



MARKTMONITORING
BIOENERGIE

ANALYSE

Marktmonitoring Bioenergie 2023

Datenerhebungen, Einschätzungen und Prognosen zu Entwicklungen, Chancen und Herausforderungen des Bioenergiemarktes

Impressum

Methodik:

Die Inhalte dieser Analyse basieren auf einer Umfrage, 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

Bildnachweis:

shutterstock/Giordano Aita

Stand:

07/2023

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

Bitte zitieren als:

Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.) (dena, 2023): Marktmonitoring Bioenergie 2023 – Datenerhebungen, Einschätzungen und Prognosen zu Entwicklungen, Chancen und Herausforderungen des Bioenergiemarktes

Unter der Schirmherrschaft des



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

Inhalt

Impressum	2
Inhalt.....	3
1 Kernbotschaften.....	1
2 Hintergrund und Ziel	3
3 Verwendung von Bioenergie	4
3.1 Strom	7
3.2 Wärme und Kälte.....	11
3.3 Verkehr	11
4 Geschäftsklimaindex.....	13
4.1 Methodik.....	13
4.2 Feste Bioenergieträger	13
4.2.1 Einschätzung der derzeitigen Geschäftslage im Vergleich zum Vorjahr	14
4.2.2 Einschätzung der zukünftigen Geschäftslage	16
4.3 Gasförmige Bioenergieträger	18
4.3.1 Einschätzung der derzeitigen Geschäftslage im Vergleich zum Vorjahr	18
4.3.2 Einschätzung der zukünftigen Geschäftslage	21
4.4 Flüssige Bioenergieträger	22
4.4.1 Einschätzung der derzeitigen Geschäftslage im Vergleich zum Vorjahr	23
4.4.2 Einschätzung der zukünftigen Geschäftslage	24
4.5 Allgemeine Stimmung in den Sektoren	25
4.5.1 Wärme.....	39
4.5.2 Strom	55
4.5.3 Verkehr.....	63

5	Branchenkennzahlen	73
5.1	Holzpellets.....	73
5.2	Holzhackschnitzel	75
5.3	Frisch- und Scheitholz	76
5.4	Biogas	77
5.5	Biomethan/Bio-LNG.....	79
	Exkurs Bio-LNG.....	81
5.6	Klärgas.....	83
5.7	Deponiegas.....	84
5.8	Bioethanol.....	85
5.9	Biodiesel.....	86
	Exkurs: Pflanzenöl/HVO	89
6	Ausblick.....	90
	Abbildungsverzeichnis.....	91
	Tabellenverzeichnis	95
	Literaturverzeichnis	95
	Abkürzungsverzeichnis.....	99

1 Kernbotschaften

Bioenergie ist ein zentraler Baustein der deutschen Energiewende: Durch die Nutzung von Bioenergie anstelle von fossilen Energieträgern konnten im Jahr 2022 rund 74 Mio. t CO₂-Äquivalente einspart werden. Zwei Drittel (169 TWh) der insgesamt genutzten Bioenergie (253 TWh) wurden zur Wärmeerzeugung eingesetzt. Der Nutzung für die Stromerzeugung (50 TWh) und als Kraftstoff (34 TWh) im Verkehrssektor kommt nach wie vor eine eher untergeordnete Rolle zu.

Trotz der Energiekrise im Jahr 2022 konnte Bioenergie nur begrenzt als Substitut von Kohle, Öl und Erdgas aus Russland genutzt werden. Auch wenn im Zuge der ad hoc beschlossenen Maßnahmen zur Bekämpfung der Energieknappheit übergangsweise einige Regelungen zur Bioenergienutzung gelockert wurden und die Nachfrage nach Biomethan als Erdgasersatz anstieg, konnte der Einsatz von Biomethan kurzfristig nicht in nennenswertem Umfang erhöht werden. Die Verwendung von Bioenergie lag im Jahr 2022 mit 253 TWh auf einem in etwa gleichbleibenden Niveau gegenüber 2021 (256 TWh).

Vereinbarte Mengen an Biomethan können teilweise nicht mehr geliefert werden. Die Vermutung liegt nahe, dass derzeit kaum mehr ungebundene Mengen im Markt verfügbar und daher Neuverträge nur schwer zu bedienen sind. Dadurch und wegen der fehlenden Wirtschaftlichkeit aufgrund der extrem hohen Preise für Biomethan (bis zu 17 ct/kWh im Vergleich zu maximal 8,65 ct/kWh in 2021) gab es in 2023 auch keine EEG-Ausschreibungsbeteiligung für Biomethan. Bestehende Verträge dürften dagegen die niedrigen Biomethanpreise der vergangenen Jahre zur Grundlage haben und für die Vertragsinhaber daher langfristig von enormem wirtschaftlichen Wert sein.

Der Kostendruck auf die Bioenergiebranche hat sich gegenüber dem Vorjahr insgesamt deutlich erhöht. Ein Grund für steigende Kosten sind die im Zuge der Energiekrise enormen Preissteigerungen für Einsatzstoffe. Einen weiteren Grund stellt die Anhebung der Nachhaltigkeitsanforderungen dar, die mit einem höheren Zertifizierungs- und Personalaufwand einhergehen. Sie sind vor dem Hintergrund eines schon jetzt bestehenden Mangels an qualifizierten Fachkräften kaum wirtschaftlich umzusetzen.

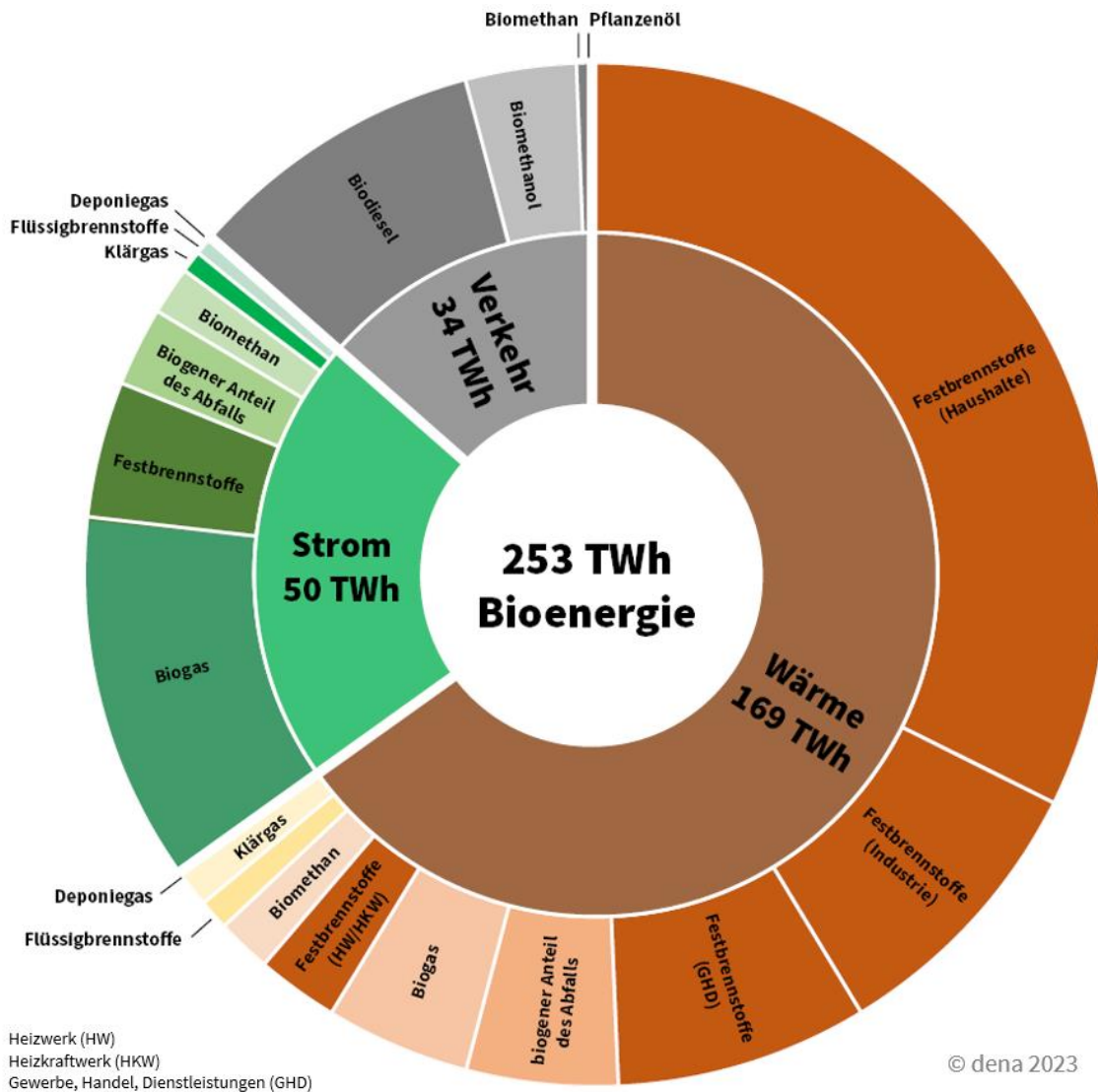
Während der Großteil der Branche die zukünftig prioritären Einsatzfelder der Bioenergie sehr klar vor Augen hat, sorgt der wiederholt wechselnde regulatorische Rahmen für Zurückhaltung bei den Re- und Neuinvestitionen. Bioenergie sollte zukünftig nach Meinung der Marktteilnehmer insbesondere in der Prozesswärme, in der flexiblen Stromerzeugung und als Biokraftstoff eingesetzt werden. Mit Blick auf die Stromerzeugung wird dabei insbesondere der Flexibilitätszuschuss als geeignetes Instrument angesehen. Fundamental für die Zukunft wird die Schaffung einer Langfristperspektive und damit einhergehend von Investitionssicherheit sein.

Für Betreiber von industriellen Anlagen werden die Anforderungen an die Nutzung von Holz verschärft. Dies liegt zum einen an den Diskussionen innerhalb der Revision der Renewable Energy Directive (RED II) bezüglich der Aberkennung der CO₂-Neutralität und demnach der Förderfähigkeit von primärer holzartiger Biomasse, zum anderen an den Diskussionen zur Kaskadennutzung innerhalb der Nationalen Biomassestrategie (NABIS). Zusätzlich erschweren die Aufnahme von Altholz in das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG), aber auch die Einkürzung nahezu aller Förderrichtlinien (z. B. Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft (EEW)) und neue Restriktionen bzw. Verschärfungen von Fördermaßnahmen (z. B. Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG)) die zukünftige Nutzung von Altholz.

Die Umsetzung der EU-Biodiversitätsstrategie, die steigenden Anforderungen an die Minderung der Treibhausgase (THG) innerhalb der RED-II-Revision und der absinkende Maisdeckel führen dazu, dass zukünftig weniger Anbaubiomasse für bioenergetische Anwendungen eingesetzt werden wird. Inwiefern ausreichend nachhaltig zertifizierte Abfall- und Reststoffe in den jeweiligen Regionen vorhanden sind, um die bestehenden Bioenergieanlagen zu versorgen, lässt sich derzeit noch nicht abschätzen.

Die Nachhaltigkeitsanforderungen an Bioenergieträger werden von den Marktakteuren als ausreichend und teilweise als überreguliert angesehen. Es fehlt dabei eher an Kontrollmöglichkeiten im Ausland zur Herstellung gleicher Wettbewerbsbedingungen (zum Teil keine Überwachung durch öffentliche Stellen in Drittstaaten möglich) sowie daran, bereits bestehende Gesetze auf der Vollzugsebene umzusetzen.

Hohe THG-Quotenpreise reizen seit vergangenem Jahr vermehrt Betrugsfälle beim Import von fortschrittlichen Biokraftstoffen an. So werden derzeit zunehmend vermeintlich fortschrittliche und günstige Biokraftstoffe aus China in den deutschen Markt importiert. Die Vermutung liegt nahe, dass es sich dabei um Biodiesel handelt, der aus Palmöl hergestellt und dann rechtswidrig als fortschrittlich unter Angabe der Nutzung von Altspeisefett (UCO) deklariert wurde. Eine solche Praxis wirkt sich negativ auf die THG-Quote aus und reduziert darüber hinaus die Nachfrage nach heimisch produzierten Biokraftstoffen.



2 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 von wachsender Bedeutung. Dies spielt auch für die Erarbeitung der Nationalen Biomassestrategie (NABIS) der Bundesregierung, die unter anderem den zukünftigen Beitrag der Bioenergie genauer bestimmen soll, eine fundamentale Rolle. Zur Beantwortung der Frage, in welchen Bereichen und in welchem Umfang Bioenergie eingesetzt werden sollte, bedarf es neben validen Daten und Zahlen auch einer konkreten Bewertung der Geschäftslage einzelner Marktsegmente der Bioenergie. Das Marktmonitoring Bioenergie der Deutschen Energie-Agentur (dena) soll dazu dienen, einen kompakten und ganzheitlichen Überblick über die gesamte Bioenergiebranche zu geben, indem vergleichende Branchenkenntzahlen zur Identifikation und Bewertung von Markttrends und Marktdynamiken bereitgestellt werden. Außerdem dient es der Auskunft über die Erwartungen und die Stimmungslage von Bioenergieakteuren mit Blick auf die künftige Markt- und Konjunktorentwicklung. Zusätzlich wird dabei auf aktuelle regulatorische und wirtschaftliche Entwicklungen eingegangen, wodurch sich ein sachbasierter Dialog zwischen Branchenakteuren und politischen Entscheidungsträgern zu den Entwicklungen und den sich verändernden Rahmenbedingungen des Marktes aufbauen kann. Dies soll es ermöglichen,

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

Letztendlich können durch passende Rahmenbedingungen das nachhaltige Bioenergiepotenzial zur Minderung von Treibhausgasemissionen sowie seine wirtschaftliche Wertschöpfung effizienter genutzt werden.

Das Marktmonitoring Bioenergie wird seit 2022 jährlich durchgeführt. Die veröffentlichten Ergebnisse beinhalten Datenerhebungen sowie Einschätzungen, Meinungen und Prognosen der Branchenakteure zu Entwicklungen, Chancen und Herausforderungen des Bioenergiemarktes. Die Zusammenstellung erfolgte auf der Basis eines Fragebogens sowie von Einzelinterviews und relevanten Publikationen Dritter.

3 Verwendung von Bioenergie

Im Jahr 2022 wurde der Endenergieverbrauch¹ in Deutschland zu ca. 10,4 Prozent durch Bioenergie gedeckt; das entspricht einer Gesamtmenge an Bioenergie von 253 TWh (siehe Abbildung 1). 2021 lag die Energiebereitstellung durch Bioenergie bei 10,3 Prozent (256 TWh).

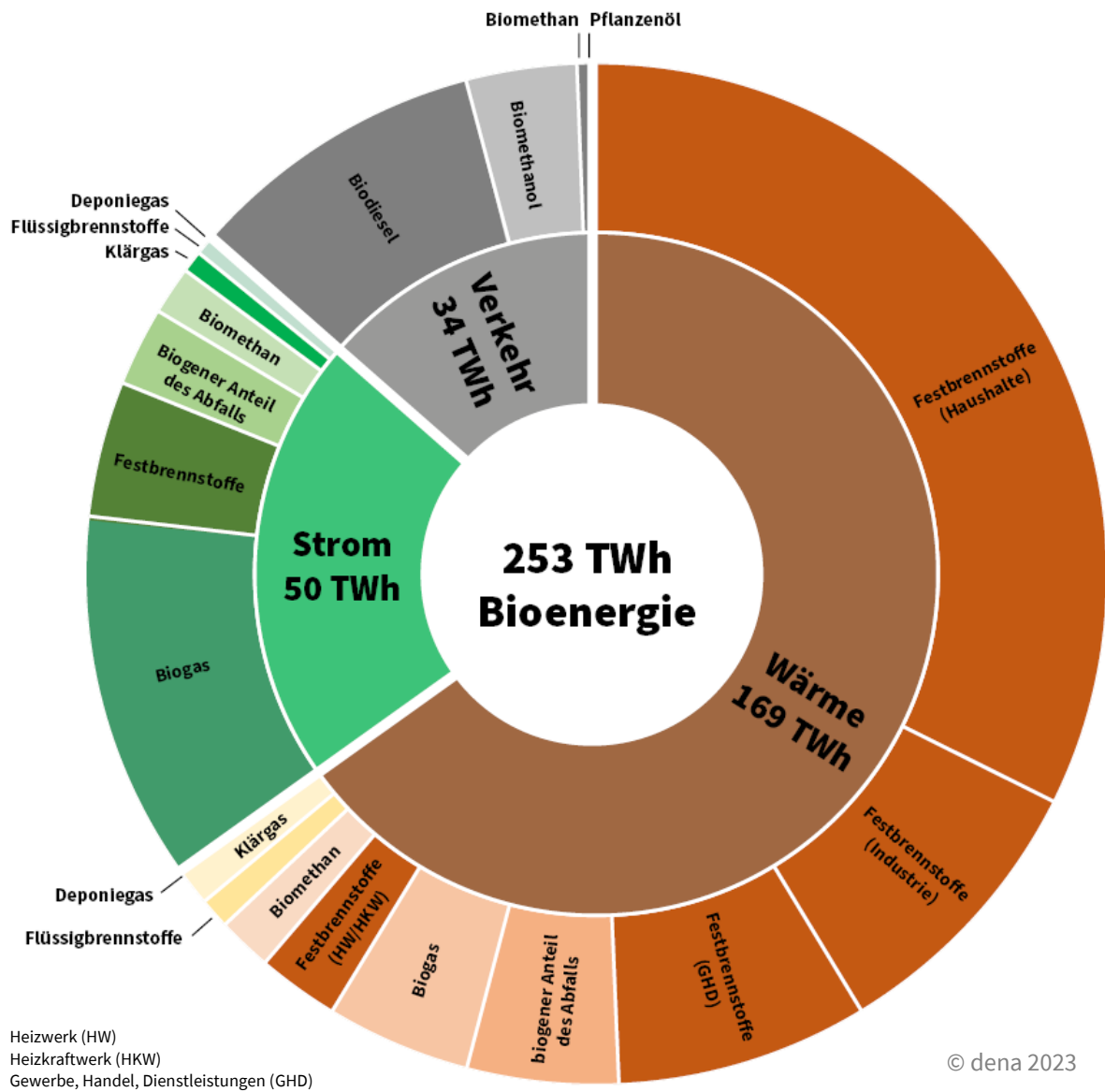


Abbildung 1: Energetische Verwendung von Bioenergie im Jahr 2022 (AGEE-Stat, 2023)

¹ Endenergieverbrauch 2022: 2.417 TWh (AGEE-Stat, 2023)

Tabelle 1: Energetische Verwendung von Bioenergie im Jahr 2022 (AGEE-Stat, 2023)

Angaben in GWh		2020	2021	2022
Verkehr	Biodiesel	30.170	25.072	24.518
	Pflanzenöl	21	21	21
	Bioethanol	8.014	8.412	8.692
	Biomethan	884	965	1.061
Bruttostromerzeugung	Biogene Festbrennstoffe	11.306	11.028	11.187
	Biogene flüssige Brennstoffe	307	202	175
	Biogas	28.757	28.189	28.471
	Biomethan	2.914	3.133	2.964
	Klärgas	1.579	1.576	1.575
	Deponiegas	247	229	202
	Biogener Anteil des Abfalls	5.820	5.792	5.607
Wärme	Festbrennstoffe (Haushalte)	66.874	78.559	80.021
	Festbrennstoffe (GHD)	19.101	22.086	20.671
	Festbrennstoffe (Industrie)	23.279	24.820	23.171
	Festbrennstoffe (HW/HKW)	6.296	6.831	6.588
	Biogene flüssige Brennstoffe	3.217	2.601	2.455
	Biogas	13.603	13.393	13.611
	Biomethan	4.023	4.751	4.761
	Klärgas	2.378	2.368	2.412
	Deponiegas	95	85	83
	Biogener Anteil des Abfalls	15.060	15.650	15.073

Während im Strom- und Wärmebereich vor allem feste und gasförmige Bioenergieträger zum Einsatz kommen, wird der Verkehrsbereich von flüssigen Biokraftstoffen als Diesel- und Benzinbeimischung dominiert. Insgesamt bewegte sich die Energieerzeugung über die letzten Jahre dabei auf einem gleichbleibenden Ni-

veau. Auch wenn mehr Festbrennstoffe in privaten Haushalten eingesetzt wurden, hat sich 2022 der Verbrauch an Festbrennstoffen im Wärmesektor insgesamt reduziert. Auch der Einsatz von Biodiesel im Verkehr und dem biogenen Anteil am Abfall im Wärmesektor ist zurückgegangen. Lediglich die Nutzung von Biogas zur Strom- und Wärmeversorgung sowie der Bioethanoleinsatz haben sich in 2022 etwas stärker erhöht (siehe Tabelle 1).

Die gesamte installierte elektrische Leistung biogener Energien zur Strom- und Wärmeerzeugung (siehe Tabelle 2) hat sich im Jahr 2022 im Vergleich zu 2021 um 52 MW erhöht, was vor allem auf den Ausbau der Leistung bei Biogasanlagen um 57 MW zurückzuführen ist. Dieser Ausbau ist mit der Leistungserhöhung im Rahmen zunehmender Flexibilisierung des Biogasanlagenbestands verknüpft, führt aber nicht zu einer Zunahme der Stromerzeugung, da die erhöhte Stromerzeugung lediglich konzentrierter zu Zeiten hohen Bedarfs erfolgt. Minimal ist die Leistung auch bei Biomethan gestiegen. Bei den biogenen Fest- und Flüssigbrennstoffen sowie bei Deponiegas hat sich die installierte elektrische Leistung reduziert, während sie bei Klärgas und beim biogenen Anteil des Abfalls gleich geblieben ist.

Tabelle 2: Deutschlandweit installierte elektrische Leistung biogener Energien in den letzten fünf Jahren (AGEE-Stat, 2023)

Angaben in MW	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Biogene Festbrennstoffe	1.601	1.567	1.568	1.571	1.566	1.561
Biogene flüssige Brennstoffe	230	230	231	231	230	228
Biogas	5.173	5.610	5.951	6.343	6.450	6.507
Biomethan	567	602	603	621	654	659
Klärgas	242	421	396	374	374	374
Deponiegas	165	169	162	156	137	134
Biogener Anteil des Abfalls	1.004	1.063	1.084	1.024	1.040	1.040
Gesamt	8.982	9.662	9.995	10.320	10.451	10.503

Insgesamt konnten im Jahr 2022 durch den Einsatz von erneuerbaren Energien (EE) 232 Mio. t CO₂-Äquivalente im Vergleich zur Nutzung von fossilen Energieträgern vermieden werden. Dabei konnte allein die Bioenergie 74,3 Mio. t CO₂-Äquivalente einsparen (siehe Abbildung 2). Besonders wichtig ist dabei der Beitrag von Bioenergie im Verkehr und in der Wärmeproduktion. Somit trägt Bioenergie mit 32 Prozent der vermiedenen THG-Emissionen im Jahr 2022 rein rechnerisch signifikant zu deren Senkung und damit zum Klimaschutz bei.

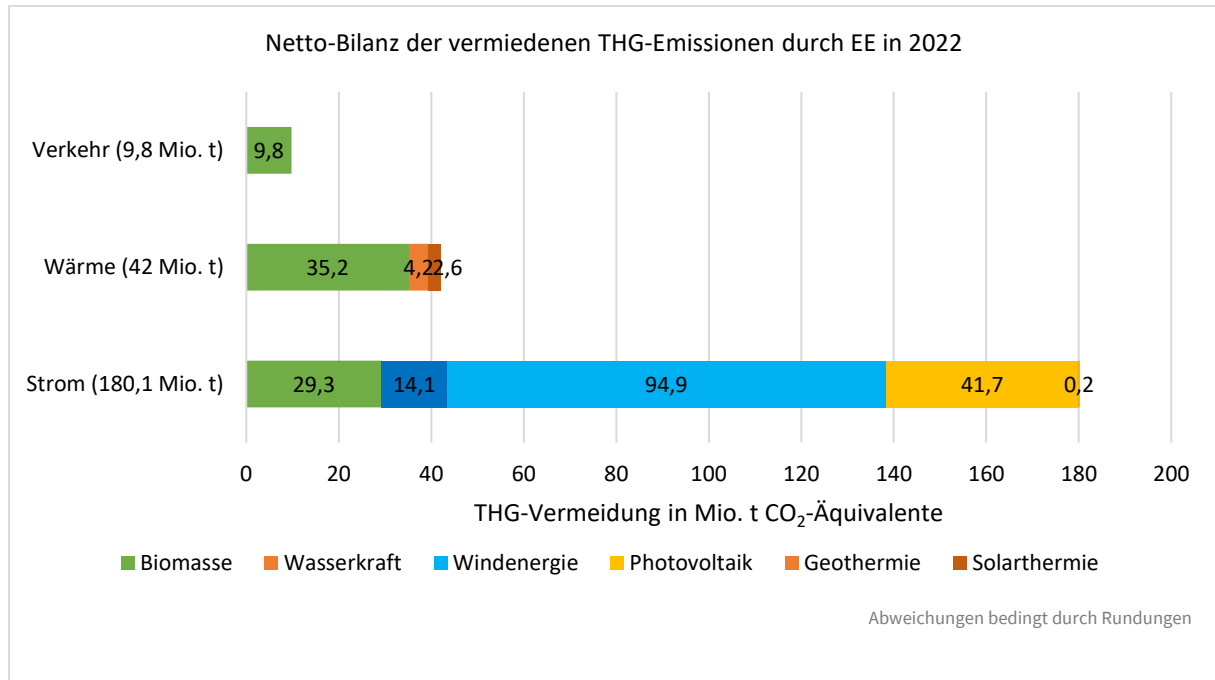


Abbildung 2: Netto-Bilanz der vermiedenen THG-Emissionen durch die Nutzung von EE im Jahr 2022 (UBA, 2023a)

3.1 Strom

Die Bioenergie hatte im Jahr 2022 einen Anteil von ca. 19,7 Prozent an der Bruttostromerzeugung aller EE. Dabei dominiert der Einsatz von Biogas in der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung, sodass 2022 28,5 TWh Strom (+ 282 GWh im Vergleich zu 2021) und fast 14 TWh Wärme (+ 218 GWh im Vergleich zu 2021) durch Biogas bereitgestellt werden konnten. Biogas soll im zukünftigen Energiesystem vor allem die schwankende Erzeugung aus Wind und Photovoltaik ausgleichen. Auch die Nutzung von Klärgas hat bei der kommunalen Abwasserbehandlung in den vergangenen 20 Jahren stetig zugenommen 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 bis zum Verbot der Mülldeponierung in 2005 mit 231 GWh Stromproduktion ihren Höhepunkt erreicht hatte und seither sinkt (siehe Abbildung 3).

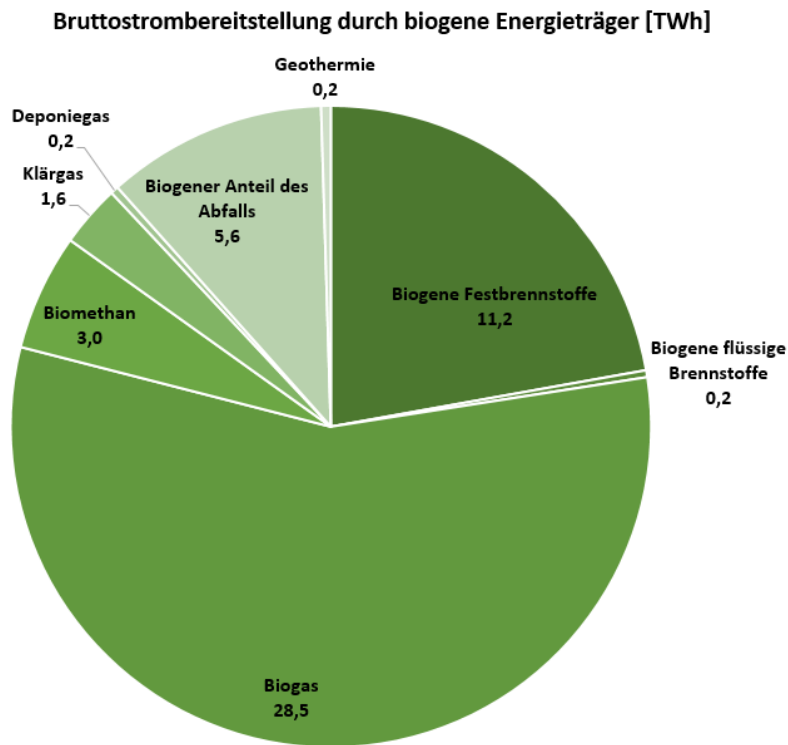


Abbildung 3: Bruttostrombereitstellung durch biogene Energieträger in TWh (AGEE-Stat, 2023)

Mit der Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) 2023 wurde der Ausbaukorridor für Biomasse in Höhe von 8,4 GW installierter elektrischer Leistung beibehalten und 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 (siehe Abbildung 4).

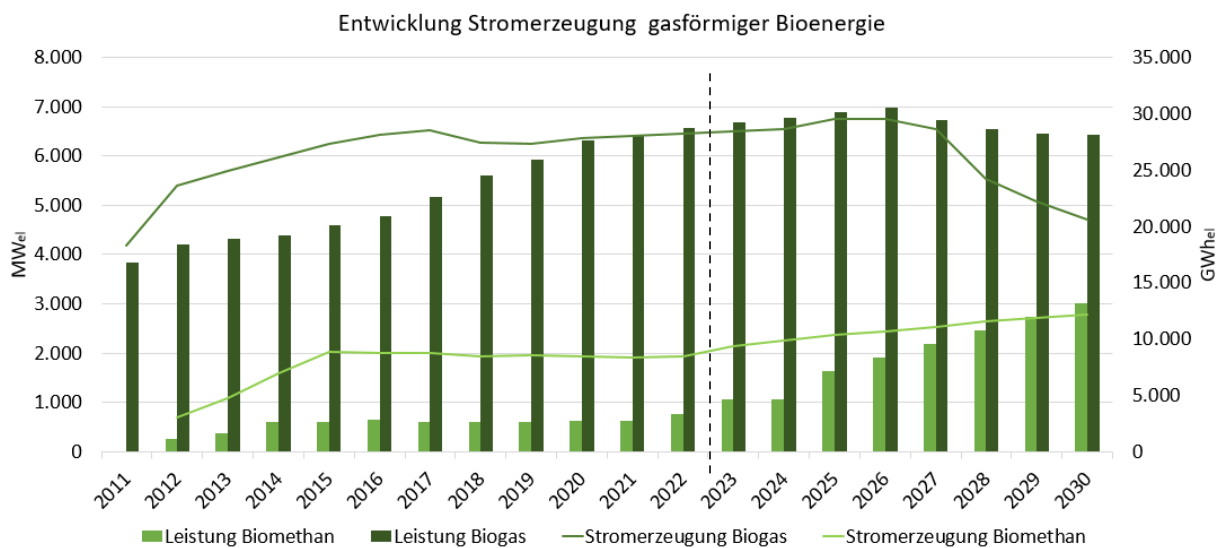


Abbildung 4: Vergangene und erwartete Entwicklung der Stromerzeugung aus gasförmiger Bioenergie

Die Ergebnisse der Ausschreibungsrunden für Biomethananlagen sind in Tabelle 3 und Tabelle 4 dargestellt. Im April 2023 wurde die Ausschreibungsmenge an die Summe der Leistung der beim vorangegangenen Gebotstermin im Oktober 2022 gemeldeten und genehmigten Anlagen angepasst. Wie Tabelle 3 zu entnehmen ist, wurden keine Gebote eingereicht. Als Gründe sind hier unter anderem anzuführen, dass Biomethan derzeit nicht in ausreichendem Maße für größere Neuprojekte zur Verfügung steht, da es bereits vertraglich gebunden ist und zusätzliche Produktionskapazitäten fehlen. So können außerdem vereinbarte Mengen an Biomethan teilweise nicht mehr geliefert werden. Außerdem sind die Biomethanpreise zu hoch, um unter den Gebotswerten wirtschaftlich zu arbeiten. Damit wird der angestrebte Ausbaupfad verfehlt.

Tabelle 3: Ergebnisse der Ausschreibungsrunden für Biomethananlagen (BNetzA, 2023a)

Gebotstermin	Dez 21	Okt 22	Apr 23
Ausgeschriebene Menge (kW)	150.000	152.020	19.477 (vor Reduktion 300.000)
Eingereichte Gebote	21	2	0
Eingereichte Gebotsmenge (kW)	147.980	3.499	0
Zuschläge	21	2	0
Zuschlagsmenge (kW)	147.980	3.499	0
Gebotsausschlüsse	0	0	
Gebotsausschlussmenge (kW)	0	0	
Zulässiger Höchstwert (ct/kWh)	19	18,81	19,31
Niedrigster Gebotswert (ct/kWh)	16,88		
Höchster Gebotswert (ct/kWh)	18,98		
Durchschnittlicher, mengengewichteter Zuschlagswert (ct/kWh)	17,84		
Höchster bezuschlagter Gebotswert (ct/kWh)	18,98		
Niedrigster bezuschlagter Gebotswert (ct/kWh)	16,88		
Preismechanismus	Pay-as-bid		

2022 stammten die zwei Gebote für die Biomethanausschreibungen aus Baden-Württemberg. 2021 gliederten sich die Gebote, wie in Tabelle 4 dargestellt, etwas differenzierter auf. Dabei fällt auf, dass nur zwei der 21 Gebote aus der Südregion stammten.

Tabelle 4: Ergebnisse der Ausschreibungsrunden für Biomethananlagen 2021 nach Bundesland

Bundesland	Gebotsmenge 2021	Anzahl Gebote	Mittlere Gebotsmenge
Baden-Württemberg	4.507	1	4.507
Bayern	265	1	265
Mecklenburg-Vorpommern	4.600	1	4.600
Niedersachsen	69.710	8	8.714
Nordrhein-Westfalen	35.098	6	5.850
Sachsen	20.000	1	20.000
Schleswig-Holstein	4.600	1	4.600
Thüringen	9.200	2	4.600
	147.980	21	

Ein entgegengesetztes Bild zeichnet sich bei der Ausschreibungsbeteiligung für Biomasseanlagen ab (siehe Tabelle 5). Hier war die ausgeschriebene Menge im Jahr 2022 noch stark unterzeichnet, während sie im April 2023 vollumfänglich ausgeschöpft wurde. Das größere Interesse kann unter anderem durch die gestiegenen Gebotshöchstwerte im EEG 2023 begründet werden.

Tabelle 5: Ergebnisse der Ausschreibungsrunden für Biomasseanlagen (BNetzA, 2023b)

Gebotstermin	Apr 20	Nov 20	Mrz 21	Sep 21	Mrz 22	Sep 22	Apr 23
Ausgeschriebene Menge (kW)	167.770	167.770	300.000	274.860	274.860	285.794	300.000
Eingereichte Gebote (Neu-/Bestandsanlagen)	41	21	60	100	76	100	495
Eingereichte Gebotsmenge (kW)	92.486	50.407	43.633	86.471	80.934	101.038	532.352
Zuschläge	38	19	38	73	56	69	271
Zuschlagsmenge (kW)	90.456	28.307	33.870	69.552	68.301	78.193	301.501
Gebotsausschlüsse	3	2	8	6	1	11	25
Gebotsausschlussmenge (kW)	2.030	22.100	2.809	4.729	50	7.737	22.501
Zulässiger Höchstwert Neuanlagen (ct/kWh)	14,44	14,44	16,4	16,4	16,24	16,24	17,67
Zulässiger Höchstwert Bestandsanlagen (ct/kWh)	16,4	16,4	18,4	18,4	18,22	18,22	19,83
Durchschnittlicher, mengen- gewichteter Zuschlagswert (ct/kWh)	13,99	14,85	17,02	17,48	15,75	17,28	18,92
Höchster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	16,4	16,4	18,29	18,73	18	17,96	19,49
Niedrigster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	10,28	9,5	12	12	12,18	14,2	13,6
Preismechanismus	Gebote von Bestandsanlagen mit einer Gebotsmenge von bis zu 150 kW nach dem Einheitspreisverfahren						

3.2 Wärme und Kälte

Die in der Wärmeerzeugung erzielten 169 TWh Bioenergie werden hauptsächlich durch Festbrennstoffe generiert, die überwiegend in privaten Haushalten genutzt werden. Bioenergie hat dabei mit ca. 84 Prozent den größten Anteil an der gesamten Wärme- und Kältebereitstellung aller EE. In Privathaushalten werden die Festbrennstoffe in Kleinfeuerungsanlagen in Form von Scheitholz und Holzpellets genutzt. Mittlere und große Anlagen zur Beheizung im produzierenden Gewerbe oder von 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, beispielsweise bei der Beheizung von Wohn- und Wirtschaftsgebäuden in der unmittelbaren Umgebung oder per Stichleitung auch von 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 wird daher im Weiteren nicht thematisiert.

Detaillierte Informationen zu biogenen Wärmequellen sind in Kapitel 5 zu finden.

3.3 Verkehr

Bioenergie in flüssigem Zustand wird in Form von Biodiesel und Bioethanol vornehmlich im Verkehrssektor eingesetzt. Die Rohstoffbasis bei Biodiesel für die Kraftstoffsarten FAME (Fatty Acid Methyl Ester) und HVO (Hydrogenated Vegetable Oils) sind vor allem öl- und fetthaltige Anbaubiomasse (z. B. Raps, Palmöl) sowie Abfall- und Reststoffe (z. B. Altspeiseöle und -fette). Die Rohstoffbasis für Bioethanol sind zucker- oder stärkehaltige Anbaubiomasse (z. B. Zuckerrüben, Getreide, Mais) oder Abfall- und Reststoffe (z. B. Melasse). Aufgrund des hohen Energiegehalts von Biokraftstoffen werden sie auch international über weitere Strecken gehandelt, wobei die Herkunft der Rohstoffe und die Nachhaltigkeit des Prozesses über die gesamte Warenaufkette (vom Anbau der Biomasse bis zum Inverkehrbringen der Biokraftstoffe) nachgewiesen werden müssen. Biomethan deckt als gasförmiger Kraftstoff nahezu 100 Prozent der in der Gasmobilität eingesetzten Energie ab, ist aber im Vergleich zu flüssigen Biokraftstoffen eher eine Nischenanwendung. Die Rohstoffbasis des im Verkehr verwendeten 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 auf nachwachsenden Rohstoffen (NawaRo), wodurch sie neben der Biogasbranche eine weitere wichtige Einkommensquelle für die Landwirtschaft darstellen.

Im Jahr 2022 wurde im Vergleich zum Vorjahr etwas weniger Biodiesel produziert und beigemischt (siehe Tabelle 6), wobei dennoch von einer konstanten Entwicklung gesprochen werden kann. Der leichte Rückgang kann dabei unter anderem mit der Abnahme von HVO aus Palmöl begründet werden. Laut (BLE, 2022) verringerte sich die Gesamtmenge an Palmöl von 2020 bis 2021 um 62 Prozent. Auf der anderen Seite hat sich durch den höheren Absatz von Ottokraftstoffen und beigemischt Bioethanol der Absatz von E10 positiv entwickelt. Dessen Marktanteil stieg um fast 43 Prozent von 17,2 Prozent im Jahr 2021 auf fast 24,0 Prozent im Jahr 2022 (BDB, 2023). Letztendlich ist so der Einsatz von Biokraftstoffen im Jahr 2022 um 11.700 t gestiegen.

Tabelle 6: Biokraftstoffverbrauch und Anteil der Beimischung in den letzten fünf Jahren in 1.000 t (UFOP, 2023)

	2018	2019	2020	2021	2022
Beimischung Biodiesel (FAME), HVO	2.323,3	2.301,4	3.025,8	2.559,7	2.515,6
Dieselmotorkraftstoff	35.151,7	35.546,8	35.07,1	32.420,5	32.245,4
• Anteil Beimischung	6,2 %	6,1 %	8,6 %	7,3 %	7,2 %
Bioethanol	1.187,4	1.142,7	1.097,8	1.152,6	1.185,9
Ottomotorkraftstoff	16.649,7	16.823,2	15.161,2	15.275,7	15.810,1
• Anteil Beimischung	6,7 %	6,4 %	6,8 %	7,0 %	7,0 %

4 Geschäftsklimaindex

4.1 Methodik

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

An der Umfrage nahmen Vertreterinnen und Vertreter von **65 deutschen Unternehmen und Verbänden** der Bioenergiebranche teil. Die Beantwortung der Fragen war freiwillig. Es gab lediglich zur Zuordnung der Energieträger eine Pflichtfrage. Die Umfrage wurde mittels Online-Umfragetool durchgeführt. Der Link zur Umfrage wurde relevanten Unternehmen per E-Mail direkt zugeschickt und über entsprechende Verbände verteilt. Die Umfrage lief vom 15. März 2023 bis zum 30. April 2023. Die Auswertung erfolgt der Übersichtlichkeit halber nach Aggregatzustand der biogenen Energieträger (Kapitel 4.2 bis 4.4) sowie nach Sektoren, in denen sie eingesetzt werden (Kapitel 4.5).

4.2 Feste Bioenergieträger

Von den 87 Teilnehmern gaben 32 an, dass sie im Bereich der festen Bioenergieträger tätig sind. Abbildung 5 zeigt, in welchen Teilen der Wertschöpfungskette die Teilnehmer im Bereich der festen Bioenergie tätig sind, welchen jährlichen Umsatz die Unternehmen erwirtschaften und wie viele Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter sie beschäftigen.

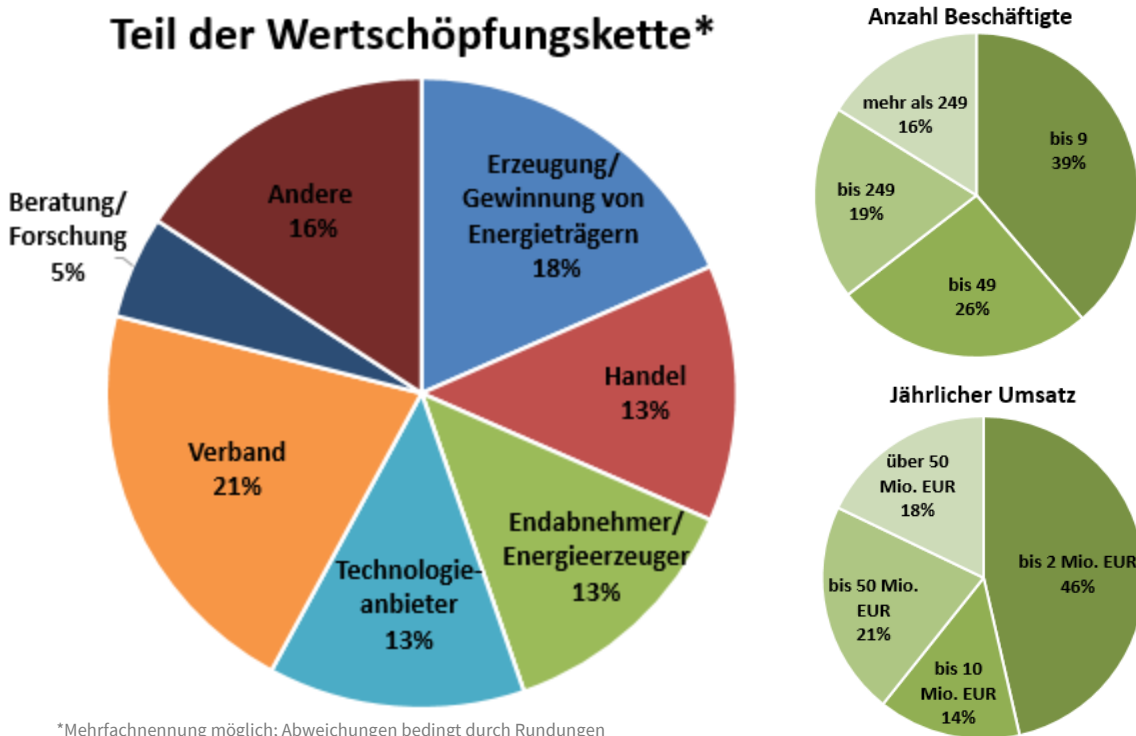


Abbildung 5: Statistische Einordnung der Teilnehmer aus dem Bereich feste Bioenergie

4.2.1 Einschätzung der derzeitigen Geschäftslage im Vergleich zum Vorjahr

Die Teilnehmer schätzen die derzeitige Geschäftslage zu 45 Prozent als mittelmäßig ein. Im Gegensatz zum letzten Jahr beurteilt niemand die derzeitige Geschäftslage als sehr gut. Lediglich 30 Prozent tendieren zu einer guten Einschätzung, während 25 Prozent eine schlechte bis sehr schlechte Einschätzung abgeben.

