



MARKTMONITORING
BIOENERGIE

ANALYSE

Marktmonitoring Bioenergie 2022

Teil 2: Datenerhebungen, Einschätzungen und Prognosen zu Entwicklungen,
Chancen und Herausforderungen des Bioenergiemarktes

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 und Autoren:

Toni Reinholz, dena

Christin Schmidt, dena

Klaus Völler, dena

Bildnachweis:

shutterstock/Giordano Aita

Stand:

08/2022

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

Bitte zitieren als:

Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.) 2022: Marktmonitoring Bioenergie – Teil 2: Datenerhebungen, Einschätzungen und Prognosen zu Entwicklungen, Chancen und Herausforderungen des Bioenergiemarktes.

Unter der Schirmherrschaft des



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

Inhalt

1	Hintergrund und Ziel	1
2	Verwendung von Bioenergie	2
2.1	Strom	4
2.2	Wärme und Kälte.....	5
2.3	Verkehr	5
3	Geschäftsklimaindex.....	7
3.1	Methodik.....	7
3.2	Feste Bioenergieträger	7
3.2.1	Einschätzung der derzeitigen Geschäftslage im Vergleich zum Vorjahr	8
3.2.2	Einschätzung der zukünftigen Geschäftslage	9
3.3	Gasförmige Bioenergieträger	10
3.3.1	Einschätzung der derzeitigen Geschäftslage im Vergleich zum Vorjahr	10
3.3.2	Einschätzung der zukünftigen Geschäftslage	12
3.4	Flüssige Bioenergieträger	13
3.4.1	Einschätzung der derzeitigen Geschäftslage im Vergleich zum Vorjahr	13
3.4.2	Einschätzung der zukünftigen Geschäftslage	14
3.5	Allgemeine Stimmung in den Sektoren	15
3.5.1	Wärme.....	16
3.5.2	Strom	20
3.5.3	Verkehr.....	26
4	Branchenkennzahlen	31
4.1	Holzpellets.....	31

4.2	Holzhackschnitzel	33
4.3	Frisch- und Scheitholz	34
4.4	Biogas	35
4.5	Biomethan/Bio-LNG.....	36
	Exkurs Bio-LNG	39
4.6	Klärgas	40
4.7	Deponiegas.....	41
4.8	Bioethanol.....	42
4.9	Biodiesel.....	44
	Exkurs: Pflanzenöl/HVO	47
5	Ausblick.....	48
	Abbildungsverzeichnis.....	49
	Tabellenverzeichnis	50
	Literaturverzeichnis	51

1 Hintergrund und Ziel

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. Die Bewertung der neuen regulatorischen Weichenstellungen hinsichtlich ihrer Folgen im Markt wurde in diesem Bericht aufgegriffen. Dabei galt es, einen Überblick über die zu erwartende Entwicklung der einzelnen Marktsegmente für Bioenergieträger zu geben und das Zusammenwirken der Förderatbestände zu untersuchen. So können unter Einbindung möglichst vieler Marktakteure technologische und marktwirtschaftliche Trends frühzeitig identifiziert und darauf aufbauende Geschäftsmodelle analysiert werden. Insbesondere die Komplexität und die kurzen Abstände der regulatorischen Anpassungen machen es den Marktakteuren schwer, bei der Umsetzung der Anforderungen mitzuhalten. Viele sorgen sich daher um die Planungs- und Investitionssicherheit ihrer Projekte. Das Marktmonitoring Bioenergie der Deutschen Energie-Agentur (dena) soll dazu dienen, einen kompakten und ganzheitlichen Überblick über die gesamte Bioenergiebranche zu geben und wird dabei auf aktuelle regulatorische und wirtschaftliche Entwicklungen eingehen, wodurch sich ein sachbasierter Dialog zwischen Branchenakteuren und politischen Entscheidungstragenden zu den Entwicklungen und sich verändernden Rahmenbedingungen des Marktes aufbauen kann. 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 Treibhausgas-Minderung (THG-Minderung) sowie dessen wirtschaftliche Wertschöpfung effizienter angehoben werden.

Das **Marktmonitoring Bioenergie** wurde 2022 erstmalig vollumfänglich durchgeführt, um einen Geschäftsklimaindex der Bioenergiebranche zu erstellen. Ziel des Indexes 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 der Stimmungslage von Bioenergieakteuren mit Blick auf die künftige Markt- und Konjunkturerwicklung. 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 Verwendung von Bioenergie

Im Jahr 2021 wurde der Endenergieverbrauch in Deutschland zu ca. 10,3 Prozent durch Bioenergie gedeckt; das entspricht einer Gesamtmenge der Bioenergie von 256 TWh. 2020 lag die Energiebereitstellung durch Bioenergie noch bei zehn Prozent (243 TWh).

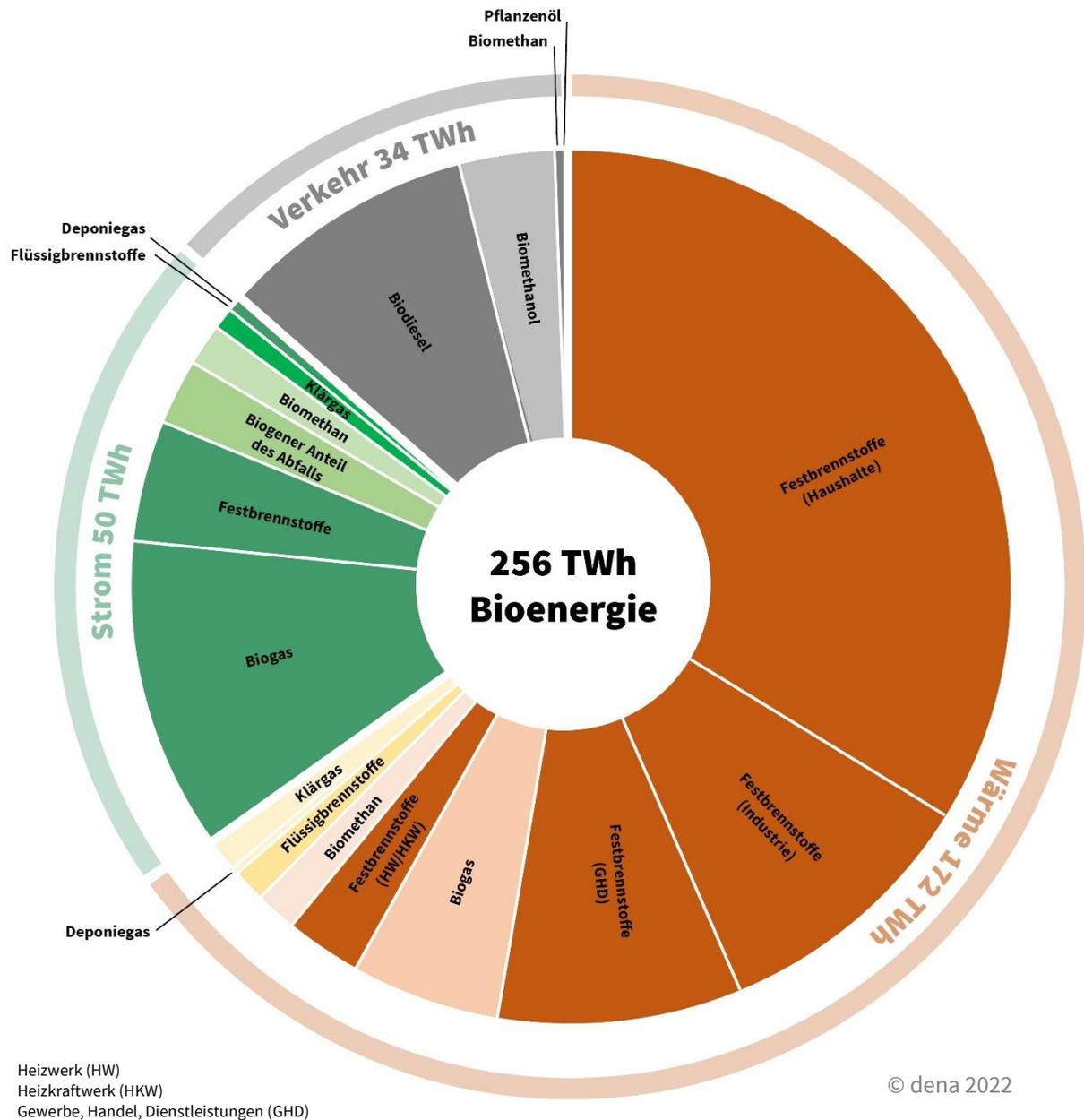


Abbildung 1: Energetische Verwendung von Bioenergie im Jahr 2021 (AGEE-Stat, 2022)

Während im Strom- und Wärmebereich vor allem feste und gasförmige Bioenergieträger zum Einsatz kommen, wird der Verkehrsbereich als Diesel- und Benzinbeimischung durch flüssige Biokraftstoffe dominiert. Insgesamt verbleibt die Energieerzeugung über die letzten Jahre dabei auf einem gleichbleibenden Niveau. Die gesamte installierte elektrische Leistung biogener Energien zur Strom- und Wärmeerzeugung (Tabelle 1) hat sich im Jahr 2021 im Vergleich zu 2020 um 112 MW erhöht, was vor allem auf den Ausbau der Leistung bei Biogasanlagen um 122 MW zurückzuführen ist. Dieser Ausbau ist mit der Leistungserhöhung im Rahmen zunehmender Flexibilisierung des Biogasanlagenbestandes verknüpft, führt aber zu keiner Erhöhung der Stromerzeugung, da diese lediglich konzentrierter zu Zeiten hohen Bedarfs erfolgt. Minimal erhöht hat sich die Leistung auch bei biogenen Festbrennstoffen sowie Biomethan. Bei den biogenen Flüssigbrennstoffen, beim Deponiegas und beim biogenen Anteil des Abfalls hat sich die installierte elektrische Leistung reduziert, während sie bei Klärgas gleich geblieben ist.

Tabelle 1: Deutschlandweit installierte elektrische Leistung biogener Energien der letzten fünf Jahre (AGEE-Stat, 2022)

Angaben in MW	2017	2018	2019	2020	2021
biogene Festbrennstoffe	1.601	1.585	1.598	1.597	1.614
biogene flüssige Brennstoffe	230	230	231	231	229
Biogas	5.173	5.592	5.920	6.316	6.438
Biomethan	567	602	603	621	629
Klärgas	242	421	396	374	374
Deponiegas	165	169	162	156	138
biogener Anteil des Abfalls	1.004	1.063	1.084	1.024	1.009
Gesamt	8.982	9.662	9.994	10.319	10.431

Insgesamt konnten durch den Einsatz von erneuerbaren Energien (EE) im Jahr 2021 221,4 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalente vermieden werden. Dabei konnte allein die Bioenergie 79,2 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalente einsparen, vor allem im Verkehr und der erneuerbaren Wärmeproduktion. Somit trägt Bioenergie mit 35,7 Prozent der vermiedenen THG-Emissionen im Jahr 2021 rein rechnerisch signifikant zu deren Senkung und damit zum Klimaschutz bei.

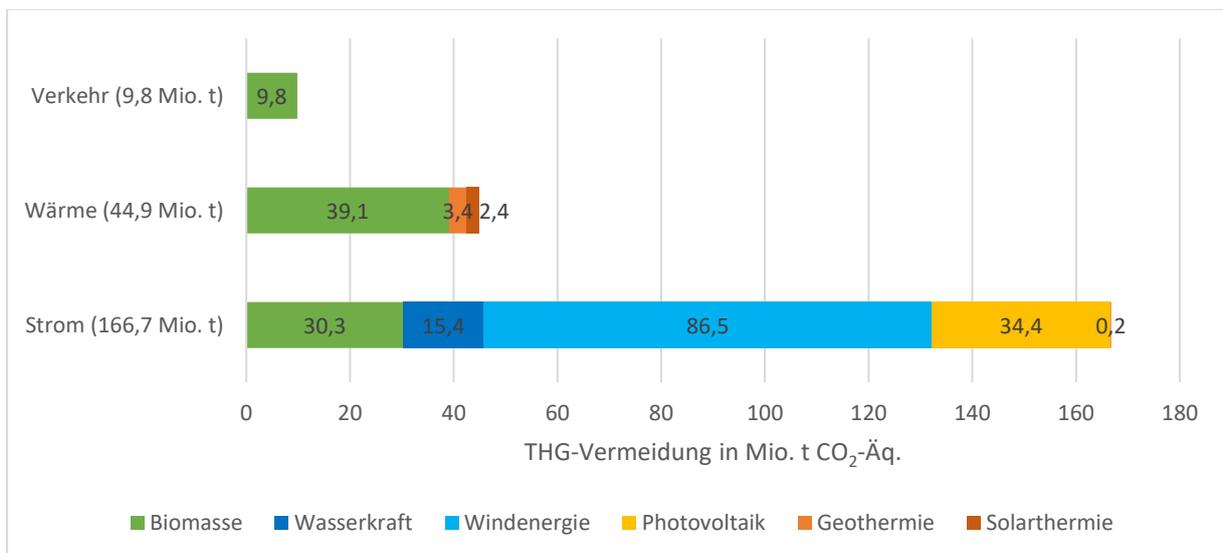


Abbildung 2: Netto-Bilanz der vermiedenen THG-Emissionen durch die Nutzung EE im Jahr 2021 (UBA, 2022)

2.1 Strom

Die Bioenergie hatte einen Anteil von ca. 21,6 Prozent an der Bruttostromerzeugung aller EE im Jahr 2021. Dabei dominiert der Einsatz von Biogas in der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung, sodass 2021 28 TWh Strom und rund 13 TWh Wärme durch Biogas bereitgestellt werden konnten. Biogas soll im zukünftigen Energiesystem vor allem die schwankende Erzeugung aus Wind und Solar ausgleichen. Auch die Nutzung von Klärgas bei der kommunalen Abwasserbehandlung ist in den vergangenen 20 Jahren stetig gestiegen und stellt heute 1,6 TWh erneuerbaren Strom bereit, während die dabei anfallende Wärme für die Abwasseraufbereitung selbst genutzt werden kann. 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.

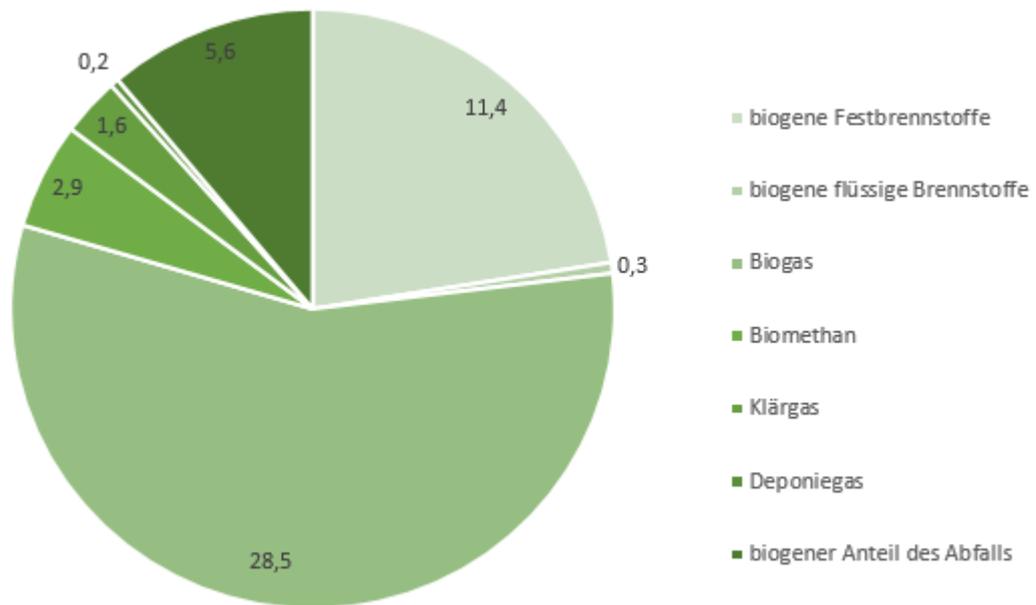


Abbildung 3: Bruttostrombereitstellung durch biogene Energieträger in TWh (AGEE-Stat, 2022)

Mit der Novellierung des EEG für 2023 wurde der Ausbaukorridor für Biomasse i. H. v. 8,4 GW installierter elektrischer Leistung beibehalten sowie der Anspruch der flexiblen Bereitstellung des Stroms weiter erhöht. Somit ist davon auszugehen, dass die Strombereitstellung aus Biomasse bis 2030 aufgrund geringerer installierter Leistung sowie stärkerer Flexibilisierung rückläufig sein wird. Konkret könnte die Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan von rund 37.000 GWh auf unter 33.000 GWh in 2030 sinken.

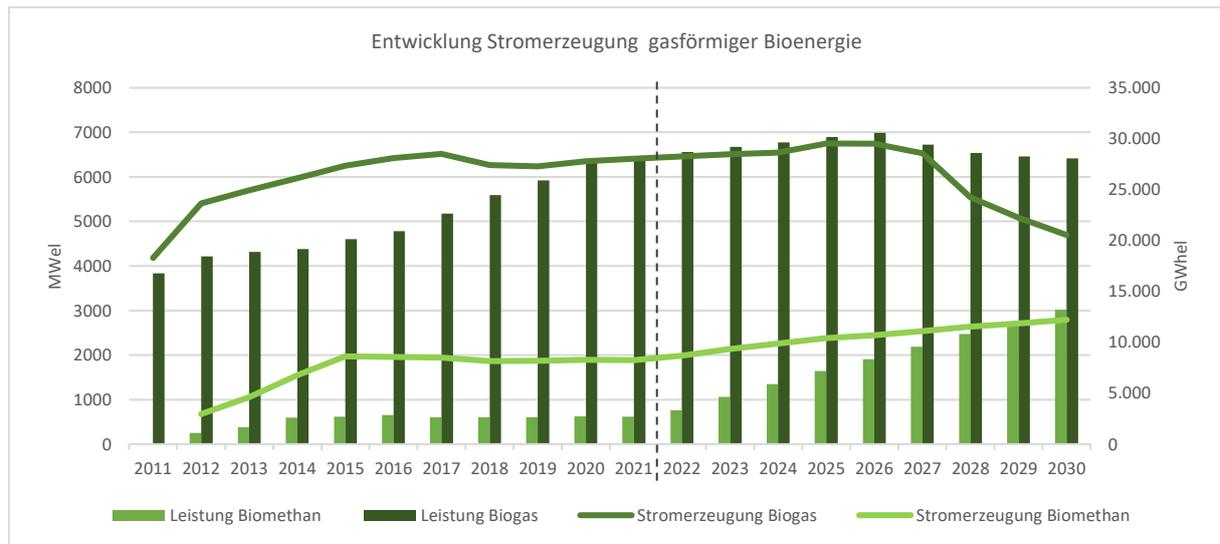


Abbildung 4: Vergangene und erwartete Entwicklung der Stromerzeugung von gasförmiger Bioenergie

2.2 Wärme und Kälte

Die in der Wärmeerzeugung erzielten 171 TWh Bioenergie werden hauptsächlich durch Festbrennstoffe generiert, die überwiegend in privaten Haushalten genutzt werden. Aus Bioenergie stammen dabei ca. 86 Prozent der gesamten Wärme- und Kältebereitstellung aus EE. Hier werden sie in Kleinfeuerungsanlagen in Form von Scheitholz und Holzpellets genutzt. Mittlere und große Anlagen zur Beheizung von produzierendem Gewerbe oder mehreren Gebäuden nutzen hingegen häufiger Holzhackschnitzel. Von Scheitholz abgesehen besteht die Rohstoffbasis für die Festbrennstoffe aus Sägeresten der Holzindustrie, sowie Derb-, Waldrest-, Landschaftspflege- und Altholz.

Die Wärmenutzung aus Biogas steht meist in direktem Zusammenhang mit dem landwirtschaftlichen Betrieb, bspw. Beheizung von Wohn- und Wirtschaftsgebäuden in der unmittelbaren Umgebung oder per Stichleitung auch in weiter entfernten Gebäuden wie Schulen und Schwimmhallen.

Wärme aus dem biogenen Anteil des Abfalls fällt im Rahmen der Abfallverbrennung in kommunalen Entsorgungsbetrieben an und speist häufig größere Wärmenetze. Diese Form der Wärmebereitstellung ist keine direkte Nutzung der Bioenergie und daher im Weiteren nicht thematisiert.

Zu weiteren biogenen Wärmequellen finden Sie detaillierte Informationen in Kapitel 4.

2.3 Verkehr

Bioenergie in flüssigem Zustand wird in Form von Biodiesel und Bioethanol vornehmlich im Verkehrssektor eingesetzt. Die Rohstoffbasis bei Biodiesel für die Kraftstoffsarten FAME und HVO sind vor allem öl- und fett-haltige Anbaubiomasse (z. B. Raps, Palmöl) sowie Abfall- und Reststoffe (z. B. Altspeseöl und -fette). Die Rohstoffbasis für Bioethanol sind zucker- oder stärkehaltige Anbaubiomasse (z. B. Zuckerrübe, Getreide, Mais) oder Abfall- und Reststoffe (z. B. Melasse). 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 Nachhaltigkeit der gesamten Warenkette (vom Anbau der Biomasse bis zur Inverkehrbringung der Biokraftstoffe) nachgewiesen werden muss. Biomethan als gasförmiger Kraftstoff deckt nahezu 100 Prozent der in der Gasmobilität eingesetzten Energie ab, ist aber im Vergleich zu flüssigen

Biokraftstoffen eher eine Nischenanwendung. Dennoch kann man sagen, dass die Gasmobilität bilanziell derzeit nahezu klimaneutral ist. Die Rohstoffbasis des im Verkehr eingesetzten Biomethans besteht vor allem aus Abfall- und Reststoffen (z. B. Bioabfälle, Stroh und Gülle). Anbaubiomasse kommt aufgrund der bestehenden Fördersystematik so gut wie gar nicht zum Einsatz. Für Biokraftstoffe im Verkehr bestehen 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 2021 wurden im Vergleich zu den beiden Vorjahren weniger Biokraftstoffe eingesetzt.

