase der Energiewende überführt werden muss. Darin sind sich alle Befragten einig. Der Gesetzgeber hat es dabei in der Hand, Investitionen in diejenigen Bereiche zu lenken, in denen Biogas ökologisch sinnvolle und energetisch optimierte Beiträge zur Weiterentwicklung der erneuerbaren Energieversorgung leisten kann. Bereits bis 2025 wird, gemessen an der Leistung, über die Hälfte der Biogasanlagen ihrem Förderende so nahegekommen sein, dass weitere Investitionen von der wirtschaftlichen Perspektive ihres Weiterbetriebs abhängen. Dem Weiterbetrieb der Anlagen steht jedoch eine Reihe von Hemmnissen entgegen. Bereits die Einholung der nötigen Genehmigungen für eine Anpassung der Anlagen an neue Betriebskonzepte ist laut Angabe der Befragten aufwendig und mit unabsehbaren Auflagen verbunden. Dazu kommt die Vielzahl an Verordnungen und Förderbedingungen, deren Anpassungsintervalle in den vergangenen Jahren immer kürzer geworden sind, sodass es vor allem bei landwirtschaftlichen Anlagen innerhalb der Projektphase zu mehrfachen Änderungen der Rahmenbedingungen kam. Diese Unsicherheiten erschweren zunehmend auch die Finanzierung der Investitionen. Taten sich Banken bei Biomasseprojekten ohnehin schon schwer, so führen die aktuellen Unsicherheiten inzwischen zu kaum noch vertretbaren Finanzierungsbedingungen. Für umfangreiche Anpassungen benötigen Anlagenbetreiber laut übereinstimmender Einschätzung der Befragten 10 bis 15 Jahre Planungs- und Investitionssicherheit.

Der überwiegende Teil der Befragten schätzt, dass für viele Anlagen eine Anpassung an zukunftsfähige Geschäftsmodelle und Betriebsweisen große Hürden und hohe Aufwendungen mit sich bringen werden, die absehbar nicht alle landwirtschaftlichen Betriebe erfolgreich umsetzen können werden. Die Einstellung der Energieerzeugung bedeutet für einige Betriebe auch die Einstellung oder zumindest deutliche Reduzierung ihrer landwirtschaftlichen Tätigkeiten. Die Folgewirkungen dieser Verknüpfung werden von allen Befragten als kritisch gesehen. Demnach muss mit Blick auf die energetische Nutzung Ersatz für die wegfallenden Wärmeerzeuger in Wärmenetzen gefunden werden.

Option Bio-CNG/Bio-LNG

Biomethan als Biokraftstoff wird wegen seiner hohen Klimaschutzwirkung und fehlender Beimischungsgrenzen - wie bspw. bei flüssigen Biokraftstoffen - von allen Befragten eine positive Entwicklung attestiert. Dies gilt insbesondere für abfall- und reststoffstämmiges Biomethan. Aufgrund der fehlenden Marktperspektive

gasbetriebener Pkw liegt der Fokus der aktuellen Marktentwicklung auf der Bereitstellung von Bio-LNG zur Betankung von **schweren Nutzfahrzeugen** und **Schifffahrt**. Im schwierig zu elektrifizierenden Schwertransport ist Biomethan im Vergleich zu anderen Kraftstoffen und Antrieben die günstigste Option.⁵ Dabei bieten die derzeit bestehenden und absehbar anhaltenden hohen Quotenpreise und flankierende Maßnahmen, wie etwa die **Mautbefreiung für Lkw** mit alternativen Antrieben, eine Grundlage zur Planung der notwendigen Investitionen und Umbauten. Aktuell können – insbesondere mit Biomethan aus fortschrittlichen Einsatzstoffen – attraktive Abnahmeverträge für die generierte Quote erzielt werden. Allerdings stellten die Befragten infrage, ob sich die Umrüstung einzelner Anlagen rentiert und ob dieser nicht genehmigungsrechtliche Hürden entgegenstehen. Die Erweiterung einer im Außenbereich privilegierten Biogasanlage um eine Aufbereitung und Verflüssigung sowie gegebenenfalls eine Tankstelle könnte ein Hemmnis für kleine Anlagen darstellen, da hierfür ein langer und aufwendiger Genehmigungsprozess zu durchlaufen ist. Hinsichtlich der Entwicklung des CNG-Marktes als natürliche Limitierung des Biomethanabsatzes im Verkehrsbereich sehen die Befragten keinen eindeutigen Entwicklungspfad. Der CNG-Bedarf lag 2020 bei 1,8 TWh und steigt derzeit jährlich im einstelligen Prozentbereich. Die meisten Pkw-Hersteller verfolgen eine Elektrifizierungsstrategie, in der für Neuentwicklungen von CNG-Modellen wenig Spielraum besteht. Ein zusätzliches Absatzpotenzial könnten kommunale Fahrzeuge bieten, da die EU-Mitgliedstaaten bspw. durch die Clean Vehicle Directive zur Anschaffung von Fahrzeugen mit alternativen Antrieben verpflichtet sind.⁶