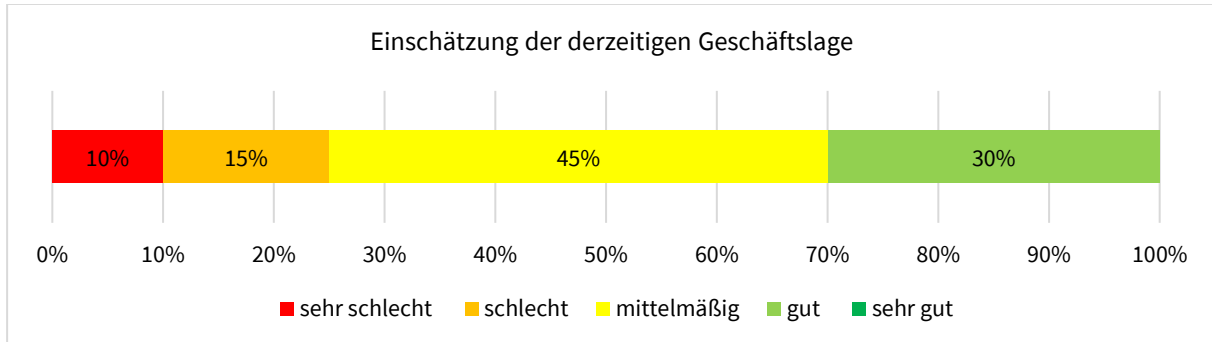


Abbildung 6: Einschätzung der derzeitigen Geschäftslage für feste Bioenergieträger

Für die Beurteilung der Geschäftslage sind für die Teilnehmer der regulatorische Rahmen, die Erlös- und Kostensituation sowie der Umsatz am wichtigsten. Anstelle der Erlös- und Kostensituation beeinflusste im Jahr davor auch die Nachfrage nach Energieträgern die Einschätzung.

Die Beurteilung der Geschäftslage beruht vor allem auf einem Vergleich mit der früheren Geschäftslage. Des Öfteren werden jedoch auch die allgemeine Konjunkturlage sowie die Erwartungen und Planziele für das Berichtsjahr herangezogen.

90 Prozent der Teilnehmer gaben an, dass ihre Tätigkeiten durch regulatorische Rahmenbedingungen beschränkt werden (siehe Abbildung 7). Diese sind vielfältiger Natur und werden in Kapitel 4.5.1 genauer beschrieben. Aber auch der Mangel an Rohstoffen und qualifizierten Fachkräften ist für jeweils 72 Prozent ein beschränkender Faktor. Der Mangel an Rohstoffen ist dadurch zu begründen, dass das holzartige Biomassepotenzial schlichtweg begrenzt ist. So gehen (UBA, 2018a) und (DBFZ, 2019) davon aus, dass das nachhaltig nutzbare Potenzial bereits übernutzt ist. Generell wird dabei immer wieder diskutiert, bis zu welchem Maß Wälder stofflich und energetisch genutzt oder ob sie für den Natur- und Klimaschutz zunehmend sich selbst überlassen werden sollten. Meldungen über illegale Rodungen von Wäldern und Kahlschläge von ganzen Landstrichen außerhalb von Deutschland verunsichern die Verbraucherinnen und Verbraucher zusätzlich, was das zur Verfügung stehende nachhaltige Holzpotenzial betrifft. Der Mangel an qualifizierten Fachkräften im gewerblichen, kaufmännischen und technischen Bereich ist dagegen ein gesamtwirtschaftliches Problem und stellt weniger ein energiebranchenspezifisches Phänomen dar.

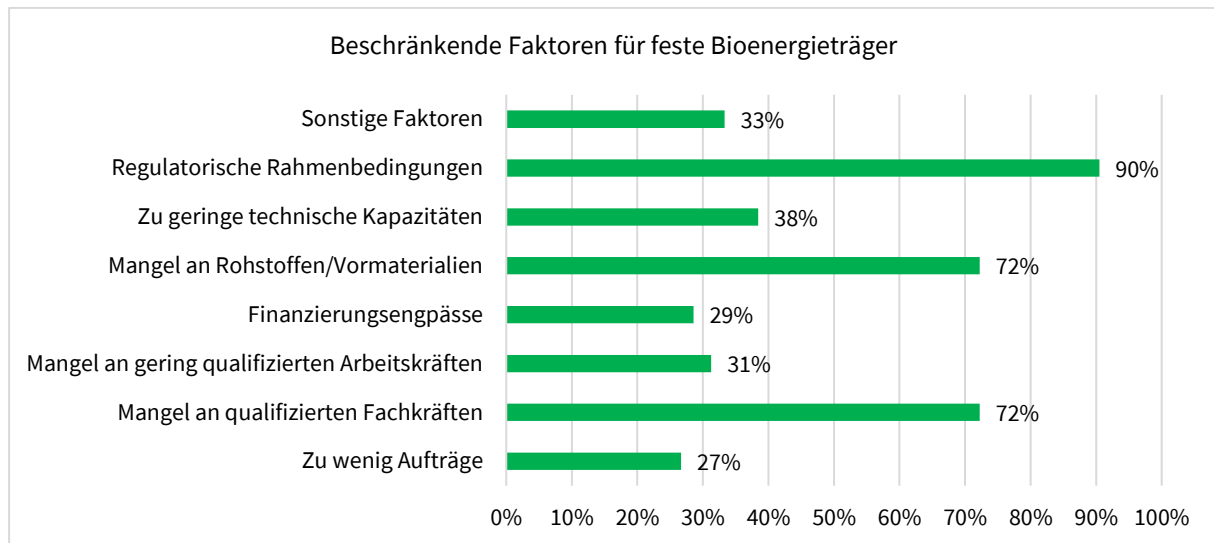


Abbildung 7: Beschränkende Faktoren für feste Biomasse

Der größte Anteil der Investitionen entfiel 2022 auf Kapazitätserweiterungen, gefolgt von Umstrukturierungen und Rationalisierungen. Platz vier teilen sich Investitionen in Ersatzbeschaffungen sowie in Forschung und Entwicklung. Von geringerer Bedeutung waren Übernahmen. Dabei beeinflussen die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für 90 Prozent der Befragten auch die Investitionstätigkeit. Ausgelöst durch die hohen Förderleistungen der Bundesregierung und die erhöhte Nachfrage nach EE, wurden in den letzten Jahren hohe Investitionen in die Kapazitätserweiterung von Bioenergieanlagen getätigt. Derzeit ist die Finanzierung dieser Investitionen nicht mehr gesichert, da es an einer langfristigen Strategie und einem Leitbild zur Aufgabe der Bioenergie fehlt. Aus eben einer solchen Strategie muss sich zukünftig eine nachhaltige Rolle der Bioenergie im Energiemix ableiten lassen und es müssen Rahmenbedingungen geschaffen werden, die ein langfristig planbares Agieren der Marktakteure erlauben. 65 Prozent der Umfrageteilnehmer gaben außerdem an, dass die Absatzlage bzw. -erwartung die Investitionstätigkeit beeinflusst. Für 55 Prozent wird sie durch Ertragsersparungen, für 25 Prozent durch Finanzierungsmöglichkeiten und für 20 Prozent durch technische Faktoren bestimmt. Außerdem wurden als weitere Einflussfaktoren Gesellschafterentscheidungen genannt.

54 Prozent der Teilnehmer gaben an, dass sich die Nachfragesituation im Vergleich zum Vorjahr verschlechtert hat, während 39 Prozent eine Verbesserung sehen. Begründet wird die verschlechterte Nachfrage nach Produkten aus dem Bereich Biomasse mit der Verunsicherung der Verbraucherinnen und Verbraucher sowie den regulatorischen Eingriffen der Bundesregierung durch Verbote und Diskussionen über die Aberkennung des Erneuerbare-Energien-Status von Primärholz innerhalb der RED-II-Revision (mehr dazu in Kapitel 4.5, „Bioenergie auf EU-Ebene“ ab S. 35) bzw. die Fokussierung auf ausschließlich Strom als primären Energieträger für die Wärmeerzeugung. Aber auch die sehr wahrscheinlich bevorstehende Sanierungspflicht bei Gebäuden mit den damit einhergehenden Debatten über CO₂-Neutralität und Nachhaltigkeit von Biomasse führen zu dieser Verunsicherung. Insbesondere in den letzten 1,5 Jahren hat die Politik eine Neubewertung der Bedeutung des Biomasseeinsatzes für die Energiewende vorgenommen, wodurch Vertrauen und Planungssicherheit schwer beschädigt worden sind. Hoffnung für eine größere Planungs- und Investitionssicherheit für die Zukunft wird dabei in die Nationale Biomassestrategie gesetzt (mehr dazu im Infokasten in Kapitel 4.5.1 auf S. 45).

Die Produktionstätigkeit ist laut 54 Prozent der Teilnehmer gesunken und laut 38 Prozent gestiegen, während der Auftragsbestand nur laut 38 Prozent der Befragten gesunken und laut 46 Prozent gestiegen ist (siehe Abbildung 8).

Demgegenüber sind die Verkaufspreise mehrheitlich (64 Prozent der Teilnehmer) gestiegen. Insbesondere im Hausbrandbereich wurden extreme Preisanstiege verzeichnet, wobei sich die Preise aber bereits wieder normalisieren. 29 Prozent schätzen die Verkaufspreise etwa auf dem gleichen Niveau wie im Vorjahr ein. So folgt der internationale Markt für Industriepellets langfristigen Abnahmeverträgen, die von der Energiekrise nicht in gleichem Maße betroffen waren. Insgesamt ist durch den Preisanstieg aber auch der Umsatz laut 54 Prozent der Umfrageteilnehmer gestiegen. 31 Prozent gaben an, dass er unverändert geblieben ist. Die Zahl der Beschäftigten ist laut 62 Prozent etwa gleich geblieben und laut 31 Prozent gestiegen.

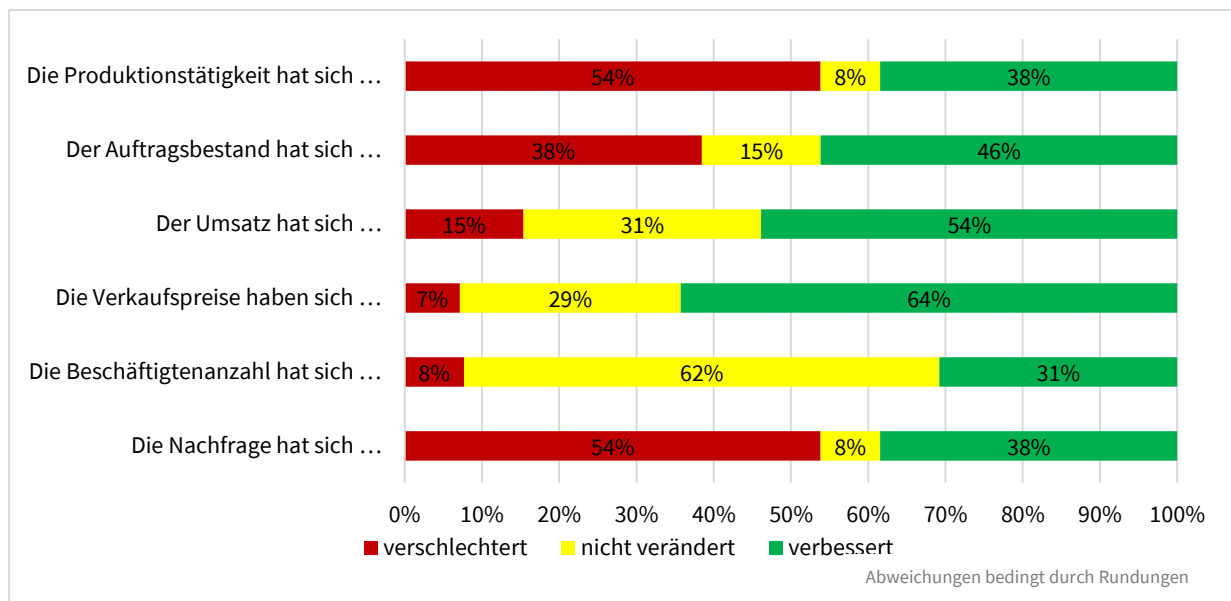


Abbildung 8: Veränderungen von wirtschaftlichen Parametern zur Einschätzung der derzeitigen Geschäftslage für feste Bioenergieträger im Vergleich zum Vorjahr

Aus diesen Gründen gaben jeweils 36 Prozent der Teilnehmer an, dass sich die **Geschäftslage im Vergleich zum Vorjahr verbessert bzw. nicht verändert hat**. Für 29 Prozent hat sich die Lage verschlechtert.

4.2.2 Einschätzung der zukünftigen Geschäftslage

Die zukünftige Geschäftslage wird im festen Bioenergiebereich im Gegensatz zum letzten Bericht eher negativ eingeschätzt. So gaben 50 Prozent der Teilnehmer an, dass die Geschäftslage sich **zukünftig verschlechtern**, während sie sich laut Einschätzung von 43 Prozent nicht verändern wird (siehe Abbildung 9). Die Beurteilung der zukünftigen Geschäftslage fällt den Teilnehmern dabei zu 69 Prozent eher schwer und zu 23 Prozent schwer. Lediglich 7 Prozent fällt die Einschätzung eher leicht. Dies kann durch die Schnelllebigkeit bzw. nicht absehbare Entwicklung der regulatorischen Rahmenbedingungen begründet werden sowie durch die generelle Unsicherheit hinsichtlich der Erdgaspreisentwicklung.

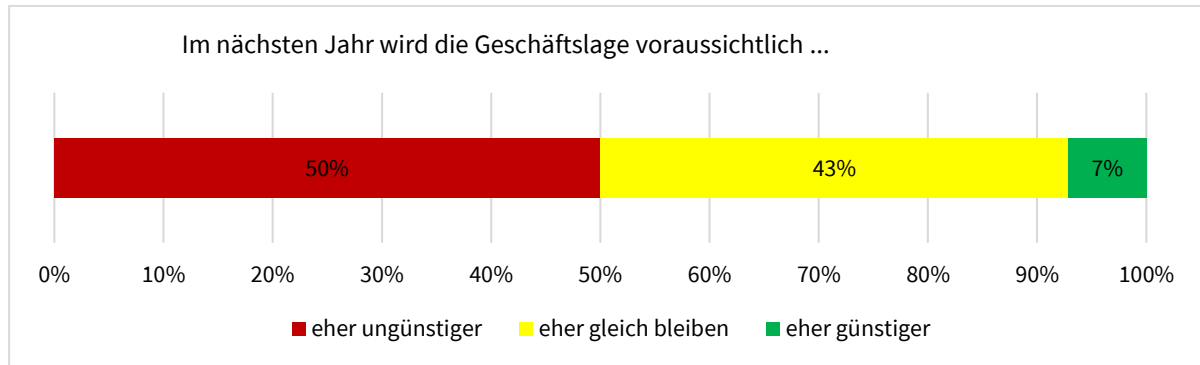


Abbildung 9: Einschätzung der zukünftigen Geschäftslage für feste Bioenergieträger

Am meisten beeinflusst wird die Einschätzung der zukünftigen Entwicklung von **regulatorischen Rahmenbedingungen**, gefolgt von der Erlös- und Kostensituation sowie der Nachfrage.

43 Prozent der Teilnehmer denken, dass sich die Nachfragesituation zukünftig verschlechtern wird, da die Nachfrage zum Teil im letzten Jahr recht hoch war und da durch regulatorische Anpassungen eventuell weniger holzartige Biomasse zum Heizen genutzt werden darf. Im letzten Marktmonitoring aus 2022 waren es nur 5 Prozent, die von einer Verschlechterung ausgegangen waren.

Laut 57 Prozent der Teilnehmer werden zukünftig die Verkaufspreise etwa gleich und demnach auf einem höheren Niveau bleiben als die Jahre zuvor. Jeweils 21 Prozent denken, dass sie sinken bzw. steigen werden. Die Mehrheit (57 Prozent der Umfrageteilnehmer) schätzt aufgrund der eher gleichbleibend hohen Verkaufspreise und trotz wieder sinkender Nachfrage, dass der Umsatz in Zukunft steigen wird. 29 Prozent denken hingegen, dass er sinken wird. Auch die Zahl der Beschäftigten wird laut 64 Prozent der Umfrageteilnehmer steigen und laut 29 Prozent gleich bleiben.

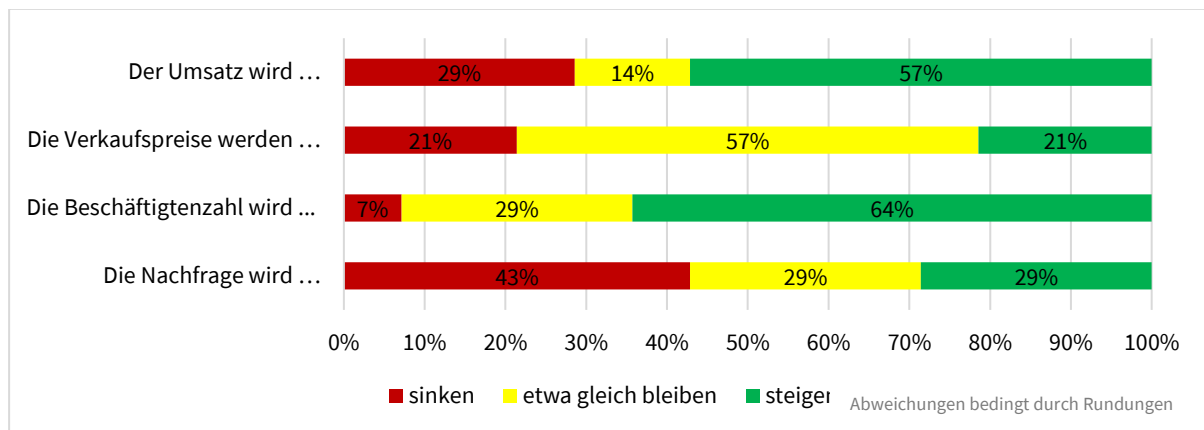
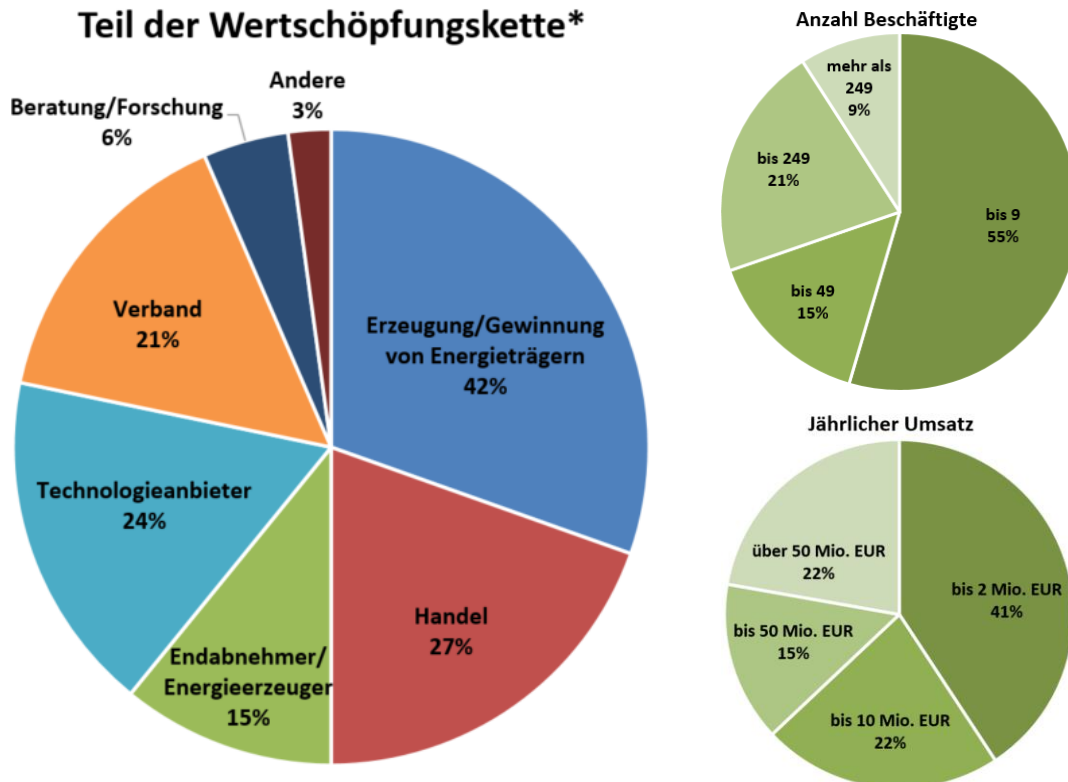


Abbildung 10: Zukünftige Veränderungen von wirtschaftlichen Parametern zur Einschätzung der zukünftigen Geschäftslage für feste Bioenergieträger

4.3 Gasförmige Bioenergieträger

Von den 65 teilnehmenden Unternehmen gaben 33 an, dass sie im Bereich der gasförmigen Bioenergieträger tätig sind.

Abbildung 11 zeigt, in welchen Teilen der Wertschöpfungskette die Teilnehmer im Bereich der gasförmigen Bioenergie tätig sind, welchen jährlichen Umsatz die Unternehmen erwirtschaften und wie viele Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter sie beschäftigen.



*Mehrfachnennung möglich; Abweichungen bedingt durch Rundungen

Abbildung 11: Statistische Einordnung der Teilnehmer aus dem Bereich gasförmige Bioenergie

4.3.1 Einschätzung der derzeitigen Geschäftslage im Vergleich zum Vorjahr

Die Teilnehmer beurteilen die derzeitige Geschäftslage zu 45 Prozent als mittelmäßig, während der Trend eher zu einer guten bis sehr guten Einschätzung geht.

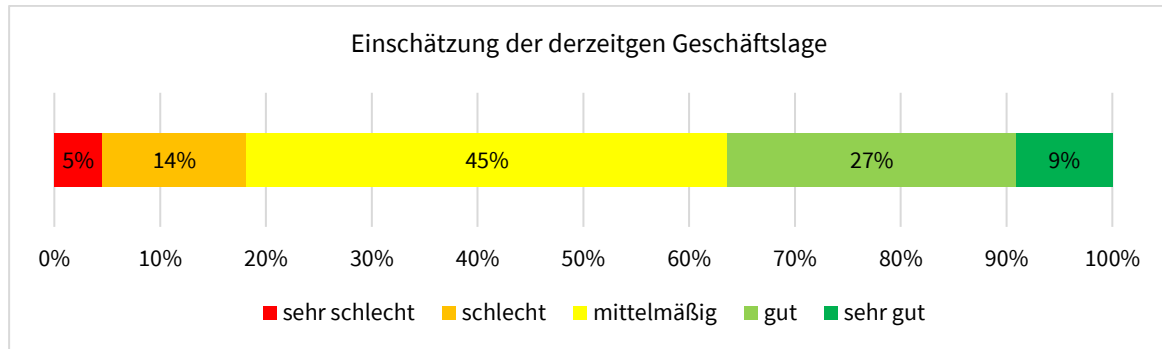


Abbildung 12: Einschätzung der derzeitigen Geschäftslage für gasförmige Bioenergien

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

Die Beurteilung der Geschäftslage beruht dabei vor allem auf einem Vergleich mit den Erwartungen und Planzielen für das Berichtsjahr sowie mit der früheren Geschäftslage. Teilweise werden jedoch auch die allgemeine Konjunkturlage sowie die Situation wichtiger Konkurrenten bzw. der Branche als Vergleichswert herangezogen.

95 Prozent der Teilnehmer gaben an, dass ihre Tätigkeiten zu 95 Prozent durch regulatorische Rahmenbedingungen beschränkt werden (siehe Abbildung 13). Diese werden in Kapitel 4.5.2 genauer beschrieben. Generell nehmen Genehmigungsprozesse immer mehr Zeit in Anspruch und auch der administrative Aufwand zur Erfüllung von gesetzlichen Auflagen steigt. Dies führt letztendlich dazu, dass bei gleicher Produktion mehr qualifizierte Fachkräfte für die Nachweise und Dokumentationen benötigt werden. Sie sind jedoch schon jetzt unzureichend vertreten: Laut Angaben von 67 Prozent der Marktteilnehmer beschränkt der Mangel an qualifizierten Fachkräften das Marktgeschehen für gasförmige Bioenergieträger. Neben dem beschriebenen Mehraufwand ist dies dadurch zu begründen, dass insbesondere für die Planung und Abwicklung, die im Anlagenbau bestimmend sind, erfahrene Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter gebraucht werden. Sie müssen in der Regel selbst ausgebildet und geschult werden, was bei schwankender politischer Unterstützung in verschiedenen (EU-)Märkten nicht nachhaltig gestaltbar ist. Zusätzlich gaben 57 Prozent an, durch einen Mangel an Rohstoffen in ihrer Tätigkeit eingeschränkt zu werden, was durch Ernteauffälle aufgrund der starken Trockenheit in 2022 und schwankende Rohstoffpreise aufgrund des Ukraine-Krieges begründet werden kann. Dies verdeutlicht, dass die Preisbildung für Einsatzstoffe indirekt den Trends auf den internationalen Agrarmärkten unterliegt. So stieg beispielsweise der Maispreis von 222 Euro/t am 1. März 2022 auf 345,75 Euro/t am 1. November 2022 (Kaack, 2023). Dieser enorme Preisanstieg ist neben Ernteauffällen sowie der Energiekrise und damit teureren Düngern auch mit weiter steigenden Kosten im Bereich Anbau zu begründen.

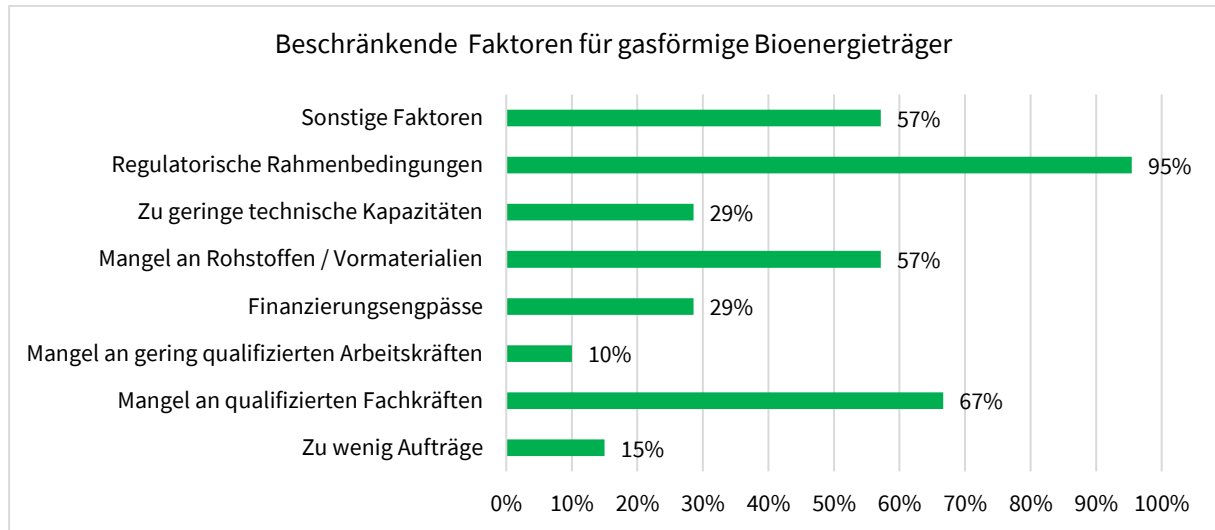


Abbildung 13: Beschränkende Faktoren für gasförmige Bioenergieträger

Der größte Anteil der Investitionen entfiel 2022 auf Kapazitätserweiterungen, gefolgt von Ersatzbeschaffungen. Mit niedrigeren Beiträgen waren außerdem in absteigender Reihenfolge Übernahmen, Umstrukturierungen und Rationalisierungen sowie Forschung und Entwicklung wichtig.

Dabei sind wirtschaftspolitische Rahmenbedingungen laut 71 Prozent der Befragten für die Ausrichtung der Strategie und für die Entscheidung zu Investitionen der wichtigste Faktor. Bei jeweils 67 Prozent beeinflussen die Ertragsersparung sowie die Absatzlage bzw. -erwartung die Investitionstätigkeit. Aber auch die Finanzierungsmöglichkeiten haben für 33 Prozent der Teilnehmer Einfluss auf die Investitionstätigkeit und für 10 Prozent technische Faktoren.

71 Prozent der Befragten gaben an, dass sich die Nachfragesituation im Vergleich zum Vorjahr verbessert hat. So ist auch der Auftragsbestand bei 53 Prozent gestiegen bzw. bei 41 Prozent gleich geblieben. Auch die Produktionstätigkeit ist laut 35 Prozent gestiegen bzw. bei 53 Prozent etwa gleich geblieben. Dadurch, dass Gas und Strom teurer geworden sind, wurden die Erlöse für Biomethan und Strom aus Biogas tendenziell begünstigt. Gleichzeitig sind aber auch die Kosten für die Rohstoffe und die Verarbeitung gestiegen. Daher haben sich auch die Verkaufspreise laut 81 Prozent der Teilnehmer im Vergleich zum Vorjahr erhöht. Dies spiegelt sich auch im Umsatz wider. Dieser ist laut 76 Prozent der Befragten gestiegen und hat sich laut 24 Prozent nicht verändert.

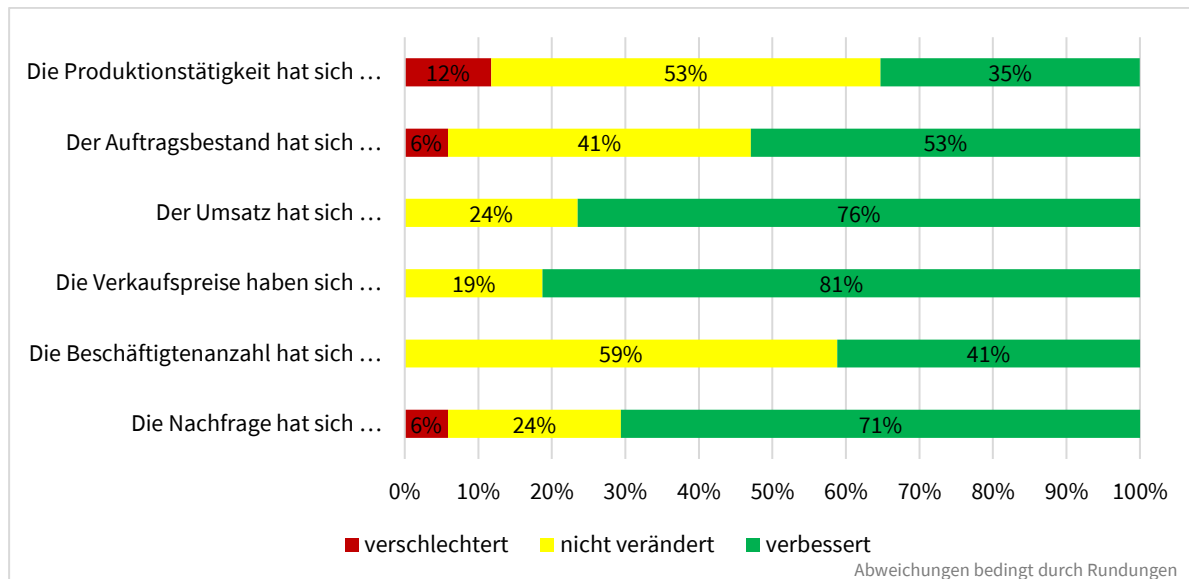


Abbildung 14: Veränderungen von wirtschaftlichen Parametern zur Einschätzung der derzeitigen Geschäftslage für gasförmige Bioenergieträger im Vergleich zum Vorjahr

Trotz dieser Aussagen gaben 59 Prozent der Teilnehmer an, dass sich die **Geschäftslage im Vergleich zum Vorjahr nicht verändert** hat. Für 6 Prozent hat sich die Lage verschlechtert und für 35 Prozent verbessert.

4.3.2 Einschätzung der zukünftigen Geschäftslage

Die zukünftige Geschäftslage wird im gasförmigen Bioenergiebereich sehr durchwachsen eingeschätzt. So gaben jeweils 30 Prozent der Teilnehmer an, dass sich die Geschäftslage zukünftig verbessern bzw. verschlechtern wird, während sie sich laut Einschätzung von 40 Prozent nicht verändern wird. Die Beurteilung der zukünftigen Geschäftslage fällt den Teilnehmern dabei zu 60 Prozent eher schwer und zu 10 Prozent sogar schwer. Lediglich 30 Prozent fällt die Einschätzung eher leicht.

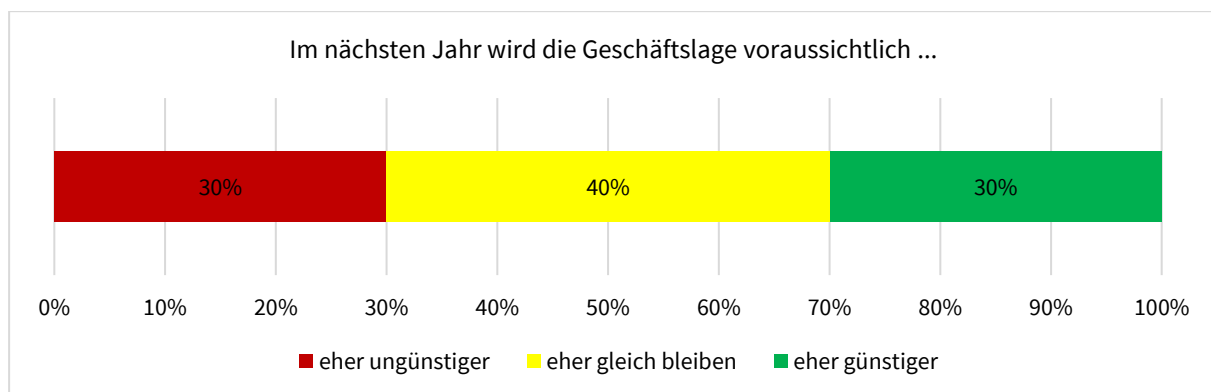


Abbildung 15: Einschätzung der zukünftigen Geschäftslage für gasförmige Bioenergieträger

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

45 Prozent der Teilnehmer denken, dass sich die Nachfragesituation zukünftig verbessern wird. 30 Prozent gehen davon aus, dass sie sich nicht verändern wird, während die restlichen 25 Prozent von einer Verschlechterung ausgehen. Laut Angabe der Befragten werden die Verkaufspreise voraussichtlich steigen (39 Prozent)

bzw. gleich bleiben (33 Prozent) und auch der Umsatz wird voraussichtlich steigen (63 Prozent) oder gleich bleiben (21 Prozent). Auch die Zahl der Beschäftigten soll sich nicht verändern (40 Prozent) oder steigen (55 Prozent).

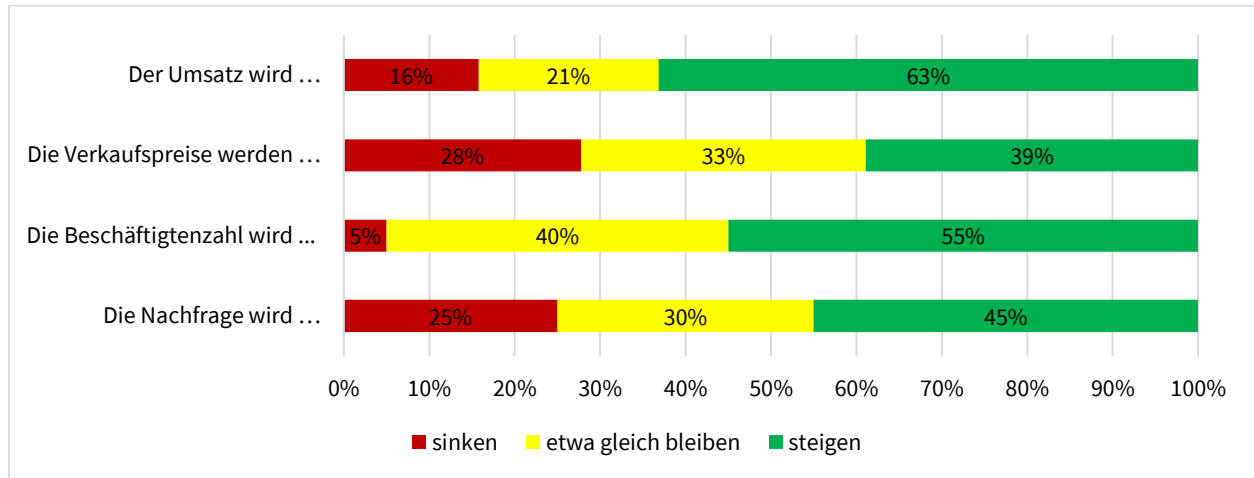


Abbildung 16: Zukünftige Veränderungen von wirtschaftlichen Parametern zur Einschätzung der zukünftigen Geschäftslage für gasförmige Bioenergieträger

4.4 Flüssige Bioenergieträger

Von den 65 teilnehmenden Unternehmen gaben 13 an, dass sie im Bereich der flüssigen Bioenergieträger tätig sind, weswegen die Ergebnisse wenig repräsentativ sind, der Vollständigkeit halber aber dennoch mit in diesen Bericht aufgenommen wurden.

Abbildung 17 zeigt, in welchen Teilen der Wertschöpfungskette die Teilnehmer im Bereich der flüssigen Bioenergie tätig sind, welchen jährlichen Umsatz die Unternehmen erwirtschaften und wie viele Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter sie beschäftigen.

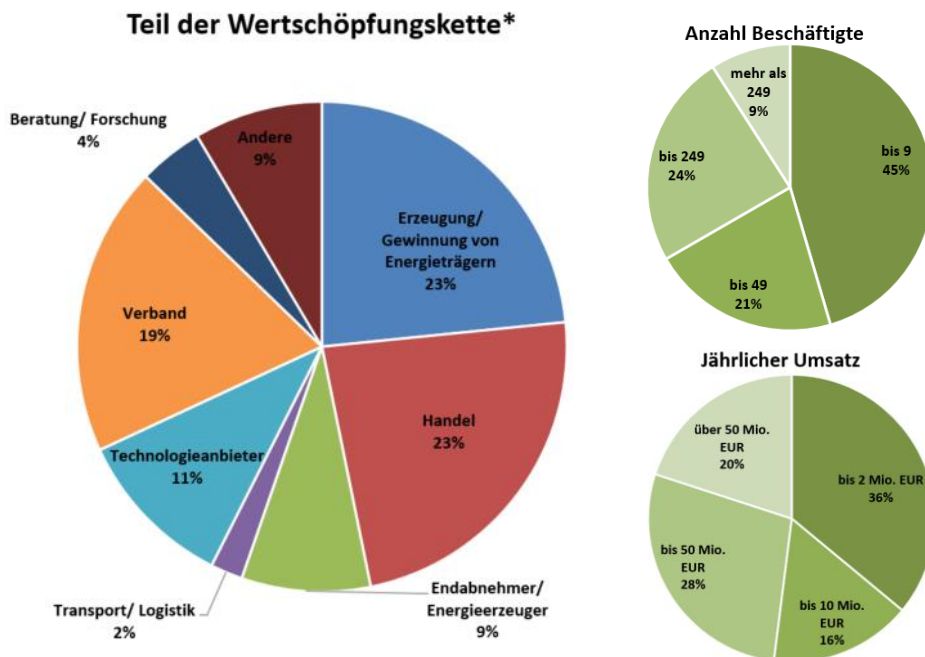


Abbildung 17: Statistische Einordnung der Teilnehmer aus dem Bereich flüssige Bioenergie

*Mehrfachnennung möglich; Abweichungen bedingt durch Rundungen

4.4.1 Einschätzung der derzeitigen Geschäftslage im Vergleich zum Vorjahr

Die Teilnehmer beurteilen die derzeitige Geschäftslage für flüssige Bioenergien zu 53 Prozent als mittelmäßig, wobei die Tendenz eher zu einer positiven Einschätzung geht.

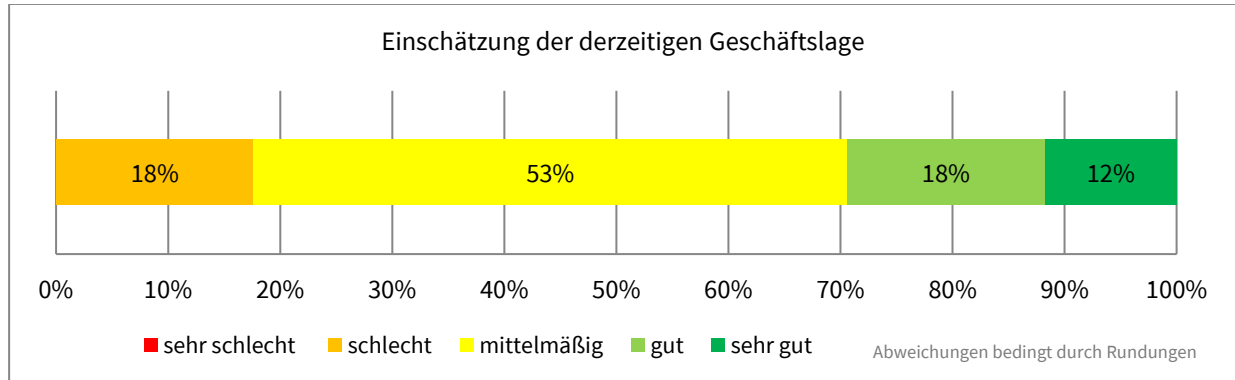


Abbildung 18: Einschätzung der derzeitigen Geschäftslage für flüssige Bioenergien

Für die Beurteilung der Geschäftslage sind für die Teilnehmer der regulatorische Rahmen, die Erlös- und Kostensituation und der Umsatz am wichtigsten.

Die Beurteilung der Geschäftslage beruht dabei vor allem auf einem Vergleich mit der früheren Geschäftslage sowie mit den Erwartungen und Planzielen für das Berichtsjahr.

Die meisten Teilnehmer gaben an, dass ihre Tätigkeiten durch regulatorische Rahmenbedingungen (siehe Kapitel 4.5.3) sowie durch den Mangel an qualifizierten Fachkräften beschränkt werden (siehe Abbildung 19). Auch hier ist der Mangel an qualifizierten Fachkräften ein gesamtwirtschaftliches Problem. Aber auch der Mangel an Rohstoffen, Finanzierungsengpässe und zu wenig Aufträge werden als beschränkende Faktoren genannt. Der Mangel an Rohstoffen kann dabei durch Ernteauffälle und schwankende Rohstoffpreise begründet werden. Aber auch die Nutzbarmachung von Rest- und Abfallstoffen zur Verwendung nach RED II spielt hier hinein.

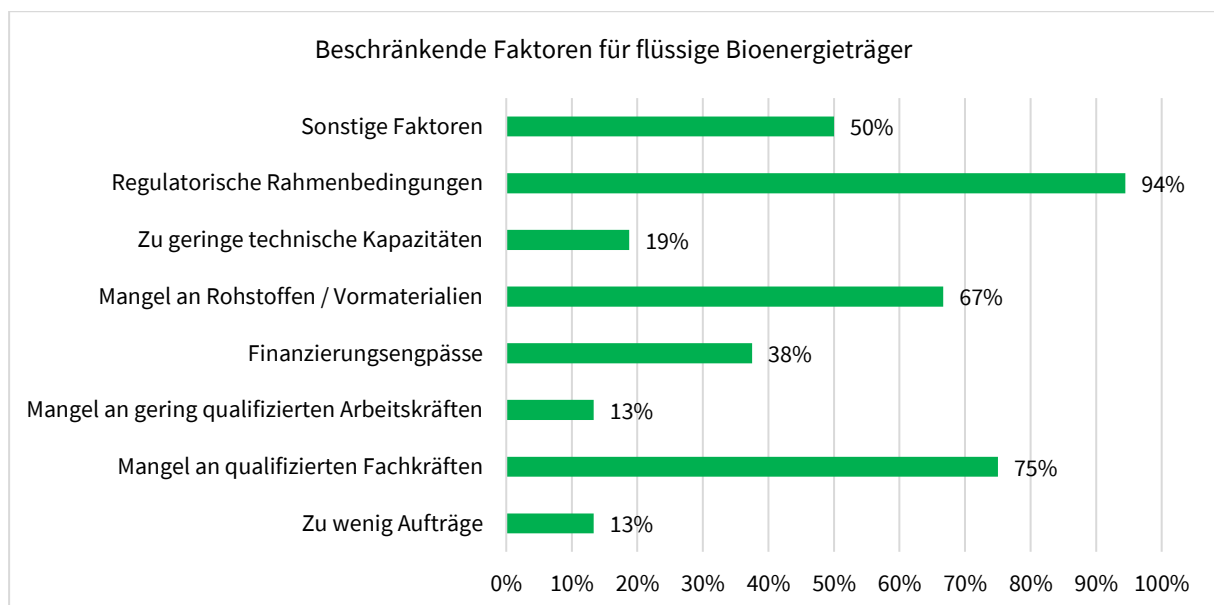


Abbildung 19: Beschränkende Faktoren für flüssige Bioenergieträger

Der größte Teil der Investitionen entfiel 2022 auf Kapazitätserweiterungen, gefolgt von Umstrukturierungen und Ersatzbeschaffungen. Die Investitionstätigkeit wird dabei vor allem durch wirtschaftspolitische Rahmenbedingungen, Absatzlage und -erwartungen sowie Ertrags Erwartungen beeinflusst.