Tabelle 2: Anteil Beimischung von Biokraftstoffen in 2020 und 2021 im Vergleich (UFOP, 2022)

	2020		2021	
	massebezogen	energetisch	massebezogen	energetisch
Biodiesel	8,6 %	7,5 %	7,2 %	6,3 %
Bioethanol	6,8 %	4,2 %	6,9 %	4,3 %
Gesamt	8,0 %	6,5 %	7,1 %	5,7 %

Der Grund hierfür liegt in den gesetzlichen Anforderungen, wonach die Quotenerfüllung über die Treibhausgasminderungsquote in 2020 nur durch Inverkehrbringung der Biokraftstoffe im selben Jahr erfolgen durfte, um die Anforderungen seitens EU-Vorgaben zu erfüllen. Dadurch konnten Quotenüberhänge aus den Vorjahren erst wieder in 2021 angerechnet werden, wodurch in diesem Jahr dann weniger Biokraftstoffe zur Quotenerfüllung benötigt wurden. Der hohe Anteil an Biodiesel in 2020 war insbesondere auf den gestiegenen Anteil von hydrierten Pflanzenölen (HVO) aus Palmöl zurückzuführen (BLE, 2021). Nach ersten Erkenntnissen steigt der Anteil der Biokraftstoffe in 2022 signifikant. Dies ist neben der gestiegenen Treibhausgasminderungsquote sicherlich auch auf die aktuelle Krise in der Ukraine zurückzuführen.

3 Geschäftsklimaindex

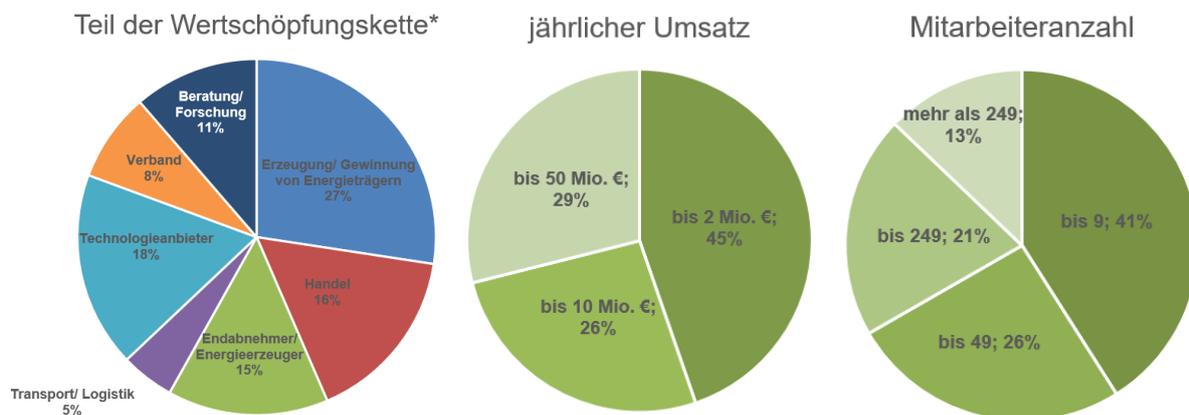
3.1 Methodik

Zur Erstellung des Geschäftsklimaindexes führt die dena seit 2022 Umfragen durch. Die Ergebnisse werden jährlich veröffentlicht und bieten Datenerhebungen, Einschätzungen, Meinungen und Prognosen der Branchenakteure zu Entwicklungen, Chancen und Herausforderungen des Bioenergiemarktes. Die Zusammenstellung erfolgt mithilfe eines Fragebogens sowie durch Einzelinterviews, den Einbezug der Daten aus dem Biogasregister Deutschland sowie relevanter Publikationen Dritter.

An der Umfrage nahmen Vertreterinnen und Vertreter von **70 deutschen Unternehmen** der Bioenergiebranche teil. Die Beantwortung der Fragen war freiwillig. Es gab keine Pflichtfragen. Die Umfrage wurde mittels Onlineumfragetool durchgeführt. Der Link zur Umfrage wurde relevanten Unternehmen per E-Mail direkt zugeschickt und über entsprechende Verbände verteilt. Die Umfrage lief vom 23. März 2022 bis zum 13. Mai 2022. Die Auswertung erfolgt der Übersicht halber nach Aggregatzustand der biogenen Energieträger sowie nach Sektoren, in welchen sie eingesetzt wurden.

3.2 Feste Bioenergieträger

Von den 70 teilnehmenden Unternehmen gaben 40 an, dass sie im Bereich der festen Bioenergieträger tätig sind. Abbildung 5 zeigt, in welchen Teilen der Wertschöpfungskette die Teilnehmenden im Bereich der festen Bioenergie tätig sind, welchen jährlichen Umsatz die Unternehmen erwirtschaften und wie viele Mitarbeitende sie beschäftigen.



*Mehrfachnennung möglich; Abweichungen bedingt durch Rundungen

Abbildung 5: Statistische Einordnung der Teilnehmenden für feste Bioenergie

3.2.1 Einschätzung der derzeitigen Geschäftslage im Vergleich zum Vorjahr

Die Teilnehmenden schätzen die derzeitige Geschäftslage zu 47 Prozent als mittelmäßig ein, während der Trend eher zu einer guten bis sehr guten Einschätzung geht (Abbildung 6).

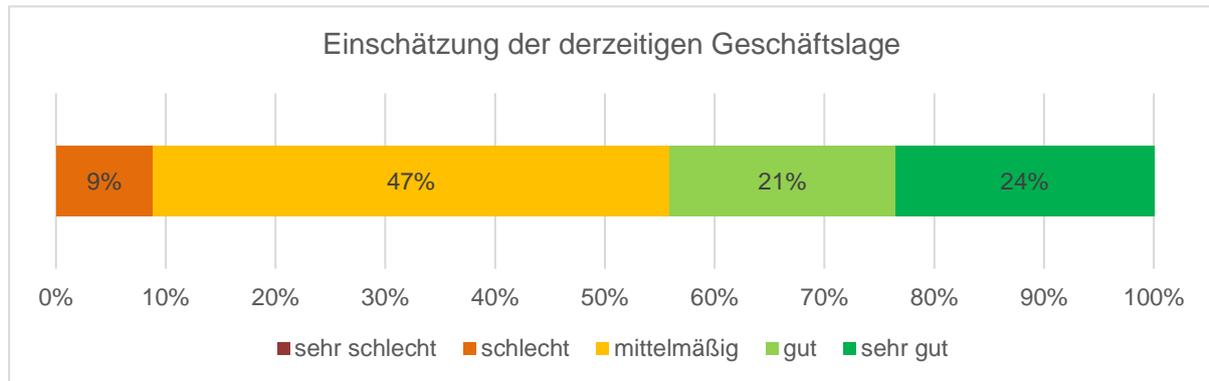


Abbildung 6: Einschätzung der derzeitigen Geschäftslage für feste Bioenergieträger

Für die Beurteilung der Geschäftslage ist für die Teilnehmenden die Nachfrage nach den Energieträgern, die regulatorischen Rahmenbedingungen und der Umsatz am wichtigsten.

Verglichen wird die Beurteilung der Geschäftslage dabei vor allem mit den Erwartungen/Planzielen für das Berichtsjahr. Des Öfteren wird jedoch auch eine frühere Geschäftslage als Vergleichswert herangezogen.

Die Teilnehmenden gaben an, dass ihre Tätigkeiten zu 86 Prozent durch regulatorische Rahmenbedingungen beschränkt werden (Abbildung 7). Diese sind vielfältiger Natur und werden in Kapitel 3.5.1 genauer beschrieben. Aber auch der Mangel an Rohstoffen ist zu 68 Prozent ein beschränkender Faktor. Dies ist unter anderem durch die Eigentumsstruktur der deutschen Wälder zu begründen: Die Waldfläche befindet sich zu 48 Prozent in Privatbesitz, wovon die meisten Kleinstwaldbesitzende mit einer durchschnittlichen Waldfläche von rund 2,5 Hektar sind. Dadurch gestaltet sich insbesondere die Sammlung von Waldrestholz für die Holzhackschnitzelproduktion kleinteilig. Außerdem gaben 59 Prozent an, durch den Mangel an qualifizierten Fachkräften in ihrer Tätigkeit eingeschränkt zu werden, was allerdings ein gesamtwirtschaftliches Problem, weniger ein energiebranchenspezifisches Phänomen darstellt.

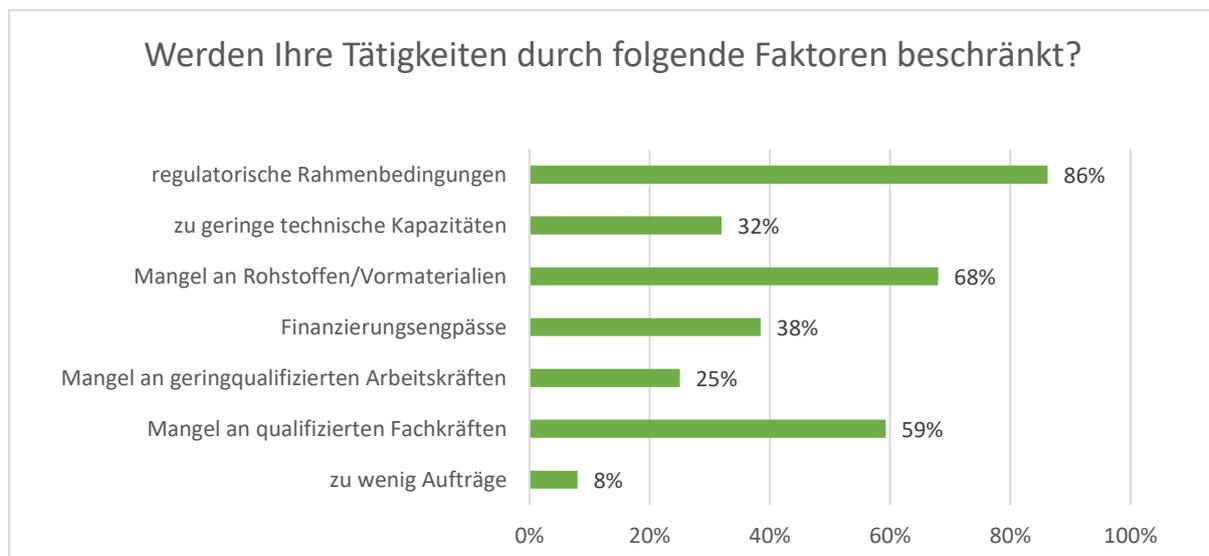


Abbildung 7: Beschränkende Faktoren für feste Biomasse

Das Investitionsvolumen verteilte sich 2021 überwiegend auf Kapazitätserweiterungen sowie anderen Investitionen wie Referenzanlagenbau und Produktionsoptimierungen. Mit niedrigeren Beiträgen waren außerdem Forschung und Entwicklung, Ersatzbeschaffungen und Rationalisierung wichtig. Dabei beeinflussen die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen zu 31 Prozent die Investitionstätigkeit. Zu 26 Prozent beeinflusst die Absatzlage/-erwartung, zu 19 Prozent die Ertragserwartung und zu 13 Prozent die Finanzierungsmöglichkeit diese Tätigkeit.

Die Teilnehmenden gaben an, dass sich die Nachfragesituation im Vergleich zum Vorjahr zu 68 Prozent verbessert hat, sodass auch bei 65 Prozent der Unternehmen der Auftragsbestand und bei 58 Prozent der Unternehmen die Produktionstätigkeit gestiegen ist. Durch die gestiegene Nachfrage haben sich auch die Verkaufspreise laut 79 Prozent der Teilnehmenden im Vergleich zum Vorjahr erhöht. 16 Prozent gaben an, dass sich diese nicht verändert haben, während sie sich bei 5 Prozent gesenkt haben. Dies spiegelt sich auch im Umsatz wider. Dieser ist zu 71 Prozent gestiegen und hat sich bei 29 Prozent der Teilnehmenden nicht verändert.

44 Prozent der Teilnehmenden gaben an, dass sich die **Geschäftslage im Vergleich zum Vorjahr gebessert bzw. nicht verändert hat**. Für 11 Prozent hat sich die Lage verschlechtert.

3.2.2 Einschätzung der zukünftigen Geschäftslage

Die zukünftige Geschäftslage wird im festen Bioenergiebereich eher positiv eingeschätzt. So geben 48 Prozent an, dass die Geschäftslage sich **zukünftig verbessern wird**, während sie sich laut Einschätzungen von 43 Prozent nicht verändern wird (Abbildung 8). Die Einschätzung der zukünftigen Geschäftslage fällt den Teilnehmenden dabei zu 57 Prozent eher schwer und zu 43 Prozent eher leicht.

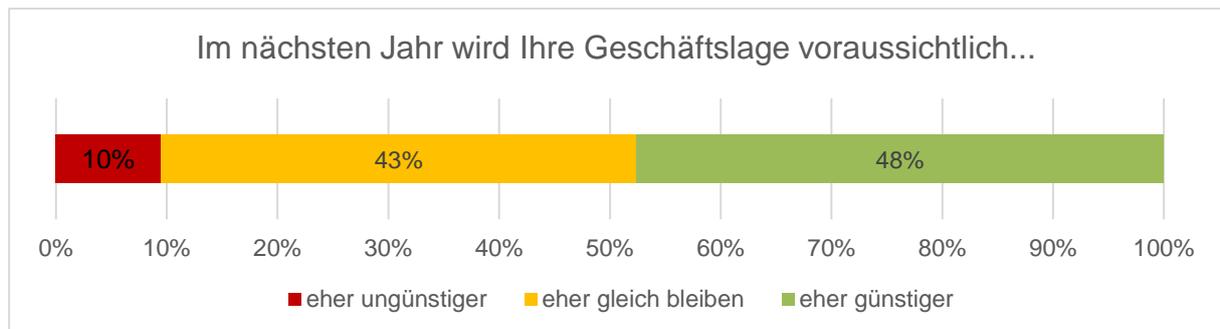


Abbildung 8: Einschätzung der zukünftigen Geschäftslage für feste Bioenergieträger

Am meisten beeinflusst wird die zukünftige Einschätzung dabei von **regulatorischen Rahmenbedingungen**, gefolgt von der Erlös- und Kostensituation sowie der Absatzmenge.

86 Prozent der Teilnehmenden denken, dass sich die Nachfragesituation zukünftig verbessern wird. Nur 5 Prozent gehen davon aus, dass sich diese verschlechtern wird, während 9 Prozent denken, dass sie sich nicht verändern wird.

Laut 82 Prozent der Teilnehmenden werden zukünftig die Verkaufspreise steigen. 67 Prozent geben an, dass auch der Umsatz in Zukunft steigen wird. Auch die Zahl der Beschäftigten wird steigen (41 Prozent) oder gleich bleiben (50 Prozent).

3.3 Gasförmige Bioenergieträger

Von den 70 teilnehmenden Unternehmen gaben 46 an, dass sie im Bereich der gasförmigen Bioenergieträger tätig sind. Abbildung 9 gibt dabei an, in welchen Teilen der Wertschöpfungskette die Teilnehmenden im Bereich der gasförmigen Bioenergie tätig sind, welchen jährlichen Umsatz die Unternehmen erwirtschaften und wie viele Mitarbeitende sie beschäftigen.

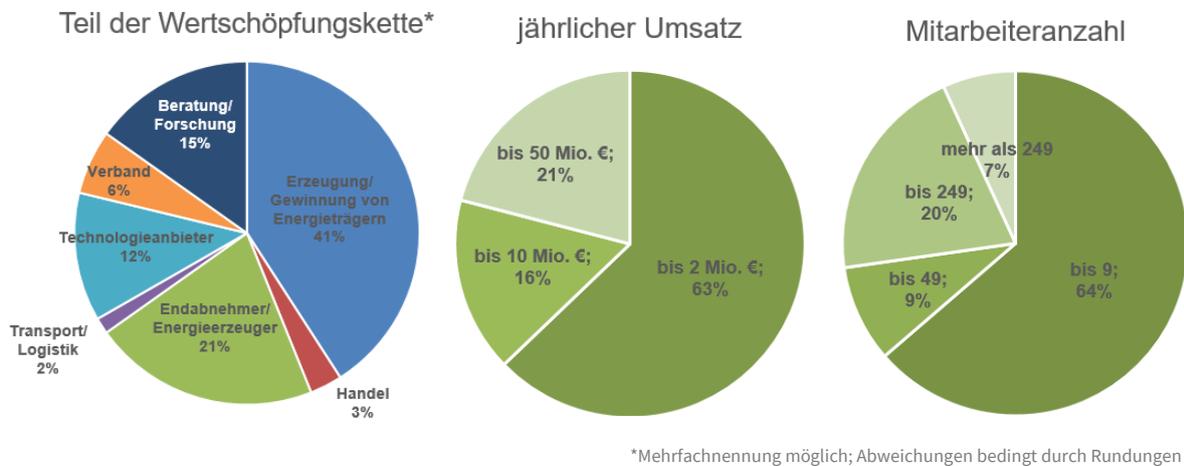


Abbildung 9: Statistische Einordnung der Teilnehmenden für gasförmige Bioenergie

3.3.1 Einschätzung der derzeitigen Geschäftslage im Vergleich zum Vorjahr

Die Teilnehmenden schätzen die derzeitige Geschäftslage zu 57 Prozent als mittelmäßig ein, während der Trend eher zu einer guten bis sehr guten Einschätzung geht (Abbildung 10).

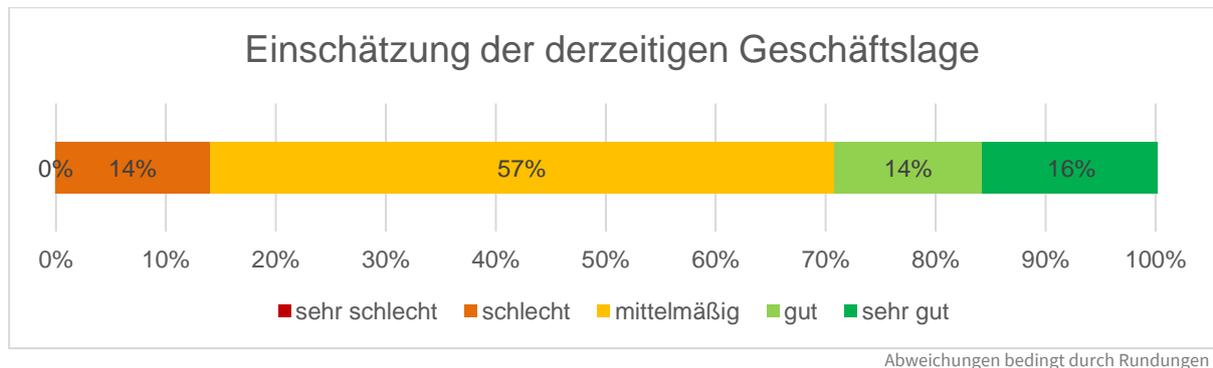


Abbildung 10: Einschätzung der derzeitigen Geschäftslage für gasförmige Bioenergien

Für die Beurteilung der Geschäftslage sind für die Teilnehmenden die Erlös- und Kostensituation, die regulatorischen Rahmenbedingungen sowie der Umsatz am wichtigsten.

Verglichen wird die Beurteilung der Geschäftslage dabei vor allem mit den Erwartungen/Planzielen für das Berichtsjahr sowie mit der früheren Geschäftslage. Des Öfteren wird jedoch auch die allgemeine Konjunkturlage als Vergleichswert herangezogen.

Die Teilnehmenden gaben an, dass ihre Tätigkeiten zu 91 Prozent durch regulatorische Rahmenbedingungen beschränkt werden (Abbildung 11). Diese werden in Kapitel 3.5.2 genauer beschrieben. Aber auch der Mangel an Rohstoffen ist zu 61 Prozent ein beschränkender Faktor, was durch Ernteauffälle und schwankende Rohstoffpreise begründet werden kann. Außerdem gaben 55 Prozent an, durch den Mangel an qualifizierten Fachkräften in ihrer Tätigkeit eingeschränkt zu werden.

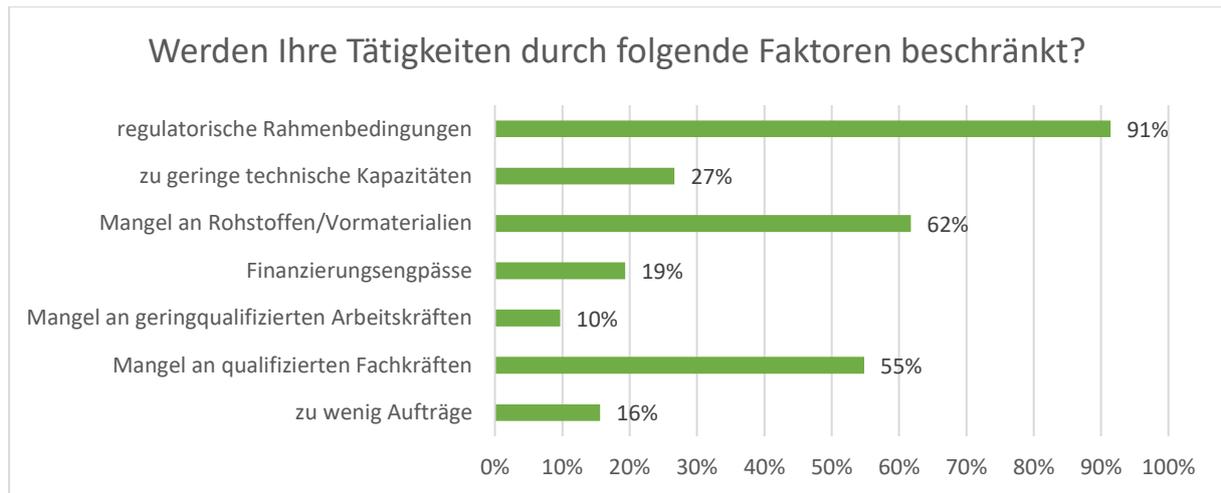


Abbildung 11: Beschränkende Faktoren für gasförmige Biomasse

Das Investitionsvolumen verteilte sich 2021 überwiegend auf sonstige Investitionen, die von den Teilnehmenden nicht genauer spezifiziert wurden. Mit niedrigeren Beiträgen waren außerdem in absteigender Reihenfolge Ersatzbeschaffungen, Kapazitätserweiterungen, Rationalisierung, Forschung und Entwicklung sowie Umstrukturierungen wichtig.