Die Befragten sehen im Bereich des Straßenschwerlastverkehrs und in der Schifffahrt große Chancen für **verflüssigtes Biomethan**. Dies liegt vor allem am dort anfallenden großen Energiebedarf und an den nach aktuellem Stand technischen und kostenseitigen Vorteilen der Antriebstechnologie im Vergleich zu anderen Optionen.⁷ Die zukünftige Marktentwicklung in diesem Bereich wird jedoch stark von den regulatorischen Rahmenbedingungen und der Möglichkeit der Anerkennung der Emissionsminderung von Bio-LNG abhängen. Wichtig ist für Bio-LNG laut dem überwiegenden Teil der Befragten die Betrachtung inklusive Vorkettenemissionen („Well-to-Wheel“) bei den Flottengrenzwerten. Dafür setzt sich auch die unter der Schirmherrschaft des BMVI arbeitende LNG-Taskforce ein. Durch entsprechende Zertifizierungen ist Bio-LNG auch in Deutschland für Inverkehrbringer von Kraftstoffen quotenanrechnungsfähig, worüber die Wirtschaftlichkeit des Kraftstoffs gewährleistet werden kann. Die Befragten wiesen zudem auf das Interesse verschiedener Transportunternehmen wie die Deutsche Post sowie großer Einzelhandelsunternehmen hin, ihre Emissionsreduktionsziele in den kommenden Jahren vermehrt mithilfe von Bio-LNG zu erreichen.

Grundsätzlich bieten sich zur Bereitstellung von Bio-LNG im Verkehr zwei Konzepte an: einerseits die Bereitstellung am Ort der Produktion, andererseits die massenbilanzielle Einspeisung und Entnahme aus dem Erdgasnetz. Die erste Option setzt voraus, dass sowohl die Anlagengröße als auch die lokale Absatzsituation übereinstimmen. Der Betrieb einer Verflüssigungsanlage ist gemäß den Befragten nicht technisch anspruchsvoll und die Aufwandsersparnis durch die nicht stattfindende Einspeisung oder Entnahme von Biomethan aus dem Gasnetz gering. Vor-Ort-Verflüssigungsanlagen werden daher voraussichtlich die Ausnahme bilden. Mit der Einspeisung in das Erdgasnetz halten sich die Einspeiser multiple Vermarktungswege offen. Die Verflüssiger wiederum erhalten Zugriff auf eine breitere Anbieterstruktur, aus der sich die jeweils vorteilhaftesten Biomethanqualitäten erwerben lassen. Die Verflüssigung kann dann unabhängig von der Erzeugung und der Verfügbarkeit von Biomethan am strategisch und logistisch vorteilhaftesten Entnahmepunkt erfolgen, was aus Sicht der meisten Befragten dafürspricht, dass sich dieses Konzept zukünftig durchsetzen wird.