67 Prozent der Teilnehmer gaben an, dass sich die Nachfragesituation im Vergleich zum Vorjahr verbessert hat. Jeweils 17 Prozent schätzen sie als unverändert bzw. verschlechtert ein. So ist auch der Auftragsbestand laut 55 Prozent der Befragten gestiegen und laut 36 Prozent gleich geblieben. Die Produktionstätigkeit hat sich währenddessen nach 50 Prozent der Umfrageteilnehmer nicht verändert. 33 Prozent schätzen sie jedoch als gestiegen ein. Ähnlich verhält es sich mit der Zahl der Beschäftigten: Sie ist laut 55 Prozent gleich geblieben und laut 45 Prozent gestiegen. Die Verkaufspreise sind laut 73 Prozent der Teilnehmer im Vergleich zum Vorjahr gestiegen und laut 27 Prozent etwa gleich geblieben. Dies spiegelt sich auch im Umsatz wider. Auch dieser ist laut 82 Prozent gestiegen und hat sich laut 18 Prozent nicht verändert.

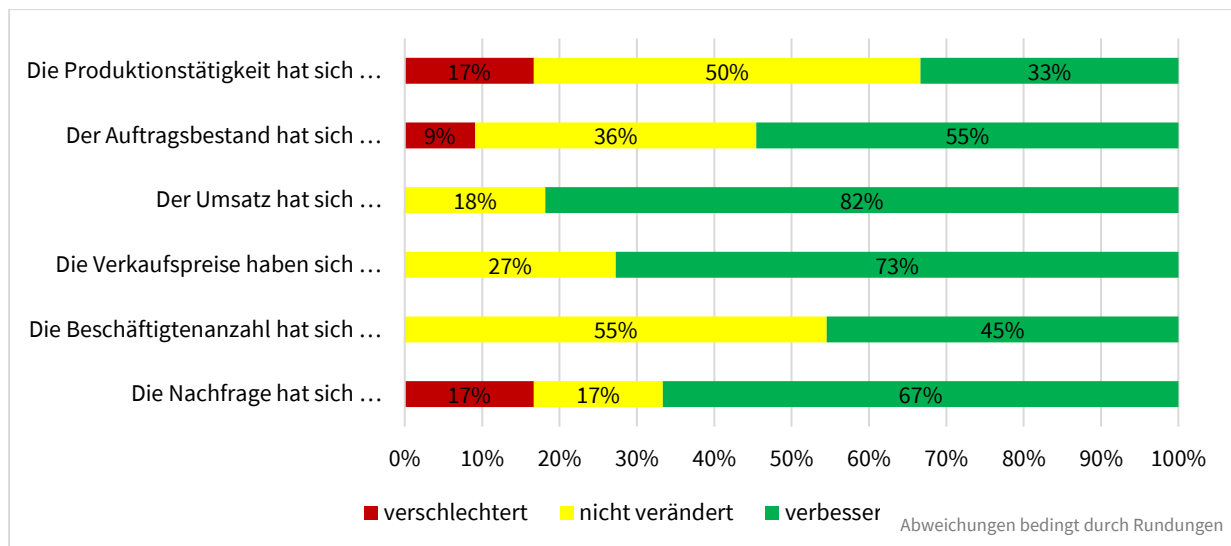


Abbildung 20: Veränderungen von wirtschaftlichen Parametern zur Einschätzung der derzeitigen Geschäftslage für flüssige Bioenergieträger im Vergleich zum Vorjahr

Aufgrund dieser Aussagen gaben 58 Prozent der Teilnehmer an, dass sich die Geschäftslage im Vergleich zum Vorjahr nicht verändert hat. 25 Prozent stimmten dafür, dass sie sich verbessert, und 17 Prozent dafür, dass sie sich verschlechtert hat.

4.4.2 Einschätzung der zukünftigen Geschäftslage

Die zukünftige Geschäftslage für flüssige Bioenergieträger wurde zum Zeitpunkt der Umfrage recht durchwachsen eingeschätzt: 40 Prozent der Teilnehmer denken, dass sie gleich bleiben wird, während 33 Prozent von einer Verbesserung und 27 Prozent von einer Verschlechterung ausgehen. Die Beurteilung der zukünftigen Geschäftslage fällt 60 Prozent der Befragten dabei eher schwer und 40 Prozent eher leicht.

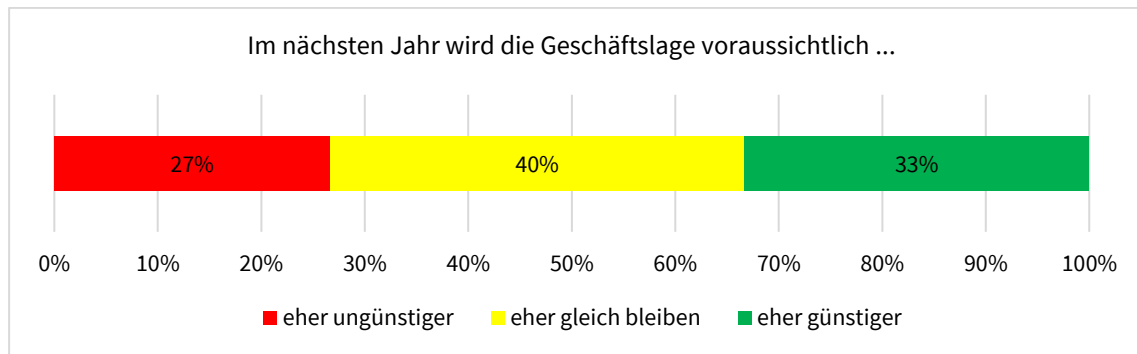


Abbildung 21: Einschätzung der zukünftigen Geschäftslage für flüssige Bioenergieträger

Am meisten beeinflusst wird die Einschätzung der zukünftigen Entwicklung von regulatorischen Rahmenbedingungen, der Nachfrage und dem Umsatz.

47 Prozent der Teilnehmer denken, dass sich die Nachfragesituation zukünftig verbessern wird. Jeweils 27 Prozent gehen von einer Stagnation bzw. einer Verschlechterung aus. Laut Angaben von 73 Prozent der Befragten wird auch die Zahl der Beschäftigten steigen. Die Verkaufspreise werden nach jeweils 38 Prozent der Umfrageteilnehmer stagnieren bzw. steigen. Folglich wird auch der Umsatz laut 79 Prozent steigen. Lediglich 7 Prozent der Befragten gehen von einem sinkenden Umsatz in der Zukunft aus.

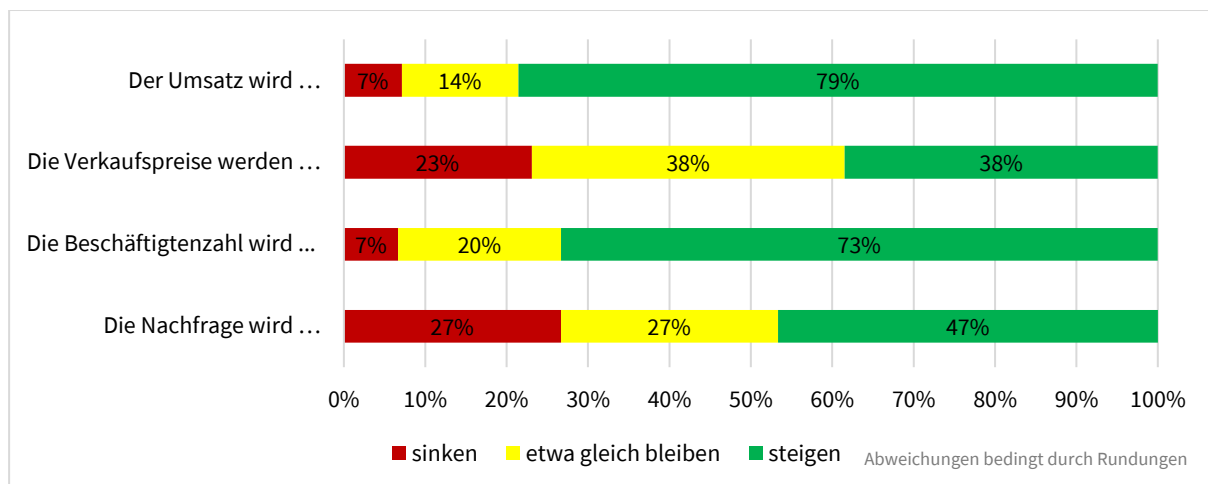


Abbildung 22: Zukünftige Veränderungen von wirtschaftlichen Parametern zur Einschätzung der zukünftigen Geschäftslage für flüssige Bioenergieträger

4.5 Allgemeine Stimmung in den Sektoren

Politische Unsicherheit und fehlende Planbarkeit

Die generelle Stimmung im Bioenergiemarkt wird recht durchwachsen und tendenziell als eher schlecht eingeschätzt (siehe Abbildung 23). Dies ist letztendlich auf eine verstärkte Ungewissheit zurückzuführen, die sich durch die gesamte Wertschöpfungskette vom Erzeuger der Rohstoffe bis zum Endkunden durchzieht. Generell wurde das Marktgeschehen 2022 von Unsicherheiten hinsichtlich der langfristigen Gasversorgung und der Preisentwicklung (mit steigenden Preisen) geprägt. Maßgeblich setzen jedoch vor allem politische Diskussionen auf EU- und Bundesebene den zukünftigen energetischen Einsatz von Biomasse unter Druck. So

wird das Vertrauen in den Markt beispielsweise durch die Novelle der RED II, die Ausweitung des Brennstoffemissionshandelsgesetzes (BEHG), die Umsetzung der 44. Bundes-Immissionsschutzverordnung (BImSchV) und die Novellierung der Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft (EEW) geschwächt. Dies führt dazu, dass die mittelfristige Planung schwierig ist und Bioenergie als funktionierende Schlüsseltechnologie für die Energiewende diskreditiert wird.

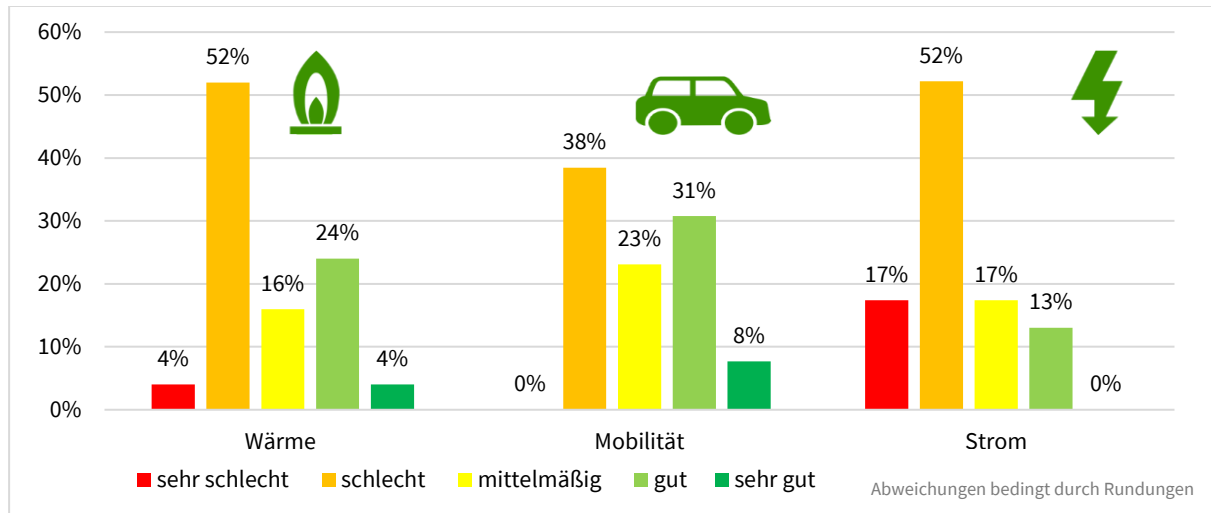


Abbildung 23: Einschätzung der Stimmung in Bezug auf Bioenergie im Wärme-, Mobilitäts- und Strommarkt

Die aktuelle Stimmung bezüglich der Nutzung von Bioenergie wird seitens der Befragten im **Wärmemarkt** zu 52 Prozent als schlecht eingeschätzt. Gründe hierfür sind die Diskussionen zum Gebäudeenergiegesetz (GEG) und bestehende Unsicherheiten hinsichtlich der langfristigen Wärmeversorgung und ihrer Preisentwicklung. Der absolute Trend geht dabei hin zur Verwendung von Wärmepumpen und damit zur Fokussierung auf Strom als primären Energieträger für die Wärmeerzeugung. Hinzu kommen für Bioenergie im Wärmemarkt neue Restriktionen und Verschärfungen von Fördermaßnahmen (Bundesförderung für effiziente Gebäude, BEG). Die gute (24 Prozent) bis sehr gute (4 Prozent) Einschätzung der Befragten kann im Allgemeinen durch ein recht stabiles Marktumfeld in den letzten Jahren begründet werden, um die Energiewende in diesem Sektor zu beschleunigen. So steigt die Nachfrage nach Kaminöfen und Pelletkesseln kontinuierlich – seit der Corona-Pandemie bedingt durch die Investitionen der Hauseigentümerinnen und -eigentümer in ihre Eigenheime und seit Februar 2022 durch den kriegsbedingten Energiekostenanstieg und den wachsenden Bedarf an einer autarken Wärmeversorgung unabhängig von russischen Gasimporten.

Die Stimmung im **Mobilitätssektor** ist durchwachsener, sodass 38 Prozent sie als schlecht und 31 Prozent als gut einschätzen. Dies liegt zum einen an der nationalen Umsetzung der RED II und dem Anstieg der THG-Quote, die den Einsatz von Biokraftstoffen fördert. Zum anderen wird zum Beispiel Palmöl in Deutschland und anderen Mitgliedsstaaten als Erfüllungsoption zur THG-Minderung ausgeschlossen, während der Kraftstoffmarkt von fragwürdigen Mengen an vermeintlich fortschrittlichen Biokraftstoffen aus China überschwemmt wird. Auch im Verkehr ist eine bevorzugte Festlegung auf Strom als Erfüllungsoption zur THG-Minderung zu beobachten. Die Verbraucherinnen und Verbraucher scheinen durch die derzeitigen Diskussionen um die CO₂-Bilanz von E-Autos skeptisch und verunsichert zu sein.

Im Bereich der **Stromerzeugung** aus Biomasse wird die Stimmung überwiegend als schlecht (52 Prozent) oder sogar sehr schlecht (17 Prozent) beurteilt. Begründet wird diese Einschätzung mit unsicheren Zukunftsaussichten bei fallenden Preisen und steigenden Rohstoffkosten. So haben Bestands-Biogasanlagen zwar

verschiedene Optionen (wie z. B. Zusatzerlöse durch Stromdirektvermarktung), aber es gibt kaum Anreize für einen nennenswerten Neubau von Biogasanlagen.

Steigende Energiepreise und Versorgungssicherheit

Parallel zu den im Jahr 2022 stark gestiegenen Energiepreisen hat die Nachfrage nach Bioenergieträgern signifikant zugenommen. Weitere Umstände, die die Nachfrage haben steigen lassen, sind laut den Befragten folgende:

- Steigende CO₂-Preise, unter der Annahme, dass Biomasse weiterhin als CO₂-neutraler Energieträger eingestuft wird
- THG-Quoten-Pönalpreis für CO₂ von 600 Euro pro Tonne bei Biokraftstoffen
- Energie- und Versorgungssicherheit im regionalen Kontext mit kurzfristiger Verfügbarkeit
- Umweltbewusstsein
- Vorgaben durch Gesetze und Förderprogramme für Bioenergieanlagen
- Dekarbonisierungsinitiativen in der Industrie und den Unternehmen

Es wurde jedoch auch von den Umfrageteilnehmern verneint, dass die hohen Energiepreise die Nachfrage nach Bioenergieträgern haben steigen lassen, da sich die Gaspreise teilweise schon wieder auf dem Niveau vor dem Angriffskrieg Russlands gegen die Ukraine befinden. Potenzielle Kunden stellen ihre Investitionen daher zum Teil schon wieder zurück. Somit wäre die erhöhte Nachfrage nicht von Dauer und letztendlich auf Panikkäufe aufgrund von Existenzängsten zurückzuführen.

Bezüglich des durchschnittlichen Niveaus der Energiepreise für Gas und Strom im Vergleich zum Vorkriegsniveau aus 2021 schätzen 71 Prozent der Befragten, dass das durchschnittliche Preisniveau in den nächsten zwei Jahren höher, und 10 Prozent, dass es viel höher sein wird. Lediglich 7 Prozent gehen von einem niedrigeren Preisniveau aus.

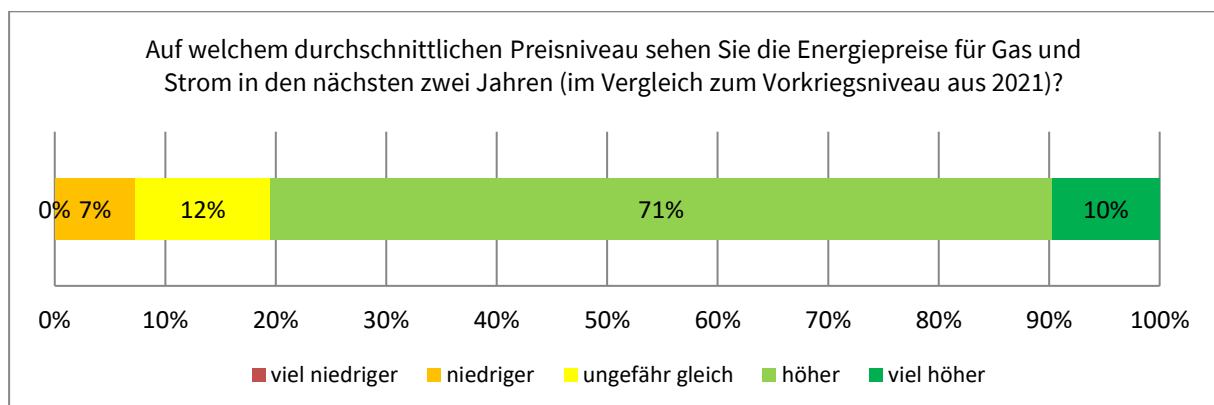


Abbildung 24: Einschätzung zur Preisentwicklung bei Gas und Strom in den nächsten zwei Jahren

Energiesicherungsgesetz

Um kurzfristig mehr Gasproduktion aus Biomasse für eine erhöhte Versorgungssicherheit zu ermöglichen, wurden folgende Punkte eingeführt:

- Wegfall der Höchstbemessungsleistung, wodurch die Stromproduktion über den bisherigen Grenzwert hinaus möglich ist
- Entschärfung der Regelungen zu den Mindestanteilen beim Einsatz von Wirtschaftsdüngern, so dass nur an einzelnen Tagen der Güllebonus nicht ausgezahlt wird. Dies ermöglicht eine größere Flexibilität bei der Rationsgestaltung unter Berücksichtigung der Kosten und Erlöse.
- Durch die Anpassung im Baugesetzbuch (BauGB) können Biogasanlagen übergangsweise mehr als 2,3 Mio. m³ Rohgas erzeugen. Vorher durften privilegierte Anlagen die definierte Leistung nicht übersteigen.

Darauf aufbauend schätzen 48 Prozent der Befragten vor dem Hintergrund des Gaslieferstopps aus Russland, dass eine erhöhte energetische Nutzung von Biomasse kurz- bis mittelfristig einen signifikanten Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten kann. 5 Prozent denken, dass Bioenergie nicht, und 12 Prozent, dass sie eher nicht zur Versorgungssicherheit beitragen kann.

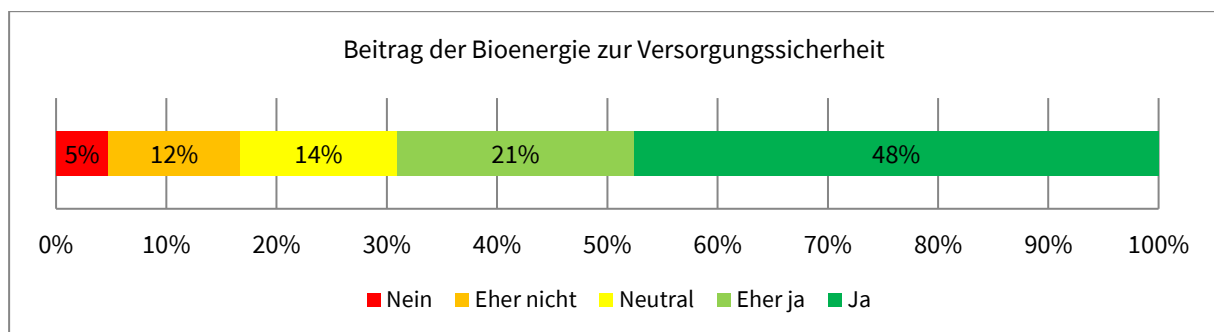


Abbildung 25: Kurz- bis mittelfristiger Beitrag der Bioenergie zur Versorgungssicherheit

Zukünftige Anwendungsbereiche von Biomasse

Laut den Befragten sollte Biomasse zukünftig vor allem in der Prozesswärme eingesetzt werden (siehe Abbildung 26). Mit der Zustimmung von 56 Prozent sollte Biomasse außerdem sehr stark bzw. stark als Biokraftstoff verwendet werden. 10 Prozent sprechen sich aber im Gegensatz dazu komplett gegen Biomasse als Kraftstoff aus. Auch bei der flexiblen Stromerzeugung mit Biomasse sprechen sich 35 Prozent für einen starken und 20 Prozent für einen sehr starken Einsatz aus. Insbesondere bei Baustoffen gehen die Meinungen auseinander: So stimmten jeweils 28 Prozent der Umfrageteilnehmer dafür, dass Biomasse im geringen bzw. im starken Umfang eingesetzt werden sollte. Eher im geringen Umfang sollte Biomasse in der Grundstoffindustrie laut 39 Prozent der Befragten genutzt werden. Als weitere Anwendungsbereiche wurden die Beheizung des Altbaubestands sowie die Grundlaststromerzeugung genannt.

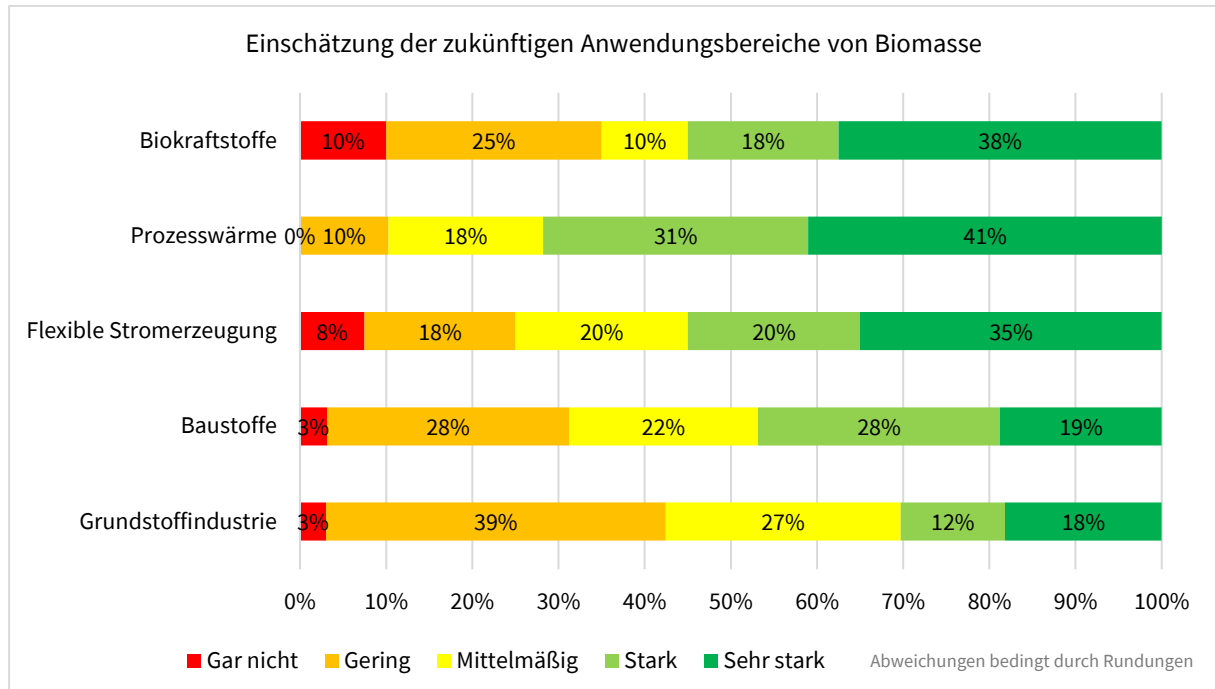


Abbildung 26: Einschätzung der zukünftigen Anwendungsbereiche von Biomasse

Bioenergie in der Industrie

Generell besteht politisch der Wunsch, Bioenergie zukünftig stärker in Bereichen zum Einsatz kommen zu lassen, in denen keine anderen Optionen zur Dekarbonisierung existieren. So gibt es für den Mittel- und Hochtemperaturbereich derzeit und auch in naher Zukunft keine greifbaren Alternativen zu biomassebasierten Lösungen. Insbesondere Bioenergieträger wie Holz und Biomethan können ein sehr hohes Temperaturniveau erreichen.

Auf die Frage, ob die Anreizwirkung im regulatorischen Rahmen bereits so gesetzt ist, dass dieses Ziel erreicht werden kann, stimmten 91 Prozent der Befragten mit Nein. Dabei wird argumentiert, dass durch die Novellierung der **Bundesförderung für Energieeffizienz in der Wirtschaft (EEW)** (mehr dazu im Infokasten in Kapitel 4.5.1 auf S. 44) im vergangenen November der bisher sehr erfolgreiche förderpolitische Rahmen für den Biomasseeinsatz in der Industrie ausgehebelt wurde. Die Anhebung der maximalen Förderhöhe pro Investitionsvorhaben von 10 Mio. Euro auf 15 Mio. Euro für Industrieunternehmen ist dabei deutlich zu gering, um bestehende Biomasseanlagen zu erneuern oder anzuschaffen. Des Weiteren wurde die Förderquote von 60 auf 55 Prozent gesenkt und eine explizite Erwähnung, dass auch Biomasseanlagen auf Holzbasis unter das EEW fallen, fehlt ebenfalls. Innerhalb der Förderung ist nur noch die Realisierung von Anlagen mit weniger als 5 MW realistisch. Für Anlagen über 5 MW muss geprüft werden, ob eine Direktelektrifizierung technisch oder der Einsatz von Wasserstoff wirtschaftlich oder technisch nicht möglich sind. Da bei der Direktelektrifizierung die Wirtschaftlichkeit für das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) kein zulässiges Kriterium ist, sind Biomasseanlagen über 5 MW nicht mehr realisierbar. Zudem wurden die Einsatzstoffe so stark eingeschränkt, dass die Versorgungssicherheit gefährdet ist. Das EEW müsste nach Meinung der Marktteilnehmer viel eher die Bedeutung von Biomasse herausstellen, da im Temperaturbereich ab 300 °C keine realistischen Alternativen zu Biomassebrennstoffen existieren. So passen die derzeitigen Anforderungen nicht zu den zur Verfügung stehenden technologischen Optionen. Damit die Industrie überhaupt gewillt ist, Bioenergie langfristig einzusetzen, bedarf es auch hier der **Planungssicherheit** und eines klaren Bekenntnisses der Bundesregierung.

Auf der anderen Seite wurde argumentiert, dass die Anreizsetzung so lange unterbleiben sollte, wie es noch kein nachhaltiges und belastbares Programm zur Erzeugung **zusätzlicher Bioenergiepotenziale** auf nicht genutzten landwirtschaftlichen Flächen (Konversionsflächen) gibt. Mit zusätzlichen politischen Anreizen eine Verwertungskonkurrenz aufzubauen, sei nicht hilfreich. Überdies bestehe die Gefahr, dass die Dezentralität von Bioenergie nicht ausreichend gewürdigt wird. Als Folge würden Anreize für zentrale und damit deutlich weniger stark dekarbonisierende Lösungen gesetzt werden. Fokus sollte jedoch die regionale Nutzung der Bioenergiepotenziale bleiben.

Klimaschutzverträge

Klimaschutzverträge oder Carbon Contracts for Difference (CCfD) unterstützen die Industrie dabei, Klimaneutralität zu erreichen, indem der Staat einen bestimmten CO₂-Preis garantiert, um so das Unternehmensrisiko bei Investitionen in THG-arme bzw. THG-neutrale Produktionen zu mindern.

Generell wird auch vorgebracht, dass die Preisdifferenz zwischen biogenen und fossilen Grundstoffen noch zu nachteilig ist. Um den Markthochlauf für biogene Energieträger zu fördern, eignen sich **Differenzverträge (Carbon Contracts for Difference, CCfD)** als Förderinstrument. Grund hierfür ist die damit verbundene Abhängigkeit vom CO₂-Preis, die einerseits für Investitionen in Klimaneutralität sorgt und andererseits eine Überförderung durch die Anpassung an die Marktgegebenheiten vermeidet. Dabei ist zu begrüßen, dass es in den Eckpunkten des Klimaschutzsofortprogramms der Bundesregierung konkrete Förderungen im Bereich der Industrie geben soll. So sind neben einer Investitionsförderung auch technologieoffene Klimaschutzverträge zur Dekarbonisierung der Industrie vorgesehen, um die Umstellung auf klimafreundliche Technologien anzureizen. Die CCfD müssten unter anderem explizit Biomasse mit aufnehmen und sie nicht lediglich als indirekte Option gutheißen. Dabei wird gewünscht, dass bei der Erarbeitung der Förderrichtlinie für die Grundstoffindustrie auch nachhaltige Holzenergie ausdrücklich berücksichtigt wird, da sie beispielsweise zur Generierung von Prozesswärme eingesetzt werden kann. So stellt (Agora Industrie et al., 2021) fest, dass Klimaschutzverträge das geeignete Instrument seien, um „die Mehrkosten einer klimafreundlichen Zementproduktion“ abzusichern.

Nachhaltige Bioenergie und der darin enthaltene biogene Kohlenstoff können zur Dekarbonisierung verschiedenster Industriezweige (z. B. Zement, Kalk, Stahl, Chemie, Papier etc.) beitragen und so die Kohlenstoffsicherheit in Deutschland gewährleisten. So können etwa durch den Einsatz von nachhaltiger Biomasse und biogenen Reststoffen in der CCS-basierten **Zementproduktion** (Bioenergy with Carbon Capture and Storage, BECCS) kostengünstige CO₂-Senkeneffekte erzielt werden. Laut (IN4climate.NRW, 2022) wird Biomasse idealerweise in Industriezweigen eingesetzt, in denen eine Koppelnutzung möglich ist (d. h. Bereitstellung von Prozesswärme und Kohlenstoff). In der **Kalkindustrie** können ca. 30 Prozent der CO₂-Emissionen, die durch den Verbrauch von Kohlestaub entstehen, durch die Verwendung von nachhaltigem Holzstaub vermieden werden. Führende europäische Kalkhersteller vollziehen derzeit die Umstellung von Gas, Petrolkoks sowie Braun- und Steinkohle auf Holzpellets, die über handelsübliche Hammermühlen aufgebrochen und über bestehende Dosiersysteme oder eigens dafür angefertigte Systeme in die bestehenden Brennlanzen eingeblasen werden. Auch in der **Stahlindustrie** gibt es verschiedene Anwendungsmöglichkeiten von biogenen Kohlenstoffträgern wie Biogas oder Holzkohle sowie Pyrolysegasen aus nachhaltiger Biomasse (Agora Industrie et al., 2022).

Nach Einschätzung der Befragten werden vor allem die Chemie- (59 Prozent) und die Papierindustrie (43 Prozent) in den nächsten Jahren den Wechsel von fossilen zu biogenen Prozessen am ehesten vorantreiben

(siehe Abbildung 27). Die Chemieindustrie habe dafür am ehesten die finanziellen Möglichkeiten und wird als eher innovativ eingeschätzt. Aber auch die Eisen- und Stahlindustrie (35 Prozent) sowie der Industriezweig der Steine und Erden (24 Prozent) würden dazu beitragen. Als sonstige Industriezweige wurden außerdem die Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln sowie Kokereien und die Mineralölverarbeitung genannt. 5 Prozent äußerten sich dagegen dahingehend, dass keiner der genannten Industriezweige zu biogenen Prozessen wechseln würde, sondern sie eher auf Wasserstoff setzen würden. Generell sollten grüne Gase in allen Sektoren eine anerkannte und gleichberechtigte Erfüllungsoption sein. Wo sie dann eingesetzt werden, **entscheidet letztendlich der Markt**.

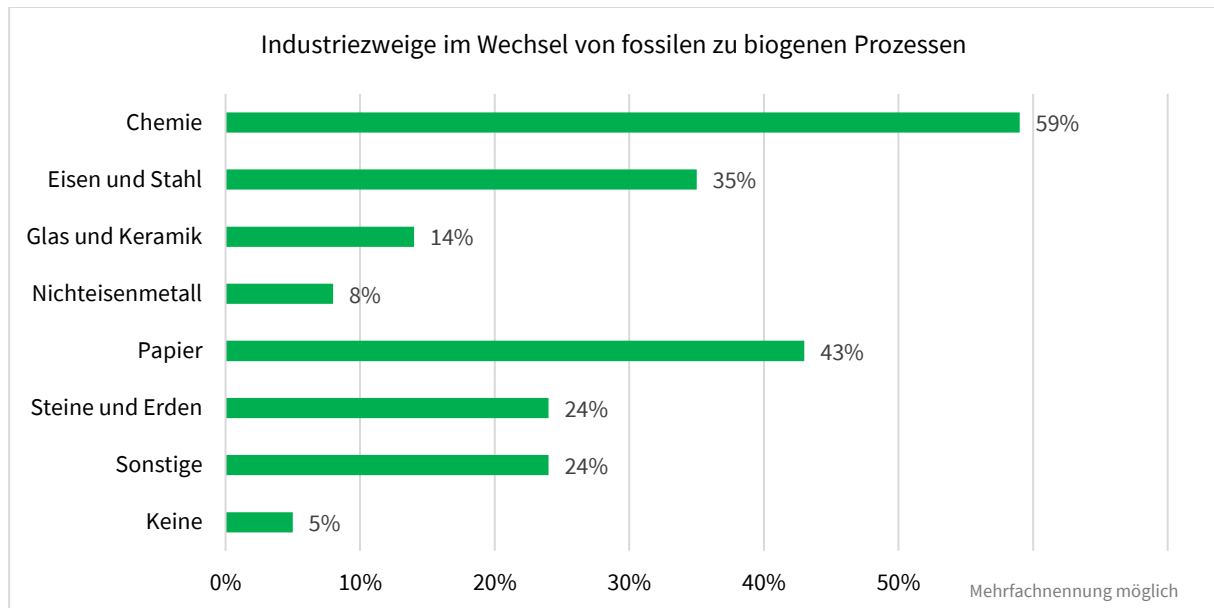


Abbildung 27: Einschätzung zur Umstellung von fossilen auf biogene Prozesse in der Industrie

51 Prozent der Befragten gehen außerdem davon aus, dass in der Industrie eine Defossilisierung ohne Bioenergie mittelfristig kaum möglich oder nicht absehbar ist. Für Verkehr und Gebäude sprachen sich jeweils 56 Prozent² der Umfrageteilnehmer aus.

Für den **Industriebereich** wurden insbesondere folgende Anwendungen genannt, in denen in Zukunft Bioenergie zum Einsatz kommen wird:

- Prozesswärme im hohen Temperaturbereich
- Prozesswärme im mittleren Temperaturbereich (110 bis 510 °C)
- Prozesswärme im niedrigen Temperaturbereich (> ca. 80 bis 90 °C)
- Methan als Grundstoff (z. B. zur Herstellung von Methanol oder Wasserstoff über Dampfreformierung)
- Industriehallenheizung
- Stromerzeugung

Für die Unternehmen ist es von entscheidender Bedeutung, auf einen Energieträger zurückgreifen zu können, der Klimaschutz, Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit gewährleistet. Prozesswärme ist meist nicht

² Mehrfachnennungen möglich

speicherbar und muss somit zu jedem Zeitpunkt erzeugt werden können. Biomasse ist dabei aktuell die einzige Möglichkeit für einen Energieträgerwechsel und den Ersatz von fossilen Brennstoffen in der Industrie und stellt somit eine Brücke bis zur Zeit der Verfügbarkeit von grünem Strom und grünem Wasserstoff zur industriellen Prozesswärmeversorgung dar. Die industrielle Prozesswärme zählt nach Angaben der Umfrageteilnehmer somit zu den Anwendungsbereichen mit der höchsten Systemdienlichkeit von Biomasse. Die Studie (Agora Energiewende, 2022) betont dabei, dass Erdgas zur Erzeugung von **Prozesswärme** kurzfristig unter anderem durch Biomasse substituiert werden kann. Im Falle einer Verknappung von Erdgas sei die gezielte Nutzung von Biomasse in der Industrie wichtiger denn je. Auch das Kopernikus-Projekt Ariadne hat berechnet, dass bis 2030 für die Bewältigung der Gas- und Strompreiskrise in der Industrie ein substantieller Mehrbedarf an Biomasse von 13 TWh im Vergleich zu 2019 besteht (Merfort et al., 2023). Dabei wurde auch argumentiert, dass **großindustrielle Prozesse mit Hochtemperaturanforderungen** nicht in den Fokus einer Versorgung mit Bioenergie genommen werden sollten. Die erforderliche Logistik widerspreche der Regionalität von Bioenergie und der Verwertungswettbewerb vereinnahme potenziell einen zu großen Teil des nachhaltig zur Verfügung stehenden Bioenergiepotenzials.

Für den **Gebäudebereich** wurden insbesondere folgende Anwendungen genannt:

- Beheizung des Altbaubestands, wenn keine Alternativen wie zum Beispiel Wärmepumpen zum Einsatz kommen können
- Nah- und Fernwärmeversorgung und Gebäudealtbestand mit Wärmebedarf bei Temperaturen von über ca. 80 bis 90 °C durch bioenergiebetriebene KWK-Anlagen

Für den **Verkehrsbereich** wurden insbesondere folgende Anwendungen genannt:

- Luft- und (Binnen-)Schifffahrt
- Schwerlastverkehr in Form von Bio-LNG (Liquefied Natural Gas) und Bio-CNG (Compressed Natural Gas)

Da bis 2030 in Deutschland noch ca. 45 Mio. Verbrenner (Pkw und Lkw) auf deutschen Straßen fahren werden, wäre es für manche Umfrageteilnehmer auch denkbar, diese in ihrer „Restzeit“ mit Biokraftstoffen zu betreiben, damit sie nicht mit fossilen Kraftstoffen betrieben werden. Für den Luftverkehr gibt es durch die ReFuelEU Aviation bereits eine Richtlinie, die den Einsatz von Biokraftstoffen forciert.

ReFuelEU Aviation

Die Richtlinie zur Senkung der Emissionen aus der Luftfahrt durch die Förderung nachhaltiger Flugkraftstoffe sieht zukünftig vor, dass Flugkraftstoffanbieter an EU-Flughäfen einen Mindestanteil nachhaltiger Flugkraftstoffe bereitstellen müssen. Dieser Anteil soll bis 2025 bei 2 Prozent an den Gesamtkraftstofflieferungen liegen und bis 2050 auf 70 Prozent steigen. Die Vorgaben für die Beimischung nachhaltiger Flugkraftstoffe beziehen sich auf **Biokraftstoffe**, wiederverwertete kohlenstoffhaltige Brenn- bzw. Kraftstoffe und synthetische Flugkraftstoffe (eFuels) (entsprechend RED II), wobei im Sinne der Nachhaltigkeitsziele die Produktion aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen ausgeschlossen wird.

Die Richtlinie muss nun noch vom Parlament und im Rat angenommen werden. Sobald dieses Verfahren abgeschlossen ist, werden die neuen Vorschriften im Amtsblatt der Europäischen Union veröffentlicht und treten mit sofortiger Wirkung in Kraft.

Einsatz von Anbaubiomasse

Generell ist mit der Gasknappheit im Jahr 2022 die Bedeutung von und die Nachfrage nach Bioenergie (insbesondere Biomethan) gestiegen. Dabei werden die Stimmen jedoch immer lauter, von Bioenergie aus NawaRo abzusehen. So wurde vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (BMUV) erneut vorgeschlagen, Anbaubiomasse bis 2030 zur Anrechnung auf die THG-Quote auslaufen zu lassen, damit die dadurch frei werdenden Flächen eher der Nahrungsmittelproduktion zur Verfügung stehen. Die EU-Biodiversitätsstrategie sieht zusätzlich vor, ein Viertel der landwirtschaftlichen Flächen bis 2030 ökologisch/biologisch zu bewirtschaften, wodurch ein höherer Flächenbedarf entsteht. Außerdem sollen mindestens 30 Prozent der europäischen Landgebiete in wirksam bewirtschaftete Schutzgebiete umgewandelt werden. Diese Ansätze würden dazu führen, dass weniger Anbaubiomasse für die Bioenergieerzeugung zur Verfügung stünde. Während für Biokraftstoffe ein signifikanter Anteil der verarbeiteten Biomasse aus dem Ausland kommt, kann bei Biogas von einem nahezu ausschließlich inländischen Anbau ausgegangen werden. Mit der auslaufenden Förderung von Biogasbestandsanlagen sollte der Anteil von NawaRo zukünftig rückläufig sein. Das liegt zum einen an dem weiter absinkenden Maisdeckel für Neuanlagen oder solchen, die eine Anschlussförderung anvisieren, sowie an der Anforderung einer hochflexiblen Fahrweise. Zum anderen steigen mit der kommenden Revision der RED II auch die Anforderungen an die THG-Minderung, was ebenfalls zu einem Rückgang des Einsatzes von NawaRo führen sollte. Fraglich ist allerdings, ob genügend Abfall- und Reststoffe für die beispielsweise ca. 9.000 Biogasanlagen vorhanden sind und ob die erhöhte Nachfrage nach diesen Einsatzstoffen nicht zu einem nicht zielführenden Preis- und Entfernungswettbewerb führen würde.

Auch die Düngemittel sind aufgrund der aktuellen Krise im letzten Jahr um 50 bis 70 Prozent teurer geworden. Dies wiederum hat das Interesse an Gärresten als Wirtschaftsdünger gesteigert. Dieser Trend wird nach 44 Prozent der Umfrageteilnehmer eher nachhaltig anhalten und den Biogasanlagenbetreibern somit eine längerfristige Perspektive geben. 12 Prozent gehen eher nicht bzw. 3 Prozent gar nicht davon aus, dass dieser Trend anhält.

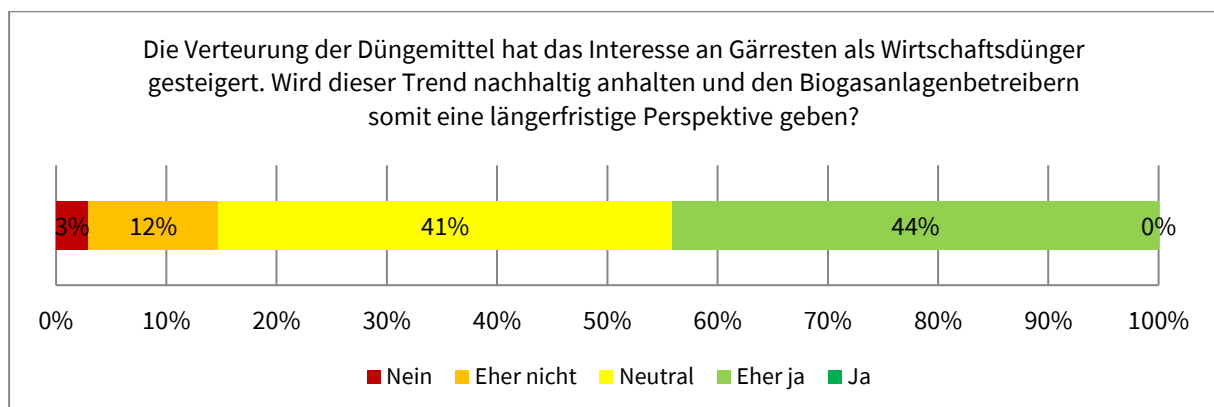


Abbildung 28: Einschätzung zum nachhaltigen Interesse an Wirtschaftsdüngern

Mit den gestiegenen Kosten für Energie und Düngemittel haben sich außerdem auch die Substratkosten für Anbaubiomasse signifikant erhöht. 80 Prozent der Befragten schätzen daher, dass die Kosten für NawaRo weiter steigen werden, während 14 Prozent von einem gleichbleibenden Niveau ausgehen. Ähnlich zeichnet es sich für die Kosten von Abfall- und Reststoffen in den nächsten zwei Jahren im Vergleich zum Vorkrisenniveau ab: 74 Prozent gehen von einer Steigerung aus und 23 Prozent von einem unveränderten Niveau.