Dabei beeinflussen die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen zu 82 Prozent die Investitionstätigkeit. Zu 63 Prozent beeinflusst die Ertragserwartung und zu 50 Prozent die Absatzlage/-erwartung diese Tätigkeit. Aber auch technische Faktoren beeinflussen zu 26 Prozent die Investitionstätigkeit und die Finanzierungsmöglichkeiten zu 18 Prozent.

Die Teilnehmenden gaben an, dass sich die Nachfragesituation im Vergleich zum Vorjahr zu 70 Prozent verbessert hat. So ist auch der Auftragsbestand zu 45 Prozent gestiegen bzw. zu 55 Prozent gleich geblieben und auch die Produktionstätigkeit ist zu 39 Prozent gestiegen bzw. zu 61 Prozent etwa gleich geblieben. Aufgrund dessen haben sich die Verkaufspreise laut Angaben der Teilnehmenden im Vergleich zum Vorjahr zu 67 Prozent erhöht. 33 Prozent gaben an, dass sich diese nicht verändert haben. Dies spiegelt sich auch im Umsatz wider. Dieser ist zu 61 Prozent gestiegen und hat sich zu 36 Prozent nicht verändert.

Aufgrund dieser Aussagen geben 47 Prozent der Teilnehmenden an, dass sich die **Geschäftslage im Vergleich zum Vorjahr gebessert** hat. Für 17 Prozent hat sich die Lage verschlechtert und für 37 Prozent nicht verändert.

3.3.2 Einschätzung der zukünftigen Geschäftslage

Die zukünftige Geschäftslage wird im gasförmigen Bioenergiebereich eher positiv eingeschätzt. So geben 37 Prozent an, dass sich die Geschäftslage zukünftig verbessern wird, während sie sich laut Einschätzungen zu 53 Prozent nicht verändern wird. Die Einschätzung der zukünftigen Geschäftslage fällt den Teilnehmenden dabei zu 57 Prozent eher schwer und zu 4 Prozent sogar schwer. Lediglich 30 Prozent fällt die zukünftige Einschätzung eher leicht.

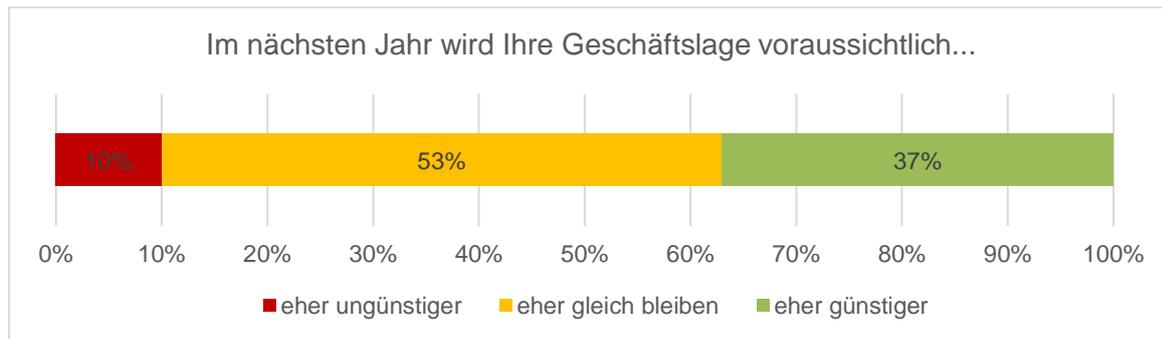


Abbildung 12: Einschätzung der zukünftigen Geschäftslage für gasförmige Bioenergieträger

Am meisten beeinflusst wird die zukünftige Einschätzung dabei von regulatorischen Rahmenbedingungen, gefolgt von der Erlös- und Kostensituation.

73 Prozent der Teilnehmenden denken, dass sich die Nachfragesituation zukünftig verbessern wird. 27 Prozent gehen davon aus, dass sie sich nicht verändern wird.

Laut Angaben der Teilnehmenden werden die Verkaufspreise voraussichtlich steigen (50 Prozent) bis gleich bleiben (37 Prozent) und auch der Umsatz wird voraussichtlich steigen (57 Prozent) bis gleich bleiben (37 Prozent).

Auch die Zahl der Beschäftigten wird gleich bleiben (67 Prozent) bis steigen (27 Prozent).

3.4 Flüssige Bioenergieträger

Von den 70 teilnehmenden Unternehmen gaben 8 an, dass im Bereich der flüssigen Bioenergieträger tätig sind. Abbildung 13 gibt dabei an, in welchen Teilen der Wertschöpfungskette die Teilnehmenden im Bereich der flüssigen Bioenergie tätig sind, welchen jährlichen Umsatz die Unternehmen erwirtschaften und wie viele Mitarbeitende sie beschäftigen.

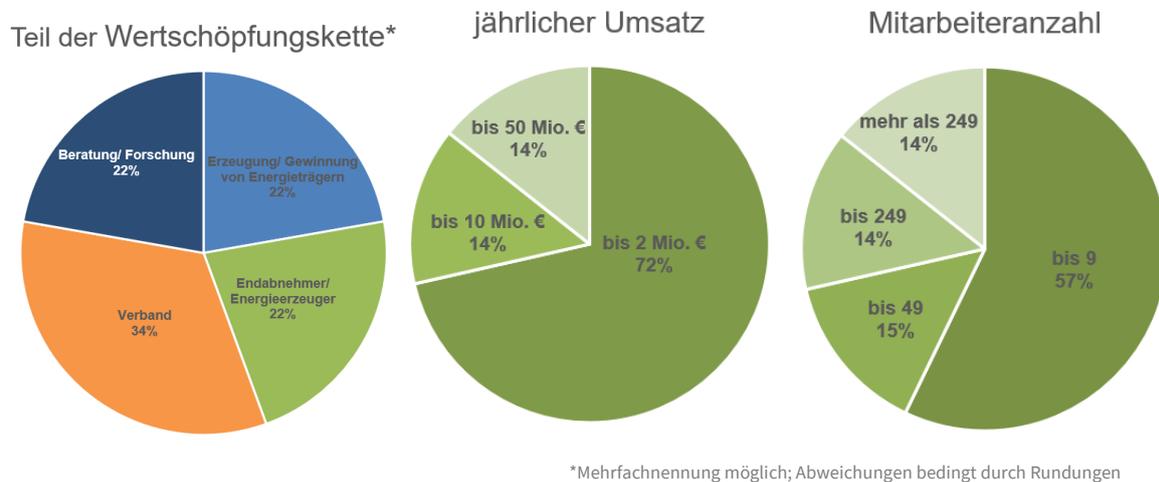


Abbildung 13: Statistische Einordnung der Teilnehmenden für flüssige Bioenergie

3.4.1 Einschätzung der derzeitigen Geschäftslage im Vergleich zum Vorjahr

Die Teilnehmenden schätzen die derzeitige Geschäftslage zu 67 Prozent als mittelmäßig ein, während sie von 33 Prozent als sehr gut eingeschätzt wird (Abbildung 10).

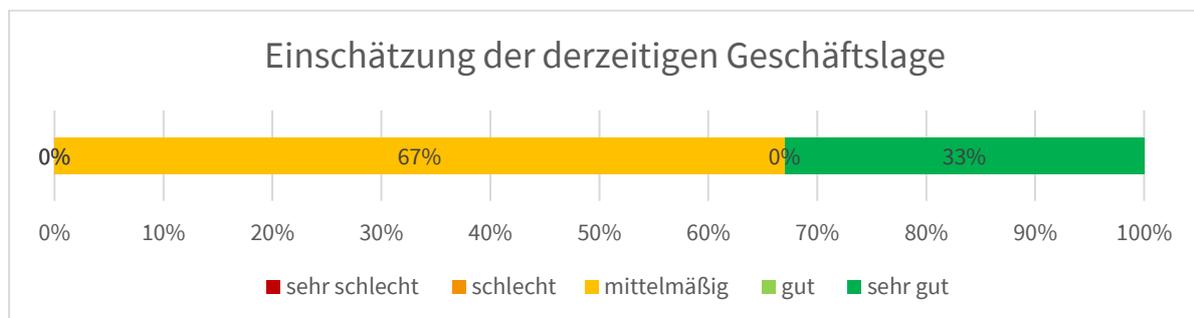


Abbildung 14: Einschätzung der derzeitigen Geschäftslage für flüssige Bioenergien

Für die Beurteilung der Geschäftslage sind für die Teilnehmenden die Erlös- und Kostensituation sowie die regulatorischen Rahmenbedingungen am wichtigsten.

Verglichen wird die Beurteilung der Geschäftslage dabei vor allem mit den Erwartungen/Planzielen für das Berichtsjahr. Des Öfteren wird jedoch auch die allgemeine Konjunkturlage sowie eine frühere Geschäftslage als Vergleichswert herangezogen.

Die Teilnehmenden gaben an, dass ihre Tätigkeiten zu gleichen Teilen durch regulatorische Rahmenbedingungen (siehe Kapitel 3.5.3), durch zu geringe technische Kapazitäten, durch Mangel an Rohstoffen/Vormaterialien und durch Mangel an qualifizierten Fachkräften beschränkt werden (Abbildung 15). Auch hier ist der Mangel an qualifizierten Fachkräften ein gesamtwirtschaftliches Problem und der Mangel an Rohstoffen kann

durch Ernteaussfälle und schwankende Rohstoffpreise begründet werden. Aber auch die Nutzbarmachung von Rest- und Abfallstoffen spielt hier hinein.

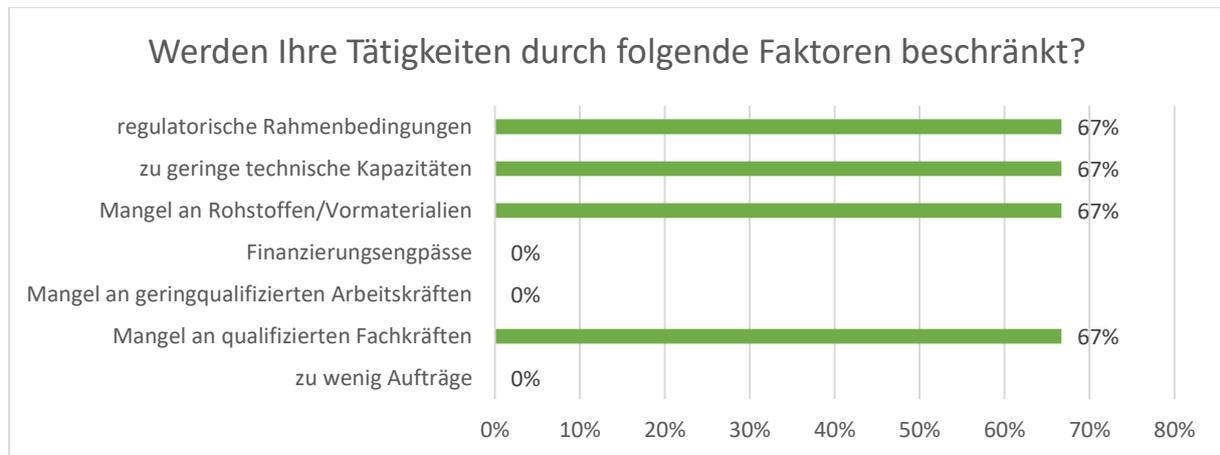


Abbildung 15: Beschränkende Faktoren für flüssige Bioenergie

Das Investitionsvolumen verteilte sich 2021 überwiegend auf Kapazitätserweiterung. Mit niedrigeren Beiträgen waren außerdem in absteigender Reihenfolge Ersatzbeschaffungen, Forschung und Entwicklung und Rationalisierung von Bedeutung.

Dabei beeinflussen die Absatzlage/-erwartungen zu 100 Prozent die Investitionstätigkeit. Zu 67 Prozent beeinflussen die Ertrags expectation und wirtschaftspolitischen Rahmenbedingungen diese Tätigkeit. Aber auch technische Faktoren und Finanzierungsmöglichkeiten spielen hier zu 33 Prozent hinein.

Die Teilnehmenden gaben an, dass sich die Nachfragesituation im Vergleich zum Vorjahr verbessert hat. So ist auch der Auftragsbestand und die Produktionstätigkeit zu gleichen Teilen gestiegen und gleich geblieben. Aufgrund dessen haben sich die Verkaufspreise laut Angaben der Teilnehmenden im Vergleich zum Vorjahr erhöht. Dies spiegelt sich auch im Umsatz wider. Auch dieser ist gestiegen.

Aufgrund dieser Aussagen geben 50 Prozent der Teilnehmenden an, dass sich die Geschäftslage im Vergleich zum Vorjahr gebessert hat. 50 Prozent geben jedoch an, dass sie sich verschlechtert hat.

3.4.2 Einschätzung der zukünftigen Geschäftslage

Die zukünftige Geschäftslage wird zum Zeitpunkt der Umfrage für flüssige Bioenergieträger eher als günstig bis gleichbleibend eingeschätzt (Abbildung 16). Die Einschätzung der zukünftigen Geschäftslage fällt den Teilnehmenden dabei eher schwer.

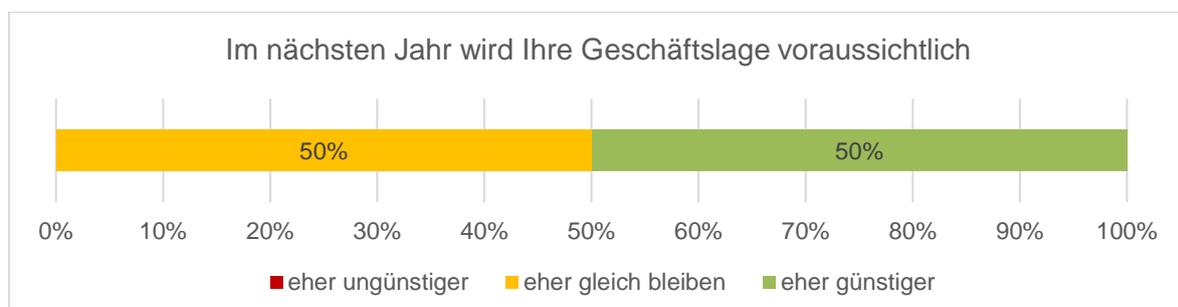


Abbildung 16: Einschätzung der zukünftigen Geschäftslage für flüssige Bioenergieträger

Am meisten beeinflusst wird die zukünftige Einschätzung dabei von regulatorischen Rahmenbedingungen, der Erlös- und Kostensituation und dem Lager/Portfoliobestand.

100 Prozent der Teilnehmenden denken, dass sich die Nachfragesituation zukünftig verbessern wird.

Laut Angaben der Teilnehmenden werden die Verkaufspreise und der Umsatz voraussichtlich steigen. Die Zahl der Beschäftigten wird gleich bleiben bis steigen.

Der Bundesverband der deutschen Bioethanolwirtschaft schätzt, dass der Aufwärtstrend beim Absatz von Super E10 fortbestehen wird. Nicht zuletzt aufgrund der allgemein steigenden Kraftstoffpreise bestätigt sich dieser Trend derzeit. Die Lage der weltweiten Agrarmärkte ist derzeit aufgrund des aktuellen Ukraine-Konflikts ziemlich unklar und schwierig einzuschätzen.

3.5 Allgemeine Stimmung in den Sektoren

Die generelle Stimmung im Bioenergiemarkt wird recht durchwachsen eingeschätzt, wobei sie tendenziell eher gut eingeschätzt wird. Aufgrund der allgemein steigenden Ziele für EE sieht ein Großteil der Akteure auch zukunftsfähige Geschäftskonzepte in der Biomasse.

Die aktuelle Stimmung bezüglich der Nutzung von Bioenergie wird seitens der Befragten im Wärmemarkt als eher gut eingeschätzt, was im Allgemeinen durch ein recht stabiles Marktumfeld der letzten Jahre begründet ist und durch die ambitionierten Ziele, sowohl auf europäischer als auch nationaler Ebene, die Energiewende in diesem Sektor zu beschleunigen. Auch die Stimmung im Mobilitätssektor wird tendenziell gut eingeschätzt, was vor allem in der nationalen Umsetzung der RED II und der durchaus ambitionierten Ausgestaltung der THG-Quote liegt, die den Einsatz von Biokraftstoffen fördert. Im Bereich der Stromerzeugung aus Biomasse stellt sich die Stimmung recht durchwachsen dar, wo die Befragten unsichere Zukunftsaussichten als Begründung für ihre Entscheidung angaben (Abbildung 17).

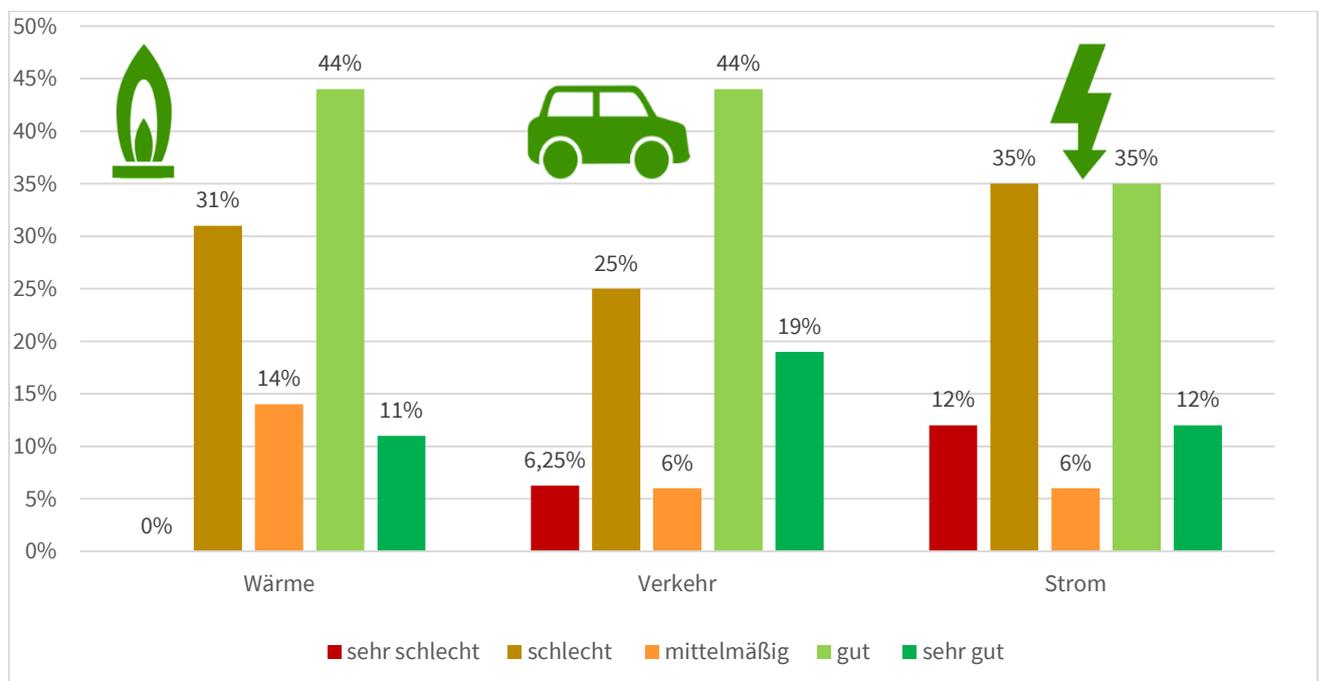


Abbildung 17: Einschätzung der Stimmung von Bioenergie im Wärme-, Verkehrs- und Strommarkt

Energiesteuerrichtlinie

Die Besteuerung von Energieerzeugnissen und Strom soll dahingegen geändert werden, dass die Besteuerung zukünftig auf den Energiegehalt umgestellt werden soll. Bisher wurde volumenbezogen versteuert. Die Höhe des Steuersatzes soll darüber hinaus von der Umweltverträglichkeit des jeweiligen Energieträgers abhängen, Strom soll dabei insbesondere im Mobilitätssektor durch geringe Besteuerung gefördert werden.

Die Überarbeitung der Energiesteuerrichtlinie der EU und die Orientierung an der Umweltwirkung von Energieträgern stößt bei einigen der Befragten insgesamt auf ein positives Echo, wenngleich die Einbeziehung von Bioenergie auch durchaus scharf kritisiert wird. Hier wurde geäußert, dass es keine Energiebesteuerung für Bioenergie und für alle anderen erneuerbaren Energien geben sollte, um echte Anreize zu setzen.