⁵ Fraunhofer ISI: Klimabilanz, Kosten und Potenziale verschiedener Kraftstoffarten und Antriebssysteme für Pkw und Lkw, 2019

⁶ dena-Leitfaden: Fahrzeuge mit alternativen Antrieben in Kommunen, 2021

⁷ <https://www.envitec-biogaz.de/infocenter/pressemitteilungen/fraunhofer-studie-belegt-biomethan-weist-beste-treibhausgas-und-kostenbilanz-auf>

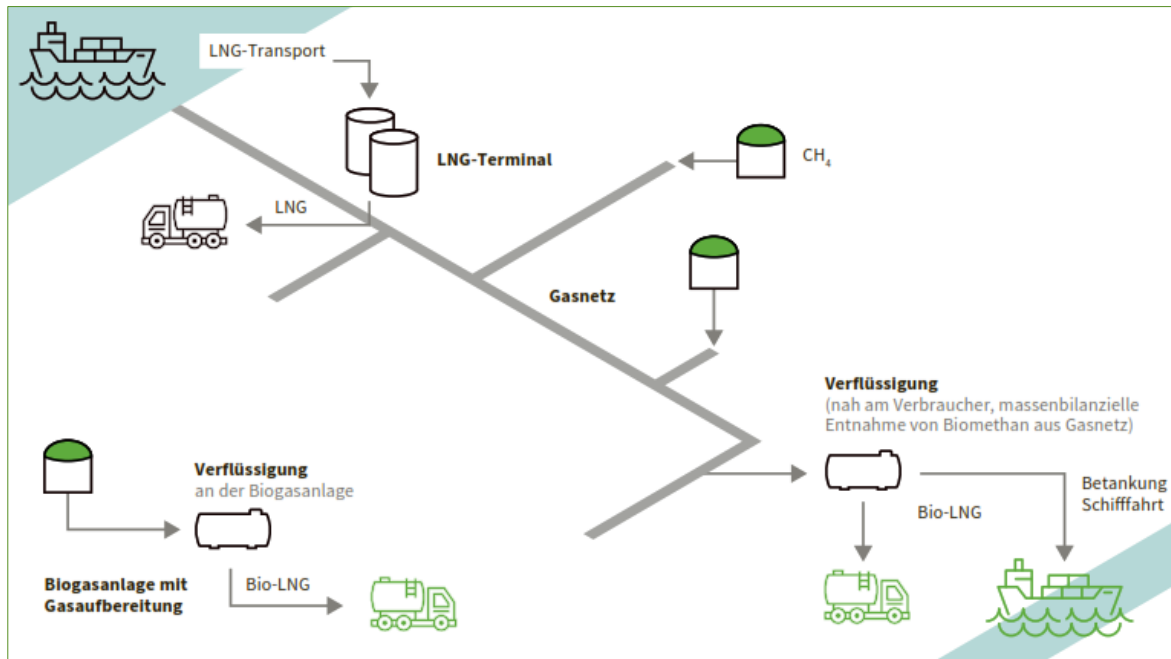


Abbildung 5: LNG Produktions- und Distributionspfade

Sowohl bei Bio-LNG als auch bei Bio-CNG ist allerdings auch die Einsatzstoffbasis ein entscheidender Faktor für die Wirtschaftlichkeit. Einsatzstoffe mit hoher Klimaschutzwirkung sind gefragter und erreichen höhere Preise, die damit geeignet sind, den zusätzlichen Aufbereitungs- und Distributionsaufwand zu decken. Die Befragten sehen hier eine Umstrukturierung und Optimierung des Anlagenbetriebs hin zur Nutzung alternativer Energiepflanzen und pflanzlicher Reststoffe als notwendig an. Eine solche Diversifizierung erfordert jedoch zusätzliche Investitionen und entsprechende Vorlaufzeiten, weshalb die kurzfristig recht hohe Nachfrage aller Voraussicht nach nicht vollständig zu decken sein wird.

Option Weiterbetrieb im EEG

Die Anschlussförderung von weiteren zehn Jahren bietet den bestehenden Anlagen eine Option zum Weiterbetrieb in der Strom- und Wärmebereitstellung. Mit dem **EEG 2021** hat die Bundesregierung der Bioenergie einen klaren Ausbaupfad bis 2028 vorgegeben und damit eine deutlich längere Perspektive als in den Jahren zuvor. Mit den im EEG festgelegten Ausschreibungsvolumen wird das Ziel verfolgt, im Jahr 2030 rund 42 TWh Strom aus Biomasse bereitzustellen. Faktisch wäre dies verglichen mit dem heutigen Stand eine Verringerung der Arbeitsleistung aus Biomasse (siehe Abbildung 1: Energetische Verwendung von Bioenergie im Jahr 2020 (Quelle: AGEE-Stat, 2021)), gleichzeitig bietet es jedoch eine Perspektive für einen Teil der heute in Betrieb befindlichen Anlagen.