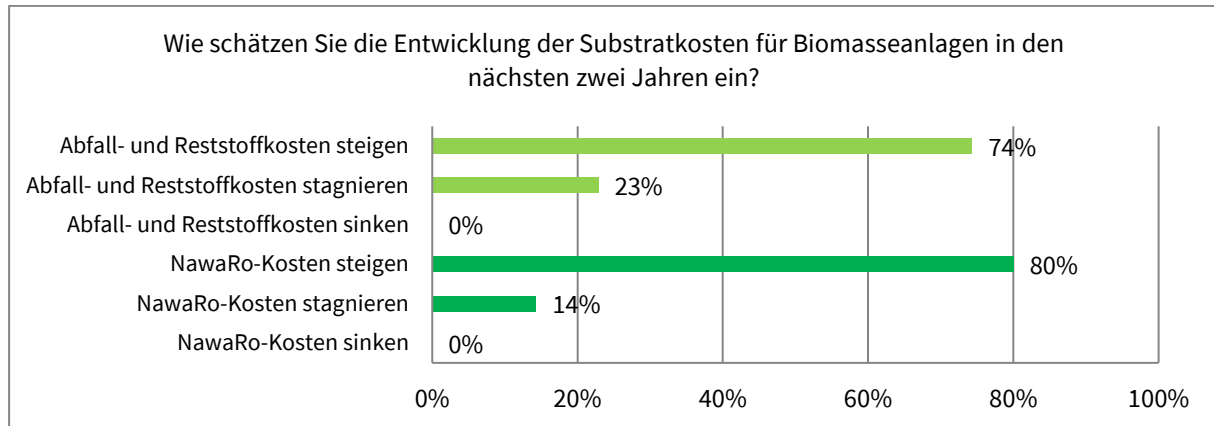


Abbildung 29: Einschätzung zur zukünftigen Entwicklung der Substratkosten

THG-Einsparungen und Nachhaltigkeitsanforderungen

Laut 44 Prozent der Umfrageteilnehmer leistet **Bioenergie aus Rest- und Abfallstoffen** unter den gegebenen Nachhaltigkeitsanforderungen einen signifikanten Beitrag zur THG-Minderung für das Gesamtsystem (siehe hierzu Abbildung 2 auf S. 7). 39 Prozent stimmen dem eher zu. Unter anderem liegt dies daran, dass Rest- und Abfallstoffe beseitigungspflichtig sind und sich eine Deponierung im Normalfall verbietet (Technische Anleitung Siedlungsabfall (TASi) 2005). Demnach ist eine energetische Verwertung – sinnvollerweise in Kraft-Wärme-Kopplung – geboten. So kann nachhaltige und CO₂-neutrale Energie mit einem hohen Systembeitrag bereitgestellt werden (BLE, 2022). 10 Prozent denken, dass Rest- und Abfallstoffe eher keinen Beitrag zur THG-Minderung für das Gesamtsystem leisten. Die restlichen 7 Prozent sind neutral.

Auch für **Bioenergie aus NawaRo** stimmen 46 Prozent gänzlich und weitere 37 Prozent eher zu, dass unter den gegebenen Nachhaltigkeitsanforderungen ein signifikanter Beitrag zur THG-Minderung für das Gesamtsystem erreicht werden kann. Begründet wird dies durch die Substitution von fossilen Brennstoffen und die definitionsgemäße CO₂-Neutralität (ohne die Berücksichtigung von Verarbeitungs- und Logistikprozessen). 5 Prozent sehen eher keinen THG-Minderungsbeitrag durch Bioenergie aus NawaRo.

52 Prozent sehen die derzeit bestehenden **Nachhaltigkeitsanforderungen** an die energetische Nutzung von Biomasse als ausreichend an (siehe Abbildung 30). Dabei wird argumentiert, dass die Nutzung von Biomasse durch diese Anforderungen teilweise überreguliert sei. Außerdem werden die Anforderungen als zu wenig auf das Notwendige und das technisch Machbare sowie insgesamt als zu wenig auf die realen Bedingungen ausgelegt beurteilt. So fehlt es nach Einschätzung der Marktakteure an Kontrollmöglichkeiten im Ausland zur Herstellung gleicher Wettbewerbsbedingungen (zum Teil keine Audits in Drittstaaten möglich) sowie daran, bereits bestehende Gesetze auf der Vollzugsebene umzusetzen. Lediglich 10 Prozent sehen die bestehenden Nachhaltigkeitsanforderungen an die energetische Nutzung von Biomasse als eher nicht und weitere 2 Prozent als gar nicht ausreichend an. Argumentiert wird an dieser Stelle, dass zu viel Import aus zweifelhafter Herkunft möglich ist, was damit zusammenhängt, dass es keine einheitliche Zertifizierung gibt.

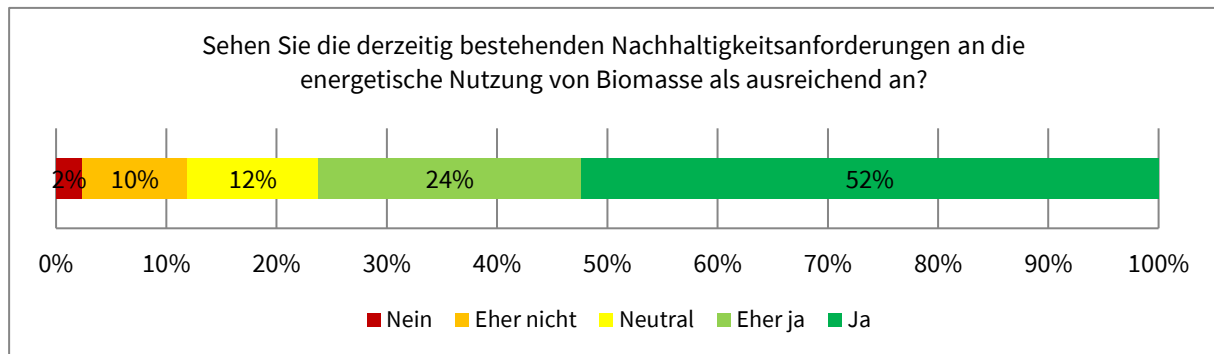


Abbildung 30: Einschätzung der derzeitig bestehenden Nachhaltigkeitsanforderungen

Für 46 Prozent der Befragten spielen **Biomasseimporte** für die Versorgungs- und Investitionssicherheit biogener Wertschöpfungsketten mit energetischer Verwendung eine mittelmäßige Rolle (siehe Abbildung 31). So ist Deutschland im Fall von Biokraftstoffen auf EU-Importe angewiesen (BLE, 2022 und Destatit, 2023). Dabei wird argumentiert, dass der Import von Biomasse die Ausnahme bleiben und sich auf grenznahe Regionen beschränken sollte, da so die CO₂-Emissionen für den Transport relativ gering gehalten werden. Hierbei ist jedoch auch immer das Transportmedium entscheidend, da beispielsweise der Transport via Schiff deutlich weniger CO₂-Emissionen verursacht als der per Lkw. Der regionalen Verwertung – gegebenenfalls dann eben auch im Herkunftsland – sei aus Gründen der Nachhaltigkeit stets der Vorzug zu geben. Der Import sei aber vor allem dann sinnvoll, wenn in den Erzeugerländern keine Nutzungsmöglichkeiten vorhanden sind. Grundsätzlich dürfe der Import von Biomasse nur dann erfolgen, wenn sie nachhaltig produziert wurde. So werden Biomasseimporte abgelehnt, wenn sie durch mangelnde Zertifizierung oder Überwachung im Ausland nicht zuverlässig als nachhaltig deklariert werden können. Laut 10 Prozent der Befragten spielen Biomasseimporte keine Rolle. Hier bestehe vor allem in kleinen und mittelgroßen Anlagen (< ca. 15 bis 30 MW) in der Praxis kein Bedarf. Bei größeren Anlagen sehe dies anders aus, jedoch gibt es von diesen Anlagen aktuell in Deutschland nur wenige.

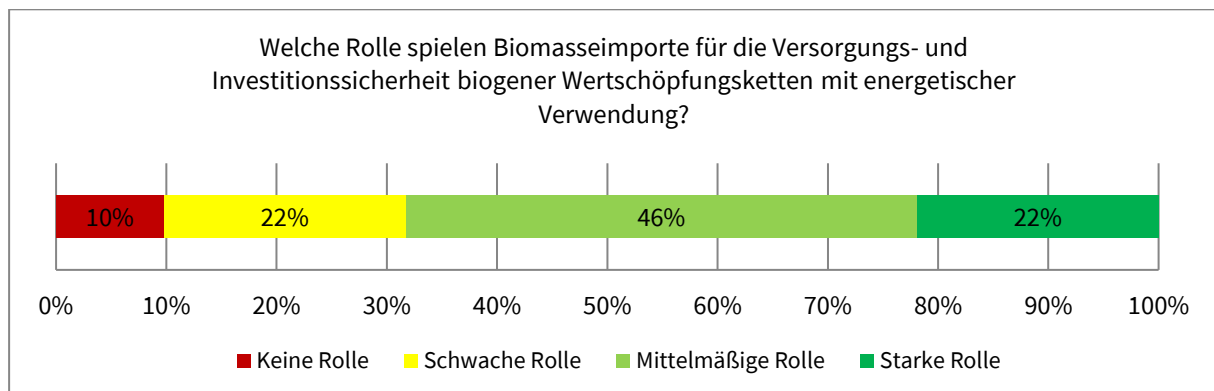


Abbildung 31: Einschätzung zur Rolle von Biomasseimporten

Bioenergie auf EU-Ebene

Bereits mit der RED II wurde vermehrt auf die Förderung von Biokraftstoffen aus **Abfall- und Reststoffen** gemäß Anhang IX Teil A und B gesetzt. Aus den Diskussionen rund um die Revision der RED II ist abzusehen, dass ihr Anteil weiter zunehmen soll. So soll der Anteil von fortschrittlichen Biokraftstoffen gemäß Teil A bis

2030 auf mindestens 2,2 Prozent ansteigen. Biokraftstoffe aus pflanzlichen und tierischen Fetten und Ölen sind gemäß Teil B auf 1,7 Prozent gedeckelt. Für den Strom- und Wärmebereich steigen die THG-Mindesteinsparungen bei Neuanlagen gemäß RED II ab 2026 auf 80 Prozent. Die Revision der RED II könnte nach aktuellen Vorschlägen sogar eine Verschärfung auf 85 Prozent vorsehen.

Generell wird das regulatorische Umfeld für Bioenergie aus Abfall- und Reststoffen in der EU zu 15 Prozent als einschränkend und zu 23 Prozent als eher einschränkend eingeschätzt. 35 Prozent der Befragten sehen es als eher fördernd an, während es 5 Prozent als gänzlich fördernd beurteilen (siehe Abbildung 32).

Die Einschränkungen basieren laut den Umfrageteilnehmern auf der mangelnden Harmonisierung innerhalb der Gesetze, die nicht die notwendige Basis schaffen, auf der die Akteure adäquat agieren können. So bestehen Widersprüche zwischen EU-Anreizen und der nationalen Gesetzgebung sowie Beschränkungen des Reststoffeinsatzes (z. B. wenn diese Reststoffe nicht in der Biomasse-Verordnung vorkommen oder nicht auf der Positivliste gemäß EEG 2009 geführt werden). Im Themenfeld Biogas wird dabei vor allem das verschärfte Genehmigungsrecht in folgenden Gesetzen bemängelt:

- Düngeverordnung und Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Ausweisung nitratbelasteter und eutrophierter Gebiete
- Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Ausweisung von mit Nitrat belasteten und eutrophierten Gebieten (AVV Gebietsausweisung) (zeitliche und räumliche Einschränkungen der Ausbringung der Gärreste)
- Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (AWsV) (Einschränkung der Lagerung von Gärresten)

Als fördernd wird dabei unter anderem die Mehrfachanrechnung in Anhang IX Teil A der RED II angesehen.

Die RED II sieht eine Begrenzung der Anrechnung von Biokraftstoffen aus **Anbaubiomasse** in Höhe von 7 Prozent auf die Ziele der Mitgliedsstaaten im Verkehrsbereich vor. Mitgliedsstaaten können dabei auch niedrigere Grenzen setzen, so wie Deutschland dies bereits umgesetzt hat. Des Weiteren kann der Anteil einzelner Biomassearten aufgrund der Regelungen zu indirekten Landnutzungsänderungen weiter minimiert oder von der Anrechnung ganz ausgeschlossen werden. Hintergrund dieser Regelung ist, dass durch die Förderung von Biokraftstoffen die Anbauflächen für NawaRo in Europa und in Drittstaaten ausgedehnt werden und dadurch globale Verdrängungseffekte in der Landnutzung ausgelöst werden können. Für den Strom- und Wärmebereich steigen die THG-Mindesteinsparungen für Neuanlagen ab 2026 auf 80 Prozent. Die diskutierte Absenkung des Schwellenwerts für High iLUC (Indirect Land Use Change) und die Erhöhung des Expansionswerts für Soja können so beispielsweise dazu führen, dass Soja als High iLUC eingestuft wird und demnach nicht mehr die THG-Mindesteinsparungen erfüllt.

Vor diesem Hintergrund bewerten die Umfrageteilnehmer das regulatorische Umfeld für Bioenergie aus NawaRo auf EU-Ebene zu 43 Prozent als einschränkend und zu 28 Prozent als eher einschränkend (siehe Abbildung 32). Als Begründung wird hier vor allem der sehr hohe Verwaltungsaufwand genannt. Lediglich 5 Prozent sehen es als eher fördernd und weitere 3 Prozent als fördernd an. Dabei wird fördernd als „preistreibend“ empfunden. So ist der Preis für UCO (Used Cooking Oil) höher als der Pflanzenölpreis. Aufgrund dieser EU-Förderkulisse werden Importe angeregt.

Mit der RED II wurden außerdem erstmals weitreichende Nachhaltigkeitsanforderungen an die energetische Nutzung von **holzartiger Biomasse** gestellt. Im Zuge der Revision der RED II wurde die CO₂-Neutralität von

Holz in Frage gestellt und seitens des EU-Parlaments der Vorschlag unterbreitet, die Förderfähigkeit von primärer holzartiger Biomasse als erneuerbare Energie sogar zu streichen. Es handelt sich dabei um Holz, das direkt aus dem Wald stammt und kein Nebenprodukt eines Sägewerks oder einer anderen Holzverarbeitenden Industrie ist. Damit ist nicht nur hochwertiges Holz gemeint, das für langlebige Produkte verwendet werden kann, sondern auch verrottetes Holz, Stücke, die für die kommerzielle Nutzung zu klein sind, und Holz, das von der Industrie abgelehnt wird, weil es krumm, beschädigt oder mit Pilzen und Schimmelpilzen kontaminiert ist.

Den Vorschlag des EU-Parlaments, primäre holzartige Biomasse als erneuerbaren Energieträger zu streichen, lehnen 39 Prozent der Befragten ab und 29 Prozent eher ab, da Waldrestholz, holzartige Materialien aus der Garten- und Landschaftspflege sowie Altholz als heimischer und nachwachsender Rohstoff in einer sinnvollen Verwertungskette auch energetisch genutzt werden sollten. Das beinhaltet, dass der Kaskadennutzung, wenn es sinnvoll ist, Vorrang gewährt werden sollte (mehr dazu in Kapitel 4.5.1, „Die Rolle von Wäldern“ auf S. 45). Die breite Verwendung in großen Kraftwerken müsse dabei europaweit überdacht werden, wenn eine Nachhaltigkeit nicht gegeben oder gefährdet ist. In der dezentralen Nutzung sei Energieholz jedoch sinnvoll und nützlich zur Erfüllung von Klimaschutzziele. Diese Nutzung dürfe laut den Umfrageteilnehmern nicht behindert werden und müsse als regenerative Heizenergie im Gebäude anerkannt bleiben. Derzeit macht nämlich der primäre holzartige Biomasseinsatz ca. 20 Prozent aller erneuerbaren Energien aus. Außerdem stammen fast 10 Prozent der erneuerbaren Energien aus minderwertigem Stamm- und Rundholz. Durch eine Einschränkung der Nutzung von minderwertigem Stamm- und Rundholz würde das Erreichen der 40-Prozent-Ziele für erneuerbare Energien erheblich erschwert werden. Auf der anderen Seite begrüßen 8 Prozent der Befragten den Vorschlag, primäre holzartige Biomasse als CO₂-neutralen Energieträger zu streichen eher und 3 Prozent gänzlich. Dies wird damit begründet, dass die energetische Nutzung von Biomasse mit Emissionen einhergeht, auch wenn sie bilanziell klimaneutral ist.

Bioenergie in Deutschland

22 Prozent der Befragten bewerten das allgemeine regulatorische Umfeld für die energetische Nutzung von **Abfall- und Reststoffen** in Deutschland als einschränkend und weitere 41 Prozent als eher einschränkend (siehe Abbildung 32). Dabei schätzen die Marktteilnehmer die Haltung der Bundesregierung gegenüber der Bioenergie eher als ablehnend ein. Außerdem sei die nationale Politik zu wenig zielgerichtet, was der Komplexität der Biomassennutzungspfade zu schulden ist. Lediglich 12 Prozent sehen das regulatorische Umfeld als eher fördernd und 5 Prozent als gänzlich fördernd an.

Die Einschätzung des allgemeinen regulatorischen Umfelds für die energetische Nutzung von Energiepflanzen in Deutschland ist ähnlich wie die für die europäische Ebene: 40 Prozent sehen es als einschränkend und 35 Prozent als eher einschränkend an (siehe Abbildung 32). Begründet wird diese Einschätzung mit dem Fehlen an Nachhaltigkeit und Konsistenz in den Rahmenbedingungen, wie in den aktuellen förderpolitischen Rahmenbedingungen zu Biokraftstoffen aus Anbaubiomasse in der THG-Quote. Das Gleiche gilt für die Preise von Strom aus Biogas mit der Direktvermarktung als Option. Die nationale Fördergesetzgebung (z. B. Maisdeckerl im EEG, GEG-Entwurf, THG-Minderungspflicht nach Art. 29 RED II) schränke den NawaRo-Einsatz ein.

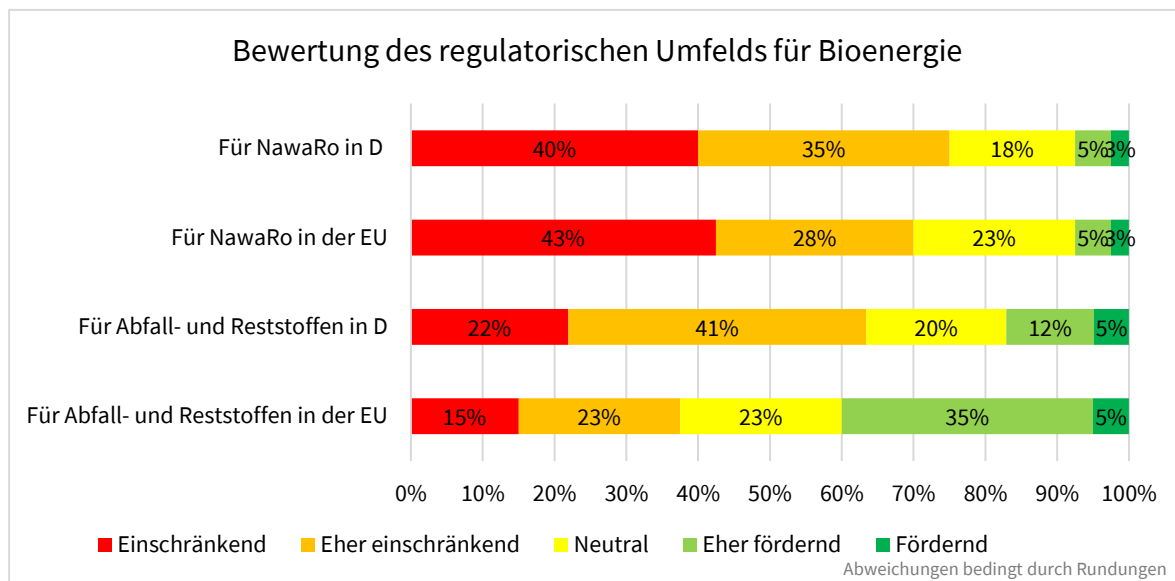


Abbildung 32: Bewertung des regulatorischen Umfelds für Bioenergie aus NawaRo sowie aus Abfall- und Reststoffen in der EU und in Deutschland

Das allgemeine regulatorische Umfeld für die energetische Nutzung von **holzartiger Biomasse** in Deutschland wird zu 24 Prozent als einschränkend und zu 32 Prozent als eher einschränkend beurteilt. Auch hier fehlt es laut Einschätzung der Marktteilnehmer über Jahrzehnte an Konsistenz im regulatorischen Umfeld. Dieses hat sich nach Aussagen der Befragten sogar negativ entwickelt, indem nahezu alle Förderrichtlinien drastisch eingekürzt (z. B. EEW), politische Fehlallokationen induziert (Herabsetzen der Anlagengrößen auf 7,5 MW_{el} innerhalb der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV), mehr dazu im Infokasten in Kapitel 4.5.1 auf S. 40) und Projektentwicklungsmechanismen fehlverstanden wurden und somit der Finanzierung von Vorhaben entgegenstehen. Dabei würden aktuelle Erkenntnisse zu den Vorteilen der Nutzung nachhaltiger Holzenergie sowie die Biomassepotenziale zum Ausbau der erneuerbaren Energien unzureichend in der derzeitigen Regulierung reflektiert.

Für Altholz wurden dabei unter anderem folgende Gesetze als Ursache für die pessimistische Stimmung genannt:

- Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG): Altholz wurde zu großen Teilen in den Geltungsbereich des TEHG einbezogen und ist damit nicht mehr emissionshandelsbefreit (mehr dazu im Infokasten in Kapitel 4.5.1 auf S. 50).
- Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG): Durch den Einbezug von Altholz in das BEHG werden kleine und mittlere Anlagebetreiber unverhältnismäßig belastet (mehr dazu im Infokasten in Kapitel 4.5.1 auf S.48).
- Verordnung über die Emissionsberichterstattung nach dem Brennstoffemissionshandelsgesetz für die Jahre 2023 bis 2030 (EBeV 2030): Der Anhang ist in Bezug auf Altholz unvollständig und fehlerhaft. Es fehlen wichtige AVV-Nummern (Abfallverzeichnis-Verordnung) für verschiedene Altholzsortimente.

- Der Einsatz von **Altholz** der Kategorie A II wird in den Anlagen zur 44. BImSchV durch die LAI-Vollzugsempfehlung zur 44. BImSchV verhindert. Die Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft Immissionsschutz (LAI) empfiehlt Grenzwerte zum Nachweis der Biobrennstoffeigenschaft von Althölzern, die nicht sachgerecht sind. Die LAI könnte durch eine Anpassung der Empfehlung unter Berücksichtigung der DIN EN 17225-9 die energetische Nutzung von A-II-Althölzern in kleinen und mittleren Anlagen unterstützen.

4.5.1 Wärme

Laut 71 Prozent der Befragten haben die gestiegenen Gas- und Fernwärmepreise in 2022 Bioenergieprojekte zur Wärmeerzeugung eher bzw. gänzlich angereizt (siehe Abbildung 33). So sind das Interesse an der Substitution fossiler Brennstoffe durch alternative Wärmequellen und der Bedarf an Versorgungssicherheit gestiegen. Auch Fernwärmenetzbetreiber, die bisher zum großen Teil auf Gas gesetzt haben, interessieren sich deutlich stärker für Bioenergieanlagen. Durch die gefallenen Gaspreise ist mittlerweile aber wieder eine Abnahme des Interesses zu beobachten. Investitionsentscheidungen werden jedoch durch Kosten- und Finanzierungsfragen (Zinsen) und die erforderlichen Genehmigungsprozesse eher mittel- bis langfristig fallen.

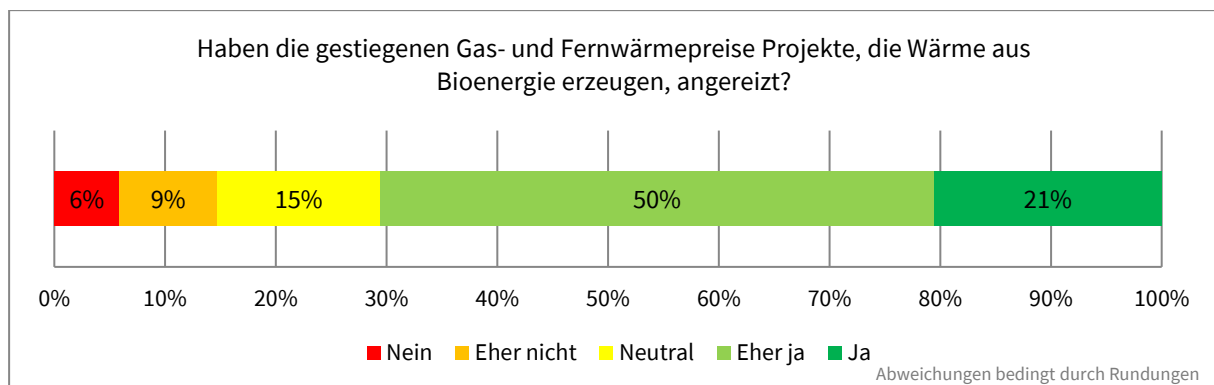


Abbildung 33: Auswirkungen der gestiegenen Gas- und Fernwärmepreise auf Bioenergieprojekte

Laut 90 Prozent der Umfrageteilnehmer haben sich die gestiegenen Gas- und Fernwärmepreise auch auf die Verkaufspreise der Wärme aus Bioenergien ausgewirkt (siehe Abbildung 34). Dies ist zum einen durch die Grundsätze der Ökonomie zu erklären, wodurch eine höhere Nachfrage bei gleichbleibendem Angebot eine Preissteigerung nach sich zieht. So haben sich zum Beispiel die Pelletpreise 2022 zeitweise vervierfacht. Zum anderen war der Preis von beispielsweise Biomethan durch Bestandsverträge zum Teil festgelegt und konnte so unter dem Marktpreis von Erdgas liegen. Teilweise haben sich die Preise aber auch in der kommunalen Geothermie-Nahwärme erhöht. Begründet wird dies mit gestiegenen Stromkosten (Betrieb des Netzes und der Förderung) und allgemeinen Kosten (Personal).

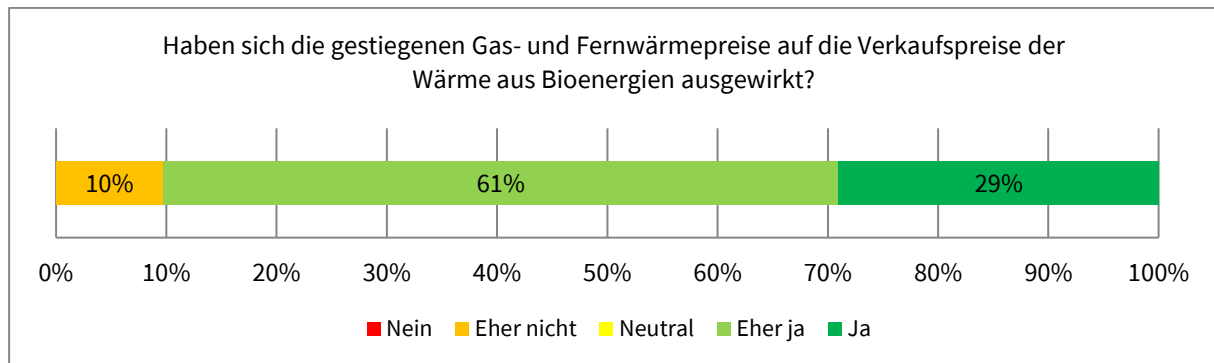


Abbildung 34: Auswirkungen der gestiegenen Gas- und Fernwärmepreise auf die Verkaufspreise von Wärme aus Bioenergieanlagen

Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV)

Seit 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 7,5 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 THG-Minderung (§ 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 bzw. die Verbesserung der Produktionskapazität, die biologische Vielfalt sowie die Achtung von Schutzgebieten und Anforderungen in Bezug auf Land Use, Land-Use Change and Forestry (LULUCF).

Durch die Novellierung der RED II ist eine weitere Absenkung der Größengrenze für die Nachhaltigkeitszertifizierung innerhalb der **BioSt-NachV** für feste Biomasse von 20 MW auf 7,5 MW sehr wahrscheinlich. Eine weitere Absenkung liegt dabei im Ermessensspielraum der Mitgliedsstaaten. 84 Prozent der Befragten sind dagegen, dass die Größengrenze für die Nachhaltigkeitszertifizierung bei Biomasse auf Anlagen unter 20 MW ausgeweitet wird (siehe Abbildung 35). Die Begründung liegt zum einen darin, dass Großanlagen, die etwa 80 Prozent des gesamten Energieholzes einsetzen, die einzigen sind, die im Wesentlichen auf Importe angewiesen sind. Die Anlagen, die sich regional versorgen, liegen eher in der Größenordnung bis 5 MW thermische Leistung. Die Kosten für die Erfüllung der Anforderungen werden dabei als zu hoch und ohne Mehrwert eingeschätzt. Um den bürokratischen Aufwand für die kleinen und mittleren Anlagen so gering wie möglich zu halten und damit den Druck auf diese Anlagen nicht weiter zu erhöhen, aber auch um weiterhin eine Motivation für Betreiber und Investoren in neue Anlagen zu schaffen, sollten sie daher von der Nachhaltigkeitszertifizierung ausgenommen bleiben. Außerdem würden bei einer weiteren Absenkung der Größengrenze die zertifizierungspflichtigen Anlagen zunehmen, während das derzeitige Angebot von Zertifizierenden begrenzt

bleibt. Andere argumentieren, dass die Nachweispflichten, wie beispielsweise Herkunftsnachweise für Na-waRo-Anlagen, auch heute schon ausreichend sind, um eine nachhaltige Nutzung zu belegen. Die 16 Prozent, die für eine Absenkung der Größengrenze stimmten, sprachen sich dabei zu 80 Prozent für eine vereinfachte Zertifizierung für Kleinstanlagen aus.

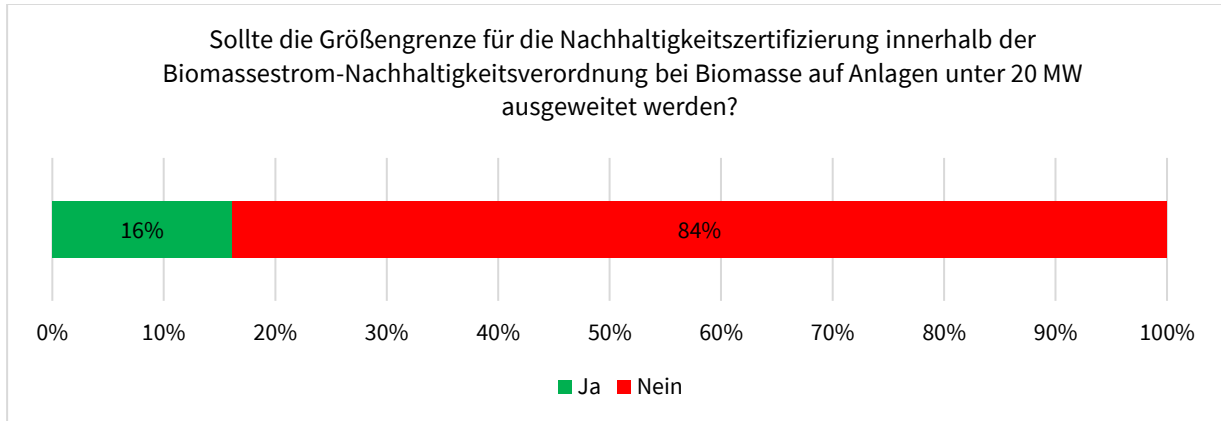


Abbildung 35: Einschätzung zur Absenkung der Größengrenze innerhalb der BioSt-NachV

Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Gebäudeenergiegesetzes, zur Änderung der Heizkostenverordnung und zur Änderung der Kehr- und Überprüfungsordnung

Derzeit enthält der vorliegende Gesetzentwurf der Bundesregierung noch keine Beschlüsse und wird diskutiert. Ziel ist dabei, den Gebäudesektor klimaneutraler zu gestalten. Dafür soll ab 2024 zunächst jeder **Neubau in Neubaugebieten auf Basis von 65 Prozent erneuerbaren Energien** beheizt werden. Für die Defossilisierung der Bestandsgebäude ist eine verpflichtende **Kommunale Wärmeplanung** fundamental. Eine deutschlandweite Kommunale Wärmeplanung wird bis spätestens 2028 angestrebt. Solange keine Kommunale Wärmeplanung vorliegt,

- gelten beim Heizungsaustausch die Regelungen des GEG und damit der Einsatz von 65 Prozent EE noch nicht
- dürfen ab dem 1. Januar 2024 Gasheizungen eingebaut werden, wenn sie auf Wasserstoff umrüstbar sind. Dies gilt auch für Neubauten außerhalb von Neubaugebieten.

Wenn noch kein Wärmeplan vorliegt und fossil betriebene Heizungen, ab 2024 eingebaut worden sind, muss ab dem **1. Januar 2029** mindestens **15 Prozent**, ab dem 1. Januar 2035 mindestens **30 Prozent** und ab dem 1. Januar 2040 mindestens **60 Prozent** der Wärme aus Biomasse oder grünem / blauem Wasserstoff erzeugt werden.

Anforderungen an Biomethan wurden bisher identisch in § 40 (3) (Anforderungen an gasförmige Biomasse) und § 22 (1) Satz 1 Nr. 2 c und d (Primärenergiefaktoren) geregelt. Künftig wird § 40 entfallen. Stattdessen regelt der neue § 71f Abs. 1 Satz 1, dass die bisherigen Anforderungen mit Verweis auf die parallelen gesetzlichen Anforderungen an Primärenergiefaktoren in § 22 beibehalten werden. Zusätzlich schreibt § 71f Abs. 2 vor, dass in einem Kalenderjahr insgesamt nicht mehr als 40 Masseprozent Getreide oder Mais zur Erzeugung von gasförmiger Bioenergie eingesetzt werden dürfen (gilt nur für neue Vergärungsanlagen ab einer Leistung von 1 MW, die nach dem 31. Dezember 2023 in Betrieb genommen werden).

Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG)

Mit der 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 beispielsweise Heizungsanlagen in neu errichteten Wohn- und Nichtwohngebäuden gefördert und Biomasseheizungen bezuschusst.

Neuerungen seit dem 1. Januar 2023 sind dabei technische Anpassungen und einige Steigerungen der Effizianz Anforderungen. So müssen bei einer Förderung von Wärmepumpen oder Biomasseheizungen zur Raumheizung inklusive der Nachrüstung bivalenter Systeme die durch die Anlagen versorgten Wohneinheiten oder Flächen nach Durchführung der Maßnahme zu mindestens 65 Prozent durch erneuerbare Energien beheizt werden. Gefördert wird außerdem die Errichtung, der Umbau oder die Erweiterung eines Gebäudenetzes, sofern die Wärmeerzeugung, mit der das Gebäudenetz gespeist wird, nach Durchführung der Maßnahme zu mindestens 65 Prozent aus Anlagen nach BEG EM TMA Nummern 3.2 bis 3.6 und/oder mit unvermeidbarer Abwärme erfolgt. Hier gelten gestaffelte Fördersätze, um Anreize für einen möglichst geringen Einsatz von Biomasse zu setzen:

- 30 Prozent, wenn keine Biomasse eingesetzt wird
- 25 Prozent, wenn Biomasse nur für die Spitzenlast eingesetzt wird (maximal 25 Prozent Wärmeerzeugung aus Biomasse)
- 20 Prozent, wenn Biomasse eingesetzt wird (maximal 75 Prozent Wärmeerzeugung aus Biomasse)

Für Biomasseheizungen wurde der Staub-Emissionsgrenzwert ab 1. Januar 2023 auf 2,5 mg/m³ reduziert. Zusätzlich wurde der jahreszeitbedingte Raumheizungsnutzungsgrad (ETAs) für Biomasseheizungen von 78 auf 81 Prozent angehoben. Biomasseheizungen müssen außerdem mit einer solarthermischen Anlage oder einer Wärmepumpe kombiniert werden (BAFA, 2022).

Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW)

Seit dem 15. September 2022 schafft die **BEW** Anreize für Wärmenetzbetreiber, in den Neubau von Wärmenetzen mit einem 75-prozentigen Anteil an erneuerbaren Energien zu investieren und bestehende Netze zu dekarbonisieren. Das Förderprogramm ist dabei in vier Module untergliedert, die zeitlich aufeinander aufbauen:

- Modul 1 – Transformationspläne und Machbarkeitsstudien
- Modul 2 – Systemische Förderung für Neubau und Bestandsnetze
- Modul 3 – Einzelmaßnahmen
- Modul 4 – Betriebskostenförderung

Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG)

Für Fernwärmesysteme ist weiterhin eine Förderung nach dem **Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG)** möglich. Dafür muss der Dauerbetrieb des Wärmenetzes bis zum 31. Dezember 2026 aufgenommen werden. Der KWK-Zuschlag wird durch den Übertragungsnetzbetreiber ausgezahlt.

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

Das BMWK hat die Förderung von Energie- und Ressourceneffizienz sowie von Prozesswärme aus erneuerbaren Energien in Unternehmen durch das Förderpaket „Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft – Zuschuss und Kredit“ weiterentwickelt. Die EEW ist für alle Branchen und Technologien offen, wobei zwischen einem Zuschuss und einem Kredit mit Teilschulderlass (Tilgungszuschuss) gewählt werden kann. Zum 01. Mai 2023 ist die EEW novelliert worden. Insbesondere die Förderkonditionen für Biomasse-Anlagen wurden dabei deutlich überarbeitet. Die Förderung ist in vier Module unterteilt, wobei für biogene Energieträger insbesondere das zweite und das vierte Modul von Bedeutung sind.

2. Modul: Prozesswärme aus erneuerbaren Energien

Pro Vorhaben gilt hier ein Höchstbetrag für den Investitionszuschuss von maximal 15 Mio. Euro (65 Prozent der förderfähigen Investitionskosten). Gefördert werden unter anderem Biomasseanlagen. Seit April 2023 sind Anlagen mit einer Nennwärmeleistung ab 5 MW, in denen Biomasse eingesetzt wird, nur förderfähig, sofern der Antragsteller in geeigneter Form nachweisen kann, dass eine Direktelektrifizierung technisch nicht möglich und eine Nutzung von Wasserstoff technisch nicht möglich oder nicht wirtschaftlich ist. Eine Wirtschaftlichkeit ist nicht gegeben, wenn die Summe aus Investitions- und Energiekosten für die Nutzung von Wasserstoff die Summe aus Investitions- und Energiekosten für die Nutzung der Biomasseanlage um mindestens 50 Prozent übersteigt. Diese Nachweispflicht für Anlagen mit einer Nennwärmeleistung ab 5 MW entfällt, sofern ausschließlich innerbetrieblich und vor Ort anfallende biogene pflanzliche Abfall- und Reststoffe genutzt werden. Außerdem soll für Anlagen unter 700 kW der Einsatz land- und forstwirtschaftlicher Biomasse eine zulässige Option sein, allerdings nur bis zu 25 Prozent der eingesetzten Menge (BMWK, 2023).

4. Modul: Energie- und ressourcenbezogene Optimierung von Anlagen und Prozessen

Die maximale Förderung beträgt 15 Mio. Euro pro Investitionsvorhaben (50 Prozent der förderfähigen Investitionskosten). Gefördert werden investive Maßnahmen zur energetischen und ressourcenorientierten Optimierung von industriellen und gewerblichen Anlagen und Prozessen, die zur Erhöhung der Energie- oder Ressourceneffizienz bzw. zur Senkung oder Vermeidung des fossilen Energieverbrauchs oder CO₂-intensiver Ressourcen in Unternehmen beitragen. In der Neuerung ist bei der Förderung von Biogasanlagen der Einsatz von „pflanzlicher primärer Biomasse“ auf 25 Masseprozent des Substratmix beschränkt, was die rund 7.000 Biogasanlagen ausschließt, die mehr NawaRo einsetzen, und auch die Verwendung ökologisch besonders wertvoller Einsatzstoffe begrenzt.

Die Branche kritisiert vor allem die Einschränkungen der förderfähigen Brennstoffe auf pflanzliche Abfall- und Reststoffe in Anlagen über 700 kW. Durch die Verengung des Brennstoffbandes werden Anlagenbetreiber bei der Brennstoffbeschaffung eingeschränkt sodass die Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit der Anlagen gefährdet wird. Zu den wichtigsten Kernforderungen des (BBE, 2023) zählt daher, dass auch zu 25 Prozent naturbelassene Biomasse gemäß 1. BImSchV §3 (4, 5, 5a und 8) in Anlagen größer als 7,5 MW eingesetzt werden darf, wenn die Nachhaltigkeitsanforderungen der RED II eingehalten werden. Außerdem ermöglichen die neuen Regelungen des EEW außerhalb der Holzwirtschaft in kaum einem Fall die Förderung einer Holzfeuerungsanlage über 5 MW. Selbst die Ausnahmeregelung, dass Anlagen über 5 MW von den Nachweispflichten befreit sind, wenn ausschließlich innbetrieblich anfallende biogene Abfall- und Reststoffe eingesetzt werden, ist schwer umsetzbar, da nahezu kein Unternehmen diese Einsatzstoffe in ausreichendem Maß bereitstellen

kann. Außerdem argumentiert der (BBE, 2023), dass der Förderfokus auf eine Elektrifizierung großer Prozesswärmeanlagen, die in erster Linie Dampf erzeugen, kontraproduktiv sei und zu unnötigen Netzbelastungen und vermeidbaren Stromnachfragen führen würde. Die Nachweisgrenze, dass der Einsatz von Strom und Wasserstoff wirtschaftlich oder technisch nicht sinnvoll ist, sollte analog zu den Vorgaben der RED-II-Revision auf 7,5 MW angehoben werden.

Eine Auswertung des zweiten Moduls wurde beim BAFA angefragt. Im Ergebnis wurden von 920 eingegangenen Anträgen insgesamt 521 bewilligt. Der Großteil der bewilligten Anträge betraf dabei mit 78 Prozent (411 Anlagen) Biomasseanlagen (Stand 22. Juni 2023).

Die Rolle von Wäldern

Nach jeweils 82 Prozent der Befragten sollten Wälder multifunktional genutzt werden und insbesondere folgende Systemleistungen erfüllen (siehe Abbildung 35 36):

- Ökosystemdienstleistungen (z. B. Regulierung von Klimabedingungen, Wasserqualität und Schadstoffkonzentrationen, ökosystemare Dienstleistungen durch Prozesse wie Bodenbildung, Nährstoffkreislauf und Erhaltung der genetischen Vielfalt sowie kulturelle Dienstleistungen wie Erholung)
- CO₂-Speicherung und -Senkenleistung
- Bereitstellende Dienstleistungen durch Baustoffversorgung bzw. stoffliche Nutzung

Aber auch für die Energieversorgungsleistung haben sich 67 Prozent ausgesprochen, um zur Defossilisierung der Strom- und Wärmeerzeugung beizutragen. Dabei wurde abermals betont, dass vor allem Waldrestholz hierfür genutzt werden und der Wald nicht vorrangig der Energieversorgung dienen sollte. Mit dem Ziel, die heutige jährliche Aufnahme von 11 Mio. t CO₂-Äquivalenten durch natürliche Senken laut Klimaschutzgesetz bis 2030 auf 25 Mio. t und bis 2045 auf 40 Mio. t zu steigern, gibt es einen Grundsatzstreit bei der Waldnutzung durch zwei entgegengerichtete Philosophien: eine Bewirtschaftung der Wälder mit möglichst wenig Entnahme, weil sie dann am meisten Kohlenstoff speichern, und eine Verjüngung durch Nutzung des Holzes.