3.5.1 Wärme

Der Wärmesektor steht derzeit auch auf EU-Ebene im Fokus eines beschleunigten EE-Ausbaus. Nicht nur aktuelle politische Konflikte und Preissteigerungen fossiler Energieträger, auch die schleppende Defossilisierung des Bereiches versprechen hier kurzfristig stärkere Entwicklungen. Aufgrund der beschlossenen **Erhöhung des EE-Anteils auf 65 Prozent für die Wärme** haben 71 Prozent eher hohe Erwartungen, dass auch die Nachfrage für Bioenergie zunehmen wird. 16 Prozent haben dabei sehr hohe Erwartungen, während 5 Prozent eher niedrige und 8 Prozent mittelmäßige Erwartungen haben. Die Teilnehmenden, welche eher hohe Erwartungen an die zukünftige Entwicklung haben, begründeten dabei ihre Antworten bspw. mit steigenden Öl- und Gaspreisen und einer stärkeren Unabhängigkeit von Importen durch Bioenergie. Außerdem sehen die Umfrageteilnehmenden eine Chance in Bioenergie als interessante Option zur Wärmepumpe, um den Gebäudebestand zu defossilisieren. Gerade in der Übergangszeit wird nicht genügend grüner Strom aus Wind und Sonne zur Verfügung stehen, sodass Bioenergie hier insbesondere in Wärmenetzen unterstützen kann. Aber auch in der Abwärmenutzung von Blockheizkraftwerken (BHKW) sowie dem Ausbau der Nahwärmeversorgung werden Potenziale gesehen. Auf der anderen Seite werden die Erwartungen durch regulatorische Rahmenbedingungen wie bspw. mögliche Feinstaubbegrenzung beschränkt.

Die RED III sieht die Einführung verpflichtender EE-Wärmeziele in Gebäuden vor. Bei der Frage danach, welche Technologien davon kurzfristig am stärksten profitieren werden (einzeln oder in Kombination), sind die Antworten breit verteilt. Der überwiegende Teil sieht dabei Wärmepumpen, Wärmenetze und Photovoltaik als interessanteste Optionen. Rund ein Viertel der Befragten schätzen die Situation für die Bioenergie so ein, dass diese von den neuen Vorgaben profitieren kann (Abbildung 18).

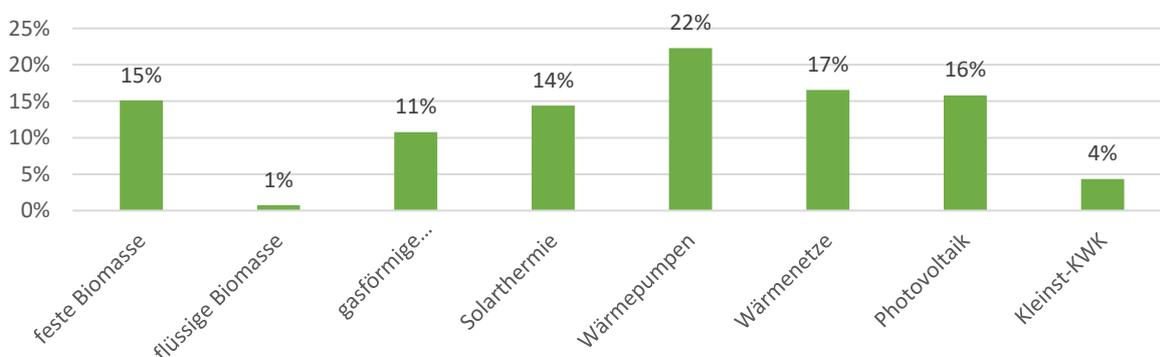


Abbildung 18: Umsetzung der verpflichteten Wärmeziele in Gebäuden (einzeln oder in Kombination)

Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG)

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 (plus ggf. Ölaustauschbonus sowie Innovationsbonus für Biomasse). Die vom Bundeshaushalt bereitgestellten Haushaltsmittel für die BEG wurden Anfang des Jahres ausgeschöpft, weswegen die KfW einen Antrags- und Zusagestopp für die BEG-Förderung beschlossen hat.

Der **Förderstopp im BEG** auf die Nachfrage nach Bioenergieträgern hatte laut 32 Prozent der Teilnehmenden an der Umfrage zu Auswirkungen und laut 16 Prozent sogar zu merklichen Auswirkungen geführt. Begründet wurde diese Einschätzung bspw. durch die Investitionsunsicherheit bei Kundinnen und Kunden sowie Mehrkosten für Bürgerinnen und Bürger beim Ersatz von fossilen Energieträgern im Wärmemarkt. Letztere müssen aufgefangen werden oder die Betriebskosten vollständig anhand einer CO₂-Relevanz adaptiert werden. 20 Prozent gaben an, es gäbe kaum Auswirkungen und weitere 24 Prozent gaben gar keine Auswirkungen an. Die Begründung lag hier beispielweise darin, dass Biomasse speziell im Bereich Neubau von Wohn- und Bürogebäuden aktuell und auch zukünftig nicht von allzu großer Bedeutung sein wird, da die Auslegung der Gebäude auf Niedertemperaturwärme den Einsatz anderer Energiekonzepte wie z. B. Wärmepumpen ermöglicht.

Gebäudeenergiegesetz

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) angesetzt werden.

Inwieweit die Förderbedingungen des **BEG** stimmig mit den Anforderungen des **GEG** sind, sind sich die Teilnehmenden uneinig. 48 Prozent stimmten dabei dafür, dass die Förderbedingungen stimmig sind und 52 Prozent dagegen. Die Unstimmigkeiten der beiden Gesetze werden wie folgt begründet:

- Eine Kombination von Biomasse mit anderen EE wird ungenügend adressiert, insbesondere werden Biomasseanlagen unterschiedlich behandelt, was ihre Stellung im Vergleich zu anderen Technologien betrifft.
- Die Förderung von Gasheizungen und fossiler KWK ist kontraproduktiv für den erwünschten Ausbau der erneuerbaren Wärmeerzeugung.

- Eine höhere Förderung für Pelletkessel als für den Anschluss an Fernwärme mit 100 Prozent EE.

Die potenzielle Umstellung der **Fördersystematik im Gebäudeenergiegesetz** auf THG-Werte anstelle von Primärenergiefaktoren wird aus Sicht der Bioenergiebranche eher positiv bewertet (59 Prozent gut, 18 Prozent sehr gut). Nur 18 Prozent schätzen dies als schlecht und 5 Prozent als mittelmäßig ein. Voraussetzung dafür ist allerdings die Anwendung wissenschaftlich fundierter Werte bei der Festlegung von THG-Standardwerten.

Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz und Bundesförderung effiziente Wärmenetze

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 abwärme gespeisten Wärmenetzen und
- eine erneuerbare Wärmeenergieleistung von bis zu 400 MW bis 2030.

Marktteilnehmende kritisieren die **fehlende Betriebskostenförderung** von fester Biomasse im BEW.

Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft (EEW)

Das BMWK hat die Förderung von Energie- und Ressourceneffizienz sowie Prozesswärme aus erneuerbaren Energien in Unternehmen durch das Förderpaket „Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft – Zuschuss und Kredit“ weiterentwickelt. Das EEW ist für alle Branchen und Technologien offen, wobei zwischen einem Zuschuss und einem Kredit mit Teilschulderlass (Tilgungszuschuss) gewählt werden kann. Die Förderung ist dabei in vier Module unterteilt, wobei für biogene Energieträger insbesondere das zweite Modul von Bedeutung ist: **Prozesswärme aus erneuerbaren Energien**. Pro Vorhaben gilt für hier ein Höchstbetrag für den Investitionszuschuss von maximal 15 Mio. Euro. (45 Prozent der förderfähigen Investitionskosten). Gefördert werden dabei unter anderem Biomasseanlagen. Bezüglich der einzusetzenden Biomassebrennstoffe darf hierbei der Anteil an Produkten, die hauptsächlich zur Nutzung des Energieinhalts angebaut wurden, wie zum Beispiel Anbaubiomasse, nicht mehr als 50 Prozent an der gesamten eingesetzten Biomasse betragen. Weitere Förderbedingungen sind im Merkblatt nachzulesen (BAFA, 2021).

Eine Auswertung des zweiten Moduls wurde bei der BAFA angefragt. Im Ergebnis wurden von 610 eingegangenen Anträgen insgesamt 339 bewilligt. Der Großteil der bewilligten Anträge mit 72 Prozent (243 Anlagen) betrafen dabei Biomasseanlagen (Stand 08.08.2022).

„Fit for 55“-Paket

Das Paket „Fit für 55“ umfasst eine Reihe von Vorschlägen zur Überarbeitung und Aktualisierung der EU-Rechtsvorschriften. Außerdem enthält es Vorschläge für neue Initiativen, mit denen sichergestellt werden soll, dass die Maßnahmen der EU mit den Klimazielen in Einklang stehen, die der Rat und das Europäische Parlament vereinbart haben.

Widersprüchlich wird von der Branche das Zusammenspiel aller Bestandteile des „Fit for 55“-Pakets eingeschätzt: Zum einen ist ein deutlicher Ausbau der Bioenergie im Allgemeinen und der Holzenergie im Besonderen notwendig, was jedoch durch die Überarbeitung der **LULUCF-Verordnung, der EU-Forststrategie sowie der EU-Biodiversitätsstrategie** eingeschränkt wird und die Rohstoffverfügbarkeit verknappt. So würde die nachhaltige Nutzung heimischer Holzressourcen eingeschränkt werden und Verlagerungseffekte der Holzernie in Drittstaaten ausgelöst werden.

Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft und Bundes-Immissionsschutzverordnung

Ziel dieser Verordnungen ist es, die Feinstaubemissionen von mitunter Holzfeuerungsanlagen zu reduzieren. So werden Grenzwerte für Staub und Kohlenmonoxid (CO) aus Festbrennstofffeuerungsanlagen (Heizungen und Öfen) festgelegt.

Das Umweltbundesamt sowie der Naturschutzbund Deutschland (NABU) empfehlen, auf das Heizen mit Holz aufgrund von **Feinstaubemissionen** zu verzichten, was laut der Bioenergiebranche „einem Generalangriff auf die nachhaltige Holzwärme gleichkommt“. Daher fordern die Verbände „zukünftig eine differenzierte Darstellung und Kommunikation des Umweltbundesamtes zur modernen und effizienten energetischen Holznutzung, um weiteren Schaden für die energetische Holznutzung und das Vorankommen der Wärmewende zu vermeiden.“ Die moderne Holzenergie ist dabei nicht das Problem, sondern das Fehlen einer Lösung zur Defossilisierung des Wärmesektors im Bestand (BBE, 2022). Der NABU begründet den Ausschluss der energetischen Nutzung von Holz außerdem damit, dass Reststoffe, die sich nach Definition am **Ende der Kaskade** befinden, meist noch stofflich verwendet werden können. So könnten die Sägespäne, welche zur energetischen Nutzung zu Holzpellets gepresst werden, auch zu Dämmplatten verarbeitet werden. Die Bioenergiebranche auf der anderen Seite sieht sich durch die **Abfallgesetzgebung sowie der „überregulierten Festschreibung des Kaskadenprinzips“** von Holz negativ beeinflusst. Außerdem betonte ein Umfrageteilnehmer, dass Naturschutz nicht zur Nichtnutzung von Wäldern führen darf.

Verbände der Holzwirtschaft fordern eine Anpassung der **Vollzugsempfehlung der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) zur 44. Bundesimmissionsschutzverordnung (BImSchV)** für Altholz. Es wird empfohlen, die DIN EN ISO 17225-9 zu berücksichtigen, um die Biobrennstoffeigenschaft von Holzabfällen im Geltungsbereich der 44. BImSchV zu definieren und nicht die DIN EN ISO 17225-4. Letztere definiert Brennstoffeigenschaften für den Einsatz von unbehandelten Hölzern in Klein- und Kleinstfeuerungsanlagen ohne professionelle Filtertechnik und ist für professionell gesteuerte Industrieanlagen unter dem Geltungsbereich der 44. BImSchV nicht geeignet. Insbesondere Althölzer der Kategorie A II könnten die Grenzwertvorgaben nicht erfüllen und auch Bestandsanlagen könnten rückwirkend von den strengen Grenzwerten betroffen sein, was massive Einschränkungen beim Einsatz von A-II-Althölzern nach sich ziehen würde. Eine rechtsverbindliche Umsetzung der vorgeschlagenen Grenzwerte muss nach Ansicht des Fachverbands Holzenergie vermieden werden, da dies den Zubau von Holzheizkraftwerken zur Bereitstellung von Prozessenergie und -wärme massiv gefährden würde (FVH, 2022).

Förderrichtlinien zur Umrüstung von Kohlekraftwerken

Mit der Verabschiedung des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes (KVBG) hat der Deutsche Bundestag die Bundesregierung beauftragt, Förderrichtlinien zur Umrüstung von Kohlekraftwerken auf klimaneutrale Brennstoffe/Biomasse auszuarbeiten.

Der Großteil der Teilnehmenden spricht sich gegen die **Umrüstung von Kohlekraftwerken** auf Biomasse aus, da die Kraftwerke veraltet sind und deren zentrale Struktur gegen den effizienten und nachhaltigen Einsatz von Holz sprechen. So würden die positiven Klimaschutzwirkungen der Holzenergie unter anderem

durch die Zunahme der Transportwege und dadurch steigende Verkehrsemissionen geschmälert werden. Außerdem sei der Wirkungsgrad der zentralen Kohlekraftwerke mit etwa 50 Prozent deutlich schlechter als von kleinen bis mittleren Holzkraftwerken, bei denen der Wirkungsgrad bei fast 90 Prozent liegt (FVH, 2021). Es gibt jedoch auch vereinzelt Marktteilnehmende aus der Bioenergiebranche, die die Förderung zur Umrüstung der Kraftwerke von Kohl- auf Holzpellets befürworten.

Klimaschutzverträge

Klimaschutzverträge/Carbon Contracts for Difference (CCfD) unterstützen die Industrie, Klimaneutralität zu erreichen, indem der Staat einen bestimmten CO₂-Preis garantiert, um so das Unternehmensrisiko von Investitionen in treibhausgasarme bzw. treibhausgasneutrale Produktionen zu mindern.

Mit der Option, dass die Versorgung Deutschlands mit russischem Gas gestoppt werden könnte, treten immer mehr industrielle Unternehmen (bspw. Textil-, Glas- und Ziegelindustrien) an Pelletproduzierende heran, um ihre Prozesswärme auch zukünftig zu sichern. Insbesondere Holzpellets betreffend ist der Weltmarkt im Wandel, jedoch passiert in Deutschland laut Teilnehmenden der Umfrage zu wenig und große Potenziale werden nicht genutzt.

Die Klimaschutzverträge für die Industrie sollten nach Meinung der Branche außerdem feste Biomasse als nachhaltigen Brennstoff dezidiert fördern. So müssten noch höhere Investitionsvolumen freigemacht werden, insbesondere wenn die Zementindustrie auf bspw. Holzpellets umgestellt werden soll.

Weitere Auflagen und Regelungen

Aufgrund der Verknüpfung mit Landwirtschaft und Umweltschutz, gilt im Bereich der Bioenergie eine Vielzahl an verschiedenen Auflagen und Regelungen mit verschieden starkem Einfluss.

Prinzipiell wird bemängelt, dass es zu viele und zu unübersichtliche Regularien gibt, welche einen ungerechtfertigten bürokratischen Aufwand nach sich ziehen. Außerdem werden die Genehmigungsverfahren als langsam und unfair eingeschätzt. Die jeweiligen Regularien haben eine zu kurze Geltungsdauer. So kommt es vor, dass bereits die Novellierung des Regelwerks veröffentlicht wird, während noch die entsprechenden Maßnahmen zur Einhaltung des vorherigen Regelwerks umgesetzt werden. Somit ist keine langfristige Planungs- und Investitionssicherheit gegeben. Hinzukommt, dass die Sanktionen gegen Russland und kriegerische Konflikte im Allgemeinen die Investoren verunsichern.

So wird bspw. eine rückwirkende Einführung einer Mindest-Treibhausgasminderungspflicht für Bioenergieanlagen zum einen das Vertrauen in die Politik untergraben und zum anderen für einen bedeutenden Anteil von Bestandsanlagen die Stilllegung bedeuten, was wiederum dem Ausbau der EE entgegen wirken würde.

3.5.2 Strom

Bioenergie im Stromsektor wird weit überwiegend in Kraft-Wärme-Kopplung verwendet und erzeugt Strom und Wärme gleichzeitig. Aufgrund der Förderbedingungen des EEG liefen die Anlagen häufig eher kontinuierlich durch, um permanent Strom bereitzustellen. In den vergangenen Jahren wurden aber sowohl Neu- als auch Bestandsanlagen mehr und mehr in die Rolle eines Systemdienstleisters weiterentwickelt, bei denen die Anlagen stromnachfragegesteuert Strom bereitstellen. Damit einher ging auch eine umfassende Anpassung der EEG-Förderung in Höhe und Ausgestaltung, auf die sich die Branche in den vergangenen Jahren einstellen musste, insb. die Umstellung auf ein Ausschreibungsregime der Förderung.

Erneuerbare-Energien-Gesetz

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 3: 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

Innerhalb des EEG wurde im Dezember 2021 eine Übergangsregelung zur **verlängerten Nutzbarkeit sogenannter Stilllegungsnachweise** zur Übertragung der EEG-Vergütung bei vorzeitiger Stilllegung von Biomethananlagen sowie die **Änderung des Ausschreibungsdesigns für Biomethananlagen** genehmigt. Auch hat die EU-Kommission am 9. Dezember 2021 die inzwischen in der Novelle der Erneuerbare-Energien-Verordnung (EEV) umgesetzte Anschlussvergütung für Güllekleinanlagen (§ 88b EEG i. V. m. §§ 12a bis 12g EEV) bewilligt.

Die letzte Veröffentlichung der Bundesnetzagentur zu den Ergebnissen der zweiten **Ausschreibungsrunde für Biomasse** in 2021 war wie die vorherigen Ausschreibungsrunden deutlich unterzeichnet. Bei einem ausgeschriebenen Volumen von 275 MW wurden lediglich 73 Gebote mit einem Volumen von 70 MW bezuschlagt.

So schätzen 50 Prozent der Befragten die allgemeine **Biomasseausschreibung in 2021** als sehr schlecht ein, gefolgt von 38 Prozent, die sie als schlecht bewerten.

Ähnlich verhält es sich mit der **Biomethanausschreibung 2021**, welche zu 40 Prozent als sehr schlecht, zu 30 Prozent als schlecht und zu 17 Prozent als mittelmäßig eingeschätzt wird. Nur jeweils 7 Prozent schätzen diese als gut und sehr gut ein. Dabei werden vor allem die Teilnahmebedingungen als schlecht (26 Prozent) bis sehr schlecht (52 Prozent) eingeschätzt. 19 Prozent bewerteten die Bedingungen als mittelmäßig und 3 Prozent als gut.

Bei einem **ausgeschriebenen Volumen von 150 MW im Segment Biomethan** erhielten – laut Bundesnetzagentur zum Gebotstermin 1. Dezember 2021 – 21 Gebote mit einem Volumen von knapp 148 MW einen Zuschlag. Das für Biomethan-BHKW ausgeschriebene Volumen wurde damit nahezu vollständig ausgeschöpft. Dennoch lag die Beteiligung weiterhin leicht unter dem Ausschreibungsvolumen. Außerdem ist auffällig, dass die Gebote überwiegend aus NRW sowie Nord- und Ostdeutschland kamen. Die für 2022 geplante Begrenzung der Biomethanausschreibungen auf die **Südregion Deutschlands** wird folglich großes Potenzial für die Energiewende verschenken.

So werden auch die Regelung zur **Südquote** zu 45 Prozent als sehr schlecht und zu 13 Prozent als schlecht eingeschätzt. Lediglich 6 Prozent schätzen sie als sehr gut und 10 Prozent als gut ein.

Maßgebliche Gründe für die unterdeckte Biomasse- und Biomethanausschreibungsvolumina sind laut den Befragten zum einen **zu niedrige Preise bzw. eine zu niedrige Vergütung** bei schwankenden bis steigenden Produktionskosten. Zum anderen wurde die Höchstgebotsgrenze sowie die endogene Mengensteuerung auf 80 Prozent des Öfteren kritisiert. Die Beschränkung der **Zuschläge auf 80 Prozent bei Unterzeichnung** werden daher zu 93 Prozent als sehr schlecht und zu 7 Prozent als schlecht bewertet.

Ein weiter Grund für die Unterdeckung sind die gestiegenen technischen sowie regulatorischen Anforderungen/Beschränkungen und ein damit einhergehender **zu hoher bürokratischer Aufwand**. Das Ausschreibungssystem an sich wird als **viel zu kompliziert** eingeschätzt, was es für kleine Unternehmen unwirtschaftlich macht. Insbesondere die **endogene Mengensteuerung** sorgt dabei für große Verunsicherung. Die Planungszeiten sind außerdem sehr lang und es besteht große Unsicherheit in Bezug auf Erfolgsaussichten. Damit besteht eine erhebliche Investitionsunsicherheit. Die potenziellen Investoren müssen laut Aussage eines Umfrageteilnehmenden „erhebliche Mittel für die Genehmigungsplanung und für die Projektentwicklung in die Hand nehmen, um sich dann auf ein Glücksspiel einzulassen, ob ihr Angebot überhaupt zum Tragen kommt oder über die 80-Prozent-Regelung bei Unterzeichnung ausscheidet. Kaum ein seriöser Investor lässt sich darauf ein.“ Die deutlich erkennbare Zurückhaltung innerhalb der Branche ist aufgrund der mangelhaften Investitionssicherheit nicht verwunderlich. Zudem fehlt bis zum jetzigen Zeitpunkt den Betreibern die nötige Planungssicherheit bezüglich der beihilferechtlichen Genehmigung des Flexibilitätszuschlags für Bestandsanlagen.

Die **Ausgestaltung der Gebotshöchstwerte** wird zusätzlich als schlecht bis sehr schlecht eingeschätzt. Die Anzahl der **Ausschreibungstermine** ist zusätzlich zu gering. Es wird eine weitere Umstellungszeit gefordert, um längerfristig planen zu können sowie die Aufhebung der Höchstbemessungsleistung.