Tabelle 3: Ausschreibungsvolumen von Biomasse im EEG 2021

Anlagenkategorie	Ausschreibungsvolumen pro Jahr bis 2028
Reguläres Ausschreibungssegment	600 MW
Hochflexible Biomethan-BHKW in der Südregion	150 MW

Bereits die erste Ausschreibung im Jahr 2021 zeigte jedoch – wie in den Vorjahren auch – eine deutliche Unterdeckung der Ausschreibungsmengen. Das liegt nicht zuletzt an der zunächst geringen Zahl von Anlagen, die sich dem Ende der 20-jährigen Förderdauer nähern. Vorrangig halten die Befragten die Ausgestaltung der Zuschlagsvergabe und die Förderbedingungen, sowohl für Neu- als auch für Bestandsanlagen, für die wesentlichen Gründe. Die Regelungen zur bevorzugten Bezuschlagung von Anlagen in der Südregion und die sogenannte „endogene Mengensteuerung“, nach der bei unterdeckter Beteiligung nur 80 Prozent der Gebote bezuschlagt werden, bergen hohe Risiken der Verzögerung geplanter Projekte. Aufgrund der starken Unsicherheiten und der umfangreichen Vorleistungen der Planung lassen sich die Vorhaben nur schwer durch Bankkredite finanzieren.

Auch unter optimalen Bedingungen werden laut den Befragten daher die Ausschreibungsvolumina in den kommenden Jahren voraussichtlich unter den Leistungsmengen der Anlagen liegen, deren 20-jährige Vergütung ausläuft. Zusätzlich werden an die Anlagen erhöhte Flexibilitätsanforderungen gestellt werden. Absehbar werden nur besonders flexible Anlagen mit hochwertiger Wärmenutzung im EEG eine gesicherte Vergütung erlangen können. Hierfür müssen die Anlagen allerdings modernisiert werden. Mit Übergang in die Anschlussförderung gelten sämtliche Anlagen als neu in Betrieb genommen und müssen somit die Anforderungen des aktuell geltenden EEG zu Einsatzstoffen, flexiblem Betrieb und Vermarktungsoptionen erfüllen. Für einen wirtschaftlichen Betrieb werden neben den Stromerlösen auch die Wärmeerlöse eine bedeutende Rolle spielen. Aufgrund dieser Voraussetzungen erwartet der überwiegende Teil der Befragten eine stetige Abnahme der installierten Biogas-Leistung.

Option Aufbereitung und Einspeisung

Eine Aufbereitung und Einspeisung des Biogases in das Erdgasnetz ermöglicht von allen Optionen die flexibelste Vermarktung. Angesichts der steigenden Bedarfe an erneuerbaren Gasen und steigender Preise für fossile Gase könnten sich attraktive Absatzpfade für Biomethan ergeben. Laut Angaben der Befragten wird auch ohne verpflichtende Vorgaben die Bereitschaft von Industrie und Gewerbe steigen, biogene Gase einzusetzen und den unternehmenseigenen CO₂-Abdruck zu mindern. Diese Entwicklungen versprechen sowohl bezüglich der Aufbereitung als auch der Einspeisung hohe Nachfrage in einem absehbaren Zeithorizont.

Durch die Umstellung bestehender Anlagen und den Bau neuer Anlagen sind rund 100 bis 140 TWh zusätzliche Biomethanpotenziale erschließbar⁸, welche durch Einspeisung flexibel eingesetzt werden können. Damit bietet die Einspeisung eine große Chance, sich die neu entstehenden, zeitweise recht volatilen Märkte zugänglich zu machen. Die Aufbereitung von Biomethan kann dabei möglicherweise auch symbiotische An-

⁸ dena-Analyse: Rolle und Beitrag von Biomethan im Klimaschutz heute und in 2050, 2017

wendungen erschließen, so bspw. die Direkterzeugung biogenen Wasserstoffs, die stoffliche Nutzung von biogenem CO₂ oder die Methanisierung von Wasserstoff. Solchen dualen Konzepten stehen bislang jedoch noch fehlende regulatorische Rahmenbedingungen und eine eher ablehnende Haltung biogener Energieerzeuger entgegen.