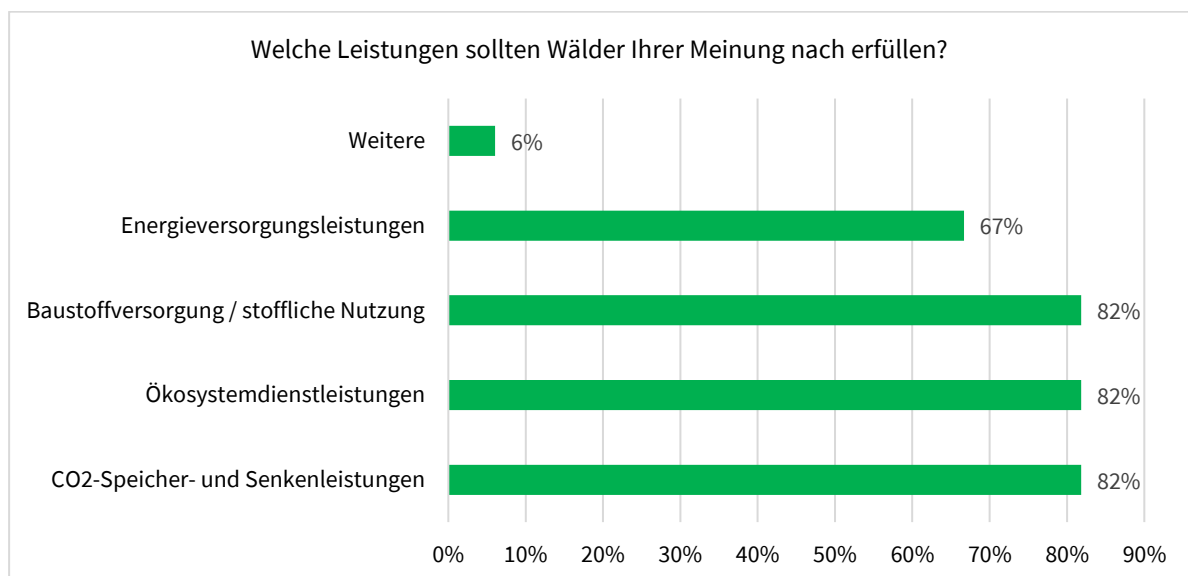


Abbildung 36: Einschätzung zur Rolle der Wälder

Nationale Biomassestrategie (NABIS)

Die Bundesregierung hat sich 2021 im Koalitionsvertrag das Ziel gesetzt, eine Nationale Biomassestrategie (NABIS) zu erarbeiten, die aktuell ressortübergreifend entwickelt wird. Die Notwendigkeit einer Biomassestrategie erwächst aus dem Ungleichgewicht zwischen einer hohen und wachsenden Nachfrage nach pflanzlichen und tierischen Rohstoffen und einem begrenzten Aufkommen an biogenen Abfall- und Reststoffen sowie einer begrenzten Flächenverfügbarkeit für die nachhaltige Erzeugung von NawaRo. Ziel der Biomassestrategie ist es, einen Beitrag zur mittel- und langfristigen nachhaltigen Ressourcennutzung sowie zum Klima- und Biodiversitätsschutz zu leisten und entsprechende Rahmenbedingungen in Deutschland zu schaffen. Die Nationale Biomassestrategie soll im Herbst 2023 verabschiedet und veröffentlicht werden.

Die Strategie soll die inhaltliche Grundlage für die künftige biomassebezogene Politik der Bundesregierung bilden. Im Zentrum stehen die Entwicklung von Leitprinzipien für den nachhaltigen Umgang mit Biomasse, die Gestaltung von Politikinstrumenten sowie die Entwicklung konkreter Maßnahmen unter Berücksichtigung der Anschlussfähigkeit an den übergreifenden EU-Rahmen.

Aktuelle Leitprinzipien umfassen die Priorisierung der stofflichen Nutzung, den Vorrang der Mehrfachnutzung sowie den Vorrang der Nutzung von biogenen Abfallstoffen. Darüber hinaus sollen in der Strategie das nachhaltig verfügbare Biomassepotenzial, verschiedene Anwendungsbereiche und die aktuellen politischen Rahmenbedingungen analysiert werden.

Das Eckpunktepapier zur Biomassestrategie sieht eine konsequente Kaskaden- und Mehrfachnutzung von Biomasse vor – das heißt der stofflichen Nutzung Vorrang zu geben, eine möglichst langfristige Kohlenstoffbindung zu ermöglichen und erst am Ende der Wertschöpfungskette eine energetische Nutzung in Betracht zu ziehen. 33 Prozent der Befragten sehen in den bisherigen Preissignalen für Biomasse eher keine Lenkungswirkung, die diese Art der Kaskadierung bereits vollumfänglich anreizt. 10 Prozent sehen jedoch bereits eine Lenkungswirkung und 17 Prozent sehen sie eher.

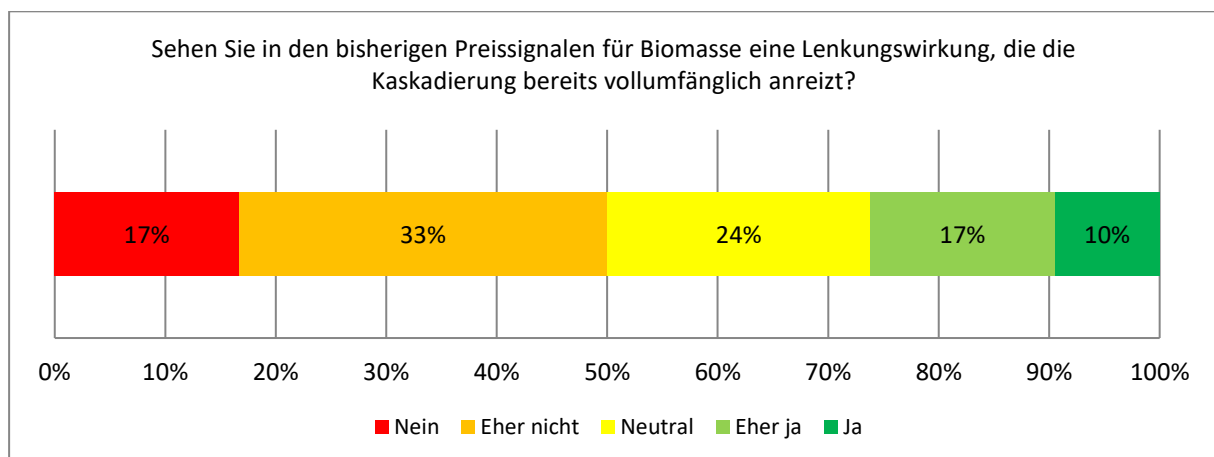


Abbildung 37: Einschätzung der Preissignale als Lenkungswirkung für die Kaskadierung von Biomasse

Generell sind verschiedene Auslegungen der Kaskadennutzung möglich: erstens **die chronologische Kaskadennutzung**, bei der Holz immer zuerst stofflich zu verwerten ist, bevor es einer energetischen Nutzung in frühestens zweiter Verwertung zugeführt werden kann. Zweitens existiert **die qualitative / marktwirtschaftlich basierte Kaskadennutzung**, bei der Holz auch unmittelbar energetisch verwertet werden kann, wenn

keine stoffliche Nutzung sinnvoll ist bzw. das Holz stofflich nicht verwertet werden kann (z. B. minderwertiges Holz, Schadholz, Restholz). Hierbei ist wichtig, zu verstehen, dass der Marktmechanismus greift, indem der Markt höhere Absatzpreise für die stoffliche Nutzung beispielsweise in der Bau- oder Möbelindustrie in Nichtkrisenzeiten automatisch priorisiert bedient. Die Sondereffekte aus 2022 stellen hier eine absolute Ausnahme dar. Ökonomische Anreize zur Kaskadierung bestehen folglich durch marktwirtschaftliche Mechanismen. Gerade bei der Waldstruktur in Deutschland mit vielen Kleinstwäldern kommt es außerdem des Öfteren vor, dass das Holz grundsätzlich aufgrund der qualitativen Merkmale einer stofflichen Verwertung zugeführt werden könnte, aber keine stoffliche Nutzung in der Nähe verfügbar ist oder die anfallenden Mengen zu klein sind, als dass es sich lohnen würde, sie zu den entsprechenden Anlagen zu transportieren. Forstwirtschaftlich gesehen ist es sinnvoll, die nicht stofflich genutzten Teile des Primärholzes einer energetischen Nutzung zuzuführen, um für den Waldbesitzer weiteres Einkommen zu generieren und den notwendigen Waldumbau voranzutreiben. Gerade vor dem Hintergrund der Borkenkäfer- und Klimaschäden der letzten Jahre ist es wichtig, dass nachhaltige Waldbewirtschaftung angereizt wird. Wenn es jedoch zu einer chronologisch definierten Auslegung der Kaskadennutzung kommt, würde die energetische Nutzung von Holz insgesamt eingeschränkt werden und das stofflich nicht verwertbare Holz (Sägereste, nicht verwertbare Teile vom Stamm, Äste) im Wald verbleiben, wo es durch Verrottung CO₂ freisetzen würde. Gleichzeitig erfüllt das Totholz jedoch auch zahlreiche Ökosystemdienstleistungen, wie zum Beispiel den Aufbau von Humus.

65 Prozent der Befragten schätzen verbindliche Vorgaben zur **Kaskadennutzung von Holz** als nicht notwendig bzw. praxistauglich ein (siehe Abbildung 38). Eine politische Lenkung bzw. politisch induzierte Preissignale sind von den Umfrageteilnehmern nicht gewünscht, da stoffliche Anwendungen bereits heute höhere Erlöse als energetische Nutzungen erzielen. So besteht wenig Optimismus, dass eine zusätzliche Regulierung an diesem Sachverhalt und insbesondere an den technischen Einschränkungen bezüglich der Nutzung etwas ändern wird. Vielmehr können induzierte Preissignale dazu führen, dass Angebot und Nachfrage nicht im Einklang stehen und Ressourcen demnach ineffizient eingesetzt werden.

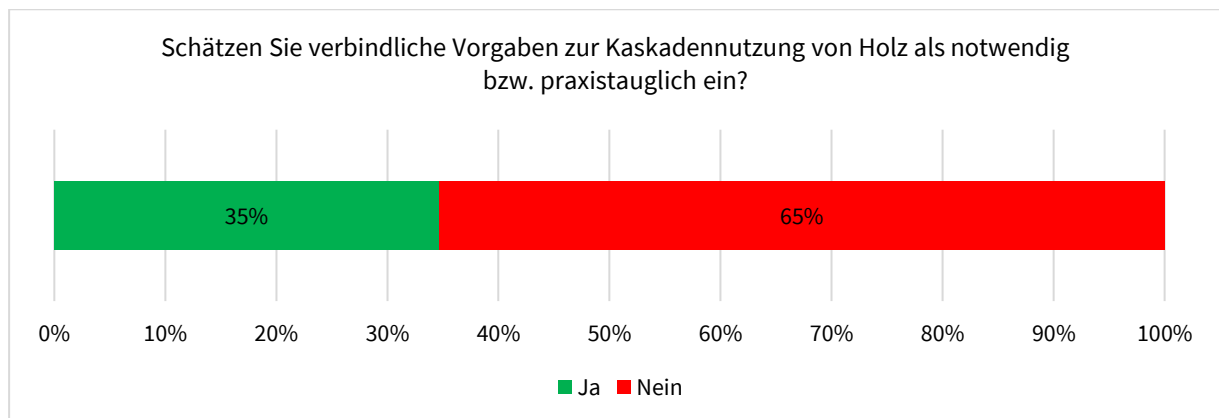


Abbildung 38: Einschätzung zur Praxistauglichkeit von verbindlichen Vorgaben zur Kaskadierung

Sollten dennoch verbindliche Vorgaben zur Kaskadennutzung von Holz in Kraft treten, würden zusätzliche Mengen an Holz für die stoffliche Verwertung zur Verfügung stehen. 33 Prozent der Umfrageteilnehmer denken jedoch, dass der Markt diese Mengen nicht aufnehmen bzw. stofflich verwerten kann, indem beispielsweise minderwertiges oder Altholz in Spanplatten verwendet wird. Dies ist folgendermaßen zu begründen: Die Holzwerkstoffindustrie ist derzeit die einzige mengenrelevante Branche, die Altholz stofflich recycelt. Der Altholzeinsatz liegt bei Spanplatten im Durchschnitt bei 30 bis 35 Prozent. Einige Hersteller verzichten dabei

schon jetzt auf den Einsatz von Altholz, um eine hohe Plattenqualität sicherzustellen. Auch Kundenanforderungen, zum Beispiel seitens der Möbelindustrie, limitieren den Einsatz von Altholz (stärkerer Verschleiß der Werkzeuge durch Störstoffe im Altholz). Zudem stagniert die Produktion von Spanplatten seit Jahren auf einem Niveau von ca. 7 Mio. m³. Ein nennenswerter Aufbau von zusätzlichen Erzeugungskapazitäten ist derzeit laut den Marktakteuren nicht erwartbar. Außerdem würde sich bei vermehrter stofflicher Nutzung von Altholz die Gefahr einer Schadstoffanreicherung in Recycling-Holzprodukten erhöhen. Dies ist natürlich abhängig davon, welche Altholzkategorien eingesetzt werden. Eine Übersicht über die Zuordnung von Altholzkategorien findet sich in Tabelle 7. Prinzipiell ist Altholz zur Herstellung von Holzwerkstoffen nur in den Altholzkategorien A I und A II zulässig. Altholz der Altholzkategorie A III darf nur genutzt werden, wenn Lackierungen und Beschichtungen durch eine Vorbehandlung oder im Rahmen des Aufbereitungsprozesses (weitgehend) entfernt wurden (**Anhang I AltholzV**). Die real vorhandenen Rückholssysteme im Recycling sind jedoch nicht in allen Bereichen etabliert. Das heißt, dass beispielsweise eine notwendige Sortierung nach Altholzklassen nicht überall in der Tiefe durchgeführt wird, dass sie in hochwertigen stofflichen Wiederverwertungspfaden genutzt werden können. Außerdem gibt es aktuell keine Unterscheidung beim Preis, ob A-I/A-II- oder A-III/A-IV-Holz verbrannt wird.

Tabelle 7: Beschreibung der Altholzkategorien nach Altholzverordnung

Altholzkategorie	Beschreibung
A I	naturbelassenes oder lediglich mechanisch bearbeitetes Altholz, das bei seiner Verwendung nicht mehr als unerheblich mit holzfremden Stoffen verunreinigt wurde
A II	verleimtes, gestrichenes, beschichtetes, lackiertes oder anderweitig behandeltes Altholz ohne halogenorganische Verbindungen in der Beschichtung und ohne Holzschutzmittel
A III	Altholz mit halogenorganischen Verbindungen in der Beschichtung ohne Holzschutzmittel
A IV	mit Holzschutzmitteln behandeltes Altholz, wie Bahnschwellen, Leitungsmasten, Hopfenstangen, Rebpfähle, sowie sonstiges Altholz, das aufgrund seiner Schadstoffbelastung nicht den Altholzkategorien A I, A II oder A III zugeordnet werden kann, ausgenommen PCB-Altholz

Eine Gesamtübersicht über die EEG-Altholzkraftwerke mit ihren Kapazitäten und Bedarfen findet sich in Tabelle 8.

Tabelle 8: Gesamtübersicht EEG-Altholzkraftwerke (IZES 2019)

Genehmigung	Altholzkategorien	Anlagen	MW _{el}	MW _{th}	MW _{FWL}	Kapazität in Mio. t/a	Bedarf in Mio. t/a	Anteil KWK
4. BImSchV + TA Luft	A I – A II	18	114	141	549	1,1	A I / A II: 6 – 6,8	94 %
4. BImSchV + 17. BImSchV	A I – A III	10	90	114	366	0,8	A III: 0,5 – 1,3	80 %

4. BImSchV + 17. BImSchV	A I – A IV	39	561	617	2.390	4,6	A IV: 1,1	72 %
Gesamt	A I – A IV	67	892	892	3.325	6,5	7,6 – 9,2	79 %

Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG)

Mit der Anpassung des Brennstoffemissionshandels mit dem Zweiten Gesetz zur Änderung des **BEHG** unterliegt ab dem 1. Januar 2024 auch Altholz der CO₂-Bepreisung. Hierbei muss für den nicht-biogenen Anteil des Altholzes die CO₂-Abgabe bezahlt werden. Damit haben A III und A IV Hölzer einen deutlich höheren Beitrag zu entrichten. Im Gegensatz zur BioSt-NachV, in welcher die Größengrenze der Anlagen für feste Biomasse bei 20 MW liegt, werden im BEHG alle Anlagengrößen, die Altholz einsetzen, berichtspflichtig.

94 Prozent der Befragten schätzen, dass die CO₂-Bepreisung von Altholz neben dem erhöhten Aufwand für die Emissionsberichterstattung zu weiteren Änderungen führen wird, die die Verwendung von Altholz zukünftig erschweren (siehe Abbildung 39). Dies sind vor allem Preissteigerungen bei Altholz. Die Kosten für die Implementierung des Systems sowie die steigenden Zertifikatskosten werden sich sehr nachteilig auf die energetische Verwertung von kleinen und mittleren Anlagen zur industriellen Prozesswärmeerzeugung auswirken. Vor allem die kleineren Anlagenbetreiber können weder personelle Ressourcen für die Bewältigung des Verwaltungsaufwands vorhalten, noch sind sie qualifiziert für die Bearbeitung der komplexen Thematik. Die Fremdvergabe an kompetente Ingenieurbüros würde dabei erneut zu hohen Zusatzkosten führen. Aus diesen Gründen ist es aus Sicht der Branche zwingend erforderlich, dass in Anlehnung an die BioSt-NachV nur Anlagen unter den Anwendungsbereich des BEHG fallen, deren Feuerungswärmeleistung 20 MW übersteigt.

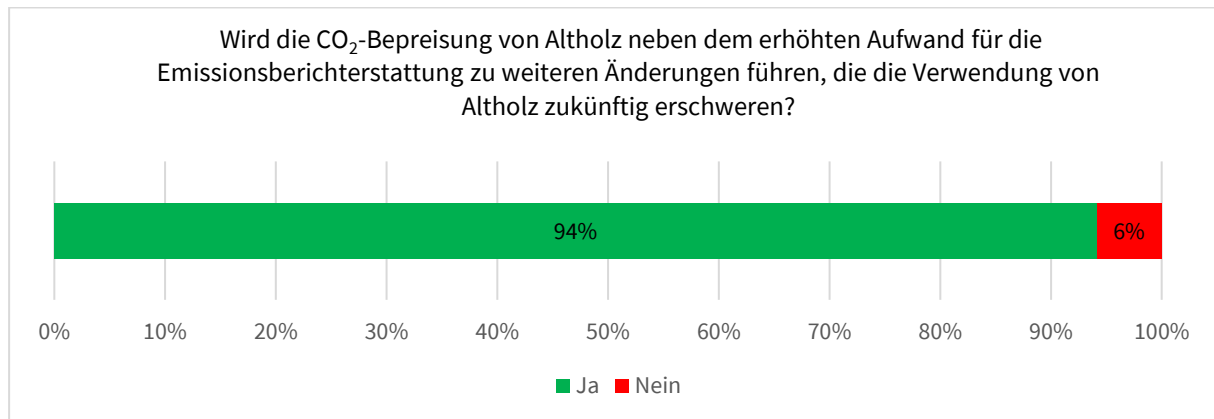


Abbildung 39: Einschätzung zu weiteren Änderungen durch die CO₂-Bepreisung von Altholz

Da das BEHG ursprünglich auf thermische Abfallverbrennungsanlagen ausgerichtet wurde, bildet es Anlagen, die nach den Ziffern 8.1.1.5³ und 1.2.1⁴ gem. 4. BImSchV genehmigt sind, nicht ab. Damit adressiert das BEHG

³ Anlagen zur Beseitigung oder Verwertung fester, flüssiger oder in Behältern gefasster gasförmiger Abfälle, Deponiegas oder anderer gasförmiger Stoffe mit brennbaren Bestandteilen durch thermische Verfahren, insbesondere Entgasung, Plasmaverfahren, Pyrolyse, Vergasung, Verbrennung oder eine Kombination dieser Verfahren mit einer Durchsatzkapazität von weniger als 3 Tonnen nicht gefährlichen Abfällen je Stunde, soweit ausschließlich Altholz der Altholzkategorie A I und A II nach der Altholzverordnung verbrannt wird und die Feuerungswärmeleistung 1 Megawatt oder mehr beträgt.

⁴ Anlagen zur Erzeugung von Strom, Dampf, Warmwasser, Prozesswärme oder erhitztem Abgas in einer Verbrennungseinrichtung (wie Kraftwerk, Heizkraftwerk, Heizwerk, Gasturbinenanlage, Verbrennungsmotoranlage, sonstige Feuerungsanlage), einschließlich zugehöriger Dampfkessel, ausgenommen Verbrennungsmotoranlagen für Bohranlagen und Notstromaggregate, durch den Einsatz von Kohle, Koks einschließlich Petrolkoks, Kohlebriketts, Torfbriketts, Brenntorf, naturbelassenem Holz sowie in der eigenen Produktionsanlage anfallendem gestrichenem, lackiertem oder beschichtetem Holz oder

nach Einschätzung der Marktakteure den Anwendungsfall 'hochwertige industrielle Prozesswärmebereitstellung' nicht. Zusätzlich wird durch die Aufnahme von Altholz in das BEHG nach Meinung der Marktakteure die energetische Verwertung von Altholz gegenüber der 'Frischholz-Verbrennung' schlechter gestellt. Die Langlebigkeit und Recyclingfähigkeit des Holzes entscheidet sich außerdem auf der Produktebene, sodass die Belastung von Abfallverbrennungsanlagen mit einer CO₂- Abgabe hier grundsätzlich ein falscher Ansatz sei.

Außerdem weist das BEHG/die EbEV 2030 derzeit für viele Anlagensituationen und Brennstoffsortimente empfindliche Regelungslücken auf, die nach Auffassung der Branche nicht bis zum 01. Januar 2024 geschlossen werden können, zumal noch in diesem Jahr alle Anlagenbetreiber ihre Überwachungspläne bereits bis 31. Oktober 2023 bei der Deutschen Emissionshandelsstelle (DEHSt) zur Genehmigung einreichen müssen. So sollten z. B. die zulässigen Methoden zur Bestimmung der fossilen/nichtfossilen Energieanteile, welche sich derzeit noch im TEHG und BEHG unterscheiden, vereinheitlicht werden. Eine bewährte Methode wäre z. B. die Sortieranalyse der Altholzverordnung.

Der Anhang der EBeV ist zusätzlich in Bezug auf Altholz unvollständig, da wichtige Abfallschlüsselnummern gemäß der Abfallverzeichnisverordnung für verschiedene Altholzsortimente fehlen. Da der nationale Brennstoffemissionshandel vorsieht, dass alle Brennstoffe, die gem. § 2 (2a) BEHG in Verkehr gebracht worden sind und nicht in Anlage 1, Teil 5 gelistet sind, pauschal mit einem fossilen Anteil von 100 Prozent eingestuft werden, werden auch andere Abfall- und Restbiomassen wie z. B. Siebüberläufe oder Frischholzsortimente (z. B. Waldrestholz) aktuell mit einem Standardfaktor von 100 Prozent fossilen Anteil bewertet. Dies würde hohe Emissionsabgaben nach sich ziehen, obwohl biogene Energieträger im Sinne der Richtlinie EG 2002/2008 genutzt werden. Bis eindeutig geklärt wurde, ob der biogene Anteil auch per Analysenachweis oder anderweitig nachgewiesen werden kann, fordern die Marktakteure daher eine Fristverlängerung über den 1. Januar 2024 hinaus. Überdies halten Branchenteilnehmer die Einführung einer Bagatellgrenze von 2 Prozent analog der Altholzverordnung für sinnvoll, da es sich bei den Stoffen um Abfälle handelt und es verfahrensbedingt unvermeidbare Fremdstoffanteile geben kann, die sich auch energetisch auswirken können.

Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG)

Im BEHG sind Brennstoffe der Positionen 4401 (Brennholz in Form von Rundlingen, Scheiten, Zweigen, Reisigbündeln oder ähnlichen Formen; Holz in Form von Plättchen oder Schnitzeln; Sägespäne, Holzabfälle und Holzausschuss, auch zu Pellets, Briketts, Scheiten oder ähnlichen Formen zusammengepresst) und 4402 (Holzkohle, einschließlich Kohle aus Schalen oder Nüssen) weiterhin von der Berichtspflicht ausgenommen. Dieser Ausnahmetatbestand gilt nicht, wenn die Brennstoffe nach § 2 (2a) BEHG in Verkehr gebracht worden sind.

89 Prozent der Befragten sprachen sich dagegen aus, dass zukünftig weitere Arten holzartiger Biomasse unter das BEHG fallen sollten (siehe Abbildung 40). Hauptargument ist hierbei, dass Holz-Biomasse, insofern die Voraussetzungen einer nachhaltigen Waldwirtschaft sichergestellt ist, CO₂-neutral ist. Ein weiterer administrativer Aufwand würde den Wechsel zur Versorgung aus erneuerbaren Quellen ausbremsen. 11 Prozent sprachen sich für die Aufnahme weiterer Holzarten ins BEHG aus, wenn sie nicht nachhaltig bereitgestellt werden.

Sperrholz, Spanplatten, Faserplatten oder sonst verleimtem Holz sowie daraus anfallenden Resten, soweit keine Holzschutzmittel aufgetragen oder infolge einer Behandlung enthalten sind und Beschichtungen keine halogenorganischen Verbindungen oder Schwermetalle enthalten, emulgiertem Naturbitumen, Heizölen, ausgenommen Heizöl EL, mit einer Feuerungswärmeleistung von 1 Megawatt bis weniger als 50 Megawatt.

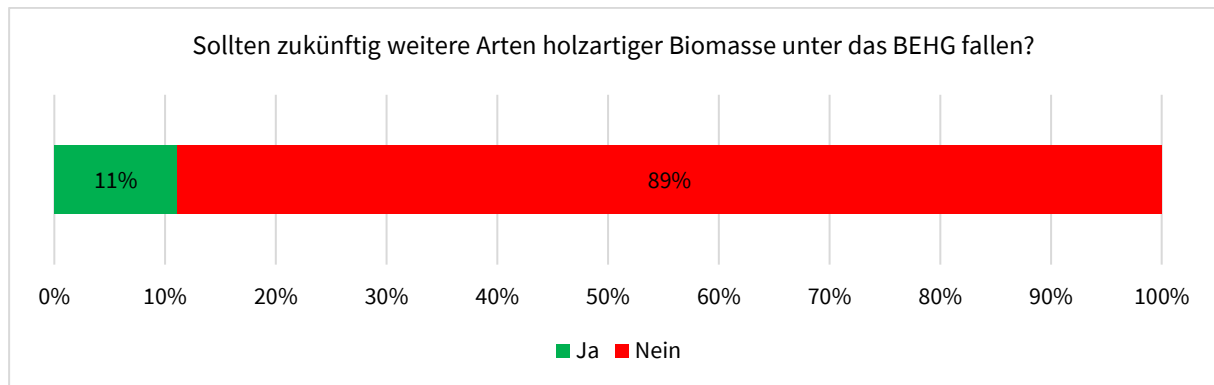


Abbildung 40: Einschätzung zur Aufnahme weiterer holzartiger Biomassearten ins BEHG

Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG)

Altholzverbrennungsanlagen sind nur noch dann vom Emissionshandel befreit, wenn sie nach 8.1 genehmigungsbedürftig sind und der Verbrennung von Siedlungsabfällen dienen. Altholz fällt dabei nicht unter die Bereichsausnahme für reine Biomasse (§ 2 Abs. 5, Nr. 2), da Altholz (außer A I) fossile Verunreinigungen enthält.

Die DEHSt hat zur 4. Handelsperiode ihre Rechtsauffassung in Bezug auf die Anwendung der TEHG-Bereichsausnahmen für Altholz im TEHG geändert und dies mit dem Wegfall der Ziffer 8.2 der 4. BImSchV begründet.

Mit der Änderung der Rechtsauffassung haben die zuständigen Genehmigungsbehörden der Länder bei immer mehr Anlagen die Feststellungsanträge von Altholzverbrennungsanlagen nicht verlängert, wodurch diese Anlagen unter den Emissionshandel und damit unter das TEHG gefallen sind. Hierdurch sind für die Marktteilnehmenden unvorhersehbare Kosten entstanden. Die veränderte Rechtsauffassung der DEHSt ist für die meisten Marktakteure nicht nachvollziehbar, da sich der europäische Rechtsrahmen in Bezug auf den Einsatz von Altholz im EU-ETS nicht verändert hat.

Es ist für die Marktakteure dabei von Bedeutung, dass die für Siedlungsabfallanlagen geplanten Berichtspflichten im Rahmen des EU-ETS dieselben Anforderungen haben, wie die ab 2024 im BEHG geforderten Emissionsberichte. Eine weitere Berichtsschiene mit Pflichten zur analytischen Bestimmung des Biomasseanteils und des biogenen Kohlenstoffanteils würde die Anlagenbetreiber massiv gegenüber anderen Anlagen benachteiligen, welche nur in einem System berichten müssen.

Holz in der Industrie

Laut den Befragten sollten folgende energieintensive Industrien zukünftig am ehesten holzartige Biomasse als Teil ihrer Defossilisierungsstrategie einsetzen (siehe Abbildung 41):

- Papierindustrie (28 Prozent)
- Chemieindustrie (21 Prozent)
- Steine und Erden (17 Prozent)

Hierbei sollten vor allem kleinere und mittlere Industriebetriebe Adressat für die regionale Defossilisierung mit Holzbrennstoffen sein. Großindustrielle Anlagen sollten nicht mit einem Rohstoff versorgt werden, der

aus Nachhaltigkeitsperspektive eher regional verwertet werden muss. Zudem sorgen industrielle Großabnehmer schnell für Preisverwerfungen am Markt. Grundsätzlich stellt sich die Frage, ob die Großindustrie – egal welcher Branche – generell ein Adressat für Holzbrennstoffe sein sollte. Hier müssen laut Meinung der Marktakteure andere Lösungen greifen (z. B. Wasserstoff). Holzartige Biomasse würde in der Chemieindustrie dabei vor allem stofflich und als biogene Kohlenstoffquelle (z. B. als Vorprodukt für die Herstellung von Harnstoff) genutzt werden.

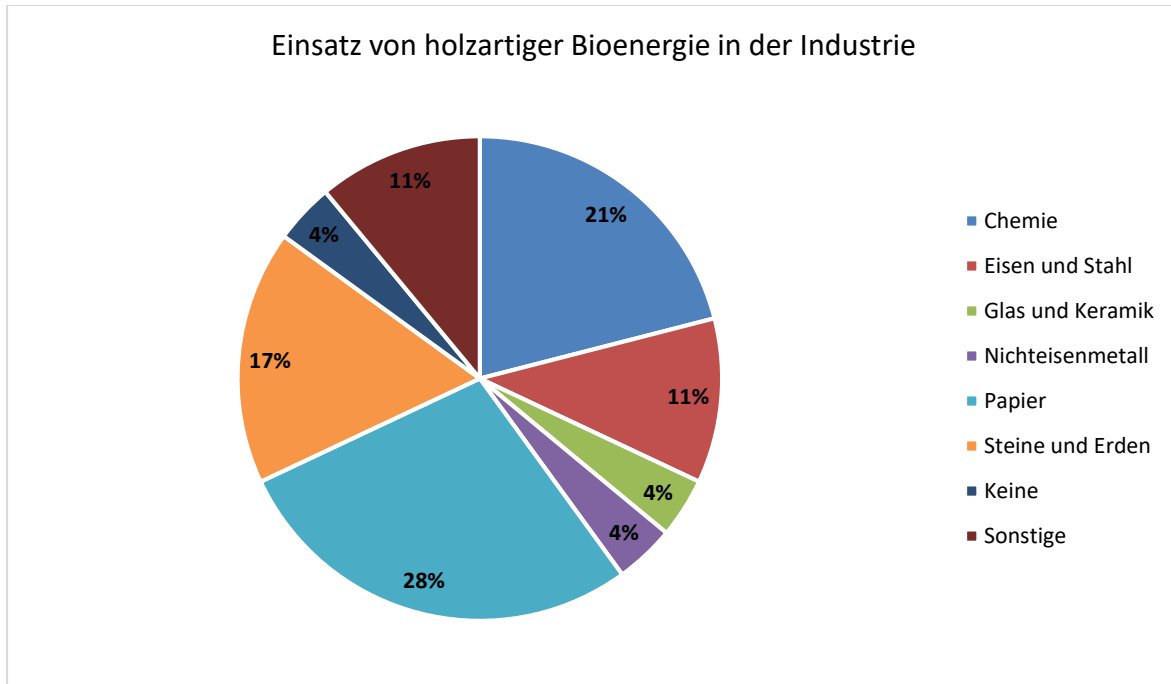


Abbildung 41: Einsatz von holzartiger Bioenergie in der Industrie

Ein Beispiel aus der Praxis: In der ersten deutschen reinen Bioraffinerie soll Laubholz zukünftig in der chemischen Industrie genutzt werden. Dafür investiert der finnische Biomasse- und Papierhersteller UPM im Chemiepark Leuna rund 550 Mio. Euro. In dieser Anlage soll Holz aus Wäldern in Sachsen-Anhalt für verschiedene Werkstoffe in der Chemieindustrie genutzt werden. Einer dieser Werkstoffe ist ein Ersatz für fossilen Industrieruß (Carbon Black), der für die Herstellung von Autoreifen benötigt wird. Aber auch weitere recyclingfähige Alltagsgegenstände und Materialien für Anwendungen in Textilien, Kunststoffen, Gummi, Kosmetika und Medikamenten werden hier gefertigt. Mit dem biogenen Ersatzstoff aus Lignin kann eine deutlich bessere Emissionsbilanz als mit fossilen Grundstoffen erreicht werden.

Dabei stammt das Holz ausschließlich aus nachhaltiger, nach FSC (Forest Stewardship Council) oder PEFC (Programme for the Endorsement of Forest Certification Schemes) zertifizierter Waldwirtschaft. Vor allem Buchenholz gibt es relativ viel im Umkreis der Raffinerie, da die Nachfrage nach Buchenfurnierholz für den Möbelbau stark zurückgegangen ist. Aus diesem Grund suchen Waldbauern aktuell nach neuen Verwertungsmöglichkeiten (UPM Chemicals, 2023).

Weitere Anwendungsfälle bestehen in Industriezweigen, die einen Wärmebedarf zwischen 100 und ca. 300 °C haben. Dies sind unter anderem der Garten- und Landschaftsbau sowie die Pharma-, Lebensmittel-, Textil-, Dämmstoff- oder Baustoffindustrie. Zusätzlich wird der zukünftige Bedarf von Raffinerien nicht zu unter-

schätzen sein, da es bereits 2025 eine 2-Prozent Pflicht für SAF (Sustainable Aviation Fuel) geben wird. Weiterhin wird Biomethanol aus gasifizierter Lignocellulose-Biomasse nach Einschätzung eines Umfrageteilnehmers einen Grundpfeiler der maritimen Defossilisierung darstellen.

Generell führen politische Initiativen, Biomassequellen in Zukunft weiter einzuschränken oder gar Biomasse zu einem großen Teil als nicht klimaneutral zu klassifizieren und im EU-ETS nicht mit null zu bepreisen, dazu, dass Industrien, die aktuell über einen Fuel Switch nachdenken, ihre Investitionsentscheidung aufschieben und weiterhin fossile Grundstoffe einsetzen. Gerade für energieintensive Industrien, die Biomasse im Bereich der Hochtemperaturprozesswärme oder als biogene Kohlenstoffquelle in der Chemie benötigen, herrscht Unklarheit über die Investitionssicherheit aufgrund fehlender politischer Unterstützung.

Industrielle Bioökonomie

In den vergangenen Jahren wurden zahlreiche bioökonomische Produkte und Verfahren im Labormaßstab entwickelt, mit denen fossile Rohstoffe, in vielen Fällen unter Nutzung biobasierter Rest- und Abfallstoffe, ersetzt, THG-Emissionen minimiert und Beiträge zur Erschließung neuer Wertschöpfungsketten geleistet werden konnten. Ziel ist es nun, die zugrunde liegenden innovativen Prozesse im industriellen Maßstab breit umzusetzen und weitere Beispielregionen für die industrielle Bioökonomie zu etablieren. Das BMWK unterstützt daher mit seinem Förderprogramm „Industrielle Bioökonomie“ den Transfer bioökonomischer Produkte und Verfahren in die industrielle Praxis.

58 Prozent der Befragten denken, dass Holzreststoffe für den Hochlauf der industriellen Bioökonomie in Deutschland eine große Rolle spielen werden (siehe Abbildung 42) und demnach weniger Holzreststoffe für die energetische Nutzung zur Verfügung stehen werden. Begründet wurde dies damit, dass in einem mittleren Zeitraum alle stofflich nutzbaren Ressourcen nicht mehr zur Energiegewinnung eingesetzt werden, da hier global betrachtet im Verhältnis zur jetzigen Nutzung fossiler Ressourcen schon heute eine erhebliche Lücke besteht. Dies wird umso deutlicher werden, wenn die Bioökonomie tatsächlich „ins Laufen kommt“, zum Beispiel, wenn die Petrochemie auf alternative, nachwachsende Ressourcen umsteigt. Insofern bleibt mittelfristig gar keine andere Wahl, als unseren energetischen Bedarf aus Quellen zu decken, die nur Energie bereitstellen können, aber keine stofflichen Rohstoffe, wie beispielsweise Wind, Wasser, Solarenergie oder Geothermie. Dabei sollte es zwingend eine Parallelität zwischen wachsender Nachfrage nach Holzrohstoffen und der nachhaltigen Produktion von Holz auf nicht ernährungswirtschaftlich genutzten Flächen geben. Andernfalls könnte ein Preiswettbewerb zwischen den verschiedenen Verwertungspfaden gegebenenfalls zum Nachteil der gesamten Gesellschaft entstehen.

Weitere 42 Prozent der Befragten stehen der obigen Aussage entgegen, da fast alle stofflich genutzten Stoffe am Ende des Lebenszyklus des Produkts wieder für die energetische Nutzung zur Verfügung stehen.

Prinzipiell gilt es, die Nationale Biomassestrategie mit der deutschen Bioökonomiestrategie zu verknüpfen. Diese wurde im Januar 2020 vom Kabinett verabschiedet. Aktuell erarbeitet der Bioökonomierat Empfehlungen, wie die Strategie umgesetzt werden kann. Darauf aufbauend werden die mit der Bioökonomie befassten Bundesressorts einen Umsetzungsplan erarbeiten. Die Veröffentlichung des Umsetzungsplans ist für Ende 2023/Anfang 2024 vorgesehen.

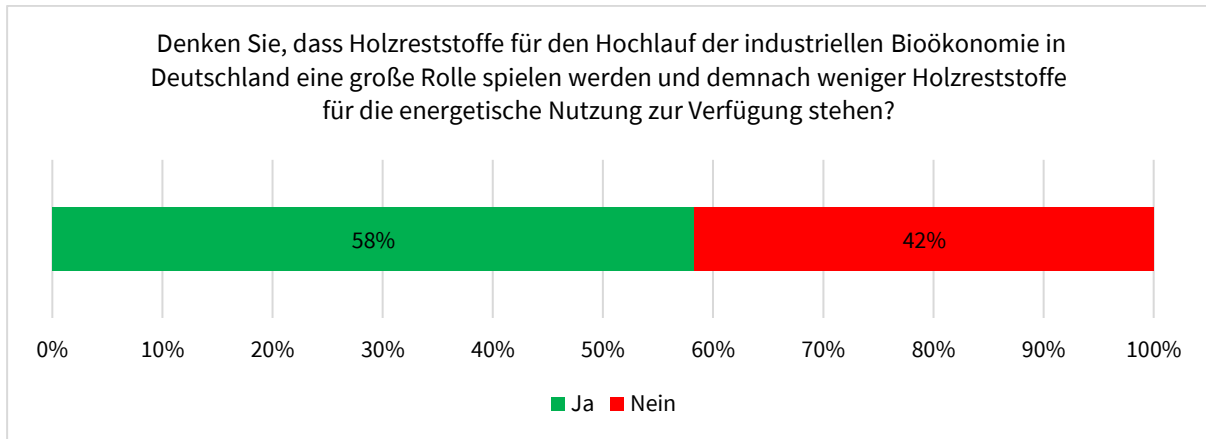


Abbildung 42: Einschätzung zur Rolle von Holzreststoffen für den Hochlauf der industriellen Bioökonomie

Importe von Holz

78 Prozent der Befragten stimmten der Aussage zu, dass ohne eine zuverlässige Zertifizierung der Nachhaltigkeit der gesamten Wertschöpfungskette Importe von fester Biomasse für die energetische Nutzung abzulehnen sind (siehe Abbildung 43). Damit sollte der unkontrollierten Abholzung von Primärwäldern und anderen schützenswerten Wäldern entgegengewirkt, aber auch Holz als nachwachsende Ressource gesichert werden. Letztendlich sind jedoch die Überprüfungsinstanz und der Vollzug entscheidend. Die Zertifizierung ist lediglich ein Hilfsmittel, sollte aber in ihrer Wirkkraft nicht überschätzt werden.

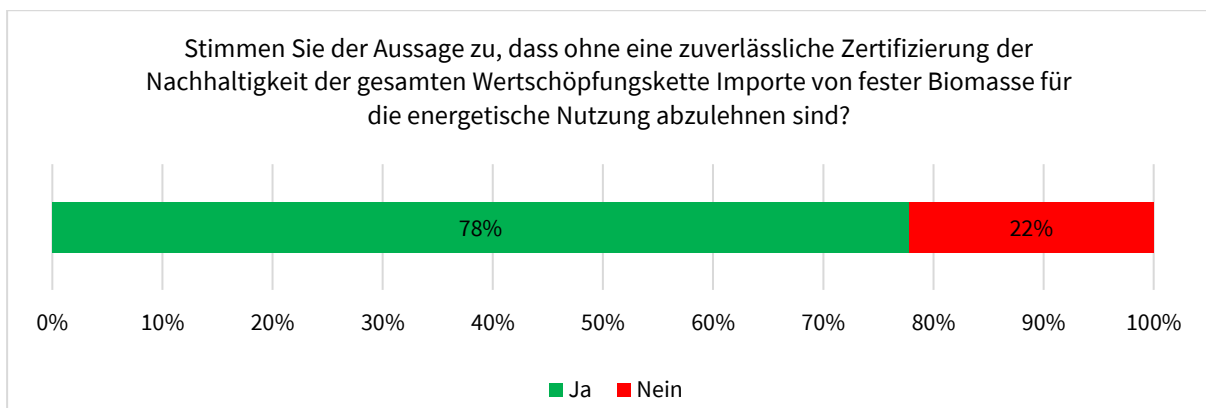


Abbildung 43: Einschätzung zu Importen fester Biomasse ohne nachhaltige Zertifizierung

EU-Verordnung über entwaldungsfreie Lieferketten

Die EU hat im Dezember 2022 eine neue Verordnung für die Schaffung entwaldungsfreier Lieferketten beschlossen. Nach einer Übergangsfrist dürfen einige entwaldungskritische Rohstoffe und Produkte, die auf Flächen angebaut werden, die nach dem 31. Dezember 2020 entwaldet wurden oder deren Anbau zu einer Waldschädigung geführt hat, nicht mehr auf den EU-Markt gebracht und auch nicht mehr ausgeführt werden. Damit soll die anhaltende Ausweitung der Agrarlandflächen, die durch Entwaldung zu einem massiven Verlust von wertvollen Ökosystemen und ihren Funktionen (Regulierung des Makro- und Mikroklimas, Biodiversität, Wasserkreislauf etc.) führt, begrenzt werden. Außerdem müssen die geltenden Gesetze des Herkunftslandes eingehalten und es muss eine segregierte Rückverfolgbarkeit mit Geodaten der Anbaufläche erfüllt werden.

Sobald die neuen Vorschriften in Kraft treten, müssen alle betroffenen Unternehmen ihre Sorgfaltspflicht erfüllen, wenn sie folgende Waren in der EU in Verkehr bringen oder aus der EU ausführen wollen: Palmöl, Rindfleisch, Soja, Kaffee, Kakao, Holz und Kautschuk sowie daraus hergestellte Erzeugnisse (wie Rindfleischprodukte, Möbel oder Schokolade). Diese Rohstoffe wurden auf der Grundlage einer gründlichen Folgenabschätzung ausgewählt, in der sie als Hauptursache für die Entwaldung aufgrund der Ausweitung der Landwirtschaft ermittelt wurden.