Außerdem werden folgende Punkte kritisiert:

- Beschränkung der Biomasse auf Spitzenlastkraftwerke
- Der Maisdeckel bei 30 Prozent
- Aufhebung Begrenzung 20 MW
- Keine Klärung des Anlagenbegriffs
- Importverbot im EEG weiter EU rechtswidrig
- Anerkennung einer höheren Energiepflanzen-Anbaufläche (bis vier Mio. ha)
- Begünstigung der Mobilisierung ungenutzter Biomassereststoffe

66 Prozent der Befragten gehen davon aus, dass sich die Nachfrage nach der Biomasseausschreibung bei den derzeitigen Bedingungen zukünftig nicht erhöhen wird, da die oben genannten Gründe zu schwer wiegen. So

verteuert die aktuelle Preisentwicklung an den Märkten die Substraterzeugung ohne Aussicht auf Verbesserung der Erlöse.

Die Teilnehmenden, die davon ausgehen, dass sich die Nachfrage nach der Biomasseausschreibung zukünftig erhöhen wird (34 Prozent) nennen dabei folgende Gründe:

- Regelbare, flexible erneuerbare Energiebereitstellung wird benötigt,
- Klimaschutz, CO₂-Reduktion durch Biomasse,
- aktuelle geostrategische Entwicklungen,
- das System ist lernfähig (z. B. durch Abschaffung von Angebotshöchstgrenzen) und
- es fallen mehr Anlagen aus dem EEG, sodass allein deswegen die Nachfrage steigt.

Da die Begrenzung der Laufzeit auf ca. 1.300 Volllaststunden pro Jahr zu restriktiv ist, fordert die Branche die **Anpassung der EEG-Novelle** auf eine Begrenzung auf 2.500 Volllaststunden pro Jahr. Außerdem fordern sie aufgrund der anhaltenden Unterzeichnung der Biomasseausschreibungen die Abschaffung der endogenen Mengensteuerung sowie der Südquote. Außerdem sei es dringend nötig, dass die Europäische Kommission den Flexzuschlag genehmigt, um neue Anreize zur Flexibilisierung des Biogasanlagenbestands zu setzen. Auswirkungen der EEG-Ausschreibung auf Landwirte, die sich Richtung **hochflexibilisierte Biomethan-BHKWs** bewegen, liegen darin, dass die Anlagenbetreiber sich derzeit noch in Wartestellung befinden, ob es ein gutes Angebot gibt. Für viele ist es noch Theorie, da es derzeit noch kein passendes Instrument gibt. Das gesamte Konzept zur Abfangung der Spitzen war auf Erdgas ausgelegt. Nun soll Biomethan dafür einspringen, wofür ein passendes Konzept benötigt wird und bei weiter sinkenden Volllaststunden wirtschaftliche Konzepte erarbeitet werden müssen.

Die Beibehaltung des **Ausbauzieles von 8.400 MW Biomassestromerzeugung** in 2030 wird als sehr schlecht bis schlecht eingeschätzt. Zuvor lag das Ziel bei einem jährlichen Bruttozubau von Biomasseanlagen mit einer installierten Leistung von 200 MW in den Jahren 2020 bis 2022. Laut Kommentar eines Teilnehmenden handelt es sich hierbei nicht um ein Ausbau-, sondern ein Rückbauziel. Ebenso schlecht eingeschätzt wird die Umschichtung der Ausschreibungsvolumina von der Biomasseausschreibung zur Biomethanausschreibung. Dies ist auch an der sinkenden Strombereitstellung durch Biogas nachzuvollziehen (Abbildung 4).

Die Gebotshöchstwerte sollten zusätzlich auf ihre Wirtschaftlichkeit für kleinere und mittlere Anlagen überprüft werden. Seit 2014 werden nämlich keine neuen Biogasanlagen gebaut – bis auf kleinere Anlagen für Gülle- und Gärrestnutzung. Welche Biogasanlagen mit **Auslaufen der EEG Förderung** wirtschaftlich weiterbetrieben werden können, ist derzeit noch offen, da die Frage nach der Anschlussvergütung nach 20 Jahren noch nicht geklärt ist. Die derzeitigen Höchstvergütungssätze sind dabei zu niedrig angesetzt, sodass sich ein Weiterbetrieb nicht lohnen würde.

Wichtig ist außerdem die Vereinfachung und Verkürzung der Genehmigungen. Aktuell dauere die Genehmigung einer neuen Biogas- bzw. Biomethananlage drei bis fünf Jahre.

Außerdem wird der **Entfall vermiedene Netzkosten** kritisiert, da diese von Bedeutung für die Wirtschaftlichkeit von Biomethananlagen sind. Der Kostenvermeidungseffekt der Biomethaneinspeisung auf die vorgelagerten Netzebenen wird vom Gesetzgeber durch die Erstattung der vermiedenen Netzkosten berücksichtigt. Die Begrenzung dieser Erstattung auf zehn Jahre bedeutet für einen signifikanten Anteil der Anlagen eine Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit nach dem Ablauf dieser Zeitspanne.

Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung

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 Biomassebrennstoffen, Anlagen ab einer Gesamtfeuerungswärmeleistung von 20 MW (§ 1) (bzw. im Vorschlag der Revision zur RED II 5 MW mit erleichterten Nachweisen bei einer Leistung zwischen 5 und 10 MW),
- im Fall von gasförmigen Biomassebrennstoffen, Anlagen ab einer Gesamtfeuerungswärmeleistung von 2 MW (§ 1) sowie
- Biomassebrennstoffe 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 Land Use, Land-Use Change and Forestry-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).

Nach der Frage, ob die aktuell an die Biomasse/Bioenergie gestellten Nachhaltigkeitsanforderungen als passend eingeschätzt werden, wird oftmals betont, dass die gesamte Bioenergie, die in Deutschland erzeugt wird, aufgrund der strengen Vorgaben für landwirtschaftliche Praxis schon jetzt nachhaltig ist und die Anforderungen somit ohne Probleme schon jetzt eingehalten werden können. Mit der im Entwurf der RED III geplanten Absenkung der Leistungsschwelle von 20 auf 5 MW_{el} für feste Biomasse könnte künftig insbesondere für kleinere Anlagen ein erheblicher (ggf. unverhältnismäßiger) bürokratischer Mehraufwand und damit eine Kostenbelastung entstehen. Der zusätzliche Dokumentationsaufwand steht laut der Branche dabei in keinem Verhältnis zum Nutzen und wird nicht vergütet. So bspw., wenn Unternehmen, die viele kleine Lieferanten haben (dies kann in Regionen mit kleinteiliger Landwirtschaft schnell bis 50 Zulieferbetriebe betreffen), diese zertifizieren lassen müssen. Dabei wird der Bürokratieaufwand häufig als Hemmnis der Projektentwicklung genannt. Es wird dabei als bedauerlich eingeschätzt, wenn Investoren, z. B. von kleineren Anlagen, in der Industrie von den bürokratischen Hürden abgeschreckt werden und als Resultat weiterhin mit Öl und Gas arbeiten, statt einen lokal verfügbaren und nachhaltigen Biobrennstoff einzusetzen.

Auch bei Zertifizierung und Nachweisführung sind die Aufwände je nach Energieträger, Zielmarkt und Größe der Produktions- oder Verbrauchsanlage uneinheitlich. Verschiedene Nachweisregister, Nachweiszeiten und zu erfüllende Voraussetzungen machen die Dokumentation zu einer zeit- und kostenintensiven und darüber hinaus auch fehleranfälligen Aufgabe, deren tatsächliche Wirkung zumindest kritisch hinterfragt werden kann.

Taxonomie-Verordnung (EU) Nr. 2020/852

Die Taxonomie-Verordnung enthält Kriterien zur Bestimmung, ob eine Wirtschaftstätigkeit als ökologisch nachhaltig einzustufen ist, um damit den Grad der ökologischen Nachhaltigkeit einer Investition ermitteln zu können. Nach dem Vorschlag der Europäischen Kommission vom 31. Dezember 2021 sollen **Kraftwerksbetreiber ab 2026 mindestens 30 Prozent erneuerbare Gase oder CO₂-arme Gase einsetzen**. Als CO₂-armes Gas gilt bspw. Wasserstoff, welcher mittels Abscheidung und Speicherung des Kohlenstoffanteils aus Erdgas hergestellt wird. Dieses Ziel könnte insbesondere durch Gase, die durch den Einsatz erneuerbaren Stroms oder aus nachhaltiger Biomasse hergestellt werden, zum Teil erfüllt werden.

Es ist der Bioenergiebranche dabei wichtig, in allen EU-Regularien den Einsatz von erneuerbaren Gasen nicht mit CO₂-armen Gasen auf eine Stufe oder sogar schlechter zu stellen. Dies deutet sich zum Beispiel bei den Plänen der Kommission an, Wasserstoff aus erneuerbarem Strom nicht als „grün“ anzuerkennen, wenn der Strom aus Anlagen stammt, deren EEG-Vergütung ausgelaufen ist (Fachverband Biogas, 2022).

Gemeinsame Agrarpolitik (GAP)

Ziel der GAP ist, die Produktivität der Landwirtschaft zu steigern, Einkommen der Landwirte zu sichern, Märkte zu stabilisieren und die Grundsicherung der Nahrungsmittelversorgung zu angemessenen Preisen sicherzustellen. Ab dem 1. Januar 2023 treten dabei neue Regelungen in Kraft, die verstärkt Umwelt- und Klimaschutzmaßnahmen fordern.

Überwiegend beschränkt fühlt sich die Bioenergiebranche durch die Agrarpolitik und Umweltpolitik im Allgemeinen, da die Auflagen der Politik auf die Landwirtschaft und Tierhaltung, die Erzeugerpreise für Substrate und tierische Nebenprodukte erhöhen. Hier werden außerdem Stilllegungsflächen festgelegt und Flächen für Blühstreifen deklariert, die somit nicht mehr für den Biomasseanbau zur Verfügung stehen. Aber auch die generelle **Tank-Teller-Diskussion** beschränkt die Verwendung von NawaRo. Aber auch andere Verordnungen wie die **Düngeverordnung (DÜV)** und der Ausbringung in der Herbstbestellung werden als beschränkend empfunden. Prinzipiell wird die Verwendung von Blühpflanzenkulturen in Biogasanlagen vom NABU unterstützt. Priorität hat dabei, dass sich die Böden nach der jahrelangen Ausbeutung wieder erholen müssen, um Humus zu bilden. Die extreme Nachfrage nach Bioenergie kann dabei durch das Aufkommen von Rest- und Abfallstoffen nicht gedeckt werden. Dennoch sieht der NABU die Verwendung von Biogas zur Stromproduktion insbesondere in Spitzenlast und Dunkelflauten als systemdienlich. Damit unterstützen sie insbesondere steuerbare Biogasanlagen und Nahwärmenetze. Die Industrie, Wärmeversorgung und der Verkehr kann laut Aussage des NABU in allen Teilen elektrifiziert werden.

Weitere Auflagen und Regelungen

Aufgrund der Verknüpfung mit Landwirtschaft und Umweltschutz, gilt im Bereich der Bioenergie eine Vielzahl an verschiedenen Auflagen und Regelungen mit verschieden starkem Einfluss.

Allgemein fühlt sich die Branche von zu vielen Regelungen ohne Praxisbezug in ihrer Geschäftsentfaltung, positiven Veränderungen und Optimierungen beschränkt. Einige gesetzliche Vorgaben werden als unsinnig beziffert und stehen der Energiewende und einem effizienten Energieeinsatz entgegen. Außerdem werden die Auflagen für Biogasanlagen in Technik, Sicherheit, Zertifizierungen und Grenzwerteinhaltung als **unverhältnismäßig angesehen**. Die Anforderung an die Inanspruchnahme von Fördermitteln sind zu eingrenzend und die unterschiedlichen Anforderungen in unterschiedlichen Bundesländern schwer zu überblicken. Zusätzlich sind die **Bearbeitungszeiten** bei Behörden zu lang. Die Behördenvertreter können dabei selten bei Nachfragen weiterhelfen, da sie weder die Technologie noch technische Anforderungen kennen. Außerdem

wird die Menge und Genauigkeit von teilweise konträren Anforderungen an den „Nachweis“ der nachhaltigen und biogenen Eigenschaften kritisiert, wobei die Zertifizierungsanforderungen teilweise parallel laufen. Auch hier empfindet die Branche, kaum langfristige Planungs- und Investitionsklarheit zu erhalten.

3.5.3 Verkehr

Treibhausgasminderungsquote

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 sieben Prozent gegenüber dem fossilen Vergleichswert von 94,1 Kilogramm CO₂ pro Gigajoule zu senken. Dazu können sie Energieerzeugnisse mit geringeren THG-Emissionen wie Biokraftstoffe, erneuerbaren Wasserstoff oder Strom einsetzen. Laut Gesetzesnovelle steigt die THG-Quote bis 2030 schrittweise auf 25 Prozent (inklusive Multiplikatoren, z. B. dreifach Anrechnung Strom, zweifach synthetische 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 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 laut jetzigem Stand 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 4 dargestellt.

Tabelle 4: 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 %

Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz fordert aufgrund des Ukraine-Krieges und der dadurch steigenden Preise für Agrarerzeugnisse eine Absenkung der Obergrenze für Biokraftstoffe aus Nahrungs- und Futtermitteln. Es ist dabei geplant, die Obergrenze im Jahr 2023 zunächst von 4,4 Prozent auf 2,5 Prozent abzusenken und diese in den Folgejahren bis 2030 schrittweise weiter bis auf null zu senken.

Jahr	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Obergrenze aktuell	4,4 %								
Obergrenze neu	4,4 %	2,5 %	2,3 %	2,1 %	1,9 %	1,9 %	1,2 %	1,2 %	0,0 %

Um dennoch die THG-Quote zu erreichen, werden u. a. Elektromobilität, Wasserstoff und abfallbasierte Biokraftstoffe wie folgt gefördert:

1. Die Förderung von Strom für E-Fahrzeuge wird durch Anhebung des Anrechnungsfaktors von 3 auf 4 (wie von RED II vorgesehen) verbessert.
2. Die Mehrfachanrechnung für grünen Wasserstoff und PtX-Kraftstoffe wird von 2 auf 3 angehoben.
3. Die Mengen an abfallbasierten Biokraftstoffen aus Altspeseölen und tierischen Fetten, die nicht stofflich verwertet werden, werden leicht angehoben.
4. Die Anrechnung von Upstream-Emissionsminderung wird um zwei Jahre bis 2028 verlängert (UER, Maßnahmen zur CO₂-Minderungen bei der Gewinnung von Erdöl, bspw. Abstellen von Fackelungen von Begleitgasen).

Das schnelle Herunterfahren der Beimischmöglichkeit von Biokraftstoffen der 1. Generation macht die Absenkung der THG-Quote in den kommenden Jahren notwendig, da andere Erfüllungsoptionen in den kommenden Jahren wahrscheinlich nicht so schnell zur Verfügung stehen werden. Das 25-Prozent-Ziel für das Jahr 2030 bleibt allerdings unangetastet. Zudem stellen Biokraftstoffe der 1. Generation eine der günstigeren Optionen zur Erfüllung der THG-Quote dar. Daher kann man mittelfristig weiterhin von einem höheren Quotenpreisniveau ausgehen. Der Quotenpreis lag zur Erstellung des Berichts für fortschrittliche Biokraftstoffe bei ca. 835 Euro/t CO₂ (Doppelgewichtung) und bei Kraftstoffen der 1. Generation etwa bei der Hälfte (435 Euro/t CO₂) und somit weit über deren THG-Vermeidungskosten.

Die Frage wo reale CO₂-Emissionen eingespart werden können und wie man weg von fossilen Produkten kommt, bleibt laut Aussage der Branchenakteure offen. Als Folge werden die THG-Quotenvorgaben nicht erfüllbar sein, sodass auch die THG-Quotenregelung nach unten angepasst werden muss. Die Bundesregierung

„zementiert“ damit die Zielverfehlung für den Sektor Verkehr gemäß Klimaschutzgesetz (KSG). Dieses Dilemma kann sich dabei noch verschärfen, wenn der Strommix nicht schneller defossilisiert wird. Es bleibt dabei offen, auf welchen THG-Wert der Strommix zur Anrechnung der E-Mobilität durch das Umweltbundesamt (UBA) in der Bekanntmachung im Bundesgesetzblatt im Oktober 2022 festgelegt wird. Dabei ist zu beachten, dass der geladene Strom angerechnet wird und nicht der tatsächlich verbrauchte Strom, wie es bei Biokraftstoffen für die entsprechenden Mengen mit Nachhaltigkeitsnachweis gilt, was laut der Branche als unfair angesehen wird. Auch die Erhöhung des Multiplikators für E-Mobilität von drei auf vier führt zu keiner tatsächlichen CO₂-Emissionseinsparungen und wird als „Greenwashing“ betitelt. Der Politik wird vorgeworfen, dass die Forderung eher auf ideologischen Werten entstanden ist. So wurde die Krise genutzt, um ursprüngliche Vorschläge des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (BMUV) umzusetzen.

Der NABU schließt die energetische Nutzung von Anbaubiomasse und damit einhergehend die Verwendung von Biokraftstoffen aus, da in den letzten Jahren ein starkes Insektensterben verzeichnet wurde, was durch den Energiepflanzenanbau in Monokultur verstärkt wird. Weitere Begründungen liegen in den Flächenkonkurrenzen zum Nahrungsmittelanbau sowie der Ausweitung des Ökolandbaus oder der nichtproduktiven Flächen. So fordert der NABU sogar eine Anhebung der nichtproduktiven Flächen auf zehn Prozent, anstelle der in der GAP vorgeschlagenen vier Prozent.

Die Preise für Agrarrohstoffe steigen dabei seit Oktober 2021 und es gibt viel Unsicherheit im Markt. So bleibt unklar, wie lange die Ernte aus der Ukraine ausfällt. Außerdem werden von der Politik landwirtschaftliche Prozesse missverstanden. So kann durch mehrjährige Fruchtfolgen dieses Jahr nicht mehr auf eine ändernde Nachfrage reagiert werden. Zusätzlich sind die angebauten Getreidequalitäten für Biokraftstoffe meist nicht für Nahrungsmittelzwecke geeignet. Somit bleibt auch die Frage, wie die Bauern diese Qualitäten zukünftig vermarkten sollen. Laut der Branche gibt es kein Mengenproblem, was die Versorgungssicherheit mit Nahrungsmitteln (insbesondere Getreide) angeht, sondern ein Verteilungsproblem, was gelöst werden sollte. Zusätzlich war der Anbau von Getreide in den letzten Jahren zu billig, sodass Länder wie bspw. Australien jetzt erwägen, Getreide wieder vermehrt selber anzubauen, als zu importieren. Um schnell die Nahrungsmittelsicherheit zu gewährleisten, wäre die Branche dabei bereit, kurzfristig ihre Produktion herunterzufahren und die Rohstoffe, wenn sie Lebensmittelqualität haben, bereitzustellen. Wenn es damit wirklich um das Ziel ginge, schnellstmöglich den Ausfall der ukrainischen Getreideernte auszugleichen, dann würde nicht erst ab 2023 die Obergrenze für Biokraftstoffe der 1. Generation begonnen werden.

Mit der Festlegung der Obergrenze von 4,4 Prozent am 1. Januar 2022 haben Biokraftstoffunternehmen Investitionen getätigt, da diese Grenze bis 2030 als gesichert verstanden wurde. Ein erheblicher Teil der Befragten schätzt ein, dass ein frühzeitiger Phase-out daher die Existenz der Unternehmen, welche vorwiegend Biokraftstoffe der ersten Generation produzieren, sehr stark gefährden. Unternehmen, die allerdings global weiter aufgestellt sind, in ihrem Portfolio auch Rest- und Abfallstoffe einsetzen und neue Segmente wie die Chemie- und Nahrungsmittelindustrie bedienen, sind vom Phase-out der Kraftstoffe 1. Generation nicht so stark betroffen. Zukünftig werden Produzenten von Biokraftstoffen sich aber mehr am internationalen Markt orientieren und nach allgemeiner Einschätzung wohl eher Investitionen im Ausland tätigen, da dort die Rahmenbedingungen sicherer und stabiler sind. Dies könnte aber laut Branchenakteuren verhindert werden, wenn die jetzige Rechtslage beibehalten würde. Einige Biokraftstoffproduzenten und -händler gaben aber auch an, dass die vorgeschlagenen Regelungen des BMUV keine nennenswerten Auswirkungen auf die Biokraftstoffproduktion in Deutschland haben sollten, da der Export dieser Kraftstoffe wirtschaftlich eine Option darstellt. Insbesondere für Bioethanol ist die internationale Nachfrage hoch, weswegen auch mit höheren Transportkosten lukrativ exportiert werden kann. Beim Biodiesel würde ein steigender Export nach Einschätzung der Branchenakteure allerdings zu sinkenden Preisen führen können.

Branchenakteure sehen aber auch andere Möglichkeiten, um auf die bestehende Krise regulatorisch zu reagieren. Während die Höhe der THG-Quote unverändert bleibt, könnte z. B. ein früherer Anstieg der Mindestquote für fortschrittliche Biokraftstoffe das Absinken der Biokraftstoffe 1. Generation zum Teil kompensieren. Mit dieser Art von Kraftstoffen lassen sich auch höhere Treibhausgaseinsparungen erzielen. Generell wird die Mindestquote der fortschrittlichen Biokraftstoffe von der Branche als wenig ambitioniert eingeschätzt. So könnte diese produktionsseitig von einem Unternehmen wie Verbio bereits allein für den gesamten Markt bereitgestellt werden. Des Weiteren wurde die Anerkennung aller Abfallfette zur Produktion von Biodiesel als Vorschlag genannt, um die Potenziale zu erhöhen.

Die Bioenergieverbände begrüßen, dass die umstrittene Anrechnung von Emissionseinsparungen bei der Erdölförderung (**Upstream Emission Reductions, UER**) auf die THG-Quote ab 2026 nicht mehr erlaubt ist, da die anrechenbaren Reduktionseinsparungen zu keinen realen THG-Einsparungen in Deutschland führt und auch nicht zur Erreichung des deutschen Verkehrsziels beiträgt.