Die Befragten wiesen auf die wirtschaftlichen Potenziale der Umstellung von bestehenden Biogasanlagen auf eine Aufbereitung (allein oder in Anlagenclustern) hin, welche sich auf rund 20 TWh⁸ summieren. Das sind rund 20 Prozent der Biogasproduktion aller Anlagen. Darüber hinaus bestehen Potenziale von rund 70 bis 140 TWh durch die Errichtung von Neuanlagen vor allem in der Landwirtschaft (Energiepflanzen und Gülle/Mist), sowie durch kommunale und industrielle Abfall- und Reststoffe.

	Technisches Biogaspotenzial		Davon bereits genutzt (Stand 2016)		Zusätzlich erschließbares Biogaspotenzial	
	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.
Gülle und Festmist	128,8	128,8	38,9	42,2	86,6	89,9
Energiepflanzen (mit/ohne Grünland)	346,7	573,1	259,5	275,7	87,2	297,4
Stroh (Getreide)	41,8	69,1	0,3	0,3	41,5	69,1
kommunale Reststoffe (mit/ohne Organik im Restabfall)	26,9	42,2	5,5	8,1	21,4	34,1
Industrielle Abfälle und Reststoffe	35,0	35,0	9,7	16,2	18,8	25,3
Summe	579,2	848,1	313,9	342,5	255,6	515,7

Abbildung 6: Biogaspotenziale im Jahr 2030 in PJ (Quellen: Fraunhofer IEE & DBFZ & DBI & dena, 2019; Zeller et al., 2011)

Ob diese Potenziale gehoben werden können, hängt gemäß den Befragten neben dem politischen Willen (bspw. zum Einsatz von Energiepflanzen) vor allem auch von dem Entscheidungsvektor aus ökologischen, ökonomischen und energiesystemtechnischen Überlegungen ab. Ist eine Anlage erst einmal konzipiert und in Betrieb, ist eine Umstellung der Einsatzstoffe oder Betriebsweise nur schwer umzusetzen. Zuletzt wurden im Jahr 2020 und 2021 deutschlandweit nur jeweils sechs neue Biomethananlagen in Betrieb genommen.

Für gasförmige Bioenergieträger stehen nach Meinung der Befragten viele Anwendungsoptionen bereit, mit denen eine Weiterentwicklung des Sektors in eine tragende Rolle der Energiewende gelingen kann. Sowohl der Anlagenbestand als auch Neubauprojekte werden in den kommenden zehn Jahren wichtige Fortschritte in Richtung einer nachhaltigen Bioenergieversorgung machen. Aber es wird auch eine nicht unerhebliche Zahl von Anlagen außer Betrieb gehen, weil diese nicht an die neuen Vorgaben angepasst werden können. An den meisten dieser Anlagen hängen landwirtschaftliche Betriebe, die bei Aufgabe der energiewirtschaftlichen Tätigkeit alternative Einkommensquellen erschließen müssen.

Auf die verbleibenden Anlagen kommen erhebliche Investitionen und Umbauten zu, deren Kosten über die folgenden Betriebsjahre erst wieder erwirtschaftet werden müssen. Dafür bedarf es verlässlicher Vorgaben und klarer Bestimmungen, welche Rolle die Bioenergie und die damit verbundene Land- und Entsorgungswirtschaft spielen sollen. Die Landwirtschaft wiederum muss ihrer Verantwortung für den Klima- und Umweltschutz gerecht werden. Neben der Verringerung des Einsatzes fossilen Düngers und der Entschärfung der Gülle-Entsorgungsprobleme kann die Nutzung von Energiepflanzen auch mit Maßnahmen wie dem Carbon

Farming, der Etablierung von CO₂-Senken und dem Humusaufbau sowie mit anderen klimawirksamen Maßnahmen verbunden werden. Die Einbeziehung und Honorierung der vollständigen THG- und Umweltbilanz können den dadurch hervorgerufenen Mehraufwand kompensieren und möglichen Fehlentwicklungen vorbeugen.