Jeweils 21 Prozent der Befragten denken, dass durch diese Verordnung für die Schaffung entwaldungsfreier Lieferketten auf EU-Ebene der Import von Holz für energetische Zwecke nachhaltiger wird (siehe Abbildung 44). 29 Prozent stehen dieser Verordnung jedoch eher skeptisch gegenüber und denken, dass sie eher nicht den Import von Holz für energetische Zwecke nachhaltiger gestalten wird. Offen bleibt die Frage danach, ob die erforderliche Transparenz mit einem vertretbaren Aufwand zu schaffen ist. Der Nachweis der Nachhaltigkeit muss einerseits einheitlich und effizient gestaltet sein, um Wettbewerbsverzerrungen innerhalb der EU zu vermeiden, und andererseits muss der Verwaltungsaufwand auf ein verhältnismäßiges Maß begrenzt bleiben.

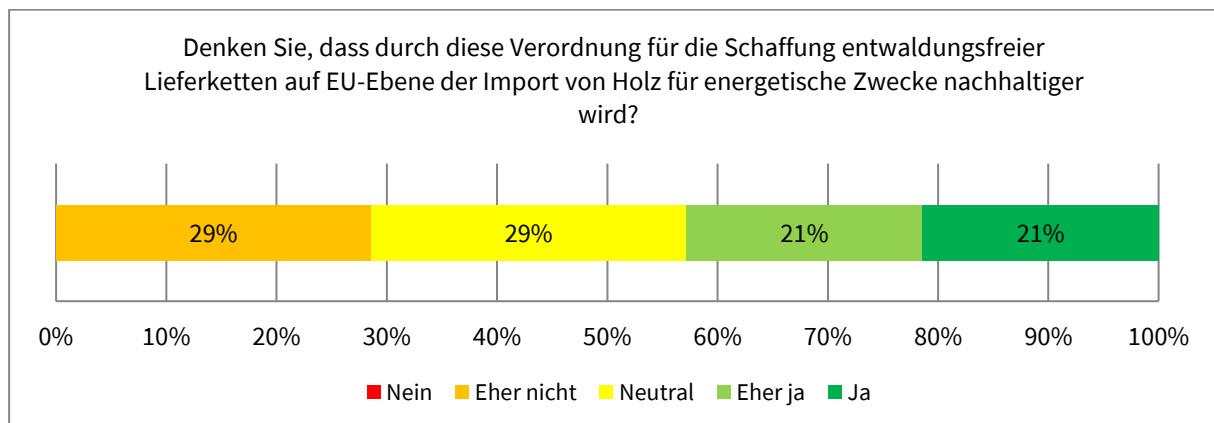


Abbildung 44: Einschätzung zur Verordnung für die Schaffung entwaldungsfreier Lieferketten für den nachhaltigen Import von Holz

4.5.2 Strom

Biomasseverordnung

Die Verordnung über die Erzeugung von Strom aus Biomasse regelt für den Anwendungsbereich des EEG, welche Stoffe als Biomasse gelten, welche technischen Verfahren zur Stromerzeugung aus Biomasse in den Anwendungsbereich des Gesetzes fallen und welche Umweltauflagen bei der Erzeugung von Strom aus Biomasse einzuhalten sind.

Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)

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 Erzeugungsanlagen für erneuerbaren Strom 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 9: Kategorien und Gebotshöchstwerte für Biomasse im EEG 2023

Anlagenkategorie	Gebotshöchstwert
Neuanlagen im regulären Ausschreibungssegment	16,07 ct/kWh (§ 39b)
Bestandsanlagen im regulären Ausschreibungssegment (Anschlussförderung)	18,03 ct/kWh (§ 39g)
Die jährliche Degression wurde von 1 % auf 0,5 % gesenkt	
Hochflexible Biomethan-BHKW in der Südregion	19,31 ct/kWh (§ 39l)

In der Veröffentlichung der Bundesnetzagentur zu den Ergebnissen der **Ausschreibungsrunden für Biomasse** in 2022 waren diese wie die vorherigen Ausschreibungsrunden deutlich unterzeichnet. Bei einem ausgeschriebenen Volumen von 274.860 kW der Ausschreibungsrunde im **März 2022** wurden lediglich 56 Gebote mit einem Volumen von 68.301 kW bezuschlagt. In der zweiten Runde im **September 2022** wurden von 285.794 kW Ausschreibungsvolumen durch 69 Gebote 78.193 kW bezuschlagt (siehe Tabelle 5 in Kapitel 3.1 auf S. 10).

Bei einem ausgeschriebenen Volumen von 152.020 kW für **Biomethananlagen** im **Oktober 2022** haben zwei Gebote mit einem Volumen von 3.499 kW den Zuschlag erhalten (siehe Tabelle 4.3 in Kapitel 3.1 auf S. 5). Das für Biomethan-BHKW ausgeschriebene Volumen wurde damit nicht ansatzweise ausgeschöpft. Außerdem ist auffällig, dass beide Gebote aus Baden-Württemberg kamen. Die für 2023 geplante Begrenzung der Biomethanausschreibungen auf die **Südregion Deutschlands** wird folglich großes Potenzial für die Energiewende verschonen. Laut Bundesnetzagentur wurden zum Gebotstermin **1. April 2023** keine Gebote eingereicht. Zuvor betrug das Ausschreibungsvolumen 300.000 kW, das jedoch von der Bundesnetzagentur aufgrund drohender Unterzeichnung auf 19.477 kW reduziert wurde.

Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2023

Das EEG wurde zum 22. Mai 2023 geändert. Die wichtigsten Änderungen in Bezug auf Bioenergie sind dabei:

- Die **Verlängerung der Realisierungsfristen** nach erfolgreicher Bezuschlagung auf 5 Jahre führt zu einer früheren Gebotsabgabe bei vollständiger Ausschöpfung der ersten Vergütungsperiode. Daraus ergeben sich unter Umständen ein höheres Vergütungsniveau und frühere Sicherheit über den Weiterbetrieb.
- Die **Absenkung der regulären Ausschreibungsvolumen für Biomasseanlagen und die gleichzeitige Anhebung der Volumen für hochflexibles Biomethan** werden bei konsequent unterzeichneten Ausschreibungen wahrscheinlich trotzdem keine wachsende Konkurrenz in den folgenden Ausschreibungsrunden nach sich ziehen, zumal die „endogene Mengensteuerung“ weiterhin in unterzeichneten Auktionen den Kostendruck hochhält.
- Der **Maisdeckel soll ab 2024 auf 35 Prozent und ab 2025 auf 30 Prozent abgesenkt** werden. Dies forciert die Nutzung von Rest- und Abfallstoffen und erhöht den Logistikaufwand bei diesen Rohstoffen. Außerdem stehen sie in Konkurrenz zur Kraftstoffnutzung innerhalb der THG-Quote.
- **Gülle-Klein-Biogasanlagen (ab 100 kW) müssen nicht mehr doppelt überbaut werden.** Die Bemessungsleistung wurde auf 150 kW erhöht (Vergütung von 19 ct/kWh). Kleinere Anlagen mit einer Bemessungsleistung von 75 kW erhalten eine höhere Vergütung von 22 ct/kWh. Ab dem 1. Juli 2024 soll diese Vergütung pro Jahr um 0,5 Prozent sinken.

Mit dem EEG 2021 wurden die Anforderungen an die Flexibilisierung erhöht, wodurch die technische Anlagenflexibilisierung rückläufig war. Dabei sieht die absolute Mehrheit der Befragten die Anreize zur Flexibilisierung von Biogasanlagen aus technischen Gründen als sinnvoll an.

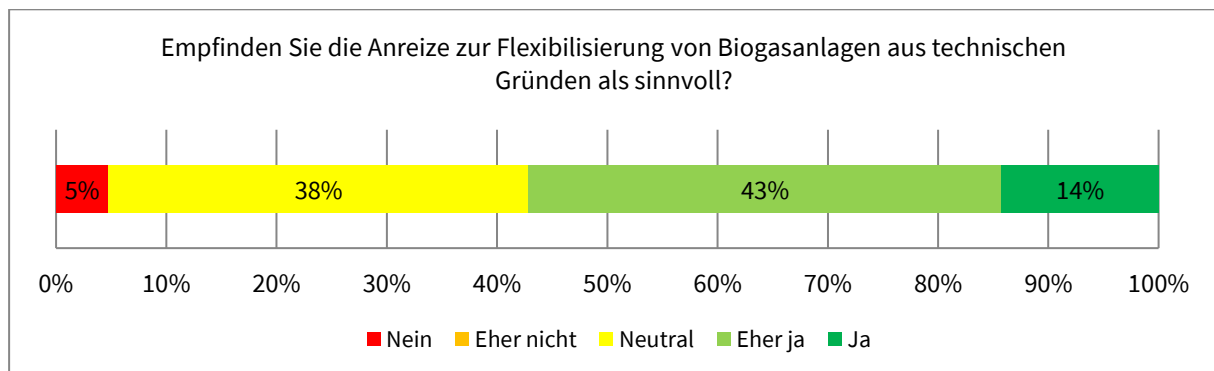


Abbildung 45: Einschätzung zu Anreizen zur Flexibilisierung von Biogasanlagen

Das EEG ermächtigt und verpflichtet die Bundesnetzagentur (BNetzA), die Gebotshöchstwerte der Ausschreibungen anzupassen, wenn diese nachweislich in den vergangenen drei Ausschreibungsrunden untermzeichnet waren und sich dabei Anhaltspunkte ergeben haben, dass die Gebotshöchstwerte zu niedrig waren. Rechtzeitig zur letzten Ausschreibungsrunde, bei der die Gebotsabgabefrist am 3. April 2023 endete, hat die BNetzA in einem Verwaltungsverfahren die Höchstwerte um den maximal zulässigen Wert von 10 Prozent erhöht. Damit hat sich für Neuanlagen ein maximaler Gebotswert von 17,67 ct/kWh, für Bestandsanlagen von 19,83 ct/kWh ergeben. Diese Werte gelten nach aktueller Festsetzung für die Ausschreibungstermine im Jahr 2023.

Die angepassten Gebotshöchstwerte der Ausschreibung ermöglichen nach 44 Prozent der Befragten eher keinen bzw. keinen wirtschaftlichen Weiterbetrieb der Anlage, da diese Werte nicht ausreichen, um die zusätzlichen Risiken abzudecken.

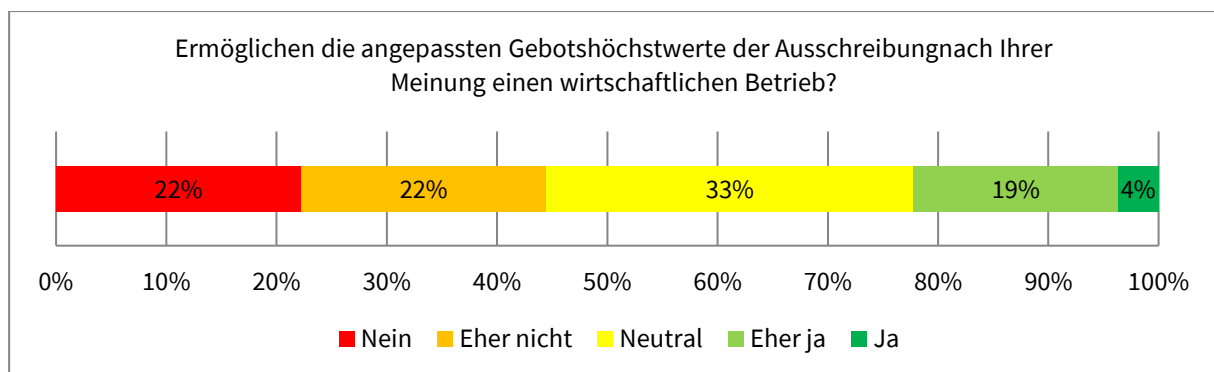


Abbildung 46: Einschätzung zum wirtschaftlichen Weiterbetrieb durch angepasste Gebotshöchstwerte

Laut 33 Prozent der Befragten wäre eine Erhöhung der Gebotshöchstwerte um 25 Prozent angemessen. Jeweils 22 Prozent sprachen sich für Erhöhungen um 20 Prozent, 30 Prozent und über 35 Prozent aus.

Dabei bestimmen neben den Gebotshöchstwerten von Strom folgende weitere Erlöse die Wirtschaftlichkeit der Anlage:

- Wärmeerlöse (inklusive Nah- und Fernwärme)
- Potenzielle Direktvermarktungserlöse
- Erlöse aus flexibler Fahrweise für die Börsenvermarktung
- Erlöse durch Aufwertung von Dünger

Die Bereitschaft zu Investitionen, um mit der eigenen Anlage am Ausschreibungsverfahren teilzunehmen, ist dabei sehr gering. So beantworteten 38 Prozent die Frage, ob sie aktuell weiter investieren würden, um die Anlage „fit“ für die Ausschreibung zu machen, mit „eher nicht“. Begründet wurde dies damit, dass die Aussichten trotz Ausschreibung zu unsicher sind. Lediglich 17 Prozent würden zum derzeitigen Zeitpunkt eher investieren.

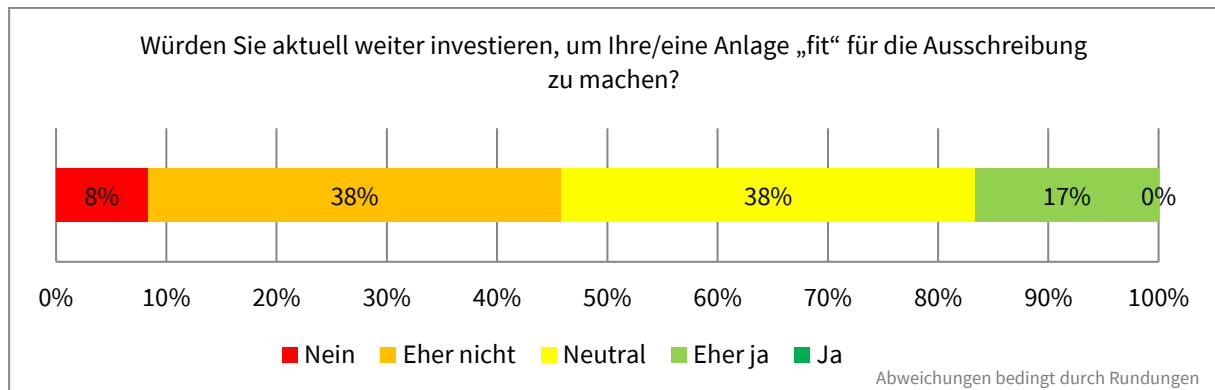


Abbildung 47: Einschätzung der Investitionsbereitschaft zur Teilnahme an Ausschreibungen

Gesetz zur Einführung einer Strompreisbremse und zur Änderung weiterer energierechtlicher Bestimmungen

Als Folge des russischen Angriffskriegs gegen die Ukraine und des Stopps von Gaslieferungen aus Russland hatten sich die Gaspreise in Europa zeitweise vervielfacht. Gaskraftwerke waren häufig die teuersten Kraftwerke im Markt. Sie setzten den Strompreis für die meisten anderen Technologien (Merit-Order-Prinzip). Das heißt, dass beispielsweise Braunkohle- oder Erneuerbare-Energien-Anlagen ihren Strom zu Preisen verkaufen konnten, die weit oberhalb ihrer Produktionskosten lagen (sogenannte Zufallsgewinne). Um die Entlastung von Haushalten und Unternehmen mitzufinanzieren, wurden Zufallsgewinne am Strommarkt abgeschöpft. Das bedeutet, dass Kraftwerksbetreiber einen bestimmten Teil ihrer Erlöse abführen mussten, die dann den Verbraucherinnen und Verbrauchern über ihre Stromabrechnung gutgeschrieben wurden. Biogasanlagen mit einer Bemessungsleistung von bis zu 1 MW sowie Biomethananlagen jeder Größe waren von der Erlösabschöpfung von Zufallsgewinnen ausgenommen (§ 13 Abs. 3 StromPBG). Von diesen Größengrenzen waren etwa 200 Biogasanlagen betroffen.

Berechnung der Überschusserlöse: Der EU-Rat hatte am 30. September 2022 einen sogenannten „Verordnungsvorschlag zur Begrenzung der Strompreise infolge der Gaskrise“ beschlossen (EU-VO 2022/1854). Er sah eine zeitlich limitierte Begrenzung der Markterlöse bei der Stromerzeugung auf 18 ct/kWh vor. In Abhängigkeit von den Stromgestehungskosten wurde durch das StromPBG ein zusätzlicher Sicherheitszuschlag zu den 18 ct/kWh eingeführt. So erhielten beispielsweise Biogasanlagen einen Sicherheitszuschlag von 9 ct/kWh und Altholz einen Zuschlag von 7 ct/kWh. Grob vereinfacht gesagt, mussten Biogasanlagen über 1 MW Bemessungsleistung Überschusserlöse abführen, wenn sie für den Strom aus Biogas mehr als 27 ct/kWh erhalten haben.

Wie in § 13 Abs. 1 StromPBG vorgesehen war, findet in Deutschland seit dem 1. Juli 2023 keine Erlösabschöpfung für bereitgestellte Strommengen mehr statt. Die Bundesregierung hat damit von der gesetzlich vorgesehenen Möglichkeit einer Verlängerung des zeitlichen Anwendungsbereichs keinen Gebrauch gemacht.

Jeweils 22 Prozent der Befragten haben in dieser Lösung eher keinen bzw. keinen guten Kompromiss für die Stromerzeugung aus Biomasse gesehen (siehe Abbildung 48). So konnten die Betreiber zum Beispiel flexibler Biogasanlagen einerseits erstmals ohne EEG-Vergütung ihren Strom an der Börse verkaufen und haben trotzdem noch den Börsenstrompreis gesenkt, der ansonsten von den noch viel teureren Gaskraftwerken bestimmt worden wäre. An einigen Tagen im Dezember war Biogas außerdem hinter Kohle und Atom der

drittstärkste Energieerzeuger. Unter anderem aus diesen Gründen wurde von den Umfrageteilnehmern argumentiert, dass jede Art von Erlösabschöpfung abzulehnen sei. Vielmehr wäre eine Übergewinnsteuer empfohlen worden, die alle Marktteilnehmer fair belastet hätte. Die getroffene Regelung zur Erlösabschöpfung war dabei laut Meinung der Befragten insbesondere für die Stromerzeugung aus Braunkohle und Kernenergie von Vorteil. So wurde argumentiert, dass sich die Erlösabschöpfung ausschließlich auf die Energieträger hätte beziehen sollen, aus denen sowieso ausgestiegen werden soll. Andererseits haben 22 Prozent der Befragten in dieser Lösung einen guten Kompromiss für die Stromerzeugung aus Biomasse gesehen.

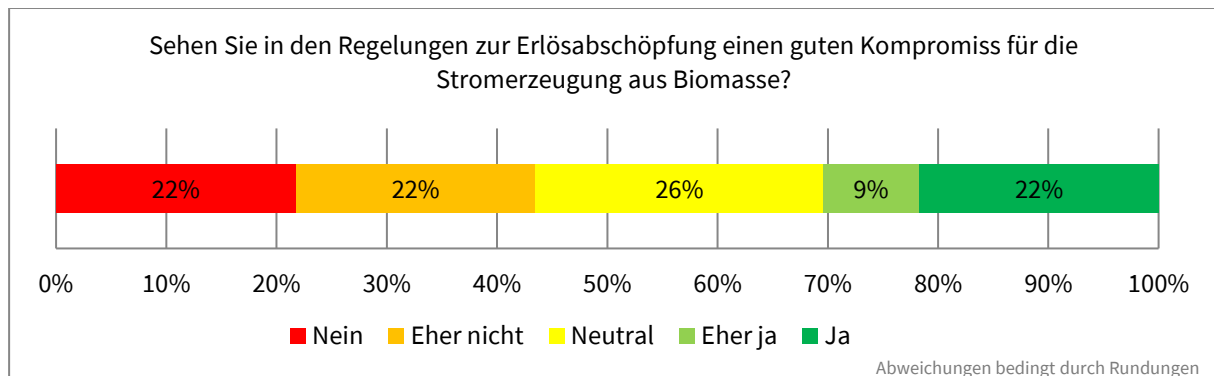


Abbildung 48: Einschätzung zur Erlösabschöpfung

In den vergangenen Jahren wurden sowohl Neu- als auch Bestandsanlagen mehr und mehr hin zur Rolle eines Systemdienstleisters weiterentwickelt, um nachfragegesteuert Strom bereitzustellen. Biogas soll so zukünftig insbesondere die fluktuierende Strombereitstellung aus Wind und Photovoltaik ausgleichen. Dies soll über den Flexzuschuss im EEG angereizt werden. 32 Prozent der Befragten sehen den Flexzuschuss eher und 23 Prozent gänzlich als geeignetes Instrument, um eine signifikante Menge an gesicherter flexibler Leistung für das gesamte Stromsystem aufzubauen (siehe Abbildung 49). Die 14 Prozent, die den Flexzuschuss für ein (eher) ungeeignetes Instrument halten, begründen dies damit, dass Biogas nur einen geringen Teil der benötigten Menge bereitstellen kann. Das Verhältnis von installierter Wind- und Photovoltaik-Leistung⁵ zu installierter Biogasleistung offenbart dabei, dass die angestrebte Flexibilitätsleistung durch Biogas nicht zu erbringen ist. Dafür wäre zunächst ein massiver Ausbau von Biogasanlagen erforderlich, verbunden mit der Frage, welche Rohstoffe eingesetzt werden sollen (siehe Maisdeckel).

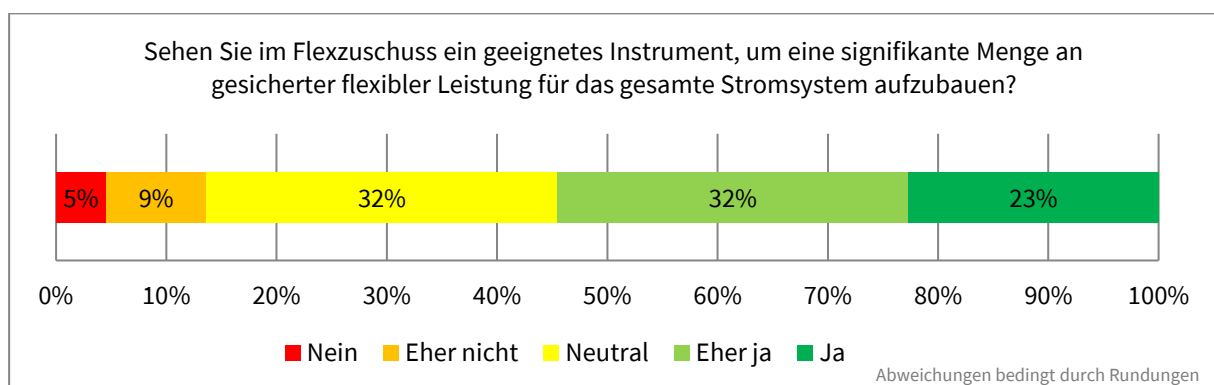


Abbildung 49: Einschätzung zum Flexzuschuss, um mehr gesicherte Leistung im Stromsystem aufzubauen

⁵ Windenergie an Land 58.077 MW und Photovoltaik 67.399 MW gegenüber Biogas mit 6.507 MW installierter elektrischer Leistung in 2022 (AGEE-Stat, 2023)

Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV)

Strom aus Biomasse muss seit 2021 und bis 2025 eine THG-Minderung um 70 Prozent im Vergleich zum fossilen Vergleichswert aufweisen; ab 2026 erhöht sich dieser Wert auf 80 Prozent (gemäß Vorschlag des EU-Parlaments zur Revision der RED II sogar 85 Prozent), unabhängig vom Datum der Inbetriebnahme der Anlage (§ 6).

Davon sind auch alle Akteure in der Wertschöpfungskette betroffen (Land- und Forstwirtschaft, Logistik, Direktvermarkter). So ist eine lückenlose Rückverfolgbarkeit der Biomasse-Brennstoffe sichergestellt. Letzte Schnittstelle sind im Falle der Verwendung von Biomasse-Brennstoffen die Schnittstellen, die den Strom erzeugen § 2 (21). Im Falle von Biogas sind demnach die BHKW-Betreiber nachweispflichtig.

39 Prozent der Befragten sprachen sich eher dafür aus, dass zukünftig THG-Emissionen bei der EEG-Vergütung in der Art an Bedeutung gewinnen, dass mit steigender THG-Einsparung auch eine höhere Vergütung erzielt werden kann (siehe Abbildung 50). Weitere 17 Prozent befürworteten diesen Ansatz gänzlich, da die Vergütung umso höher sein sollte, je emissionsärmer und effizienter eine Anlage ist. Gegen diese Vergütung wird argumentiert, dass die Regelungen mit dem damit einhergehenden Verwaltungsaufwand schon kompliziert genug sind und der Klimaschutzeffekt durch diese Einführung gering bleiben würde.

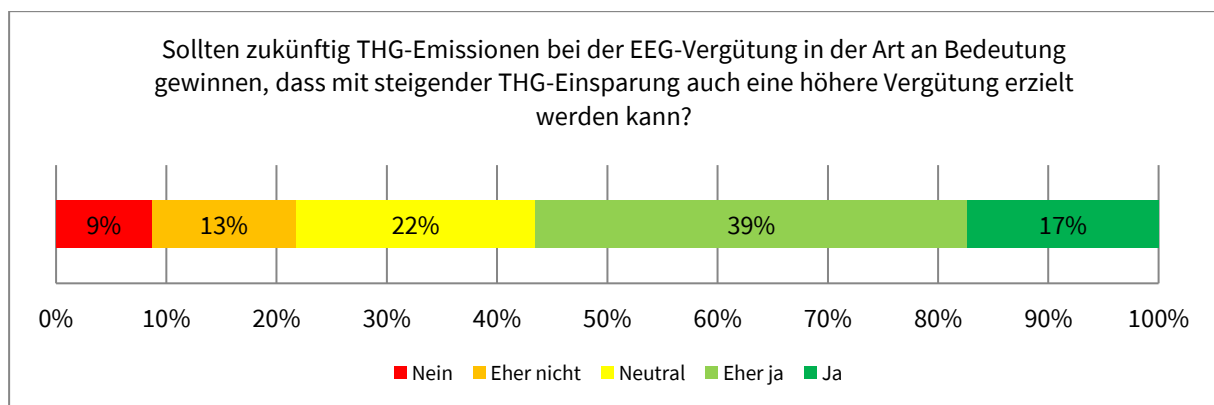


Abbildung 50: Zustimmung zur Koppelung der Vergütung an die THG-Einsparungen im EEG

Die Frage, ob zukünftig NawaRo für die Stromerzeugung aufgrund der begrenzten Rohstoffbasis und der Nutzungskonkurrenzen ähnlich wie für die Erzeugung von Biokraftstoffen ausgeschlossen werden sollten, indem beispielsweise der Maisdeckel sukzessive auf 0 gesetzt wird, verneinten 55 Prozent der Befragten (siehe Abbildung 51). Weitere 14 Prozent stimmten eher dagegen. Begründet wurde dies unter anderem damit, dass die ca. 8.000 Biogasanlagen nach Umrüstung bzw. Umgenehmigung auf die Verwertung von Abfall und/oder tierische Nebenprodukte in einen Preis- und Entfernungskampf um die zu wenigen vorhandenen Einsatzstoffe geraten würden. Somit sollten erst echte Alternativen verfügbar sein, bevor bisher genutzte Rohstoffe verboten werden. 18 Prozent der Umfrageteilnehmer sprachen sich eher für den Ausschluss von NawaRo für die Stromerzeugung aus.

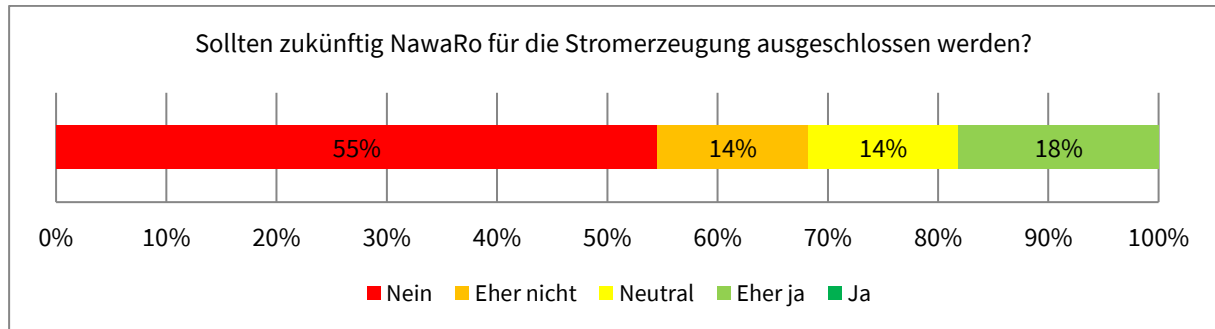


Abbildung 51: Einschätzung zum Ausschluss von NawaRo für die Stromerzeugung

52 Prozent der Befragten sehen durch die erhöhten Vorgaben zur THG-Einsparung innerhalb der BioSt-NachV besondere Herausforderungen für den Neubau von Anlagen (siehe Abbildung 52) – zum einen weil die Wahl der Substrate so generell eingeschränkt ist und zum anderen weil sich die erneuerbaren Energieträger durch die zusätzlichen Vorgaben verteuern und daher nicht mehr so konkurrenzfähig zu fossilen Energieträgern sind. Dies mindert die Investitionsbereitschaft für Neuanlagen.

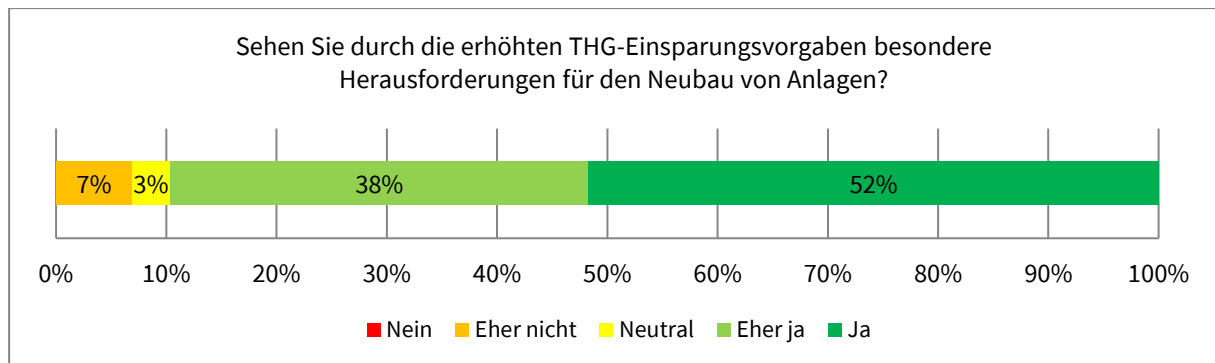


Abbildung 52: Einschätzungen zu Herausforderungen für den Neubau von Anlagen durch die Vorgaben zu THG-Einsparungen

Post-EEG Geschäftsmodelle

Mit dem Auslaufen der EEG-Förderung für bestehende Biogas- und Holzenergieanlagen ab 2020 und den geltenden Ausschreibungsbedingungen (zweiter EEG-Förderzeitraum über weitere 10 Jahre) sind zusätzliche Einkommensquellen und Zusatzerlöse über Post-EEG-Geschäftsmodelle außerhalb des EEG für einen zukünftigen ökonomischen Anlagenbetrieb dringend notwendig. Die Herausforderungen bestehen dabei darin, dass die Betreiber von Bioenergieanlagen zusätzlich zur EEG-Vergütung an innovative und wirtschaftlich tragfähige Geschäftsmodelle herangeführt werden. Hierfür muss ein Wissensaufbau erfolgen. Außerdem sind Informations- und Beratungsangebote für Anlagenbetreiber notwendig.

Bezüglich des Weiterbetriebs von Biogasanlagen mit Auslaufen der EEG-Vergütung hat sich die Mehrheit der Befragten für folgende Geschäftsmodelle und Optionen mit absteigender Relevanz ausgesprochen (siehe Abbildung 53):

- Zusammenschluss von mehreren Biogasanlagen mit einer zentralen Biomethanaufbereitungsanlage
- Das Angebot von Regelenergie und Systemdienstleistungen für eine sichere Energieversorgung und ein stabilisiertes Stromnetz

- Vermarktungskonzepte außerhalb des EEG: Direktversorgungsmodelle für die regionale Strom- und Wärmeversorgung durch Grünstrom und grüne Wärme
- Vermehrte Nutzung von Rest- und Abfallstoffen im Substratmix
- Umrüstung von Vor-Ort-Verstromung zu Biomethanaufbereitung und Einspeisung ins Erdgasnetz
- Angebot von gesicherter und flexibler elektrischer Leistung und von Speichertechnologien
- Ausschreibungsmodell mit BHKW-Zubau/Flexibilisierung
- Eigenstrom-Nutzungsmodelle
- Umrüstung von Vor-Ort-Verstromung zu Biomethanaufbereitung und Kraftstoffnutzung

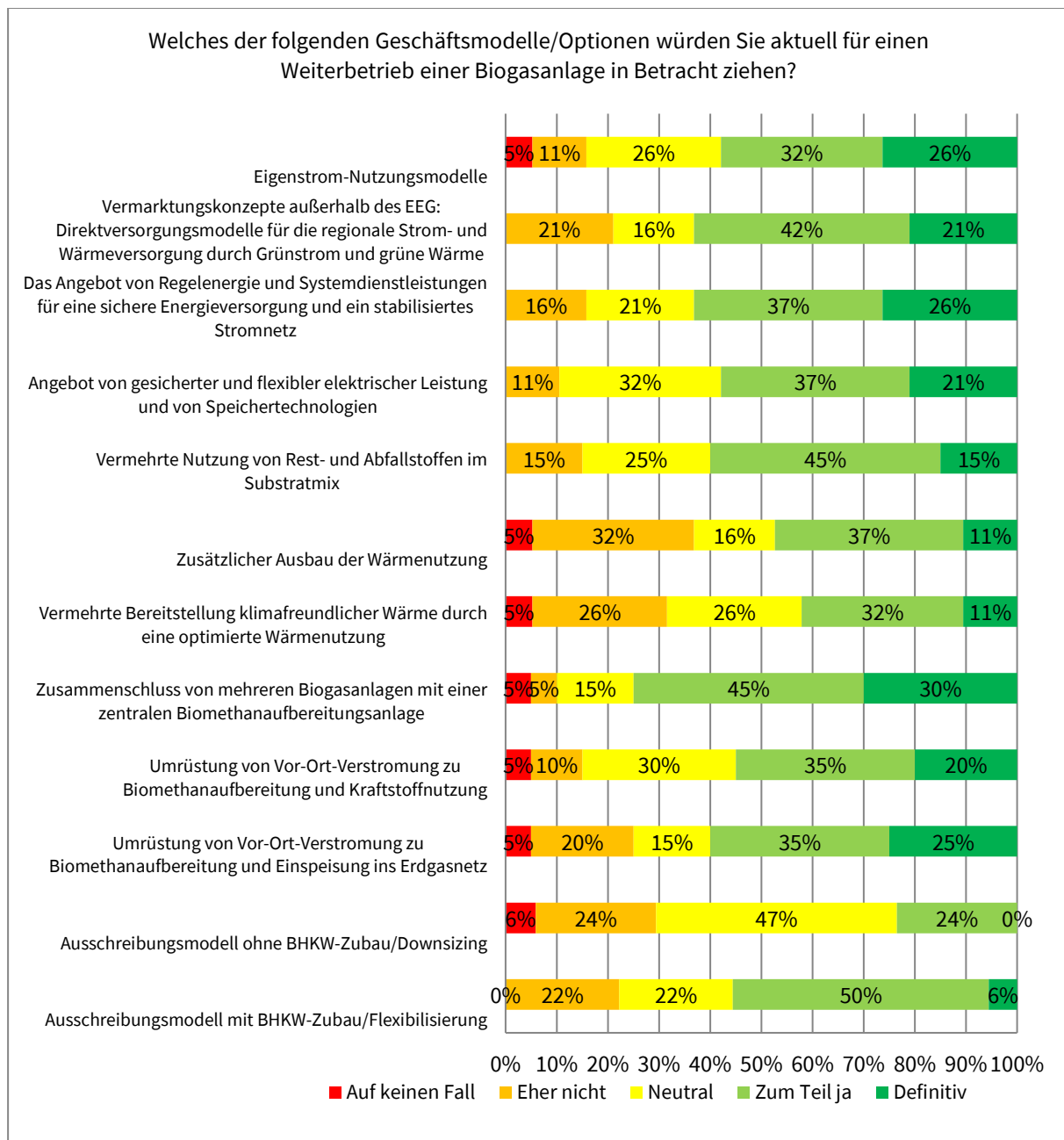


Abbildung 53: Einschätzung der Post-EEG-Geschäftsmodelle

Eine langfristige Abschätzung für Biogas-Weiterbetriebskonzepte ist für die Marktakteure aufgrund der derzeitigen Energiekrise eher schwierig, weshalb eine fachkundige Beratung für Anlagenbetreiber wünschenswert wäre. So könnte das beste Konzept für einen erfolgreichen Weiterbetrieb oder auch das beste Ausstiegsszenario durch betriebswirtschaftliche Beratungen herausgearbeitet werden. Auch genehmigungsrechtliche Neuerungen (AwSV, TA Luft, EEG, RED), Kreditwürdigkeit bei neuen Konzepten (Invest Repowering und Verlängerung), Vermarktung zusätzlicher Produkte und die Dimensionierung von Rohbiogas- und Wärmespeichern bei flexiblem Anlagenbetrieb in Abhängigkeit vom Überbauungsgrad sind Punkte, bei denen Beratungsbedarf besteht.

4.5.3 Verkehr

Bundes-Klimaschutzgesetz

Ende 2019 ist das Bundes-Klimaschutzgesetz in Kraft getreten, das das nationale Klimaziel 2030 sowie sektorale jährliche Emissionsbudgets bis 2030 festlegt und die europäischen Klimaziele verankert. Der deutsche Verkehrssektor muss seine Emissionen demnach im Vergleich zu 1990 um 42 Prozent auf 95 Mio. t CO₂ im Jahr 2030 mindern. Die Klimaschutzvorgaben wurden mit dem novellierten „Klimaschutzgesetz 2021“ nochmals verschärft, was zeitgleich die erhöhten Klimaziele nach dem EU-Klimagesetz umsetzt. Danach darf der Verkehrssektor im Jahr 2030 nur noch 85 Mio. t CO₂ emittieren, was 48 Prozent weniger als im Jahr 1990 sind.

72 Prozent der Umfrageteilnehmer schätzen die Erreichung des Reduktionsziels von 48 Prozent mit den bestehenden Maßnahmen als nicht möglich ein (siehe Abbildung 54). Begründet wird dies mit der bevorzugten Festlegung auf Strom als Erfüllungsoption zur THG-Minderung im Verkehrssektor. Generell steht jedoch zu wenig grüner Strom für die Zielerreichung bereit. Zusätzlich ist Biomethan als Kraftstoff für Pkws politisch nicht mehr erwünscht. Die entsprechenden Fahrzeuge und ein Versorgungsnetz an Tankstellen bestehen jedoch noch. Dies könnte nach Meinung der Befragten den Übergang bis zur flächendeckenden E-Versorgung nachhaltiger gestalten. Um die Ziele generell zu erreichen, besteht außerdem ein starker Bedarf an Biome- than, HVO und eFuels, um die Bestandsflotten zu dekarbonisieren.

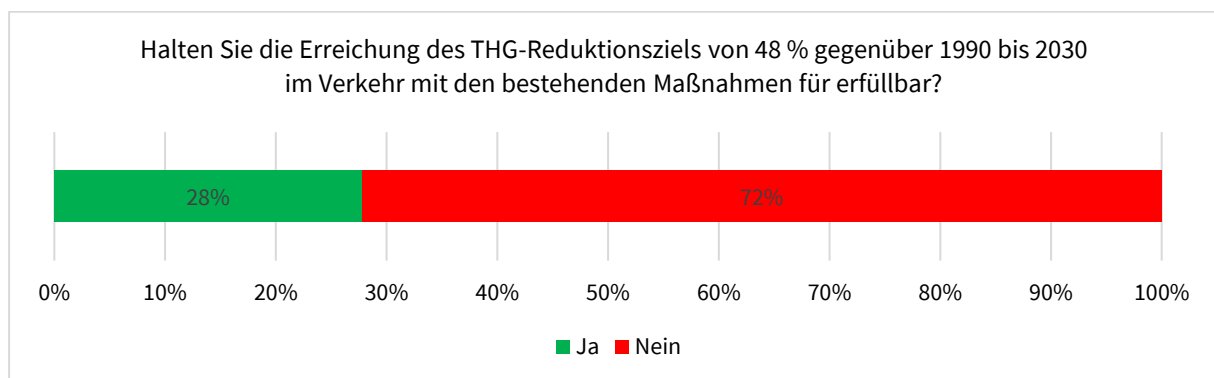


Abbildung 54: Einschätzung zur Erreichung der Ziele im Verkehrssektor

THG-Minderungsquote

Durch die im Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) verankerte **THG-Minderungsquote (THG-Quote)** erfüllt Deutschland die EU-Vorgaben der RED II mit dem Ziel, im Verkehrssektor bis 2030 14 Prozent erneuerbare Energien einzusetzen. Mit den 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 7 Prozent gegenüber dem fossilen Vergleichswert von 94,1 kg 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, zum Beispiel dreifache Anrechnung von Strom, zweifache von synthetischen Kraftstoffen). 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 Abs. 8 Nr. 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 für die Anrechnung bei 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 zur THG-Quote sind in Tabelle 10 dargestellt.

Tabelle 10: Umsetzung der THG-Quote in Deutschland nach RED II

	Erklärung	2022	2023	2024	2026	2028	2030
THG-Quote	Mindestanteil THG-Minderung	7 %	8 %	9,25 %	12 %	17,5 %	25 %
Fortschrittliche Biokraftstoffe (RED II Annex IX Teil A)	Mindestanteil Energie	0,2 %	0,3 %	0,4 %	1,0 %	1,7 %	2,6 %
Power to Liquid Jet Fuel im Luftverkehr	Mindestanteil Flugzeugtreibstoffenergie	Eigenständige Quote für PtL-Kerosin (energetisch)		0,5 %	1,0 %	2,0 %	
Vorschriften und Anrechenbarkeit							
Fortschrittliche Biokraftstoffe (RED II Annex IX Teil A)	Beträge über dem Mindestanteil	Mengen oberhalb des Mindestanteils werden mit dem Faktor 2 angerechnet					
Altspeiseöle und tierische Fette (RED II Annex IX Teil B)	Maximalanteil Energie			1,9 %	Änderungsvorschlag BMUV: max. 2,2 %		
	Maximalanteil Energie			4,4 %			

Konventionelle Biokraftstoffe aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen		Ab 2023 Ausschluss von Palmöl					
			Änderungsvorschlag BMUV:				
			4,4 %	2,5 %	2,3 %	1,9 %	1,2 % 0 %
Grüner Wasserstoff und seine Produkte (PtX-Kraftstoffe/ eFuels, RFNBO)	Verwendung in Raffinerien und als Kraftstoff im Straßenverkehr	Anfallende Mengen werden mit dem Faktor 2 angerechnet	Änderungsvorschlag BMUV: Dreifachanrechnung				
Strom	Strom aus öffentlichen Ladestationen, private Elektrofahrzeuge, Fahrzeugflotten	Anfallende Mengen werden mit dem Faktor 3 angerechnet	Änderungsvorschlag BMUV: Vierfachanrechnung				
Upstream Emission Reductions (UER)	Anrechnung von Emissionseinsparungen bei der Erdölförderung (UER) auf die THG-Quote	Max. 1,2 % bis 2026	Änderungsvorschlag BMUV: max 1,2 % bis 2028				

Grundsätzlich konkurriert die energetische Nutzung von Biomasse mit der Verwendung als Nahrungs- oder Futtermittel sowie mit der stofflichen Nutzung. Mit Vorschlag des BMUV soll die Obergrenze für eine Beimischung von Biokraftstoffen aus Anbaubiomasse bis 2030 auf null abgesenkt werden (siehe Änderungsvorschlag BMUV in Tabelle 10), damit diese Anbauflächen insbesondere für Nahrungs- und Futtermittel verwendet werden können.