Des Weiteren wurde auch mehrfach die fehlende Anerkennung von Biomethan aus dem Ausland, welches über das Erdgasnetz transportiert wird, als Hemmnis genannt. Derzeit übersteigt die Nachfrage nach Biomethan im Kraftstoffbereich das Angebot. Als Grund wird die schwierige Rückverfolgbarkeit des Biomethans genannt. Aus Sicht der Branchenakteure kann dies allerdings über bestehende Nachweisinstrumente gewährleistet werden und ist daher nicht nachvollziehbar.

10. Bundesimmissionsschutzverordnung

Die 10. BImSchV ist eine Verordnung über die Beschaffenheit und die Auszeichnung der Qualitäten von Kraft- und Brennstoffen.

Branchenakteure sehen eine Ergänzung der Regelungen in der 10. Bundesimmissionsschutzverordnung zur Erhöhung der Beimischungsanteile von Biodiesel und Bioethanol als sinnvoll an. Mit der Nutzung von B10 und B30 (bis zu 10 Prozent bzw. 30 Prozent Biodiesel im Dieselmotorkraftstoff) bzw. Super E10 und perspektivisch E20 kann kurzfristig ein großes zusätzliches THG-Minderungspotenzial gehoben werden.

Unklarheit besteht laut einem Umfrageteilnehmenden in Bezug auf die Erreichbarkeit der Klimaschutzziele mittels des derzeitigen BImSchG/BImSchV, da darüber nicht die notwendige THG-Einsparung allein erreicht werden kann und die Wirkung weiterer Maßnahmen im Verkehr nicht eindeutig sind. Außerdem wird das Fehlen einer Clearingstelle für BImSchG/BImSchV nach dem Vorbild der EEG-Clearingstelle kritisiert. Durch unvorhersehbare mögliche Änderungen im BImSchG/BImSchV fehlt es außerdem an Investitionssicherheit.

Erhöhte Energiepreise

Seit November 2021 sind die Energiepreise aufgrund des Konfliktes/Krieges in der Ukraine und weiterer Faktoren anhaltend auf deutlich höherem Niveau.

Die Teilnehmenden geben an, dass die erhöhten Energiepreise bei herkömmlichen Kraftstoffen auf die Nachfrage von flüssigen Biokraftstoffen zu 60 Prozent eine höhere Nachfrage nach sich ziehen. 33 Prozent geben jedoch an, dass dies keine Auswirkung auf die Biokraftstoffnachfrage hat, während 7 Prozent davon ausgehen, dass es sogar eine niedrigere Nachfrage nach sich zieht.

Außerdem stimmen 68 Prozent der Teilnehmenden zu, dass die erhöhten Energiepreise bei fossilem CNG und LNG zu einer erhöhten Nachfrage von Biomethan führt. 19 Prozent sehen jedoch keinerlei Auswirkungen.

Auch die Substratpreise werden laut Einschätzungen der Befragten langfristig einen hohen Einfluss auf die energetische Nutzung dieser haben (77 Prozent).

Weitere Auflagen und Regelungen

Aufgrund der Verknüpfung mit Landwirtschaft und Umweltschutz, gilt im Bereich der Bioenergie eine Vielzahl an verschiedenen Auflagen und Regelungen mit verschieden starkem Einfluss.

Es geben 93 Prozent der Befragten an, dass Unklarheiten bezüglich der regulatorischen Vorschriften existieren. So wurde zum Beispiel das Importverbot von Biomethan über das Gasnetz sowie die fehlende Anrechenbarkeit von Bio-LNG über einen Reimport (Verflüssigung im Ausland) kritisiert, da dies den Ausbau der Fahrzeugflotte an LNG-Fahrzeugen und der dazu nötigen Infrastruktur gefährdet. Zudem könnte darüber der Einsatz von Biomethan aus Abfall und Reststoffen im Kraftstoffsektor weiter gesteigert werden. Als weiteren potenziellen Anreizmechanismus, insbesondere im Schwerlastverkehr, sehen die Branchenakteure die Möglichkeit der Anrechnung von erneuerbaren Kraftstoffen auf die Flottengrenzwerte sowie deren Berücksichtigung zur Mautbefreiung.

4 Branchenkennzahlen

Im Folgenden werden die Branchenkennzahlen nach Bioenergieträgern (die durch Biomassekonversion hergestellt werden) tabellarisch ausgewertet. Das Aufkommen der Primärenergieträger, also NawaRo sowie Rest- und Abfallstoffen, wird in Teil 1 des Marktmonitorings aufgegriffen.

4.1 Holzpellets

Holzpellets werden aus getrocknetem, naturbelassenem Holz in Pelletwerken in eine kleine, zylindrische Form gepresst. Rohstoff sind zu über 95 Prozent¹ Sägenebenprodukte aus den Sägewerken. In diesen fallen zu 12 Prozent aus dem stofflich verarbeiteten Holz als Sägespäne an, welche neben der Pelletproduktion auch stofflich in der Papier- und Spanplattenindustrie Verwendung finden (DEPI, 2017). Die restlichen 5 Prozent bestehen aus nicht-sägefähigem Rundholz (Industrieholz).

Die Nachhaltigkeit der Pellets wird aktuell durch PEFC und FSC² 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.

Pellets bedienen meist kleine bis mittlere Leistungsklassen der Heizkessel (unter 50 kW) und Pelletkaminöfen weswegen sie daher vor allem von privaten und kleinen gewerblichen Verbrauchern genutzt werden. Industrielle Verwendung in Heizkesseln über 50 kW ist eher seltener.

Tabelle 5: Branchenkennzahlen Holzpellets

	2020	2021
Anlagenanzahl	An 57 ENplus-zertifizierten Standorten sind über 150 Pressen im Einsatz	An 57 ENplus-zertifizierten Standorten sind über 150 Pressen im Einsatz
Anlagenproduktionskapazität	3.400.000 t	3.625.000 t
Inländische Erzeugung	3.100.000 t	3.355.000 t
- Aus Industrieholz	Ca. 15 %	Ca. 5 %
- Aus Sägerestholz	Ca. 85 %	Ca. 95 %
Importe	Ca. 290.000 t	Ca. 350.000 t
Exporte	Ca. 750.000 t	Ca. 650.000 t

¹ Der Anteil schwankt je nach Marktlage und Jahreszeit zwischen 85 und 95 Prozent.

² PEFC: Programme for the Endorsement of Forest Certification Schemes; FSC: Forest Stewardship Council.

Nutzung		2.240.000 t	2.900.000 t
 Strom		Keine Daten	Keine Daten
 Wärme ³		11 TWh	14,2 TWh
 Verkehr		0 TWh	0 TWh
Preisspanne	Sackware	309,69 €/t	209,28 €/t
	2 Tonnen	279,14 €/t	278,77 €/t
	5 Tonnen	244,14 €/t	242,27 €/t
	10 Tonnen	234,01 €/t	232,24 €/t
	20 Tonnen	226,46 €/t	224,34 €/t

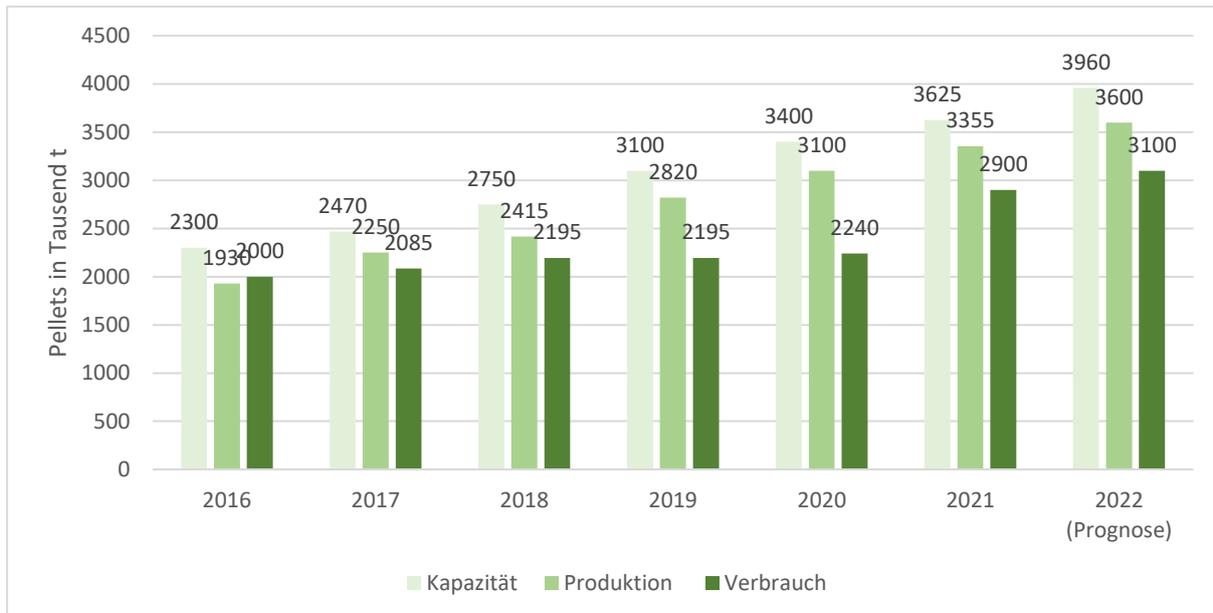


Abbildung 19: Pelletproduktion und Verbrauch in Deutschland (DEPI, 2022b)

Die Preise für Pellets unterscheiden sich neben der Abnahmemenge auch in der Verwendung. So sind Holzpellets, die im Hausbrand zur Erzeugung von Wärme genutzt werden, meist saisonalen Preisschwankungen unterworfen. Industriepellets hingegen (bestehend aus Sägerestholz und nicht stofflich verwertbarem Waldrestholz im Sinne einer nachhaltigen Forstwirtschaft) werden meist in Form von Langfristverträgen von 10 bis 20 Jahren gehandelt. Abnehmer dieser Kategorie haben oft eine konstante Nachfrage über das Jahr hinweg. Die Möglichkeit, diese langfristigen Verträge mit Fixpreisgarantie abschließen zu können, erhöht die Investitionssicherheit industrieller Kunden, um den Brennstoffwechsel von fossilen Energieträgern zu regenerativer Holzbiomasse vorzunehmen.

³ DEPI, 2022a.

4.2 Holzhackschnitzel

Holzhackschnitzel sind maschinell zerkleinerte Holzstücke, die mit schneidenden Werkzeugen zerkleinert werden. Somit sind sie die finanziell günstigste Aufbereitungsform von Brennholz. Holzhackschnitzel stammen überwiegend aus Sägenebenenprodukten, aus Waldholz, aus Industrierestholz oder aus Flur- und Schwemmh Holz. Aber auch das Holz von Kurzumtriebsplantagen wird meistens zu Holzhackschnitzeln verarbeitet. Für Waldhackschnitzel werden vor allem schwache Sortimente, Kronen- und Astmaterial sowie qualitativ minderwertiges Holz herangezogen. Je nach verwendetem Ausgangsstoff kann sich die Qualität und die Brennstoffeigenschaften der produzierten Hackschnitzel stark unterscheiden und ist abhängig von Wassergehalt, Größenverteilung, Rindenanteil, Feinanteil, Schüttdichte und Aschegehalt.

Die Preise von Holzhackschnitzeln werden maßgeblich von der Qualität, der Abnahmemenge und der Transportentfernung bestimmt. 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. Meist wird nach Schüttraummeter oder nach Gewicht abgerechnet. Es gibt jedoch auch Heizwerke, welche die Hackschnitzel nach der tatsächlich produzierten Energiemenge, die über einen Wärmemengenzähler ermittelt wird, vergüten. Vergleichbar sind die Hackschnitzelpreise nur über den Heizwert, der von der Schüttdichte, der Holzart und dem Wassergehalt abhängt. Bei Großabnehmern wie Heizkraftwerken sind die Hackschnitzelpreise mit der Zunahme der Leistungsklasse und der damit verbundenen größeren Abnahmemenge im Vergleich niedriger. Je nach Lieferungsvertrag und Werk können somit hohe Unterschiede in Preis und der vertraglich festgelegten Qualität bestehen. Größere Heizkraftwerke können in der Regel mit Störstoffen in den Hackschnitzel oder einer niedrigeren Qualität dieser besser umgehen. In kleineren Anlagen werden in der Regel nur Hackschnitzel mit höchster Qualität (vorgetrocknet und mit hohem Holzanteil) eingesetzt.

Tabelle 6: Branchenkennzahlen Holzhackschnitzel

		2020	2021
Anlagenanzahl		Kleinere Arbeitsgeräte „Hacker“	Kleinere Arbeitsgeräte „Hacker“
Anlagenproduktionskapazität		Durch sehr regional und heterogenen Markt sind Abschätzungen schwierig	
Inländische Erzeugung		Keine Daten	Keine Daten
Importe		530.000 t	Keine Daten
Exporte		Keine Daten	Keine Daten
Nutzung		Keine Daten	Keine Daten
Preisspanne⁴	Jahresmittelwert Wassergehalt 35 %	77,73 €/t	75,12 €/t
	Jahresmittelwert Wassergehalt 20 %	121,60 €/t	109,61 €/t

⁴ CARMEN, 2022.

4.3 Frisch- und Scheitholz

Scheitholz sind in Längsrichtung gespaltene Stammholzabschnitte. Das Spalten kann dabei mit einer Axt erfolgen oder mit höherem Mechanisierungsgrad durch Sägespaltmaschinen. Vor dem energetischen Einsatz muss das Holz anschließend, je nach Beschaffenheit des Lagerstandortes, ein bis zwei Jahre getrocknet werden, um den gesetzlich vorgeschriebenen Grenzwert von 25 Prozent Feuchtegehalt nicht zu überschreiten. Unter dem Obergriff Scheitholz wird Scheitholz aus dem Wald, Scheitholz aus dem Garten und Landschaftspflegeholz zusammengefasst.

Scheitholz zählt zu dem bedeutendsten Brennholzsortiment in Privathaushalten und wird dort überwiegend in Kaminen und Holzvergaserkesseln zur Wärmezeugung eingesetzt. 2018 wurden 18,2 Mio. Fm Scheitholz aus dem Wald, 2,3 Mio. Fm aus dem Garten und 0,4 Mio. Fm Landschaftspflegeholz in privaten Haushalten verwendet. Diese 20,9 Mio. Fm stammten zu 60,8 Prozent aus Laubholz und zu 39,2 Prozent aus Nadelholz.

Die Nachfrage nach Waldscheitholz wurde 2018 zu 25,1 Prozent durch Waldbesitzer, Forstämter und Landwirte gedeckt. Ein nahezu ebenso großer Anteil (24,7 Prozent) des Brennholzes stammte aus dem eigenen Wald der Verbraucher. Eine weitere häufig angewendete Art der Brennholzbeschaffung ist die Selbstversorgung von Holz durch Selbstwerber (21,6 Prozent) sowie durch Bekannte (15 Prozent). Der Brennstoffhandel (4,4 Prozent), sonstige kommerzielle Bezugsquellen (3,6 Prozent) und sonstige nicht kommerzielle Bezugsquellen (5,2 Prozent) spielten bei der Brennholzbeschaffung eine eher untergeordnete Rolle (Döring et al., 2020).

Holzpreise sind starken regionalen Unterschieden unterworfen sowie aufgrund verschiedener Maßeinheiten (bspw. Schüttraummeter, Festmeter, Raummeter), der Güte verschiedener Baumarten bzw. deren Heizwerte und Feuchtegehalt. Aufgrund der mehrjährigen zurückliegenden Dürre und damit verbundenen Befällen von Nadelbäumen durch Borkenkäfer wurden zudem große Mengen Brennholz gewonnen, die den Preis in den vergangenen Jahren drückten.

Tabelle 7: Branchenkennzahlen Frisch- und Scheitholz

	2018	2021
Anlagenanzahl	Sägespaltmaschinen	Sägespaltmaschinen
Anlagenproduktionskapazität	Keine Daten	Keine Daten
Inländische Erzeugung	Mind. 20,9 Mio. Fm in privaten Haushalten	Keine Daten
Importe	Grenz Im- und Export	Grenz Im- und Export
Exporte		
Nutzung	20,9 Mio. Fm in privaten Haushalten	Keine Daten
 Strom	Keine Daten	Keine Daten
 Wärme	Keine Daten	Keine Daten
 Verkehr	0 TWh	0 TWh
Preisspanne	98 €/Rm	Keine Daten

4.4 Biogas

Biogas entsteht bei der natürlichen Zersetzung von organischem Material, wie Gülle, Bioabfällen oder Energiepflanzen, unter Luftabschluss. Somit entsteht ein brennbares Gas, das in Abhängigkeit der eingesetzten Substrate ein Methangehalt zwischen 50 und 65 Prozent sowie ein Kohlenstoffdioxidgehalt zwischen 35 und 50 Prozent aufweist. In geringerer Konzentration können andere Inhaltsstoffe wie Stickstoff, Wasser, Sauerstoff und Schwefelwasserstoff im Gasgemisch enthalten sein.

Genutzt wird Biogas in Deutschland aufgrund der Förderung durch das EEG am häufigsten durch die Verbrennung in Blockheizkraftwerken (BHKW), um neben Wärme auch Elektrizität zur Einspeisung in das Stromnetz zu produzieren. Dabei wurde der Anlagenbestand in den vergangenen Jahren für eine flexible Strombereitstellung ausgebaut (durch sog. Überbauung – der zusätzlichen Installation von Erzeugungskapazität ohne Erhöhung der Stromproduktion), sodass ein Großteil der Anlagen über hohe installierte Leistung bei gleichbleibender Stromproduktion verfügt.

Die Wärmenutzung der Anlagen erfolgt oft in direkter räumlicher Nähe der Anlage oder per Stichleitung zumindest in unmittelbarer Nähe.

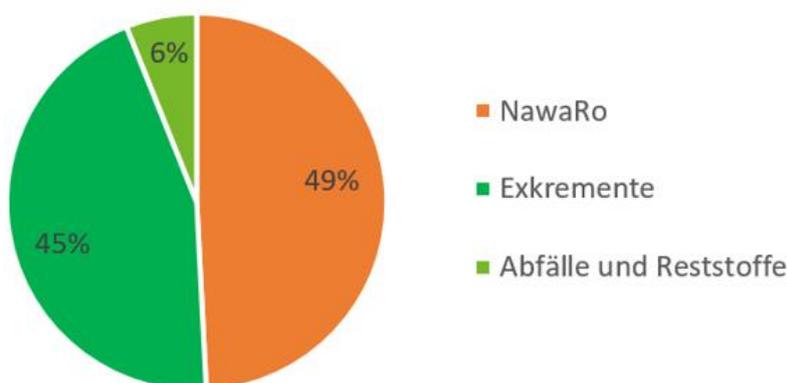
Tabelle 8: Branchenkennzahlen Biogas

	2020	2021
Anlagenanzahl	9.397	9.451
Anlagenproduktionskapazität		
Zubau arbeitsrelevante elektrische Leistung (ohne Stilllegung)	10 MW	9 MW
Zubau elektrischer Leistung durch Überbauung (ohne Stilllegung)	381 MW	124 MW
Installierte elektrische Leistung in MW	5.666 MW	5.787 MW
Inländische Erzeugung		
- Aus NawaRo	48,9 % (massebezogen)	Keine Daten
- Exkremente	44,5 %	
- Reststoffe Industrie, Gewerbe, Landwirtschaft	2,4 %	
- Kommunaler Bioabfall	4,2 %	
Importe	Keine Daten	Keine Daten
Exporte		
Nutzung		
 Strom	28,757 TWh	28,453 TWh

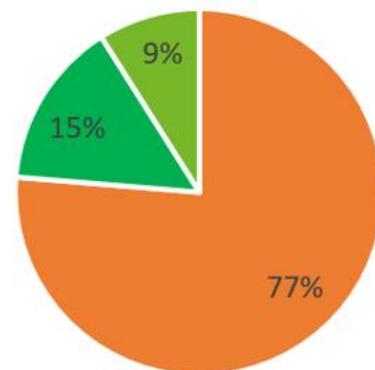
 Wärme  Verkehr	13,603 TWh	13,339 TWh
	0 TWh	0 TWh
Preisspanne	Keine Daten	7 - 65,4 ct/kWh

Die überwiegende Mehrheit der Biogasanlagen (etwa 95 Prozent) in Deutschland wird auf der Basis tierischer Nebenprodukte wie Gülle und Festmist sowie NawaRo betrieben. Die restlichen Biogasanlagen verwerten organische Abfälle wie Bioabfälle und Abfälle aus der Lebensmittelindustrie. Massebezogen werden Abfall- und Reststoffe sowie NawaRo etwa zu gleichen Teilen eingesetzt. Unter Berücksichtigung des Energiegehaltes der eingesetzten Substrate verschiebt sich die Verteilung hin zu NawaRos, was durch die deutlich höheren Gasausbeuten gegenüber tierischen Exkrementen, insbesondere Gülle, zu begründen ist. Etwa 77 Prozent der Energiebereitstellung aus Biogas ist demnach auf den Einsatz NawaRo zurückzuführen (Abbildung 20).

massebezogen



energiebezogen



Abweichungen bedingt durch Rundungen

Abbildung 20: Masse- und energiebezogener Substrateinsatz in Biogasanlagen in Deutschland in 2017 (DBFZ, 2017)

4.5 Biomethan/Bio-LNG

Vornehmlich durch die Abtrennung des CO₂ vom Biogas entsteht Biomethan mit einem Methangehalt von 98 Prozent. Damit weist Biomethan Erdgasqualität auf, weswegen es teilweise auch als Bioerdgas bezeichnet wird. Wird durch einen Kompressor das Druckniveau des Biomethans auf das der angeschlossenen Druckgasleitung angehoben, kann es auch dem Erdgasnetz beigemischt werden. Es steht daher für alle mit dem Erdgasnetz verbundenen Anwendungen zur Verfügung und kann vielfältig eingesetzt werden. Aufgrund der gegenüber Erdgas überwiegend höheren Produktionskosten wird Biomethan aufgrund der attraktiven Förderung bisher vorrangig im BHKW zur Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt. Während der Strom nach EEG vergütet wird, wird die gekoppelt erzeugte Wärme in mehr als der Hälfte der Fälle in größere Wärmenetze der allgemeinen Versorgung eingespeist.