Zugleich ist die Nutzung gasförmiger Energieträger immer auch mit Befürchtungen der unerwünschten Förderung von Anwendungen mit fossilem Erdgas verbunden, bspw. im Fall der Förderung von Gasheizungen im Gebäudebereich. Die Angst vor Lock-in-Effekten hemmt gemäß den Befragten die Entwicklung der Biogasnutzung in Bereichen mit hohen EE-Ausbaubedarfen, bspw. Wärmeanwendungen.

4.4 Flüssige Bioenergieträger

Einschätzungen zur THG-Quote

Die Verabschiedung der höheren Ziele bzgl. der THG-Quote sowie der Mindestquote für fortschrittliche Biokraftstoffe wird von nahezu allen Befragten als positiv bewertet. Einige der Befragten äußern sich kritisch zum Deckel für Biokraftstoffe aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen, durch den das Erreichen höherer THG-Quotenziele langfristig erschwert wird. Zudem ist aus Sicht der Befragten noch offen, inwiefern die bestehenden Blendwalls für Biokraftstoffe zur THG-Quotenerfüllung ausreichen. Die Deckelung abfallbasierter Rohstoffe gemäß Anhang IX Teil B RED II sehen einige der Befragten ebenfalls als kritisch an, da der Branche hierdurch unterstellt werden könnte, nicht regelkonform zu handeln. Jedoch wird begrüßt, dass damit zukünftig eine weitere wichtige Erfüllungsoption zur Verfügung steht, welche seitens der Branche bereits seit Langem gefordert wurde, da Biokraftstoffe aus tierischen Fetten und Ölen bisher ausgeschlossen waren. Insgesamt sehen die Befragten es als positiv an, dass Abfälle zukünftig einen höheren Wert erlangen und effizienter genutzt werden können. Gleichzeitig besteht allerdings eine gewisse Unsicherheit, was die langfristige Verfügbarkeit abfallbasierter und fortschrittlicher Rohstoffe angeht. Das Preisniveau dieser Rohstoffe wird vermutlich mit den im Zeitverlauf steigenden Zielen weiter ansteigen. Dort, wo die Nachfrage das Angebot für bestimmte Kraftstoffqualitäten weit übersteigt, ist dies bereits heute im Markt zu beobachten.

Die Mehrfachanrechnungen, insbesondere für Strom, stoßen laut einiger Befragten gegen die **Technologieneutralität**. So käme es zur Verdrängung von Biokraftstoffen zugunsten strombasierter Kraftstoffe. Viele treibhausgasarme biogenen Kraftstoffen, die reale Emissionen einsparen, kämen aus Sicht einiger Befragten dadurch wahrscheinlich zukünftig nicht zum Zuge. Gefordert wird daher eine faire, technologieneutrale und transparente Klimaschutzpolitik, die sich an realen THG-Minderungen orientiert. Auch der Einbezug biogener Kraftstoffe bezüglich bestehender Fahrzeugflotten sollte in Zukunft möglich sein.

Regulatorische Hemmnisse

Die Upstream-Emissionsreduktion-Verordnung (UERV) ist laut den Befragten nicht funktionsfähig, da die Herkunftsländer den benötigten Nachweis zur Anrechnung der Emissionsreduktion nicht ausstellen können. Auch unter Zugrundelegung des Bundesklimaschutzgesetzes können Upstream-Emissionsreduktionen (UER) nicht auf das Reduktionsziel des Verkehrssektors angerechnet werden, weswegen einige Befragte vorschlagen, dass UER nur dann auf die THG-Minderungsquote angerechnet werden dürfen, wenn die Obergrenzen für die Nutzung biomasse- und abfallbasierter Biokraftstoffe erreicht worden sind. Zudem steht diese Erfüllungsoption kleineren Unternehmen, welche der Quotenverpflichtung unterliegen, nicht zur Verfügung. Hierdurch entstehe eine unfaire Marktverzerrung. UER sollten demnach, wenn überhaupt, nur als letztes Mittel zur Erfüllung der THG-Minderungsquote angerechnet werden.