67 Prozent der Umfrageteilnehmer erwarten nicht, dass der Steuerungszweck des Vorschlags erreicht wird (siehe Abbildung 55). Eher würde der derzeitige Flächenanspruch bestehen bleiben und die Biokraftstoffe in europäische Mitgliedsstaaten exportiert werden. Aus diesen Mitgliedsstaaten ist anschließend ein Zukauf von Emissionszertifikaten denkbar, um die Quotenziele zu erreichen. Es ist daher von Bedeutung, internationale Wechselwirkungseffekte durch Änderungen der nationalen Regulatorik mit zu berücksichtigen. Dieser Umstand muss in eine Zielbewertung strikter mit aufgenommen werden. Zusätzlich meinen die Marktakteure, dass es keine direkte Konkurrenz gibt, da Agrarrohstoffe weltweit gehandelt und in Europa nicht zielgerichtet für die energetische Verwendung (Ausnahme besteht bei Mais und Raps) angebaut werden. Vielmehr werden sie aufgrund von Fruchtfolgeregelungen und Markterwartungen sowie zur Verbesserung der Bodenqualität angebaut. Der energetischen Verwendung werden Ackerfrüchte demnach nur zugeführt, wenn sie aus Qualitäts- und Preisgründen nicht in anderen Märkten für Lebens- oder Futtermittel nachgefragt werden. Fällt die Nutzung als Biokraftstoff weg, würden nicht lebensmitteltaugliche Qualitäten ins Ausland exportiert oder vernichtet werden.

Die restlichen 33 Prozent der Befragten gehen davon aus, dass durch den Ausschluss von Biokraftstoffen aus der THG-Quote Anbauflächen frei werden und weniger Biokraftstoffe produziert werden. Sie werden zum Teil durch andere Flächenansprüche wie die Ausweitung des Ökolandbaus auf 30 Prozent bis 2030 genutzt werden. In diesem Fall würden aber auch Verlagerungseffekte eintreten, indem beispielsweise das Eiweißfuttermittel als Biokraftstoff-Koppelprodukt wegfallen würde. Folglich müssten mehr Futtermittel aus dem Ausland importiert werden. Ein weiteres Koppelprodukt aus Biodieselanlagen ist biogenes Glycerin. Auch dieses

würde folglich durch fossiles Glycerin ersetzt werden müssen, das im Gegensatz zum Biokraftstoff-Koppelprodukt nicht nachhaltigkeitszertifiziert ist. Somit könnte der Vorschlag zum Wald- und Biodiversitätsverlust außerhalb von Deutschland beitragen.

Weitere Folgewirkungen des BMUV-Vorschlags wären außerdem:

- Verfehlung der THG-Quotenziele sowie die Verfehlung des Verkehrssektorziels laut Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG)
- Starker Verlust an Investitionssicherheit und politischem Vertrauen im Bereich Bioenergie und erneuerbare Energien sowie vermehrte Investitionen für Biokraftstoffe im Ausland
- Erhöhter Import von fossilen Kraftstoffen
- Stärkere Ausrichtung auf Strom zur Erfüllung der THG-Quote, was indirekt zur stärkeren Marktdurchdringung von Elektrofahrzeugen führt
- Stärkere Nutzung von eFuels

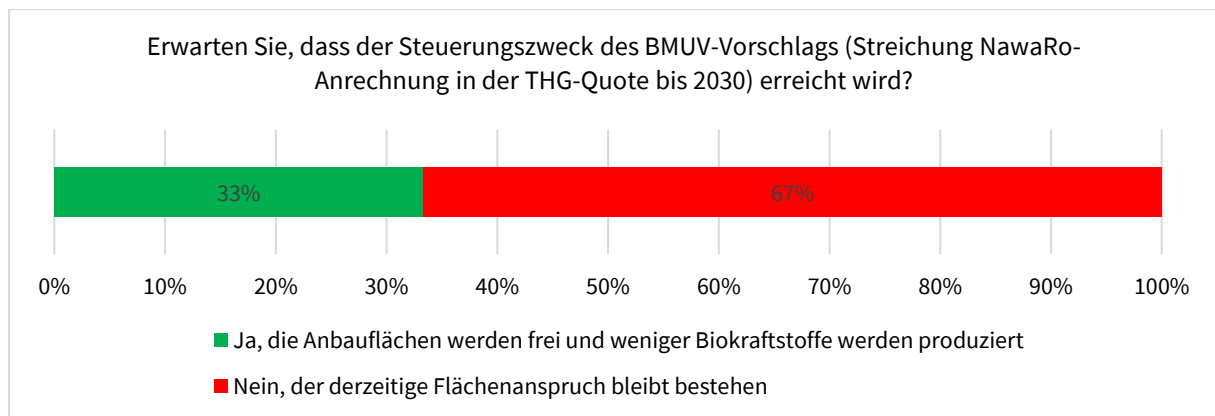


Abbildung 55: Einschätzung zur Erreichung des Steuerungszwecks durch die Streichung von Anbaubiomasse in der THG-Quote

Zusätzlich schätzen 73 Prozent der Umfrageteilnehmer, dass der angedachte Phase-out von Biokraftstoffen der 1. Generation die Biodiversität in der Landwirtschaft nicht erhöhen kann. Begründet wird dies damit, dass ein solcher Phase-out nicht automatisch Anreize zur Diversifizierung der Fruchtfolge setzt.

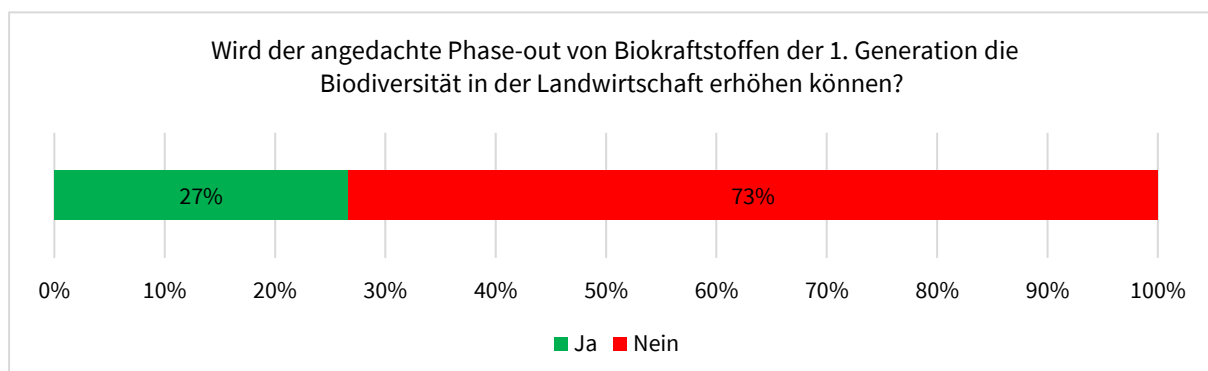


Abbildung 56: Einschätzung des Phase-out von Biokraftstoffen der 1. Generation zur Erhöhung der Biodiversität

Generell stehen Biokraftstoffe aus Energiepflanzen immer wieder in der Kritik, durch indirekte Landnutzungsänderungen (iLUC) höhere Emissionen zu verursachen als fossile Kraftstoffe.

86 Prozent der Befragten halten die derzeitigen Nachhaltigkeitsanforderungen mit Berücksichtigung von iLUC-Faktoren für ausreichend, um die erhöhten Emissionen für Biokraftstoffe ausschließen zu können (siehe Abbildung 57). Dabei wird argumentiert, dass die Modellierung der iLUC-Effekte wissenschaftlich umstritten ist und daher rechnerisch nicht berücksichtigt wird. Die Verwendung von Agrarrohstoffen mit einem hohen Risiko von iLUC ist seit 2023 in Deutschland faktisch verboten, in der EU erfolgt eine starke Begrenzung und ein Ausschluss ab 2030. Nicht iLUC-verdächtige Agrarrohstoffe dürfen ebenfalls nicht unbegrenzt auf die THG-Quote angerechnet werden, sondern unterliegen EU-weit Obergrenzen (maximal 7 Prozent, siehe Tabelle 10).

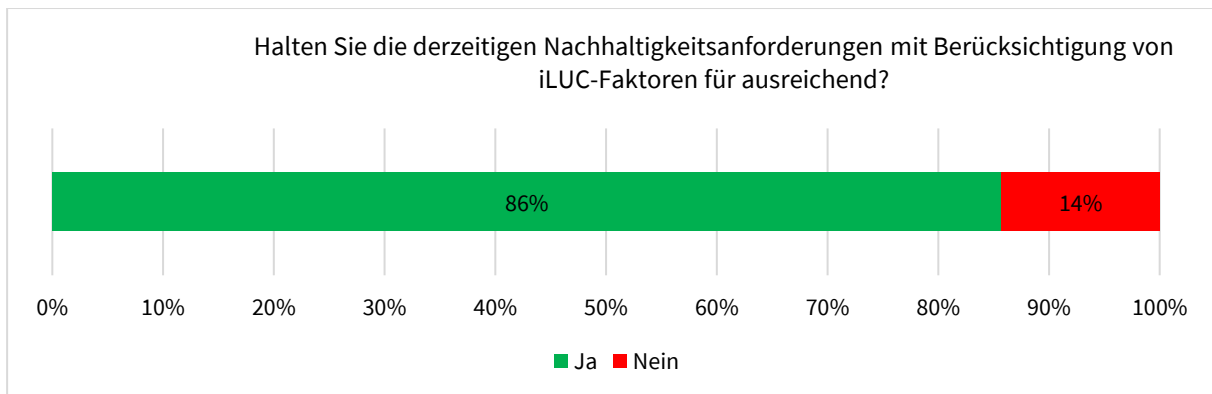


Abbildung 57: Einschätzung der Nachhaltigkeitsanforderungen mit Berücksichtigung von iLUC-Faktoren

Gemeinsame Agrarpolitik (GAP)

Ziel der GAP ist es, die Produktivität der Landwirtschaft zu steigern, das Einkommen der Landwirte zu sichern, Märkte zu stabilisieren und die Grundsicherung der Nahrungsmittelversorgung zu angemessenen Preisen zu gewährleisten. Am 1. Januar 2023 sind dazu neue Regelungen in Kraft getreten, die verstärkt Umwelt- und Klimaschutzmaßnahmen fordern, die die Mitgliedsstaaten durch detaillierte Regelungen in einem Strategieplan umsetzen müssen. So sind zum Beispiel Flächenstilllegungen von 4 Prozent der Ackerflächen angedacht. Diese 4 Prozent entsprechen ca. 500.000 ha, die wiederum ca. 60 Prozent der heimischen Anbaufläche für Fruchtarten zur Produktion flüssiger Biokraftstoffe entsprechen würden (ca. 880.000 ha).

43 Prozent der Befragten gehen dabei davon aus, dass diese Regelungen zukünftig mittelmäßige Auswirkungen auf Anbaubiomasse für Biokraftstoffe haben werden (siehe Abbildung 58). Weitere 21 Prozent gehen sogar von starken Auswirkungen aus, während 36 Prozent mit geringen Auswirkungen rechnen. Insgesamt zeichnet sich so ein sehr ungewisses Bild ab. Dabei wurde argumentiert, dass Flächenstilllegungen der falsche Weg seien. Viel eher müssten sinnvolle Kulturen angebaut und die Biodiversität müsste gefördert und der Rodung von Urwäldern entgegengewirkt werden.

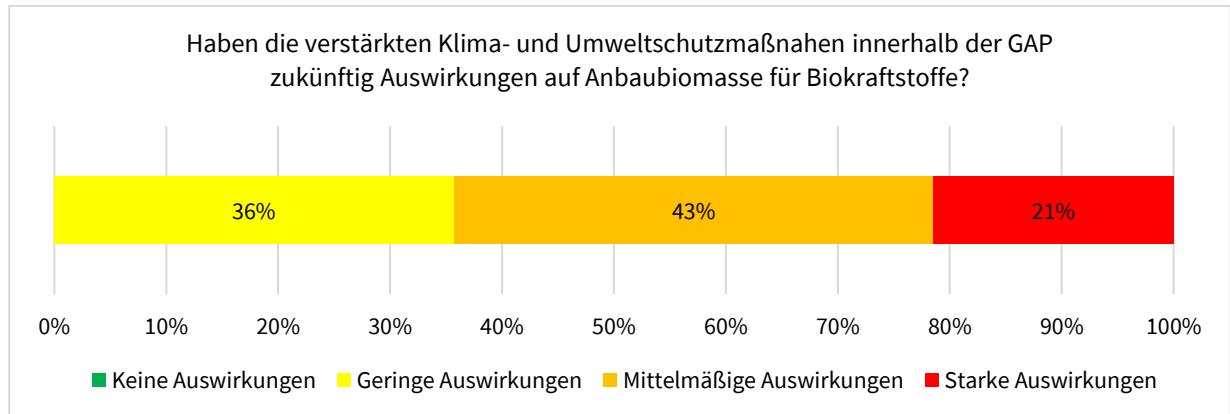


Abbildung 58: Einschätzung zu den Auswirkungen der GAP auf die Anbaubiomasse für Biokraftstoffe

Effort Sharing Regulation

Die Verordnung (EU) 2018/842 setzt für die EU und ihre Mitgliedsstaaten verbindliche Minderungsziele für THG-Emissionen im Zeitraum von 2021 bis 2030 fest. Die Minderungsziele gelten für Wirtschaftszweige, die nicht unter den EU-Emissionshandel fallen: Emissionen aus den Sektoren Verkehr, Gebäude, Landwirtschaft und Abfall sowie aus manchen Energie- und Industrieanlagen. In der EU-28 unterliegen etwa 60 Prozent der Gesamtemissionen dem Effort Sharing. Nach der Regulation sind keine Mehrfachanrechnungen zur Erreichung nationaler Ziele für die Verringerung der Emissionen aus dem Straßenverkehr erlaubt.

Nach Meinung von 92 Prozent der Umfrageteilnehmer sind die Anrechnungssysteme zur Förderung von erneuerbaren und alternativen Kraftstoffen mit ihren Mehrfachanrechnungen (z. B. Strom mit Dreifachanrechnung) nicht mit den Vorgaben und Zielen der Effort Sharing Regulation vereinbar (siehe Abbildung 59). So fördern Mehrfachanrechnungen etwa für Strom im Verkehr zwar mittelfristig das Angebot an E-Fahrzeugen sowie den Ausbau der Ladeinfrastruktur, erfüllen aber nur rechnerisch die THG-Quotenvorgaben und schützen demnach nicht reell das Klima. Vielmehr sprechen sich 67 Prozent dafür aus, eigene Referenzwerte für alle Erfüllungsoptionen, zum Beispiel für Wasserstoff und batterieelektrische Antriebe, einzuführen, die eine Mehrfachanrechnung nicht mehr notwendig machen.

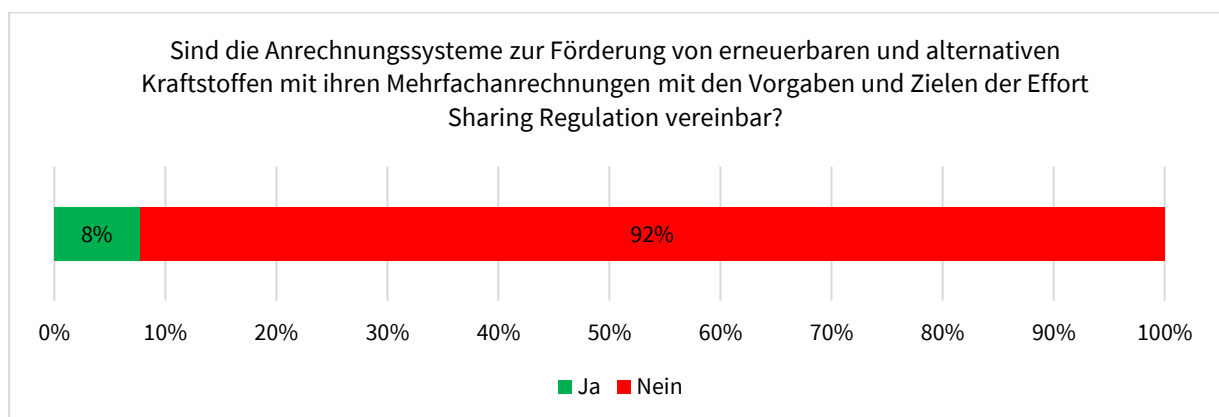


Abbildung 59: Einschätzung zur Vereinbarung von Mehrfachanrechnungen mit der Effort Sharing Regulation

10. Bundesimmissionsschutzverordnung (BimSchV)

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

Auf die Frage, ob ihrer Meinung nach die Kraftstoffnormen ausreichen, um den EE-Anteil im Verkehr zu erhöhen, oder die Beimischungsgrenzen erhöht werden sollten (z. B. von E10 auf E20 und von B7 auf B10), stimmten 64 Prozent dafür, dass höhere Beimischungen erlaubt werden sollten. Dies sei erforderlich, um zur Erreichung des Sektorziels beizutragen unter der Bedingung, dass auch für Importe die Nachhaltigkeitsanforderungen an den Biokraftstoff eingehalten und kontrolliert werden (siehe Abbildung 60). 36 Prozent denken, dass höhere Beimischungen unwichtig sind, da die THG-Quotenziele auch mit den derzeitigen Vorgaben erreicht werden. Einige der Befragten äußerten auch das Bedenken, dass eine erhöhte Beimischung eher zum Einbruch im THG-Quotenhandel führen würde.

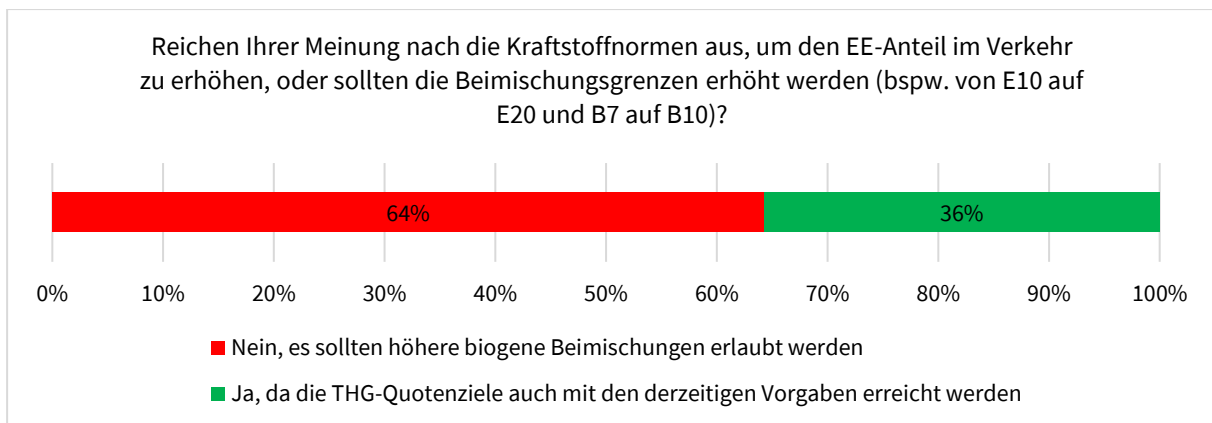


Abbildung 60: Einschätzung zur Erhöhung der Beimischungsgrenzen in Biokraftstoffen

60 Prozent schätzen das Potenzial von fortschrittlichen Biokraftstoffen zur Defossilisierung des Verkehrs als eher hoch bis hoch ein (Abbildung 61), da sie in einigen Anwendungen die einzig technisch verfügbare Option sind. Außerdem ermöglicht die Biomethanproduktion mit kombinierter CO₂-Abscheidung die CO₂-Bereitstellung für eine industrielle Verwendung zu niedrigen CO₂-Vermeidungskosten und trägt darüber hinaus zur Ausweitung einer Kreislaufwirtschaft mit niedrigeren CO₂-Emissionen bei. Andere fortschrittliche Biokraftstoffe werden teuer und später einsetzbar sein. Außerdem werden sie geringere Emissionsminderungen vorweisen können, da sie verfahrenstechnisch aufwendiger sind.

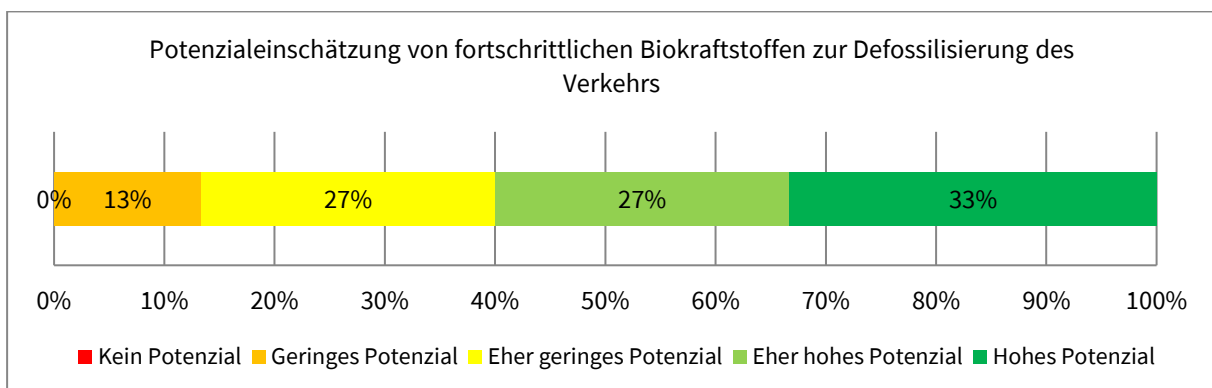


Abbildung 61: Einschätzung zum Potenzial von fortschrittlichen Biokraftstoffen zur Defossilisierung des Verkehrs

Die Teilnehmer, die ein eher geringes bzw. geringes Potenzial sehen, sprechen sich zum Teil für eine vorrangige Nutzung der Abfall- und Reststoffe aus, da so regionale Nährstoffkreisläufe geschlossen und die Humusmehrung angeregt wird. Durch die Erweiterung des Annex 9 Teil A der RED II können dabei immer mehr Rest- und Abfallstoffe genutzt werden, was insgesamt die Kreislaufwirtschaft fördert. So wurde zum Beispiel „Brown Grease“ als fortschrittlicher Kraftstoff aufgenommen. Die Förderung der fortschrittlichen Kraftstoffe (38. BImSchV) reizt dabei den Import und leider auch Betrugsfälle an, da fortschrittliche Biokraftstoffe nach Erfüllung der verbindlichen Unterquote doppelt auf die THG-Quote angerechnet werden können. So wird der deutsche Markt derzeit von vermeintlich fortschrittlichen und günstigen Biokraftstoffen aus China überschwemmt. Es wird vermutet, dass der Biodiesel aus Palmöl oder Altspeisefett (UCO) hergestellt und dann rechtswidrig als fortschrittlich deklariert wurde. Für die Überwachung und Kontrolle der kompletten Anbau-, Liefer- und Herstellungskette sind unabhängige Zertifizierungsstellen zuständig, die in Deutschland von der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) anerkannt und überwacht werden. Die BLE hat dabei risiko- und zufallsorientierte Begutachtungen der Prüftätigkeit der Zertifizierungsstellen (Witness Audits) durchzuführen. In China und weiteren exportierenden Ländern sind diese Audits der zuständigen nationalen Stellen nicht möglich bzw. werden nicht erlaubt. Zum Stand der Berichterstattung lag keine Bestätigung der Verdachtsfälle vor. Bevor etwaige Anpassungen von Regelungen und zusätzliche Maßnahmen ergriffen werden, sind die Ergebnisse der laufenden Untersuchungen abzuwarten. Die Frage, ob und wie das Governance-System der Zertifizierung von nachhaltigen Biokraftstoffen besser ausgestaltet werden kann, um einem Betrug bei der Ausstellung von Nachhaltigkeitsnachweisen vorzubeugen, ist im europäischen Kontext zu diskutieren und ist Gegenstand der Gespräche mit der EU-Kommission sowie den Mitgliedstaaten (Deutscher Bundestag, 2023).

Dieser Sachverhalt hat sich unter anderem auf die THG-Quote ausgewirkt: So lag der durchschnittliche Quotenpreis für Biokraftstoffe der 1. Generation im Jahr 2022 bei 450 Euro/t (siehe Abbildung 62). Zum 7. Juli 2023 betrug er nur noch 250 Euro/t. Wie sich die THG-Quote in Zukunft entwickeln wird, ist dabei abhängig von den politischen Entwicklungen und momentan schwierig einzuschätzen.

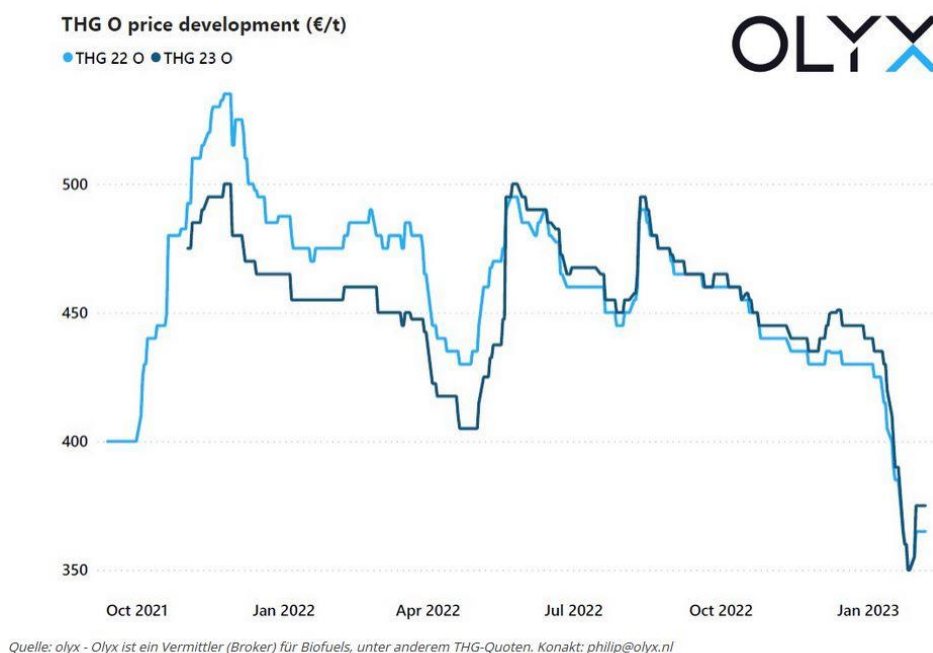


Abbildung 62: THG-Quotenpreisverlauf in 2022 für Kraftstoffe der 1. Generation

Unter der Annahme, dass die nachhaltig zur Verfügung stehenden Biokraftstoffpotenziale vollständig ausgenutzt werden, werden die restlichen Dekarbonisierungsziele laut Umfrageteilnehmern im Verkehr zukünftig vornehmlich durch Elektro- (57 Prozent) und Wasserstoffmobilität (30 Prozent) erreicht werden (siehe Abbildung 63). Außerdem bieten synthetische Kraftstoffe und Verkehrsverlagerungen Potenzial. Fossile Kraftstoffe mit CCS-Technologien werden dabei nicht zur Zielerreichung beitragen. Bei der Nutzung von E-Mobilität ist bei der Produktion der Fahrzeuge eine Senkung des CO₂-Ausstoßes bis hin zur CO₂-Neutralität anzustreben und ein Strommix aus erneuerbaren Energien zu gewährleisten.

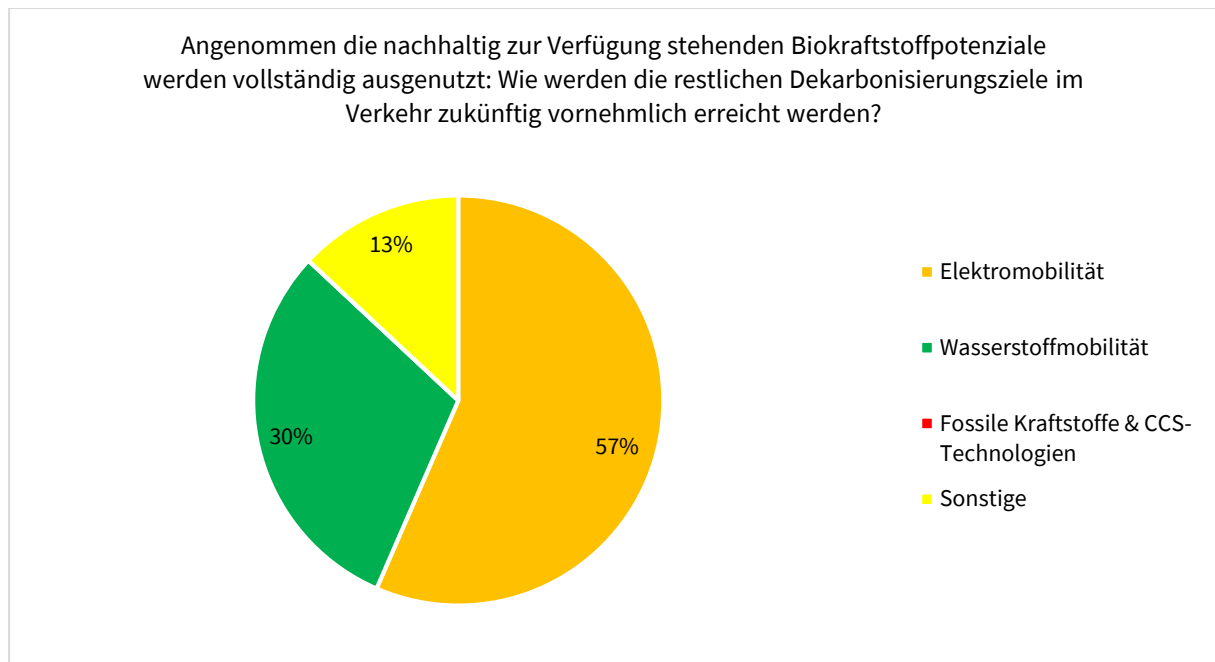


Abbildung 63: Einschätzung zur Erreichung von Dekarbonisierungszielen des Verkehrssektors außerhalb von Biokraftstoffen

EU-Energiesteuerrichtlinie

Derzeit werden Biokraftstoffe und fossile Kraftstoffe in der EU-Energiesteuerrichtlinie gleich behandelt.

Laut 80 Prozent der Umfrageteilnehmer ist eine energiesteuerliche Grundlage innerhalb der Energiesteuerrichtlinie zielführender, in der die Kraftstoffe nach ihren Umweltmerkmalen eingestuft werden (siehe Abbildung 64). So werden Biokraftstoffe und vor allem Biomethan besser gestellt, um fossile Kraftstoffe zu ersetzen. Die Steuerbegünstigung für Biokraftstoffe aus Anbaubiomasse darf dabei nicht schrittweise auf das Niveau von fossilen Kraftstoffen angehoben werden, da sie ohnehin in der Menge gesetzlich gedeckelt sind (4,4 Prozent). Ein weiterer Vorschlag der Befragten ist die Besteuerung nach Energiegehalt und CO₂-Bilanz.

Der damit einhergehende administrative Aufwand wird dabei vornehmlich als niedrig (54 Prozent) bis mittel (27 Prozent) eingeschätzt.

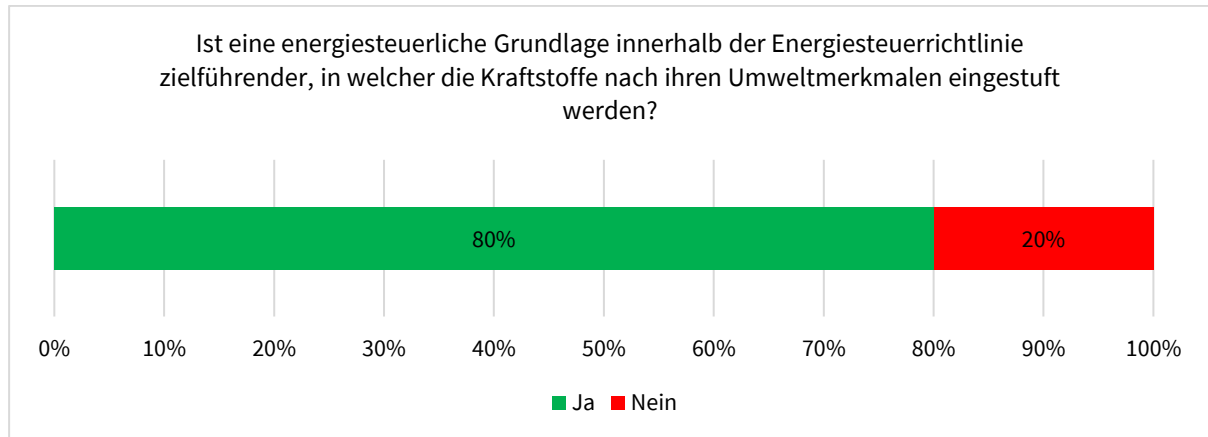


Abbildung 64: Einschätzung zur Einstufung von Kraftstoffen nach ihren Umweltmerkmalen

80 Prozent der Umfrageteilnehmer sehen kein Potenzial in lignocelluloseartigen Kraftstoffen, weil sich bisherige Ansätze aus ökonomischen Gründen nicht durchgesetzt haben (z. B. Fischer-Tropsch-Diesel aus Stroh) (siehe Abbildung 65). Außerdem würden wohl der Mengenbedarf sowie der Distributionsaufwand für solche Anlagen unterschätzt werden. Die lignocelluloseartigen Rohstoffe eignen sich besser zur Verbrennung in Blockheizkraftwerken oder Biogasanlagen.

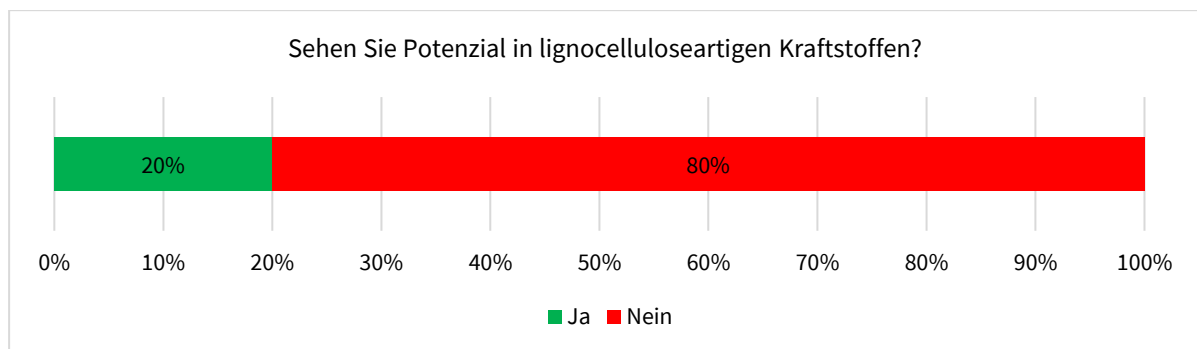


Abbildung 65: Einschätzung zum Potenzial von lignocelluloseartigen Kraftstoffen

Auch die Nutzung von Wasserstoff aus Biomasse im Verkehr sehen 63 Prozent der Befragten als nicht sinnvoll an (siehe Abbildung 66), da der Aufwand und demnach der Preis hier als zu hoch eingeschätzt werden. Außerdem wird das Zeitfenster, in dem Biowasserstoff zur Verfügung stünde, als zu lang eingeschätzt. Der Verkehr kann jedoch auf andere Roh- und Kraftstoffe ausweichen, sodass Biowasserstoff nicht unbedingt benötigt wird.

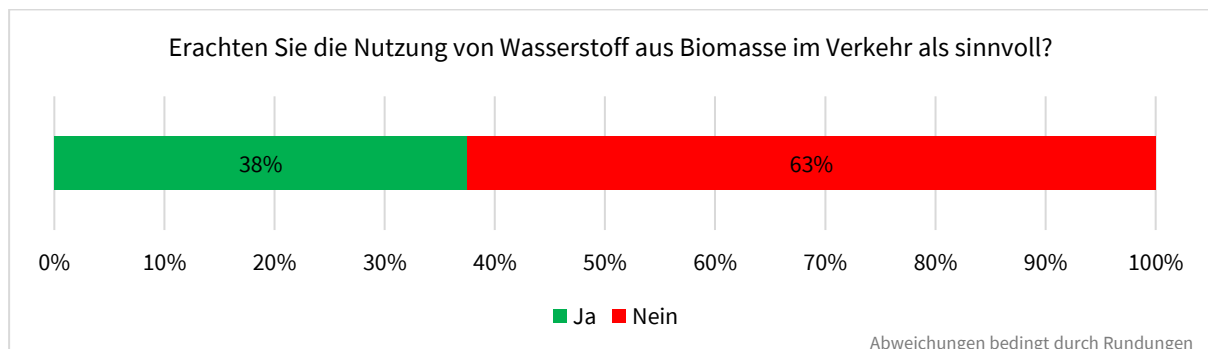


Abbildung 66: Einschätzung zur Nutzung von Wasserstoff aus Biomasse im Verkehr

5 Branchenkennzahlen

Im Folgenden werden die Branchenkennzahlen nach Bioenergieträgern tabellarisch ausgewertet.

5.1 Holzpellets

Holzpellets werden aus getrocknetem, naturbelassenem Holz in Pelletwerken in eine kleine, zylindrische Form gepresst. Rohstoff sind zu über 90 Prozent⁶ Sägebrennprodukte aus den Sägewerken sowie zu 10 Prozent nicht sägefähiges Rundholz (Industrieholz), das beim Holzeinschlag und bei der Durchforstung anfällt. Alt- und Waldrestholz werden nicht zu Holzpellets verarbeitet, da die Luftreinhaltevorschriften mit diesen Rohstoffen nicht eingehalten werden können.

Die Nachhaltigkeit der Pellets wird aktuell durch PEFC und FSC 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 Heizkessel der kleinen bis mittleren Leistungsklassen (unter 50 kW) und Pelletkaminöfen, weshalb sie vor allem von privaten und kleinen gewerblichen Verbrauchern genutzt werden. Die industrielle Verwendung in Heizkesseln über 50 kW ist eher seltener.




Tabelle 11: Branchenkennzahlen Holzpellets

	2020	2021	2022
Anlagenanzahl	An 57 ENplus-zertifizierten Standorten sind über 150 Pressen im Einsatz	An 57 ENplus-zertifizierten Standorten sind über 150 Pressen im Einsatz 570.000.000 Pelletfeuerungen <ul style="list-style-type: none"> • 11.000 > 50 kW Pelletkessel • 327.000 ≤ 50 kW Pelletkessel • 232.000 Pelletkaminöfen 	An 60 ENplus-zertifizierten Standorten sind über 150 Pressen im Einsatz 680.000.000 Pelletfeuerungen <ul style="list-style-type: none"> • 12.000 > 50 kW Pelletkessel • 393.000 ≤ 50 kW Pelletkessel • 275.000 Pelletkaminöfen
Anlagenproduktionskapazität	3.400.000 t	3.625.000 t	4.000.000 t ⁷
Inländische Erzeugung	3.100.000 t	3.355.000 t	3.570.000 t ⁸
- Aus Industrieholz	Ca. 15 %	Ca. 5 %	Ca. 10 %

⁶ Der Anteil schwankt je nach Marktlage und Jahreszeit zwischen 85 und 95 Prozent.

⁷ FNR, 2023a und DEPI, 2023a

⁸ Statista, 2023

- Aus Sägerestholz		Ca. 85 %	Ca. 95 %	Ca. 90 %
Importe⁹		Ca. 295.000 t	Ca. 405.000 t	Ca. 410.000 t ¹⁰
Exporte		Ca. 800.000 t	Ca. 815.000 t	Ca. 655.000 t
Nutzung		2.240.000 t	2.900.000 t	3.200.000 t ¹¹
 Strom		Keine Daten	Keine Daten	
 Wärme		11 TWh	14,2 TWh	15,6 TWh ¹²
 Verkehr		0 TWh	0 TWh	0 TWh
Preisspanne¹³	Sackware	309,69 €/t	309,28 €/t	589,01 €/t
	2 t	279,14 €/t	278,77 €/t	566,50 €/t
	5 t	244,14 €/t	242,27 €/t	528,43 €/t
	10 t	234,01 €/t	232,24 €/t	516,60 €/t
	20 t	226,46 €/t	224,34 €/t	506,81 €/t

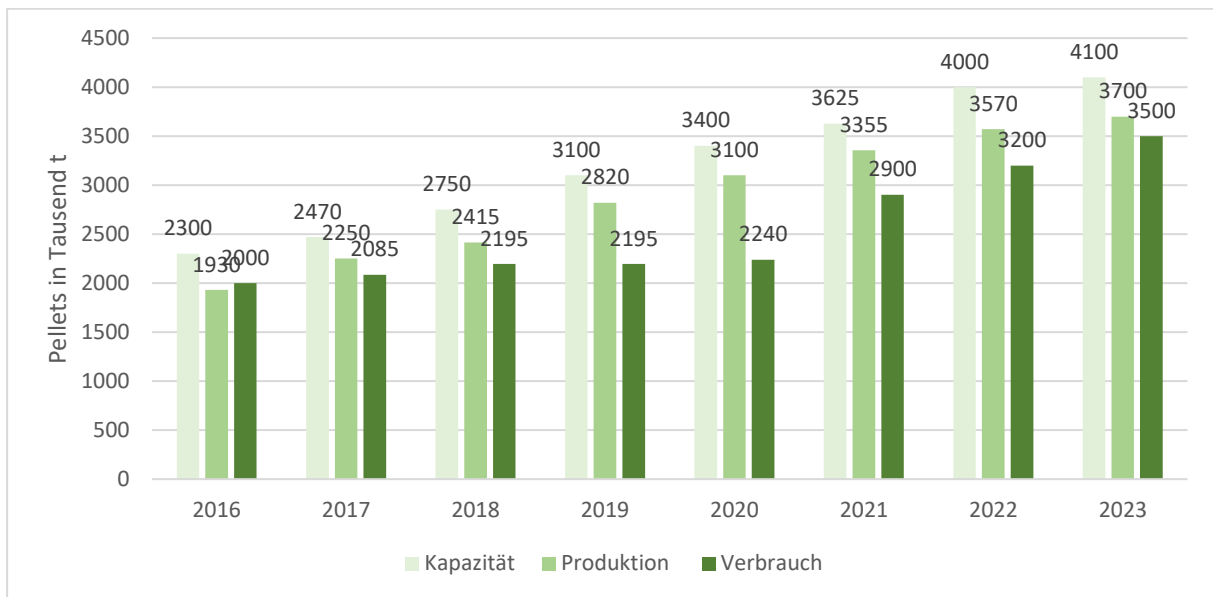


Abbildung 67: Pelletproduktion und Verbrauch in Deutschland (DEPI, 2023a)

⁹ DEPI, 2023b

¹⁰ Davon 299.000 t aus Nachbarländern, 88.000 t aus Russland, Belarus und Ukraine, 2000 t aus den USA und Kanada, 21.000 t aus anderen Ländern (DEPI, 2023c)

¹¹ Statista, 2023

¹² DEPI, 2023d

¹³ CARMEN, 2023a

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.

5.2 Holzhackschnitzel

Holzhackschnitzel sind maschinell mit schneidenden Werkzeugen zerkleinerte Holzstücke. Somit sind sie die finanziell günstigste Aufbereitungsform von Brennholz. Holzhackschnitzel stammen überwiegend aus Sägenebenprodukten, Waldholz, Industrierestholz oder Flur- und Schwemmh Holz. Aber auch das Holz von Kurzumtriebsplantagen wird meistens zu Holzhackschnitzeln verarbeitet. Für Waldhackschnitzel werden vor allem schwache Sortimenten, Kronen- und Astmaterial sowie qualitativ minderwertiges Holz herangezogen. Je nach verwendetem Ausgangsstoff können sich die Qualität und die Brennstoffeigenschaften der produzierten Hackschnitzel stark unterscheiden und sind 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, weil die Landwirte die Hackschnitzel selbst nutzen. Meist wird nach Schüttraummeter oder nach Gewicht abgerechnet. Es gibt jedoch auch Heizwerke, die 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 große Unterschiede im Preis und in der vertraglich festgelegten Qualität bestehen. Größere Heizkraftwerke können in der Regel mit Störstoffen bei den Hackschnitzeln oder einer niedrigeren Qualität besser umgehen. In kleineren Anlagen werden normalerweise nur Hackschnitzel mit höchster Qualität (vorgetrocknet und mit hohem Holzanteil) eingesetzt.