Die direkte Wärmegestehung in Gaskesseln bspw. findet dagegen seltener statt. Im Mobilitätssektor kommt Biomethan in Form von Bio-CNG und perspektivisch Bio-LNG zum Einsatz. Insbesondere Biomethan aus besonders THG-mindernden Einsatzstoffen wie Gülle und Rest-/Abfallstoffen findet hier aufgrund der Förderung eine wirtschaftlich besonders hohe Nachfrage. Beinahe 100 Prozent der 2021 abgesetzten CNG-Mengen waren Biomethan.

Tabelle 9: Branchenkennzahlen Biomethan/Bio-LNG

		2020	2021
Anlagenanzahl		232	238
Anlagenproduktionskapazität		137.000 Nm ³ /h	148.000 Nm ³ /h
Installierte elektrische Leistung ⁵		621 MW	616 MW
Inländische Erzeugung		10,3 TWh	10,4 TWh
- Aus NawaRo		72,8 % (massebezogen)	Keine Daten
- Aus Abfall- und Reststoffen		27,2 % (massebezogen)	Keine Daten
Importe		Keine	Keine
Exporte		Keine Daten	Keine Daten
Nutzung			
 Strom		2,914 TWh	2,890 TWh
 Wärme		4,023 TWh	4,056 TWh
 Verkehr		0,884 TWh	0,965 TWh
Preisspanne⁶			
	EEG	5,10 - 5,47 ct/kWh	5,08 - 8,65 ct/kWh
	Ökogas	5,40 - 5,52 ct/kWh	5,41 - 7,30 ct/kWh
	Kraftstoff	5,95 - 6,18 ct/kWh	6,00 - 7,50 ct/kWh

Für die Biomethananlagen zeichnet sich ein ähnliches Bild wie bei Biogasanlagen für das Jahr 2020 ab, so dass 83 Prozent des energiebezogenen Substrateinsatzes aus NawaRo, vornehmlich Mais, stammt.

⁵ AGEE-Stat, 2022.

⁶ Eigene Erhebung.

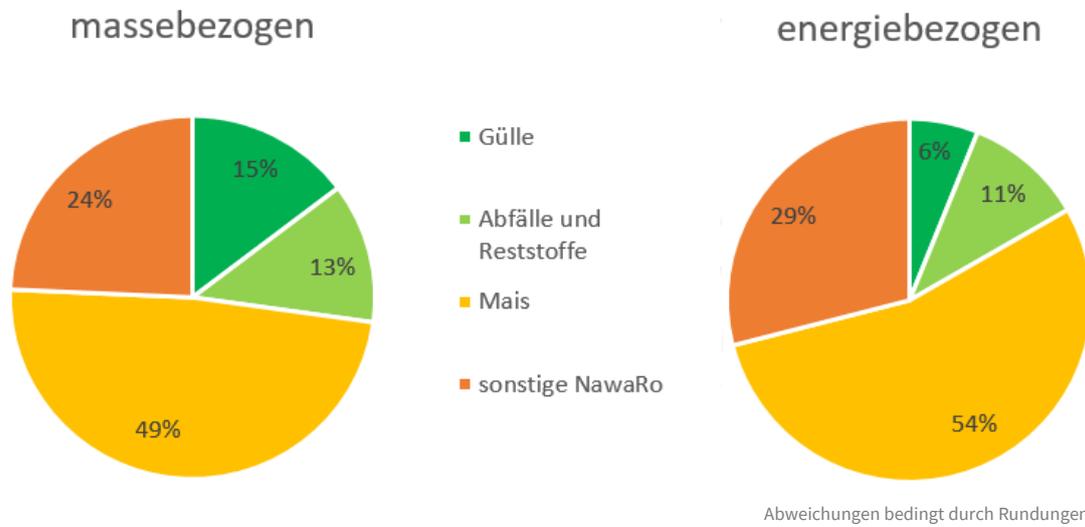


Abbildung 21: Masse- und energiebezogener Substrateinsatz in Biomethananlagen in Deutschland (dena, 2021)

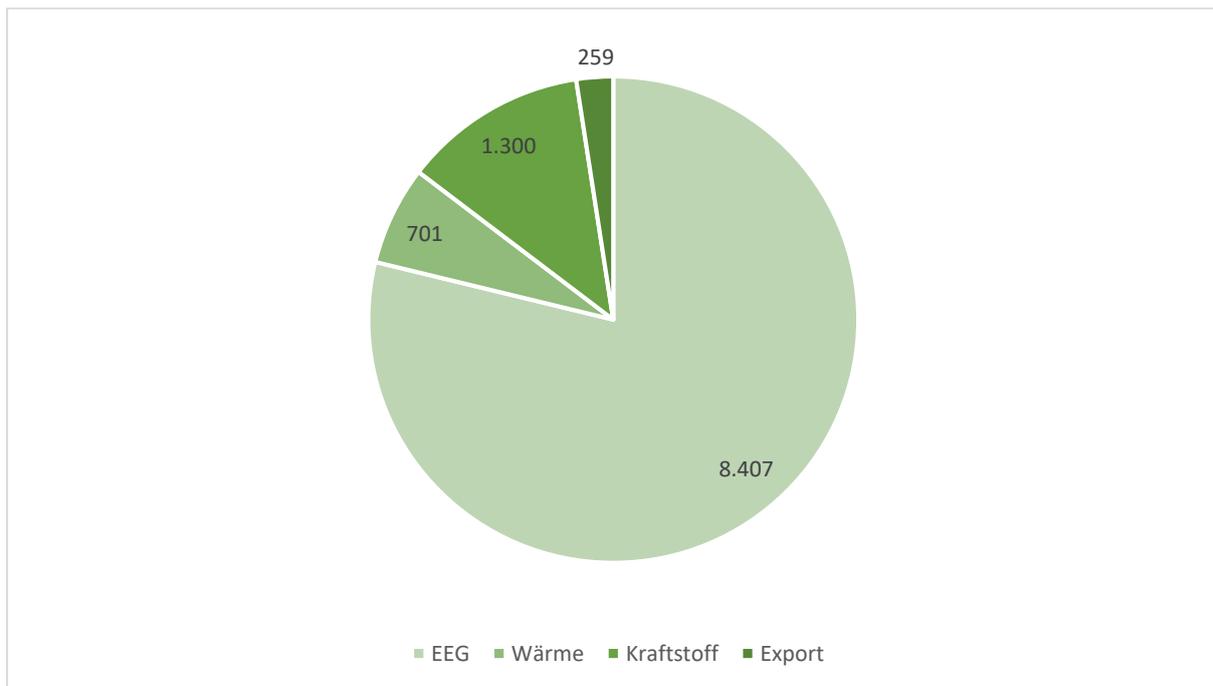


Abbildung 22: Vermarktung Biomethan in 2021 in GWh (dena, 2022)

Exkurs Bio-LNG

Wird Biomethan auf minus 162 °C gekühlt, verflüssigt es sich und es entsteht Bio-LNG (Liquified Natural Gas). In diesem Aggregatzustand hat Bio-LNG eine höhere Energiedichte als bspw. Dieseldieselkraftstoff und kann als nachhaltiger Kraftstoff in Lkws und Schiffen eingesetzt werden. Außerdem zeichnen sich LNG-Lkws durch einen leiseren Betrieb und geringere Feinstaubemissionen aus.

Die Bio-LNG Produktion befindet sich in Deutschland noch im Demonstrationsmaßstab und wird derzeit nur in Pilotprojekten erzeugt. Große Anlagen befinden sich jedoch bereits in Planung und sollen Ende 2022 bis 2024 in Betrieb gehen.

Tabelle 9: Geplante Bio-LNG Verflüssigungsanlagen in Deutschland

Beteiligte Unternehmen	Inbetriebnahme	Kapazität	Ort
3N Kompetenzzentrum Niedersachsen LIQUIND 24/7 GmbH Alternoil GmbH GasCom Equipment GmbH	Bio-LNG Modellvorhaben 2020 bis 2022	Keine Daten	Niedersachsen
Ökoenergie-Recke GmbH & Co. KG Maschinenfabrik Bernard Krone GmbH & Co. KG Lauer & Weiss GmbH	Musterpark Bio-LNG Start 2021	Keine Daten	Recke, NRW
Shell Energy and Chemicals Park Rheinland	Ab 2023	Bis zu 100.000 Tonnen Bio-LNG pro Jahr	Köln-Godorf, NRW
Blankenhain Verflüssigungs GmbH (energielenker Group und Hitachi Zosen Inova)	Ende 2023	Ca. 3.700 Tonnen Bio-LNG pro Jahr	Blankenhain, Thüringen
Bioenergie Geest GmbH & Co. KG Hitachi Zosen Inova AG	Ab Ende 2023	2.100 Tonnen Bio-LNG pro Jahr	Apensen im Kreis Stade, Niedersachsen
Reefuelery GmbH (Alternoil und Erdgas Südwest) bmp greengas GmbH	Ab 2024	180 Tonnen Bio-LNG pro Tag	Burghaun bei Fulda, Hessen

4.6 Klärgas

Klärgas ist ein brennbares Gas, das bei der Behandlung von Abwasser, welches bspw. in kommunalen Kläranlagen durch die anaerobe Gärung organischer Stoffe entsteht. Es setzt sich im Wesentlichen aus Methan, Kohlenstoffdioxid sowie weiteren Spurenstoffen zusammen. Vornehmlich wird aus Klärgas Strom und Wärme erzeugt, der in der Kläranlage selbst verbraucht wird.

Tabelle 10: Branchenkennzahlen Klärgas

	2020	2021
Anlagenanzahl (Stand 2016⁷)	<i>ca. 9.105 Kläranlagen</i> <i>in ca. 600 Verstromung</i>	
Anlagenproduktionskapazität	Keine Daten	Keine Daten
Installierte elektrische Leistung	374 MW	374 MW
Inländische Erzeugung	Keine Daten	Keine Daten
- Aus NawaRo	0 %	0 %
- Aus Abfall- und Reststoffen	100 %	100 %
Importe	Kein Import	Kein Import
Export	Kein Export	Kein Export
Nutzung	3,957 TWh	3,965 TWh
 Strom	1,579 TWh	1,587 TWh
 Wärme	2,378 TWh	2,378 TWh
 Verkehr	0 TWh	0 TWh
Preisspanne EEG-Bemessungsleistung von 500 kW	6,11 ct/kWh	6,11 ct/kWh
EEG-Bemessungsleistung von 5 MW	5,33 ct/kWh	5,33 ct/kWh

Die Produktion und Nutzung von Klärgas wurde vorrangig unter dem EEG stark ausgebaut. In BHKW verstromt, dient die Wärme größtenteils der Eigennutzung der Klärwerke, während der Strom in das öffentliche Netz eingespeist und entsprechend vergütet wurde. Seit 2018 stagniert der Ausbau jedoch, obwohl weiterhin über die Hälfte des anfallenden Klärschlammes weiterhin thermisch behandelt – also verbrannt – wird. Der stockende Ausbau ist nur teilweise mit wirtschaftlichen Faktoren zu begründen. Da die Abwasserbehandlung jedoch kommunale Aufgabe ist, stehen oft auch kommunale Satzungen dem Handlungsspielraum der Betriebe entgegen.

⁷ UBA, 2021a.

4.7 Deponiegas

Deponiegas entsteht durch die anaerobe Vergärung biologischen Materials in deponiertem Abfall. Abhängig vom Alter der Deponie, besteht dieses hauptsächlich aus Methan (55 bis 60 Prozent) und Kohlenstoffdioxid (40 bis 45 Prozent). Seit 2005 dürfen in Deutschland keine unvorbehandelten Abfälle mehr deponiert werden, die einen nennenswerten Anteil organisch abbaubaren Materials enthalten. Demnach sind die Methanemissionen aus Deponien auf die vor 2005 abgelagerten unbehandelten Abfälle zurückzuführen. Die Menge an Deponiegas nimmt daher kontinuierlich ab. Das entstehende Gas kann genutzt werden, indem Entgasungseinrichtungen über die Deponien verteilt werden. Genutzt wird Deponiegas meist durch Verstromung in einem BHKW, da sich keine nennenswerten Wärmenachfragen in Nähe von Deponien befinden. Der Betrieb des BHKW ist dabei nur wirtschaftlich, wenn bspw. mind. 50 m³/h und ein Methangehalt von 40 Prozent vorliegen. Wird die Qualität bzw. Menge unterschritten, wird das Deponiegas abgefackelt (UBA, 2018).

Laut des Nationalen Inventarberichts 2021 wurden 2019 etwa 21,5 Prozent der Methanemissionen aus Deponien gefasst und energetisch genutzt bzw. abgefackelt (UBA, 2021b).

Tabelle 11: Branchenkennzahlen Deponiegas

	2020	2021
Anlagenanzahl	150 Siedlungsabfalldeponien	150 Siedlungsabfalldeponien
Anlagenproduktionskapazität Installierte elektrische Leistung	156 MW	138 MW
Inländische Erzeugung		
- Aus NawaRo	Keine	Keine
- Aus Abfall- und Reststoffen	0,332 TWh	0,299 TWh
Importe	Keine	Keine
Exporte	Keine	Keine
Nutzung		
 Strom	0,247 TWh	0,229 TWh
 Wärme	0,085 TWh	0,07 TWh
 Verkehr	0 TWh	0 TWh
Preisspanne EEG-Bemessungsleistung von 500 kW	7,69 ct/kWh	7,69 ct/kWh
EEG-Bemessungsleistung von 5 MW	5,33 ct/kWh	5,33 ct/kWh

4.8 Bioethanol

Bioethanol ist laut Richtlinie 2003/30/EG⁸ „Ethanol, das aus Biomasse und/oder dem biologisch abbaubaren Teil von Abfällen hergestellt wird und für die Verwendung als Biokraftstoff bestimmt ist“. Eingesetzt wird Bioethanol vor allem im Verkehrssektor als Benzinersatz bzw. -zusatz in Kraftfahrzeugen. Gängige Mischungen in Deutschland sind E5 und E10 wobei die dem „E“ angefügte Zahl angibt, wie viel Volumenprozent Ethanol dem Benzin beigemischt wurde. Außerdem wird aus Bioethanol das Benzinadditiv ETBE⁹ hergestellt.

Bioethanol wird durch Fermentation von Pflanzen mit hohen Gehalten an Zucker oder Stärke mithilfe von Mikroorganismen gewonnen und anschließend durch thermische Trennverfahren aufgereinigt.

Tabelle 12: Branchenkennzahlen Bioethanol

		2020	2021
Anlagenanzahl		7	7
Anlagenproduktionskapazität		759.000 t	759.000 t
Inländische Erzeugung			
-	Aus NawaRo	697.132 t	701.117 t
-	Aus Abfall- und Reststoffen	Keine Daten	Keine Daten
Importe		Keine Daten	Keine Daten
Exporte		Keine Daten	Keine Daten
Nutzung			
	Verkehr	71,4 % 8,014 TWh	72,1 % 8,382 TWh
-	Nahrungsmittel und Getränke	14,9 %	14,5 %
-	Industrie	13,6 %	13,4 %
Preisspanne	EtOH (T2 FOB RDAM)	474,5 - 801,1 €/m ³	499,3 - 1.060,9 €/m ³
	Benzin (FOB ARA)	186,2 - 401,6 €/m ³	305,0 - 531,4 €/m ³
	ETBE (FOB ARA)	261,8 - 621,1 €/m ³	448,2 - 840,9 €/m ³

Die heimische Bioethanolherstellung hat sich im vergangenen Jahr um 0,6 Prozent erhöht, sodass 2021 über 700.000 Tonnen Bioethanol erzeugt wurden. Ca. 580.000 Tonnen (83 Prozent) wurden dabei aus Futtergetreide und etwa 121.000 Tonnen (17 Prozent) aus Zuckerrübenstoffen hergestellt. Hinzu kommt ein geringer

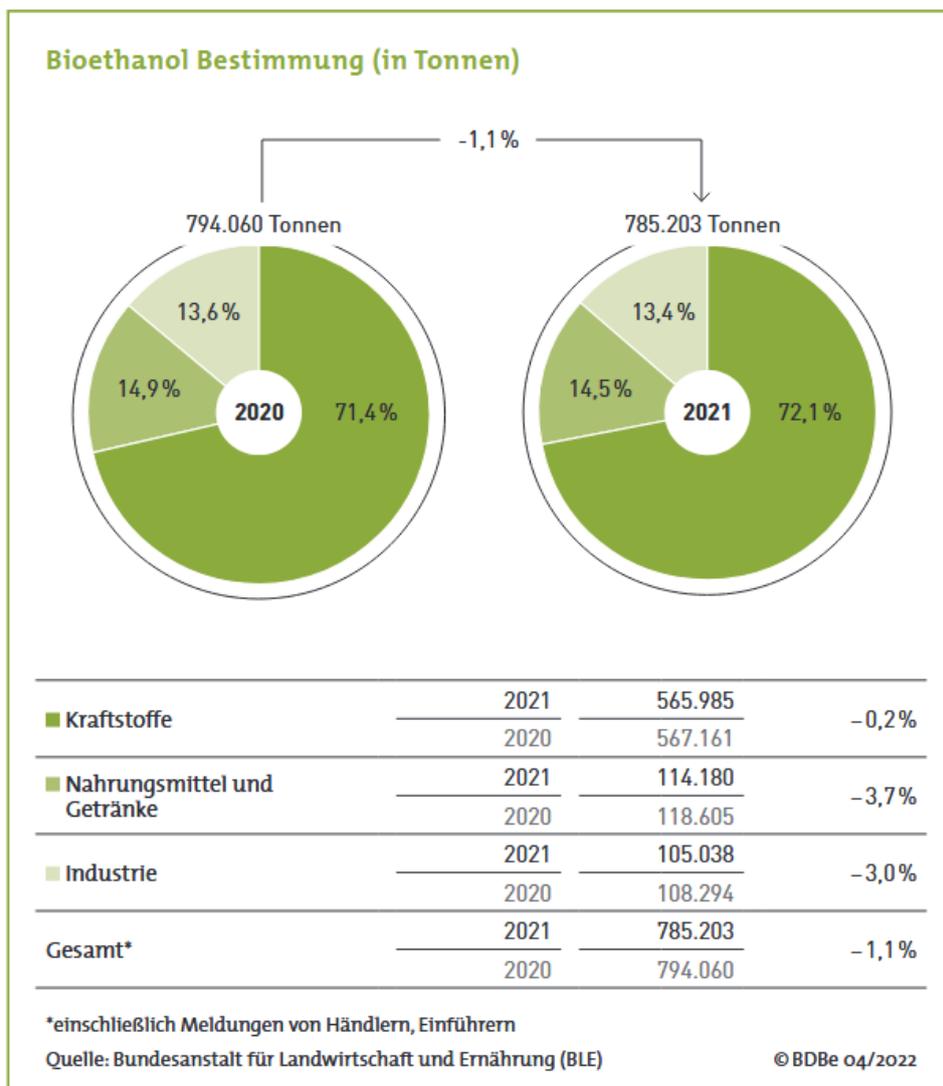
⁸ Richtlinie 2003/30/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 8. Mai 2003 zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen oder anderen erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor.

⁹ Ethyl-tert-butylether (ETBE) wird als Antiklopffmittel in Ottokraftstoffen verwendet.

nicht genau quantifizierter Anteil von Bioethanol, der aus Rest- und Abfallstoffen produziert wurde. Für die Erzeugung von 121.000 Tonnen Bioethanol aus Zuckerrübenstoffen bzw. Melasse wurden ca. 1,3 Mio. Tonnen Zuckerrüben eingesetzt, was 4 Prozent der deutschen Rübenenernte entspricht. Die 580.000 Tonnen Bioethanol aus Futtergetreide wurden aus ca. 2,4 Mio. Tonnen Futtergetreide gewonnen, was 5,6 Prozent der deutschen Getreideernte von fast 42,4 Mio. Tonnen im Jahr 2021 entspricht.

Zusätzlich zu Bioethanol konnten die übrigen pflanzlichen Bestandteile der verarbeiteten Rohstoffe zu hochwertigen Koppelprodukten wie Proteinfuttermittel, weitere Erzeugnisse für die Lebens- und Futtermittelin-
dustrie, Gluten für Aquakultur, biogene Kohlensäure für Getränke, organischen Dünger sowie Biogas verarbeitet werden.

Insgesamt sank die verwendete Menge an Bioethanol in 2021 leicht um 1,1 Prozent auf rund 785.000 Tonnen im Vergleich zu 2020 (795.000 Tonnen). Damit verringerte sich auch der Einsatz von Bioethanol für Kraftstoffzwecke (minus 0,2 Prozent), die Menge Bioethanol für die Nahrungsmittel- und Getränkeindustrie (minus 3,7 Prozent) sowie für die chemische und pharmazeutische Industrie (minus 3,0 Prozent).



Abweichungen bedingt durch Rundungen

Abbildung 23: Bioethanol-Bestimmung (in Tonnen) (BDBe, 2022)

2021 wurden mit 16,5 Mio. Tonnen 1,6 Prozent mehr Benzin abgesetzt als im Vorjahr, sodass sich auch der Verbrauch von Bioethanol deutlich um 4,5 Prozent auf knapp 1,15 Mio. Tonnen erhöhen konnte. Für die Erzeugung von ETBE wurde mit über 157.000 Tonnen 25 Prozent mehr Bioethanol als im Jahr 2020 eingesetzt. Der Absatz von Bioethanol zur Beimischung in Benzin nahm im Vergleich zum Vorjahr deutlich um 4,5 Prozent auf 1,15 Mio. Tonnen zu. Die Beimischung von Bioethanol zu den Benzinsorten Super E10, Super Plus und Super (E5) stieg von 6,4 Volumenprozent im Jahr 2020 auf 6,6 Volumenprozent.