Prinzipiell befürwortet die Biokraftstoffbranche es, die **Beimischmöglichkeiten** biogener Quellen in Diesel und Benzin zu erhöhen. Laut der Revision der RED II ist eine 10-prozentige Beimischung von Biodiesel als B10 technisch möglich. Die Schutzsorte E5 gibt es dabei bspw. nur in Deutschland. Dieseldieselkraftstoffe mit höheren Beimischungen, wie z. B. R33 von Shell, werden derzeit nur auf freiwilliger Basis und als Nischenprodukt bereitgestellt. Gefordert wird hier die Entwicklung einer einheitlichen Norm auf EU-Ebene. Derzeit wird dahingehend die **Fuel Quality Directive** überarbeitet, wobei noch offen ist, inwieweit B10 oder E20 als Markttreibstoffe integriert werden. Für höhere Beimischquoten ist laut den Befragten auf der Abnehmerseite mehr Akzeptanz erforderlich, die durch Aufklärungsarbeit erreicht werden könne. Mangelnde Information der Autofahrenden über die Verträglichkeit des Benzinmotors mit E10 führte in der Vergangenheit zu Verunsicherung und negativen Schlagzeilen in den Medien. Als Positivbeispiel für eine funktionierende höhere Beimischung wurde von einem der Befragten Frankreich genannt. Dort wird bereits E20 eingesetzt und von den Konsumierenden gut angenommen. Ein Trend, der sich durch die derzeitigen steigenden Kraftstoffpreise einstellt, ist eine steigende Nachfrage nach E10 im deutschen Markt.

Durch eine **Erhöhung der CO₂-Steuer** im BEHG und eine potenzielle Umstellung der **Energiesteuer** auf eine CO₂-Referenzbasis, wie im Entwurf zur Energiesteuerrichtlinie, könnten Biokraftstoffe mit sehr niedrigem CO₂-Fußabdruck langfristig begünstigt werden und am Markt mit fossilen Energieträgern konkurrieren. Die CO₂-Abgaben sollten laut den Befragten transparent gestaltet sein und für alle Marktteilnehmenden gelten, um gleiche Wettbewerbsbedingungen sicherzustellen.

Multinational agierende Unternehmen sehen die derzeitige Höhe der CO₂-Abgabe dabei als einfacher zu kompensieren an, da die Palette von Kompensationsmöglichkeiten im Ausland breiter ist. Mittelständische Unternehmen hingegen haben mit der Umsetzung stärker zu kämpfen, da in Deutschland erzeugte Kraftstoffe teurer sind.

Insgesamt wird die Regulatorik im Biokraftstoffbereich von den Befragten als anspruchsvoll bis kompliziert eingestuft. Teilweise sehen sie den Markt als überreguliert an, insofern als Genehmigungsverfahren bspw. für neue Produktionsanlagen unsicher und langwierig seien. Die Befragten stehen generell hinter den ambitionierten Zielen zur THG-Minderung im Verkehr. Es bleibt jedoch aus ihrer Sicht fraglich, ob diese mit den bestehenden Optionen erreicht werden können.

5 Ausblick

In den letzten Jahren wurden die für Bioenergie geltenden regulatorischen Rahmenbedingungen in vielfältiger Weise angepasst, was nach Einschätzung der Befragten neue Chancen bietet. Gleichzeitig stehen bestimmte Marktsegmente der Bioenergie vor einer großen Transformation, zum einen im Hinblick auf die energetische Nutzung bestimmter Biomassearten und zum anderen bezüglich der Verwendung der Bioenergie in schwer zu dekarbonisierenden Sektoren. Damit die Bioenergie einen signifikanten Beitrag zur Erreichung der Klimaziele Deutschlands unter Einhaltung von ökologischen Standards leisten kann, ist die Betrachtung der Wirkung des regulatorischen Rahmens in einem ganzheitlichen Ansatz zukünftig von wachsender Bedeutung. Diese Einschätzung spiegelt sich auch im Koalitionsvertrag der Bundesregierung wider: Darin ist die Erarbeitung einer nachhaltigen Biomassestrategie vorgesehen, welche den zukünftigen Beitrag der Bioenergie genauer bestimmen soll.

Zur Beantwortung der Frage, wo und in welcher Weise Bioenergie eingesetzt werden soll, bedarf es neben dem statistischen Monitoring der Bioenergie auch einer konkreten Bewertung der Geschäftslage ihrer einzelnen Marktsegmente. Basierend auf der in diesem Bericht vorgestellten Kurzbefragung soll dazu im Jahr 2022 eine umfassende Befragung (annähernd repräsentative Befragung über alle relevanten Branchen) erfolgen. Ziel ist hier vor allem die Bewertung der neuen regulatorischen Weichenstellungen hinsichtlich ihrer Folgen im Markt. Dabei gilt es, einen Überblick über die zu erwartende Entwicklung der einzelnen Marktsegmente für Bioenergieträger zu geben und das Zusammenwirken der Fördertatbestände zu untersuchen. Zugleich sollen technologische und marktwirtschaftliche Trends frühzeitig identifiziert und darauf aufbauende Geschäftsmodelle analysiert werden. Hierzu bedarf es der Einbindung möglichst vieler Marktakteure.

Für die einzelnen Sektoren zeichnen sich bereits heute anhand des regulatorischen Rahmens bestimmte Trends und notwendige Entwicklungen ab. Im Kraftstoffbereich sind das zum Beispiel der Phase-out von Palmöl und die Beschränkung der Anbaubiomasse als Ganzes, die Entwicklung der Elektromobilität und LNG-Fahrzeugflotten sowie der verstärkte Einsatz abfall- und reststoffstämmiger Biomasse. Im Strombereich wird das Flexibilisierungspotenzial der Bioenergie mit hoher Wahrscheinlichkeit stärker erschlossen werden, während die Bioenergie im Wärmebereich die Lücke in den schwer dekarbonisierbaren Feldern schließen muss. Wie stark sich die Märkte entwickeln werden, hängt oft von Details der gesetzlichen Vorgaben im Zusammenspiel mit den Marktentwicklungen zusammen. Diese Entwicklungen gilt es durch einen engen und kontinuierlichen Austausch mit den Marktakteuren aufzuzeigen.

Ein wichtiger Aspekt der Bioenergie ist deren Bedeutung und Nutzen für die Bereiche Land-, Forst- und Abfallwirtschaft. Die Rahmenbedingungen in diesen Wirtschaftssektoren haben direkte Auswirkungen auf die Bioenergiebereitstellung. Die Zusammenhänge zwischen den verschiedenen Wertschöpfungspotenzialen und Nutzungspfaden stellen eine besondere Herausforderung dar und müssen in den Diskussionen zur Bioenergienutzung zwingend berücksichtigt werden. Beispielhaft erwähnt seien hier die drohende Stilllegung von Bioenergie-Bestandsanlagen und der damit einhergehende Verlust von Arbeitsplätzen und Versorgungsstrukturen im ländlichen Raum, welcher die Entwicklung in bestimmten Regionen nachhaltig negativ beeinflussen könnte. Klar ist jedoch auch, dass die Bioenergie die an sie gestellten Nachhaltigkeitsanforderungen einhalten muss. Es gilt aber auch darauf zu schauen, ob dadurch tatsächlich Natur- und Klimaschutz-wirksame Effekte angestoßen werden, oder lediglich der Dokumentationsaufwand steigt. Zukünftig gilt es, Nutzen und Wirkung regulatorischer Maßnahmen stärker gemeinsam zu betrachten und abzuwägen.

Das Ineinandergreifen der erwähnten Aspekte ist komplex. Um einen langfristigen und nachhaltigen Gleichlauf von ökologischem und ökonomischem Nutzen der Bioenergie zu erreichen, müssen die Zusammenhänge zwischen regulatorischen Vorgaben und der Entwicklung der Marktsegmente transparenter aufgezeigt und diskutiert werden. Dafür wird die dena im Jahr 2022 ein Bioenergie-Marktmonitoring mit neuartigem Geschäftsklimaindex als Grundlage für die zukünftigen Diskussionen und Richtungsentscheidungen erstellen.