Bioethanol-Verwendung im Kraftstoffmarkt (in Tonnen)				
Bioethanolverbrauch gesamt		2021	1.147.713	+4,5 %
		2020	1.097.830	
davon:	Bioethanol zur Beimischung	2021	990.271	+1,9 %
		2020	971.943	
	Bioethanol für ETBE*	2021	157.442	+25,1 %
		2020	125.887	
Ottokraftstoffe (inkl. Bioethanol)		2021	16.514.582	+1,6 %
		2020	16.259.058	
Anteil Bioethanol in Ottokraftstoffen [Vol.-%]		2021	6,6 %	
		2020	6,4 %	

*ETBE: Ethyl-*tertiär*-butylether, Additiv hergestellt aus Bioethanol
 Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) © BDBe 04/2022

Abbildung 24: Bioethanol-Verwendung im Kraftstoffmarkt (in Tonnen) (BDBe, 2022)

4.9 Biodiesel

Biodiesel ist laut Richtlinie 2003/30/EG¹⁰ „Methylester eines pflanzlichen oder tierischen Öls mit Dieselmotorenstoffqualität, der für die Verwendung als Biokraftstoff bestimmt ist“ und wird gängig als FAME (engl.: fatty acid methyl ester) abgekürzt.

Biodiesel wird durch Umesterung von zumeist pflanzlichen Ölen hergestellt. Ausgangsstoffe sind in der EU vorwiegend Altspeiseöle und Rapsöl sowie zu einem geringeren Anteil Palmöl, Sonnenblumenöl und Sojaöl. Je nach eingesetztem Rohstoff wird FAME auch als UCOME (used cooking oil methyl ester) oder RME (Rapsöl-methylester) bezeichnet.

Anwendung findet Biodiesel überwiegend als Kraftstoff für Dieselmotoren. In Deutschland wird Biodiesel in der Beimischung B7 angeboten, wobei die dem „B“ angefügte Zahl angibt, wie viel Volumenprozent Biodiesel dem Diesel beigemischt wurde. Einige wenige Speditionen nutzen Biodiesel auch als Reinkraftstoff (B100).

¹⁰ Richtlinie 2003/30/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 8. Mai 2003 zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen oder anderen erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor.

Tabelle 13: Branchenkennzahlen Biodiesel

	2020	2021
Anlagenanzahl	27	27
Anlagenproduktionskapazität	3.038.000 t/a*	3.038.000 t/a*
Inländische Erzeugung	3.400.000 t	3.300.000 t
- Aus NawaRo	Mind. 307.169 t**	Keine Daten
- Aus Abfall- und Reststoffen	Mind. 209.137 t**	Keine Daten
Importe	1.483.526 t	1.106.436 t
Exporte	2.412.153 t	2.118.992 t
Nutzung	2.471.373*** t	2.287.444*** t
 Strom	0	0
 Wärme	34.393 t (Bioheizöl)	Keine Daten
 Verkehr ¹¹	30,148 TWh	24,916 TWh
Preisspanne¹²	102,31 ct/l - 132,99 ct/l exkl. MwSt.	134,69 - 239,23 ct/l exkl. MwSt.

* ohne Anlagen der Archer Daniels Midland Company (ADM) an den Standorten Hamburg und Mainz

** Beantragung auf Anrechnung auf die THG-Quote

*** geschätzt

Die Anlagenproduktionskapazität exkludiert die Anlagen von ADM an den Standorten Hamburg und Mainz. Die FNR schätzt die Produktionskapazität mit Einbezug dieser Anlagen auf 3.893.000 Tonnen (FNR, 2022).

Die heimische Biodieselherstellung hat sich im vergangenen Jahr um drei Prozent verringert, sodass 2021 100.000 Tonnen weniger Biodiesel erzeugt wurden als noch im Jahr zuvor. Da keine Meldepflicht für den Rohstoffeinsatz aus Anbaubiomassee sowie Abfallölen (Annex IX Teil B) und aus Reststoffen (Annex IX Teil A) besteht, sind diese Daten nicht bekannt. Lediglich die Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) weist in ihrem Evaluations- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2020 die inländisch auf die THG-Quotenverpflichtungen anzurechnenden Biodiesel-/HVO-Mengen aus. Demnach wurde FAME in 2020 aus Deutschland zu 59,5 Prozent (11.396 TJ, 3,2 TWh, 307.169 t) aus Raps hergestellt und zu 40,5 Prozent (7.759 TJ, 2,2 TWh, 209.137 t) aus Abfall- und Reststoffen.

Ca. 493.000 Hektar der deutschen Ackerfläche werden für den Anbau von Raps für Biodiesel und Pflanzenöl benötigt.

¹¹ AGEE-Stat, 2022.

¹² UFOP, 2022.

Insgesamt wurde 2020 für 98.429 TJ Biodiesel eine Anrechnung auf die deutsche THG-Minderungsquote beantragt. Diese setzten sich auf folgenden Einsatzstoffen, auch außerhalb Deutschlands, zusammen:

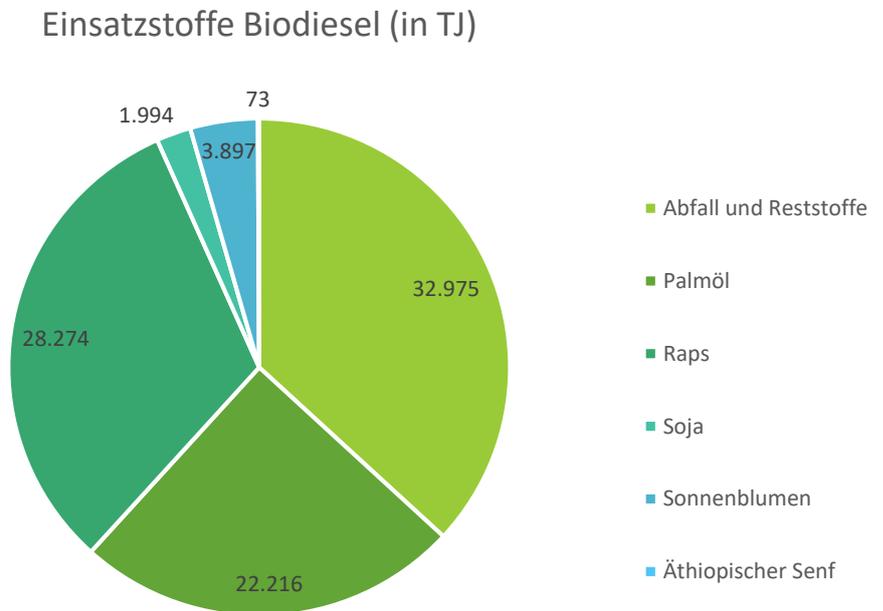


Abbildung 25: Einsatzstoffe Biodiesel (BLE, 2021)

2021 wurden mit 32.677.300 Tonnen 1,93 Prozent mehr Diesel abgesetzt als im Vorjahr (32.045.400 Tonnen). Dennoch sank die verwendete Menge an Biodiesel in 2021 um 16,25 Prozent auf rund 2.534.000 Tonnen im Vergleich zu 2020 (3.025.700 Tonnen). Auch die Beimischung hat sich von 8,6 Prozent in 2020 auf 7,2 Prozent in 2021 verringert (UFOP, 2021a).

Zusätzlich zu Biodiesel konnten die übrigen pflanzlichen Bestandteile der verarbeiteten Rohstoffe zu Glycerin verarbeitet werden, was nach Aufreinigung in technischen oder pharmazeutischen Anwendungen eingesetzt werden kann. Die Reststoffe aus der Herstellung von Biodiesel aus Raps dienen in Form von Rapskuchen als Eiweißfuttermittel.

Die Preise von Biodiesel stiegen in 2021 kontinuierlich an.

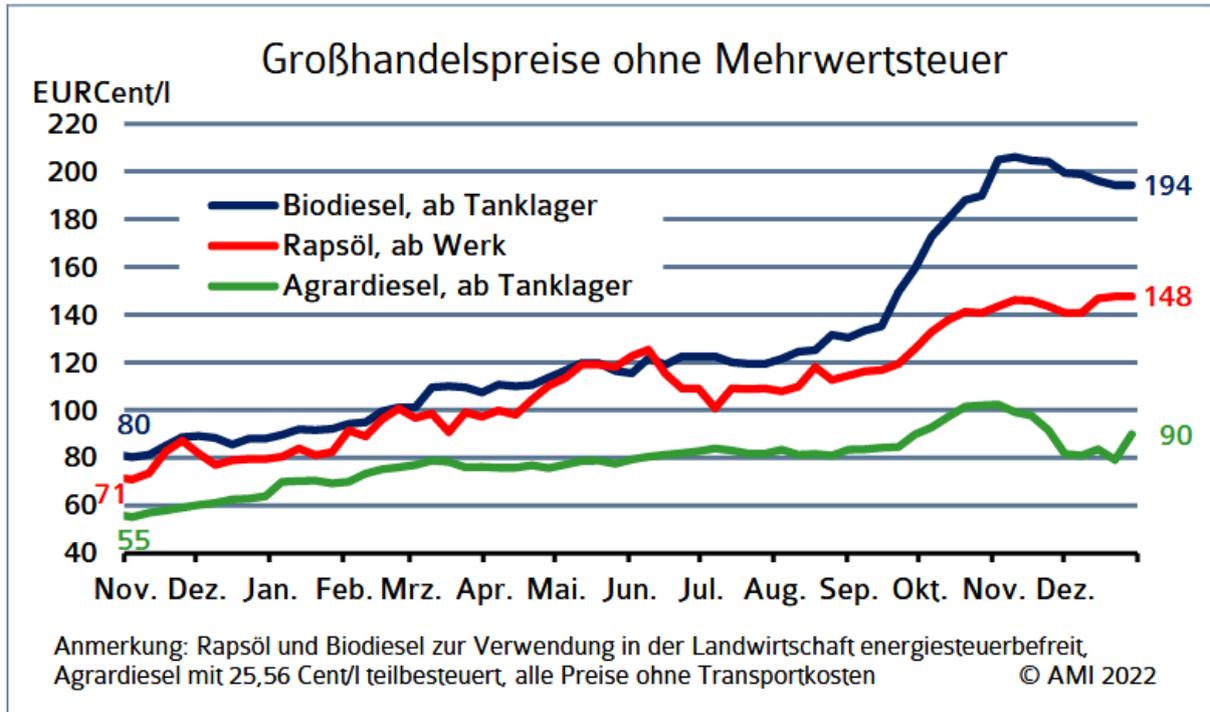


Abbildung 26: Großhandelspreise Biodiesel (UFOP, 2021b)

Exkurs: Pflanzenöl/HVO

Um Pflanzenöle oder Hydrogenated Vegetable Oils (HVO) als Kraftstoff einzusetzen, wird dieses mittels katalytischer Reaktion unter Zugabe von Wasserstoff in Kohlenwasserstoffe umgewandelt. Nachdem die Kraftstoffeigenschaften gezielt und bedarfsgerecht eingestellt wurden, sind keine Anpassung des Motors nötig und der Kraftstoff kann in beliebigen Mischungen und sogar als Reinkraftstoff eingesetzt werden. In Deutschland wird HVO bisher in geringen Mengen zum Dieselkraftstoff beigemischt und mit 0,021 TWh in 2021 im Verkehr eingesetzt.

Eingesetzt werden kann eine breite Palette von Rohstoffen wie natives Pflanzenöl, tierische Fette, Fischöl und Altspeiseöl sowie Öle, die als Nebenprodukte verschiedener industrieller Prozesse anfallen, wie z. B. Tallöl aus der Holz- und Papierindustrie sowie Palmölabwasser und Palmfettsäuredestillat.

Im Gegensatz zur Biodieselproduktion ist das Verfahren zur HVO-Herstellung mit sehr hohen Investitionskosten verbunden.

5 Ausblick

Einerseits steigt der Bedarf nach flexibel zur Verfügung stehender Bioenergie durch gesteigerte Klimaschutz- und Erneuerbare Energien-Ziele, andererseits wird deren Einsatz in der Praxis durch neue Dokumentationspflichten und wenig Technologieoffenheit zunehmend erschwert. 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.

Nachhaltige Bioenergie kann bei der Reduktion von Emissionen in allen Sektoren eine wichtige Rolle spielen. Oberstes Ziel ist es dabei diese effizient in den Bereichen einzusetzen, die nur schwer zu elektrifizieren sind. Für diesen Zweck benötigt es langfristig verlässliche Rahmenbedingungen und Investitionssicherheit. Insbesondere vor dem Hintergrund eines zukünftigen Gasmangels gilt es Regelungen zu finden, die eine echte flexible und netzdienliche Stromerzeugung durch Bioenergie unter wirtschaftlichen Rahmenbedingungen beinhaltet. Auch die Nutzung der Wärme aus bestehenden Bioenergieanlagen muss umfänglicher, effizienter und wirtschaftlicher erfolgen, als das bisher der Fall ist.

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 ab. 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 Bioenergiebestandsanlagen 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 klimaschutzwirksame 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.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Energetische Verwendung von Bioenergie im Jahr 2021	2
Abbildung 2: Netto-Bilanz der vermiedenen THG-Emissionen durch die Nutzung EE im Jahr 2021.....	3
Abbildung 3: Bruttostrombereitstellung durch biogene Energieträger in TWh.....	4
Abbildung 4: Vergangene und erwartete Entwicklung der Stromerzeugung von gasförmiger Bioenergie.....	5
Abbildung 5: Statistische Einordnung der Teilnehmenden für feste Bioenergie.....	7
Abbildung 6: Einschätzung der derzeitigen Geschäftslage für feste Bioenergieträger	8
Abbildung 7: Beschränkende Faktoren für feste Biomasse.....	8
Abbildung 8: Einschätzung der zukünftigen Geschäftslage für feste Bioenergieträger	9
Abbildung 9: Statistische Einordnung der Teilnehmenden für gasförmige Bioenergie	10
Abbildung 10: Einschätzung der derzeitigen Geschäftslage für gasförmige Bioenergien.....	10
Abbildung 11: Beschränkende Faktoren für gasförmige Biomasse	11
Abbildung 12: Einschätzung der zukünftigen Geschäftslage für gasförmige Bioenergieträger .	12
Abbildung 13: Statistische Einordnung der Teilnehmenden für flüssige Bioenergie	13
Abbildung 14: Einschätzung der derzeitigen Geschäftslage für flüssige Bioenergien	13
Abbildung 15: Beschränkende Faktoren für flüssige Bioenergie	14
Abbildung 16: Einschätzung der zukünftigen Geschäftslage für flüssige Bioenergieträger.....	14
Abbildung 17: Einschätzung der Stimmung von Bioenergie im Wärme-, Verkehrs- und Strommarkt.....	15
Abbildung 18: Umsetzung der verpflichteten Wärmeziele in Gebäuden	16
Abbildung 19: Pelletproduktion und Verbrauch in Deutschland	32
Abbildung 20: Masse- und energiebezogener Substrateinsatz in Biogasanlagen in Deutschland in 2017.....	36
Abbildung 21: Masse- und energiebezogener Substrateinsatz in Biomethananlagen in Deutschland.....	38
Abbildung 22: Vermarktung Biomethan in 2021 in GWh	38
Abbildung 23: Bioethanol-Bestimmung (in Tonnen).....	43
Abbildung 24: Bioethanol-Verwendung im Kraftstoffmarkt (in Tonnen).....	44
Abbildung 25: Einsatzstoffe Biodiesel.....	46
Abbildung 26: Großhandelspreise Biodiesel	47

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Deutschlandweit installierte elektrische Leistung biogener Energien der letzten fünf Jahre	3
Tabelle 2: Anteil Beimischung von Biokraftstoffen in 2020 und 2021 im Vergleich	6
Tabelle 3: Kategorien und Gebotshöchstwerte für Biomasse im EEG 2021	21
Tabelle 4: Umsetzung der THG-Quote in Deutschland nach RED II	26
Tabelle 5: Branchenkenzzahlen Holzpellets.....	31
Tabelle 6: Branchenkenzzahlen Holzhackschnitzel	33
Tabelle 7: Branchenkenzzahlen Frisch- und Scheitholz	34
Tabelle 8: Branchenkenzzahlen Biogas	35
Tabelle 9: Branchenkenzzahlen Biomethan/Bio-LNG.....	37
Tabelle 10: Branchenkenzzahlen Klärgas	40
Tabelle 11: Branchenkenzzahlen Deponiegas.....	41
Tabelle 12: Branchenkenzzahlen Bioethanol.....	42
Tabelle 13: Branchenkenzzahlen Biodiesel	45

Literaturverzeichnis

AGEE-Stat (2022): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Online verfügbar unter: <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2021.pdf>. Zugriff am 15.04.2022.

BAFA (2021): Modul 2 – Prozesswärme aus erneuerbaren Energien. Anlage zum Merkblatt Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft – Zuschuss.

BBE (2022): Verbändebündnis fordert Umweltbundesamt zu differenzierter Darstellung der Holzenergie auf. Online verfügbar unter: <https://www.bioenergie.de/presse/allgemeines/verbaendebuendnis-fordert-umweltbundesamt-zu-differenzierter-darstellung-der-holzenergie-auf>. Zugriff am 25.02.2022.

BDBe (2022): Marktdaten 2021. Online verfügbar unter: https://www.bdbe.de/application/files/6416/5105/2210/4.265_2022_04_05.pdf. Zugriff am 20.05.2022.

BLE (2021): Evaluations- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2020.

CARMEN (2022): Marktpreise Hackschnitzel. Online verfügbar unter: <https://www.carmen-ev.de/service/marktueberblick/marktpreise-energieholz/marktpreise-hackschnitzel/>. Zugriff am 01.06.2022.

DBFZ (2017): DBFZ Report Nr. 30 – Anlagenbestand Biogas und Biomethan – Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland, Leipzig.

dena (2021): Branchenbarometer Biomethan 2021, Berlin.

dena (2022): Erhebung im Rahmen des AGEE-Stat Fachbericht Biomethan.

DEPI (2017): Sägenebenprodukte im Sägewerk. Online verfügbar unter: <https://depv.de/p/Sagenebenprodukte-im-Sagewerk-fnwR6t3teuugpYgpnSHE3Z>. Zugriff am 01.06.2022.

DEPI (2022a): Wärmebereitstellung aus Pelletfeuerungen in Deutschland. Online verfügbar unter: <https://depi.de/p/Waermebereitstellung-aus-Pelletfeuerungen-in-Deutschland-ekThA6s8uQVRGMNNJmMotk>. Zugriff am 01.07.2022.

DEPI (2022b): Pelletproduktion. Online verfügbar unter: <https://www.depv.de/de/pelletproduktion>. Zugriff am 17.03.2022.

Döring, P.; Glasenapp, S.; Mantau, U. (2020): Energieholzverwendung in privaten Haushalten 2018. Marktvolumen und verwendete Holzsortimente. Hamburg.

Fachverband Biogas (2022): Keine Aufnahme von Gaskraftwerken in die EU-Taxonomie. Online verfügbar unter: <https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE-Keine-Aufnahme-von-Gaskraftwerken-in-die-EU-Taxonomie?open&ccm=050>. Zugriff am 06.06.2022.

FVH (2021): Position des Fachverband Holzenergie zur Holznutzung in Kohlekraftwerken. Online verfügbar unter: https://www.fachverband-holzenergie.de/download_file/force/762/1865. Zugriff am 19.04.2022.

FVH (2022): Stellungnahme zum LAI-Auslegungskatalog zur 44. BImSchV. Online verfügbar unter: https://www.fachverband-holzenergie.de/files-internal/8516/4880/0087/Stellungnahme_LAI-Auslegungskatalog_zur_44._BImSchV_2022.03.25.pdf. Zugriff am 26.03.2022.

FNR (2022): Basisdaten Bioenergie 2022. Online verfügbar unter: https://www.fnr.de/fileadmin/Projekte/2022/Mediathek/broschuere_basisdaten_bioenergie_2022_06_web.pdf. Zugriff am 01.07.2022.

UBA (2018): Energieerzeugung aus Abfällen. Online verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2018-06-26_texte_51-2018_energieerzeugung-abfaelle.pdf. Zugriff am 31.05.2022.

UBA (2021a): Öffentliche Abwasserentsorgung. Online verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/wasser/wasserwirtschaft/oeffentliche-abwasserentsorgung#rund-10-milliarden-kubikmeter-abwasser-jahrlich>. Zugriff am 01.07.2022.

UBA (2021b): Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2021. Online verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2021-05-19_cc_43-2021_nir_2021_1.pdf. Zugriff am 15.06.2022.

UBA (2022): Emissionsvermeidung durch erneuerbare Energieträger. Online verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/emissionsvermeidung-durch-erneuerbare#Emissionsbilanz>. Zugriff am 15.07.2022.

UFOP (2021a): Inlandsverbrauch Biokraftstoffe 2021. Online verfügbar unter: https://www.ufop.de/files/4616/5297/0070/2048_bafa_maerz_2022.jpg. Zugriff am 25.05.2022.

UFOP (2021b): Marktinformation Ölsaaten und Biokraftstoffe. Online verfügbar unter: https://www.ufop.de/files/5416/3843/2455/RZ_MI_1221.pdf. Zugriff am 25.05.2022.

UFOP (2022): Marktinformationen. Online verfügbar unter: <https://www.ufop.de/medien/downloads/agrarinfo/marktinformationen/>. Zugriff am 25.05.2022.