Tabelle 12: Branchenkennzahlen Holzhackschnitzel

	2020	2021	2022
Anlagenanzahl	Kleinere Arbeitsgeräte, „Hacker“		
Anlagenproduktionskapazität	Durch sehr regionalen und heterogenen Markt sind Abschätzungen schwierig		
Inländische Erzeugung	Keine Daten	Keine Daten	Keine Daten
Importe	530.000 t	Keine Daten	Keine Daten

Exporte		Keine Daten	Keine Daten	Keine Daten
Nutzung		Keine Daten	Keine Daten	Keine Daten
Preisspanne¹⁴	Jahresmittelwert Wassergehalt 35 %	77,73 €/t	75,12 €/t	103,93 €/t
	Jahresmittelwert Wassergehalt 20 %	121,60 €/t	109,61 €/t	156,12 €/t

5.3 Frisch- und Scheitholz

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

Scheitholz zählt zu dem bedeutendsten Brennholzsortiment in Privathaushalten und wird dort überwiegend in Kaminen und Holzvergaserkesseln zur Wärmeerzeugung eingesetzt. 2020 wurden 16,27 Mio. m³ Scheitholz aus dem Wald und 2,17 Mio. m³ aus dem Garten sowie 0,63 Mio. m³ Landschaftspflegeholz in privaten Haushalten verwendet (UBA, 2023c).

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

Tabelle 13: Branchenkennzahlen Frisch- und Scheitholz

	2018	2021	2022
Anlagenanzahl	Sägespaltmaschinen	Sägespaltmaschinen	Sägespaltmaschinen
Anlagenproduktionskapazität	Keine Daten	Keine Daten	Keine Daten
Inländische Erzeugung	Keine Daten	Keine Daten	Keine Daten
Importe Exporte	Grenz-Im- und -Export	Grenz-Im- und -Export	Grenz-Im- und -Export

¹⁴ CARMEN, 2023b

Nutzung  Strom  Wärme  Verkehr	Mind. 20,9 Mio. fm in privaten Haushalten	Keine Daten	Mind. 19,07 Mio. m ³ in privaten Haushalten
	Keine Daten	Keine Daten	Keine Daten
	Keine Daten	Keine Daten	Keine Daten
	0 TWh	0 TWh	0 TWh
Preisspanne	98 €/rm	Keine Daten	Keine Daten

Insgesamt wurden 2022 52,9 Mio. m³ Holz energetisch genutzt. Die Herkunft und die Verwendung sind in Abbildung 68 dargestellt.

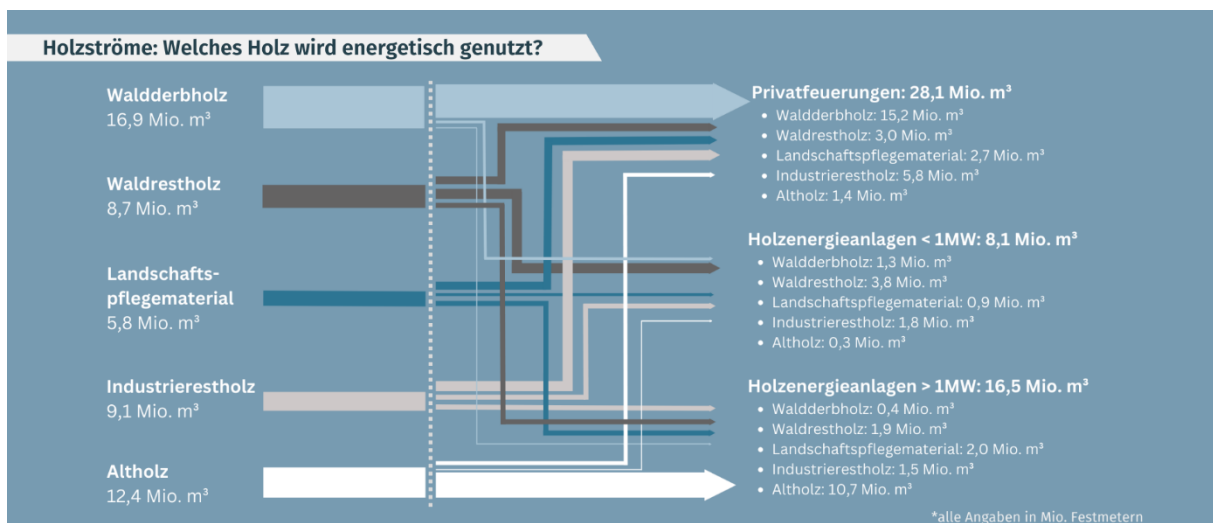


Abbildung 68: Holzströme in 2022 (Fachverband Holzenergie, 2023)




5.4 Biogas

Biogas entsteht bei der natürlichen Zersetzung von organischem Material wie Gülle, Bioabfällen oder Energiepflanzen unter Luftabschluss. So entsteht ein brennbares Gas, das in Abhängigkeit von den eingesetzten Substraten einen Methangehalt zwischen 50 und 65 Prozent sowie einen 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 für 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 sogenannte Überbauung, das heißt die zusätzliche Installation von Erzeugungskapazität ohne Erhöhung der Stromproduktion), sodass ein Großteil der Anlagen über eine hohe installierte Leistung bei gleichbleibender Stromproduktion verfügt.

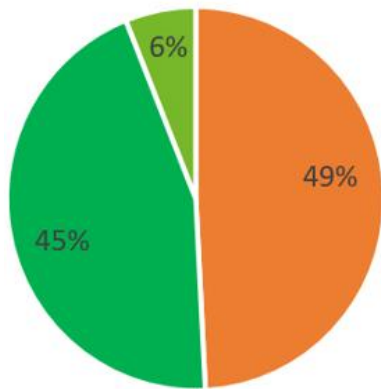
Die Wärmenutzung der Anlagen erfolgt oft in direkter räumlicher Nähe der Anlage oder per Stichleitung zumindest in unmittelbarer Nähe.

Tabelle 14: Branchenkennzahlen Biogas (Fachverband Biogas, 2023)

	2020	2021	2022
Anlagenanzahl	9.397	9.532	9.635
Anlagenproduktionskapazität			
Zubau arbeitsrelevanter elektrischer Leistung (ohne Stilllegung)	10 MW	35 MW	16 MW
Zubau elektrischer Leistung durch Überbauung (ohne Stilllegung)	381 MW	191 MW	66 MW
Installierte elektrische Leistung in MW	5.666 MW	5.860 MW	5.926 MW
Inländische Erzeugung	Ca. 77 TWh (siehe Abbildung 70)		
- Mais	48 TWh		
- Sonstige NawaRo	22 TWh		
- Tierische Exkrementen	14 TWh		
- Abfall- und Reststoffe	7,1 TWh		
Importe	Keine Daten	Keine Daten	Keine Daten
Exporte			
Nutzung			
 Strom	28,76 TWh	33,47 TWh	33,56 TWh
 Wärme	13,60 TWh	15,41 TWh	17,44 TWh
 Verkehr	0 TWh	0 TWh	0
Preisspanne	Keine Daten	7 – 65,4 ct/kWh	Keine Daten

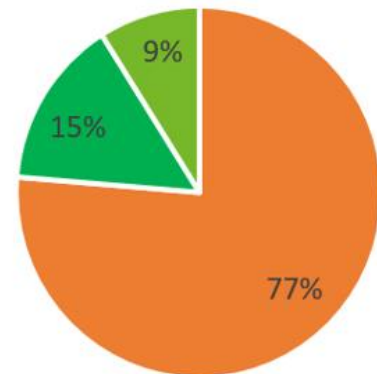
Die überwiegende Mehrheit der Biogasanlagen (etwa 95 Prozent) in Deutschland wird auf Basis von tierischen Nebenprodukten wie Gülle und Festmist sowie NawaRo betrieben. Die restlichen Biogasanlagen verwerten organische Abfälle wie Bioabfälle und Abfälle aus der Lebensmittelindustrie. Massebezogen werden Abfall- und Reststoffe sowie NawaRo etwa zu gleichen Teilen eingesetzt. Unter Berücksichtigung des Energiegehalts der eingesetzten Substrate verschiebt sich die Verteilung hin zu NawaRo, 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 von NawaRo zurückzuführen (siehe Abbildung 69).

massebezogen



- NawaRo
- Exkrememente
- Abfälle und Reststoffe

energiebezogen



Abweichungen bedingt durch Rundungen

Abbildung 69: Masse- und energiebezogener Substrateinsatz in Biogasanlagen in Deutschland in 2017 (DBFZ, 2017)

Die gesamten Energieflüsse über die verschiedenen Konversionspfade und Zielmärkte für die Erzeugung und Nutzung von Biogas hinweg sind in Abbildung 70 dargestellt. Auf der linken Seite sind die vier Haupteinsatzstoffe aufgeführt, aus denen im ersten Schritt das Rohbiogas erzeugt wird. Da hier bereits Energie für die Fermenterheizung und Rührwerke erforderlich ist, fällt hier der erste Verluststrom an. Anschließend teilt sich die Rohbiogasmenge in die Hauptverwertungsstränge Vor-Ort-Verstromung (VOV-BHKW) sowie Biomethanaufbereitung auf. Insgesamt kann auch hier nicht die vollständige Wärme genutzt werden, da eine größere Menge Verlustenergie anfällt.

Energiebilanzen der Biogaserzeugung und Nutzung (Hochrechnung, Werte gerundet, Bezugsjahr 2020) [TWh]

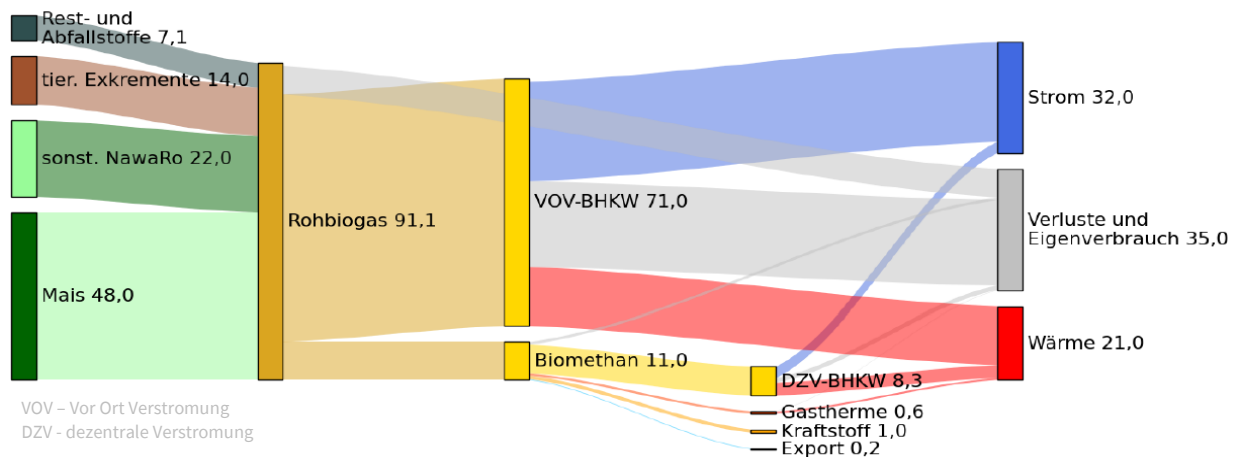


Abbildung 70: Sankey-Flowchart für die Biogaserzeugung und -nutzung in TWh (DBFZ, 2022)

5.5 Biomethan/Bio-LNG

Vornehmlich durch die Abtrennung des CO₂ vom Biogas entsteht Biomethan mit einem Methangehalt von 98 Prozent. Damit weist Biomethan Erdgasqualität auf, weshalb 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. Wegen der gegenüber Erdgas überwiegend höheren Produktionskosten wird Biomethan aufgrund der attraktiven Förderung bisher vorrangig in 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 beispielsweise findet dagegen seltener statt.

Im Mobilitätssektor kommt Biomethan in Form von Bio-CNG und perspektivisch Bio-LNG zum Einsatz. Vor allem Biomethan aus besonders THG-mindernden Einsatzstoffen wie Gülle sowie Rest- und Abfallstoffen findet hier aufgrund der Förderung eine wirtschaftlich besonders hohe Nachfrage. Beinahe 100 Prozent der 2022 abgesetzten CNG-Mengen waren Biomethan.

Tabelle 15: Branchenkennzahlen Biomethan/Bio-LNG

	2020	2021	2022
Anlagenanzahl	237	242	243
Anlagenproduktionskapazität	144.330 Nm ³ /h	147.510 Nm ³ /h	147.810 Nm ³ /h
Installierte elektrische Leistung ¹⁵	621 MW	620 MW	628 MW
Inländische Erzeugung	10,3 TWh	10,4 TWh	10,4 TWh
- Aus NawaRo	72,8 % (massebezogen)	Keine Daten	Keine Daten
- Aus Abfall- und Reststoffen	27,2 % (massebezogen)	Keine Daten	Keine Daten
Importe	Keine	Keine	Keine
Exporte	Keine Daten	Keine Daten	Keine Daten
Nutzung			
 Strom	2,969 TWh	2,960 TWh	2,964 TWh
 Wärme	3,868 TWh	3,878 TWh	3,883 TWh
 Verkehr	0,972 TWh	1,062 TWh	1,168 TWh
Preisspanne¹⁶			
- EEG	5,10 – 5,47 ct/kWh	5,08 – 8,65 ct/kWh	7,3 – 17 ct/kWh
- Ökogas	5,40 – 5,52 ct/kWh	5,41 – 7,30 ct/kWh	10 – 19 ct/kWh
- Kraftstoff	5,95 – 6,18 ct/kWh	6,00 – 7,50 ct/kWh	19 – 48 ct/kWh

¹⁵ AGEE-Stat, 2023¹⁶ Eigene Erhebung

Bei den Biomethananlagen zeichnet sich ein ähnliches Bild wie bei Biogasanlagen bezüglich des energiebezogenen Substrateinsatzes ab. Er bestand 2020 zu 83 Prozent aus NawaRo, vornehmlich Mais.

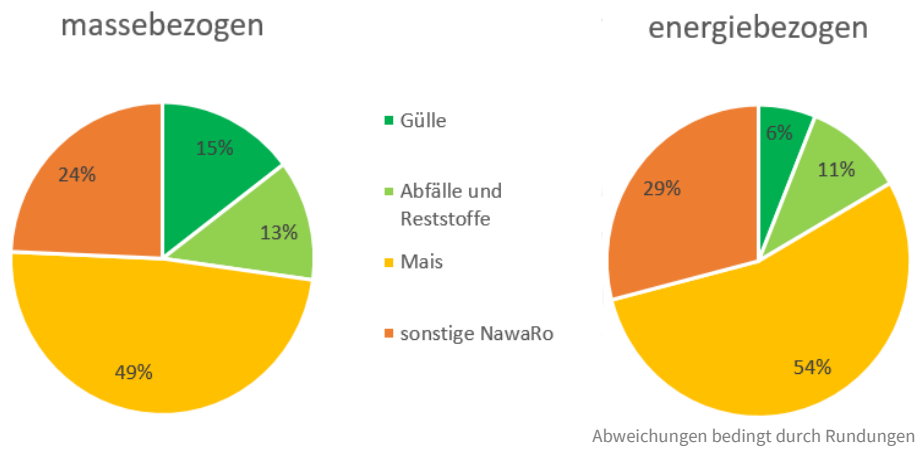


Abbildung 71: Masse- und energiebezogener Substrateinsatz in Biomethananlagen in Deutschland (dena, 2021)

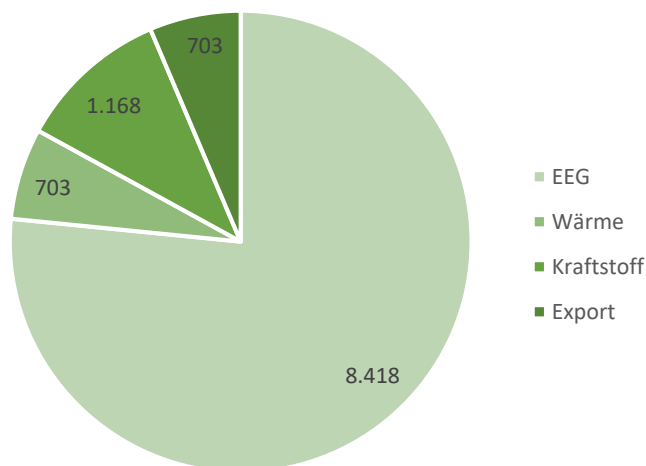


Abbildung 72: Vermarktung Biomethan in 2021 in GWh (dena, 2022)

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 beispielsweise Dieselmotorkraftstoff 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 erfolgt derzeit nur in Pilotprojekten. Große Anlagen befinden sich jedoch bereits in Planung und sollen Ende 2022 bis 2024 in Betrieb gehen.




Tabelle 16: Bio-LNG-Verflüssigungsanlagen in Deutschland (kein Anspruch auf Vollständigkeit)

Beteiligte Unternehmen	Inbetriebnahme	Kapazität	Ort
Ökoenergie-Recke GmbH & Co. KG Maschinenfabrik Bernard Krone GmbH & Co. KG Lauer & Weiss GmbH	Musterpark Bio-LNG Start 2021 bis 2024	Bis zu 4,5 t Bio-LNG pro Tag	Recke, NRW
Agrarvereinigung e.G. Darchau, RUHE Biogas Service GmbH und Ecospray	Seit September 2022	Ca. 3 t Bio-LNG pro Tag	Darchau, Niedersachsen
EnviTec Biogas AG BioEnergie Park Güstrow	Ab August 2023	Ca. 9.000 t Bio-LNG pro Jahr	Güstrow, Mecklenburg-Vorpommern
Shell Energy and Chemicals Park Rheinland	Ende 2023	Bis zu 100.000 t Bio-LNG pro Jahr	Köln-Godorf, NRW
Blankenhain Verflüssigungs GmbH (energielenker Group und Hitachi Zosen Inova)	Ende 2023	Ca. 3.700 t Bio-LNG pro Jahr	Blankenhain, Thüringen
Bioenergie Geest GmbH & Co. KG Hitachi Zosen Inova AG	Ende 2023	2.100 t Bio-LNG pro Jahr	Apensen im Kreis Stade, Niedersachsen
Reefuelery GmbH (Alternoil und Erdgas Südwest) bmp greengas GmbH	Ab 2024	180 t Bio-LNG pro Tag	Burghaun bei Fulda, Hessen
BALANCE EnviTec Bio-LNG GmbH (BALANCE Erneuerbare Energien GmbH und EnviTec Biogas AG)	Ab 2024	Ca. 200 t Bio-LNG pro Tag	Ahrensfelde, Berlin
bioplus LNG (Vier Gas Transport GmbH (VGT))	Ende 2024	Ca. 50.000 t Bio-LNG pro Jahr	Röthenbach, Bayern
Storengy Deutschland und CM Fluids		Ca. 700 t Bio-LNG pro Jahr	Region Nürnberg, Bayern

5.6 Klärgas

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

Tabelle 17: Branchenkennzahlen Klärgas

	2020	2021	2022
Anlagenanzahl (Stand 2016¹⁷)	Ca. 9.105 Kläranlagen In ca. 600 Verstromung		
Anlagenproduktionskapazität	Keine Daten	Keine Daten	Keine Daten
Installierte elektrische Leistung	374 MW	374 MW	374 MW
Inländische Erzeugung	Keine Daten	Keine Daten	Keine Daten
- Aus NawaRo	Keine	Keine	Keine
- Aus Abfall- und Reststoffen	3,957 TWh	3,944 TWh	3,987 TWh
Importe	Kein Import	Kein Import	Kein Import
Export	Kein Export	Kein Export	Kein Export
Nutzung			
 Strom	1,579 TWh	1,576 TWh	1,575 TWh
 Wärme	2,378 TWh	2,368 TWh	2,412 TWh
 Verkehr	0 TWh	0 TWh	0 TWh
Vergütung EEG-Bemessungsleistung von 500 kW	6,11 ct/kWh	6,11 ct/kWh	6,11 ct/kWh
EEG-Bemessungsleistung von 5 MW	5,33 ct/kWh	5,33 ct/kWh	5,33 ct/kWh

Klärgas hat so gut wie nie einen eigenen Preis und wird eher kostendeckend entsorgt. In Faultürmen gewonnen, muss das Klärgas anschließend zur energetischen Nutzung getrocknet und der Schwefel entfernt werden, wofür eine Gasreinigung notwendig ist. Nur in dem Fall, in dem Strom und Wärme aus der internen Erzeugung wirtschaftlicher sind als der externe Bezug, wird Klärgas energetisch genutzt. Unter der Annahme eines Wirkungsgrads von 40 Prozent des BHKW könnte man so von einem maximalen Preis von 3 ct/kWh ausgehen.

Die Produktion und Nutzung von Klärgas wurden vorrangig unter dem EEG stark ausgebaut. In BHKW verstromt, dient die Wärme größtenteils der Eigennutzung der Klärwerke, während der Strom in das öffentliche

¹⁷ UBA, 2021




Netz eingespeist und entsprechend vergütet wird. Seit 2018 stagniert der Ausbau jedoch, obwohl 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, begrenzen oft auch kommunale Satzungen den Handlungsspielraum der Betriebe.

5.7 Deponiegas

Deponiegas entsteht durch die anaerobe Vergärung biologischen Materials in deponiertem Abfall. Abhängig vom Alter der Deponie besteht es 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 beispielsweise mindestens 50 m³/h und ein Methangehalt von 40 Prozent vorliegen. Wird die Qualität bzw. Menge unterschritten, wird das Deponiegas abgefackelt (UBA, 2018b).

Laut dem Nationalen Inventarbericht 2023 wurden 2021 etwa 47,8 Prozent der Methanemissionen aus Deponien erfasst und energetisch genutzt bzw. abgefackelt (UBA, 2023b).

Tabelle 18: Branchenkennzahlen Deponiegas

	2020	2021	2022
Anlagenanzahl	150 Siedlungsabfalldeponien		
Anlagenproduktionskapazität Installierte elektrische Leistung	156 MW	137 MW	134 MW
Inländische Erzeugung			
- Aus NawaRo	Keine	Keine	Keine
- Aus Abfall- und Reststoffen	0,342 TWh	0,314 TWh	0,285 TWh
Importe	Keine	Keine	Keine
Exporte	Keine	Keine	Keine
Nutzung			
 Strom	0,247 TWh	0,229 TWh	0,202 TWh
 Wärme	0,095 TWh	0,085 TWh	0,083 TWh
 Verkehr	0 TWh	0 TWh	0 TWh


Vergütung			
EEG-Bemessungsleistung von 500 kW	7,69 ct/kWh	7,69 ct/kWh	7,69 ct/kWh
EEG-Bemessungsleistung von 5 MW	5,33 ct/kWh	5,33 ct/kWh	5,33 ct/kWh

5.8 Bioethanol

Bioethanol ist laut Richtlinie 2003/30/EG¹⁸ „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 ETBE¹⁹ 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 19: Branchenkennzahlen Bioethanol (BDBe, 2023)

	2020	2021	2022
Anlagenanzahl	7	7	7
Anlagenproduktionskapazität	759.000 t	759.000 t	759.000 t
Inländische Erzeugung			
- Aus NawaRo	697.132 t	701.117 t	715.479 t
- Aus Abfall- und Reststoffen	Keine Daten	Keine Daten	Keine Daten
Importe	Keine Daten	Keine Daten	Keine Daten
Exporte	Keine Daten	Keine Daten	Keine Daten
Nutzung	795.000 t	785.000 t	793.500 t
 Verkehr	71,4 % 8,014 TWh	72,1 % 8,412 TWh	75,6 % 8,692 TWh
- Nahrungsmittel und Getränke	14,9 %	14,5 %	13,9 %
- Industrie	13,6 %	13,4 %	10,5 %

¹⁸ 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

¹⁹ Ethyl-tert-butylether (ETBE) wird als Antiklopffmittel in Ottokraftstoffen verwendet.

Preisspanne	EtOH (T2 FOB RDAM)	474,5 – 801,1 €/m ³	499,3 – 1.060,9 €/m ³	Keine Daten
	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 2 Prozent erhöht, sodass 2022 715.479 t Bioethanol erzeugt wurden. Rund 642.500 t (89,8 Prozent) wurden dabei aus Futtergetreide und etwa 73.000 t (10,2 Prozent) aus Zuckerrübenstoffen hergestellt. Hinzu kommt ein geringer, nicht genau quantifizierter Anteil von Bioethanol, das aus Rest- und Abfallstoffen produziert wurde. Für die Erzeugung der 73.000 t Bioethanol aus Zuckerrübenstoffen bzw. Melasse wurden ca. 500.000 t Zuckerrüben eingesetzt, was 2,8 Prozent der deutschen Rübenernte entspricht. Die 642.500 t Bioethanol aus Futtergetreide wurden aus ca. 2,7 Mio. t Futtergetreide gewonnen, was 6,2 Prozent der deutschen Getreideernte von fast 43,5 Mio. t im Jahr 2022 entspricht.

Zusätzlich zu Bioethanol konnten die übrigen pflanzlichen Bestandteile der verarbeiteten Rohstoffe zu hochwertigen Koppelprodukten wie Proteinfuttermittel, weiteren Erzeugnissen für die Lebens- und Futtermittelinindustrie, Gluten für Aquakultur, biogener Kohlensäure für Getränke, organischem Dünger sowie Biogas verarbeitet werden.

Insgesamt stieg die verwendete Menge an Bioethanol in 2022 leicht um 1,1 Prozent auf über 793.500 t im Vergleich zu 2021 (785.000 t). Der Anstieg ist Folge einer stärkeren Verwendung von Bioethanol für Kraftstoffzwecke (+ 5,7 Prozent), während die Menge Bioethanol für die Nahrungsmittel- und Getränkeindustrie um 3,7 Prozent sowie für die chemische und pharmazeutische Industrie um 20,3 Prozent abnahm.

2022 wurden fast 17 Mio. t und damit 3,5 Prozent mehr Benzin abgesetzt als im Vorjahr, sodass sich auch der Verbrauch von Bioethanol deutlich um 2,9 Prozent auf knapp 1,19 Mio. t erhöhen konnte. Für die Erzeugung von ETBE wurden mit ca. 131.000 t 16,6 Prozent weniger Bioethanol als im Jahr 2021 eingesetzt. Der Absatz von Bioethanol zur Beimischung in Benzin nahm im Vergleich zum Vorjahr deutlich um 6 Prozent auf 1,054 Mio. t zu. Die Beimischung von Bioethanol zu den Benzinsorten Super E10, Super Plus und Super (E5) lag wie im Vorjahr bei 6,6 Volumenprozent (BDBe, 2023).

5.9 Biodiesel




Biodiesel ist laut Richtlinie 2003/30/EG²⁰ „Methylester eines pflanzlichen oder tierischen Öls mit Dieselkraftstoffqualität, der für die Verwendung als Biokraftstoff bestimmt ist“, und wird gängig mit FAME (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 (Rapsölmethylester) bezeichnet.

²⁰ 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

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).

Tabelle 20: Branchenkennzahlen Biodiesel (VDB, 2023)

	2020	2021	2022
Anlagenanzahl	27	27	27
Anlagenproduktionskapazität	4.096000 t/a	4.096000 t/a	4.096000 t/a
Inländische Erzeugung	3.400.000 t	3.460.000 t	3.500.000 t
- Aus NawaRo	Mind. 307.169 t*	Keine Daten	69 %
- Aus Abfall- und Reststoffen	Mind. 209.137 t*	Keine Daten	31 %
Importe	1.483.526 t	1.106.436 t	Keine Daten
Exporte	2.412.153 t	2.118.992 t	Keine Daten
Nutzung			
 Strom**	Max. 0,307 TWh	Max. 0,202 TWh	Max. 0,175 TWh
 Wärme***	Max. 3,217 TWh	Max. 2,601 TWh	Max. 2,455 TWh
 Verkehr ²¹	30,170 TWh 3.025.000 t	25,072 TWh 2.534.000 t	24,518 TWh 2.515.000 t
Preisspanne²²	102,31 ct/l – 132,99 ct/l exkl. MwSt. inkl. EnergieSt.	134,69 – 239,23 ct/l exkl. MwSt. inkl. EnergieSt.	167,04 – 239,28 (Ø 214,74) ct/l exkl. MwSt. inkl. EnergieSt.

* Beantragung auf Anrechnung auf die THG-Quote

** Alle biogenen Flüssigbrennstoffe

*** Biogene flüssige Brennstoffe inklusive Biodiesel für Land- und Forstwirtschaft, Baugewerbe und Militär sowie inklusive beigemischten Bioethanols

Die heimische Biodieselherstellung hat sich im vergangenen Jahr um 1 Prozent gesteigert, sodass 2022 40.000 t mehr Biodiesel erzeugt wurden als noch im Jahr zuvor. Da keine Meldepflicht für den Rohstoffeinsatz aus Anbaubiomasse oder Abfällen und Reststoffen (RED II Annex IX Teil A und B) besteht, sind diese Daten nicht bekannt. Schätzungsweise werden jedoch 31 Prozent des Biodiesels aus Abfall- und Reststoffen hergestellt. Mit ca. 69 Prozent wird der Großteil aus NawaRo produziert (siehe Abbildung 73). So werden ca. 665.000 Hektar der deutschen Ackerfläche für den Anbau von Raps für Biodiesel und Pflanzenöl benötigt (FNR, 2023b).

²¹ AGEE-Stat, 2023

²² UFOP, 2023

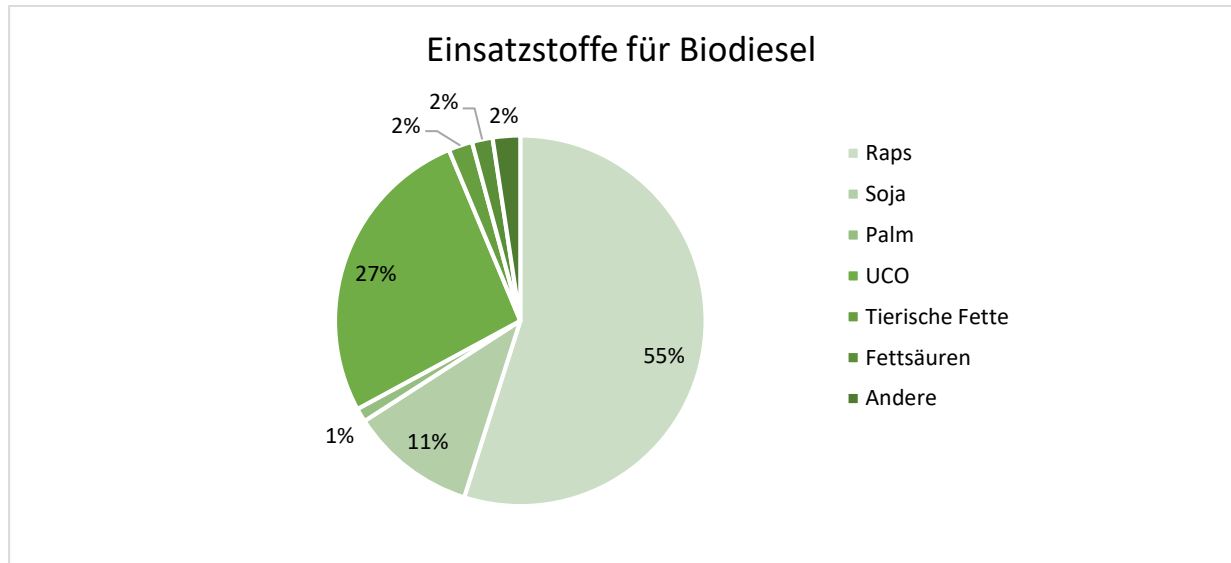
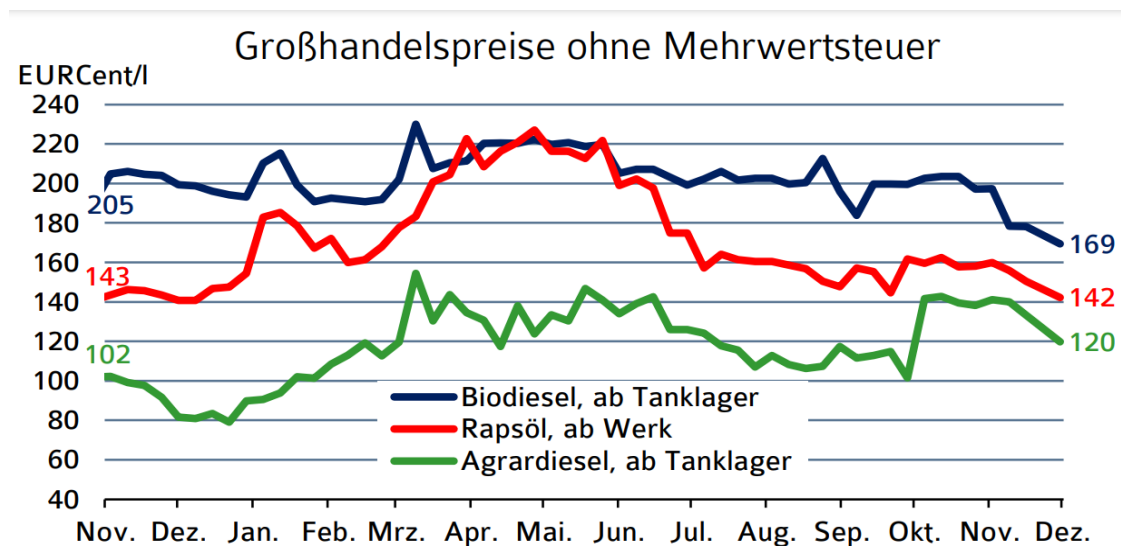


Abbildung 73: Einsatzstoffe Biodiesel in 2022 (VDB, 2023)

2022 wurden mit 32.245.400 t 0,54 Prozent weniger Dieselkraftstoff abgesetzt als im Vorjahr (32.420.500 t). Die verwendete Menge an Biodiesel sank in 2022 leicht um 1,75 Prozent auf rund 2.515.600 t im Vergleich zu 2021 (2.559.700 t). Die Beimischung hat sich dabei nicht verändert und liegt nach wie vor bei 7 Prozent (UFOP, 2023).

Zusätzlich zu Biodiesel können die übrigen pflanzlichen Bestandteile der verwendeten Rohstoffe zu Glycerin verarbeitet werden, das 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 2022 immer wieder, sind aber ab August wieder etwas kontinuierlicher abgesunken (siehe Abbildung 74).



Anmerkung: Agrardiesel, Rapsöl und Biodiesel zur Verwendung in der Landwirtschaft teilbesteuert mit 25,56 Cent/l, vom 01.06.2022-31.08.2022 mit 11,52 Cent/l (Tankrabatt), alle Preise ohne Transportkosten © AMI 2022

Abbildung 74: Großhandelspreise Biodiesel in 2022 (UFOP, 2022)

Exkurs: Pflanzenöl/HVO

Um Pflanzenöle oder Hydrogenated Vegetable Oils (HVO) als Kraftstoff einzusetzen, werden sie mittels katalytischer Reaktion unter Zugabe von Wasserstoff in Kohlenwasserstoffe umgewandelt. Nachdem die Kraftstoffigenschaften gezielt und bedarfsgerecht eingestellt wurden, ist 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 Dieselmotorkraftstoff beigemischt und mit 0,021 TWh in 2022 im Verkehr eingesetzt (AGEE-Stat, 2023).

Genutzt 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 zum Beispiel 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.

6 Ausblick

Insbesondere vor dem Hintergrund der Energiekrise ist die Bioenergiebranche gewillt, zur Sicherung der Energieversorgung in Deutschland beizutragen. Aber auch wenn es um die Defossilisierung der einzelnen Sektoren geht, kann nachhaltige Bioenergie bei der Reduktion von Emissionen eine wichtige Rolle spielen. Vor allem in der Prozesswärme, der flexiblen Stromerzeugung, dem Schwerlastverkehr und der Luft- und Schifffahrt wird die zukünftige Anwendung von Bioenergie gesehen. Im Kraftstoffbereich sind dabei vor allem die Beschränkung der Anbaubiomasse sowie der verstärkte Einsatz abfall- und reststoffstämmiger Biomasse erkennbar. 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.

Um Bioenergie als wichtigen Baustein der Energiewende beizubehalten und auszubauen, fehlt es an einer langfristigen Strategie und einem Leitbild zur Aufgabe der Bioenergie. Aus eben einer solchen Strategie muss sich zukünftig eine nachhaltige Rolle der Bioenergie im Energiemix ableiten lassen und es müssen verlässliche Rahmenbedingungen sowie Investitionssicherheit geschaffen werden, die langfristig planbares Agieren der Marktakteure erlauben. Nur durch solche Regelungen kann eine flexible und netzdienliche Stromerzeugung durch Bioenergie unter wirtschaftlichen Rahmenbedingungen erfolgen, die auch die Wärme aus bestehenden Bioenergieanlagen umfänglicher, effizienter und wirtschaftlicher nutzt.

Dabei sind die derzeit geltenden Nachhaltigkeitsanforderungen an die energetische Nutzung von Biomasse bereits ausreichend. Vielmehr sollte jetzt an besseren Kontrollmöglichkeiten im Ausland zur Herstellung gleicher Wettbewerbsbedingungen gearbeitet werden sowie daran, bereits bestehende Gesetze auf der Vollzugsebene umzusetzen. Dabei gilt es, Nutzen und Wirkung regulatorischer Maßnahmen stärker gemeinsam zu betrachten und abzuwägen.

Das Ineinandergreifen der erwähnten Aspekte sowie der gesamte Bioenergiemarkt in seiner Vielfältigkeit sind und bleiben 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.

Bioenergie bleibt fundamental für die Zielerreichung der Energiewende und ist für eine erfolgreiche Transformation der Wirtschaft hin zur Klimaneutralität unverzichtbar. Essenziell wird für die Zukunft die Schaffung einer Langfristperspektive und damit einhergehend von Investitionssicherheit sein. Dabei ist die Nationale Biomassestrategie der Bundesregierung ein Hoffnungsträger, um eben diesen Sachverhalt zu forcieren.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Energetische Verwendung von Bioenergie im Jahr 2022	4
Abbildung 2: Netto-Bilanz der vermiedenen THG-Emissionen durch die Nutzung von EE im Jahr 2022.....	7
Abbildung 3: Bruttostrombereitstellung durch biogene Energieträger in TWh	8
Abbildung 4: Vergangene und erwartete Entwicklung der Stromerzeugung aus gasförmiger Bioenergie.....	8
Abbildung 5: Statistische Einordnung der Teilnehmer aus dem Bereich feste Bioenergie	13
Abbildung 6: Einschätzung der derzeitigen Geschäftslage für feste Bioenergieträger	14
Abbildung 7: Beschränkende Faktoren für feste Biomasse.....	15
Abbildung 8: Veränderungen von wirtschaftlichen Parametern zur Einschätzung der derzeitigen Geschäftslage für feste Bioenergieträger im Vergleich zum Vorjahr	16
Abbildung 9: Einschätzung der zukünftigen Geschäftslage für feste Bioenergieträger	17
Abbildung 10: Zukünftige Veränderungen von wirtschaftlichen Parametern zur Einschätzung der zukünftigen Geschäftslage für feste Bioenergieträger	17
Abbildung 11: Statistische Einordnung der Teilnehmer aus dem Bereich gasförmige Bioenergie.....	18
Abbildung 12: Einschätzung der derzeitigen Geschäftslage für gasförmige Bioenergien.....	19
Abbildung 13: Beschränkende Faktoren für gasförmige Bioenergieträger.....	20
Abbildung 14: Veränderungen von wirtschaftlichen Parametern zur Einschätzung der derzeitigen Geschäftslage für gasförmige Bioenergieträger im Vergleich zum Vorjahr.....	21
Abbildung 15: Einschätzung der zukünftigen Geschäftslage für gasförmige Bioenergieträger .	21
Abbildung 16: Zukünftige Veränderungen von wirtschaftlichen Parametern zur Einschätzung der zukünftigen Geschäftslage für gasförmige Bioenergieträger.....	22
Abbildung 17: Statistische Einordnung der Teilnehmer aus dem Bereich flüssige Bioenergie .	22
Abbildung 18: Einschätzung der derzeitigen Geschäftslage für flüssige Bioenergien	23
Abbildung 19: Beschränkende Faktoren für flüssige Bioenergieträger	23
Abbildung 20: Veränderungen von wirtschaftlichen Parametern zur Einschätzung der derzeitigen Geschäftslage für flüssige Bioenergieträger im Vergleich zum Vorjahr.....	24
Abbildung 21: Einschätzung der zukünftigen Geschäftslage für flüssige Bioenergieträger.....	25
Abbildung 22: Zukünftige Veränderungen von wirtschaftlichen Parametern zur Einschätzung der zukünftigen Geschäftslage für flüssige Bioenergieträger.....	25

Abbildung 23: Einschätzung der Stimmung in Bezug auf Bioenergie im Wärme-, Mobilitäts- und Strommarkt	26
Abbildung 24: Einschätzung zur Preisentwicklung bei Gas und Strom in den nächsten zwei Jahren	27
Abbildung 25: Kurz- bis mittelfristiger Beitrag der Bioenergie zur Versorgungssicherheit	28
Abbildung 26: Einschätzung der zukünftigen Anwendungsbereiche von Biomasse	29
Abbildung 27: Einschätzung zur Umstellung von fossilen auf biogene Prozesse in der Industrie	31
Abbildung 28: Einschätzung zum nachhaltigen Interesse an Wirtschaftsdüngern	33
Abbildung 29: Einschätzung zur zukünftigen Entwicklung der Substratkosten	34
Abbildung 30: Einschätzung der derzeitigen bestehenden Nachhaltigkeitsanforderungen	35
Abbildung 31: Einschätzung zur Rolle von Biomasseimporten	35
Abbildung 32: Bewertung des regulatorischen Umfelds für Bioenergie aus NawaRo sowie aus Abfall- und Reststoffen in der EU und in Deutschland	38
Abbildung 33: Auswirkungen der gestiegenen Gas- und Fernwärmepreise auf Bioenergieprojekte	39
Abbildung 34: Auswirkungen der gestiegenen Gas- und Fernwärmepreise auf die Verkaufspreise von Wärme aus Bioenergieanlagen.....	40
Abbildung 35: Einschätzung zur Absenkung der Größengrenze innerhalb der BioSt-NachV	41
Abbildung 36: Einschätzung zur Rolle der Wälder.....	44
Abbildung 37: Einschätzung der Preissignale als Lenkungswirkung für die Kaskadierung von Biomasse.....	45
Abbildung 38: Einschätzung zur Praxistauglichkeit von verbindlichen Vorgaben zur Kaskadierung.....	46
Abbildung 39: Einschätzung zu weiteren Änderungen durch die CO ₂ -Bepreisung von Altholz .	48
Abbildung 40: Einschätzung zur Aufnahme weiterer holzartiger Biomassearten ins BEHG	50
Abbildung 41: Einsatz von holzartiger Bioenergie in der Industrie.....	51
Abbildung 42: Einschätzung zur Rolle von Holzreststoffen für den Hochlauf der industriellen Bioökonomie.....	53
Abbildung 43: Einschätzung zu Importen fester Biomasse ohne nachhaltige Zertifizierung	53
Abbildung 44: Einschätzung zur Verordnung für die Schaffung entwaldungsfreier Lieferketten für den nachhaltigen Import von Holz	54
Abbildung 45: Einschätzung zu Anreizen zur Flexibilisierung von Biogasanlagen	56
Abbildung 46: Einschätzung zum wirtschaftlichen Weiterbetrieb durch angepasste Gebotshöchstwerte	57

Abbildung 47: Einschätzung der Investitionsbereitschaft zur Teilnahme an Ausschreibungen	58
Abbildung 48: Einschätzung zur Erlösabschöpfung	59
Abbildung 49: Einschätzung zum Flexzuschuss, um mehr gesicherte Leistung im Stromsystem aufzubauen	59
Abbildung 50: Zustimmung zur Koppelung der Vergütung an die THG-Einsparungen im EEG	60
Abbildung 51: Einschätzung zum Ausschluss von NawaRo für die Stromerzeugung	61
Abbildung 52: Einschätzungen zu Herausforderungen für den Neubau von Anlagen durch die Vorgaben zu THG-Einsparungen	61
Abbildung 53: Einschätzung der Post-EEG-Geschäftsmodelle	62
Abbildung 54: Einschätzung zur Erreichung der Ziele im Verkehrssektor	63
Abbildung 55: Einschätzung zur Erreichung des Steuerungszwecks durch die Streichung von Anbaubiomasse in der THG-Quote	66
Abbildung 56: Einschätzung des Phase-out von Biokraftstoffen der 1. Generation zur Erhöhung der Biodiversität	66
Abbildung 57: Einschätzung der Nachhaltigkeitsanforderungen mit Berücksichtigung von iLUC-Faktoren	67
Abbildung 58: Einschätzung zu den Auswirkungen der GAP auf die Anbaubiomasse für Biokraftstoffe	68
Abbildung 59: Einschätzung zur Vereinbarung von Mehrfachanrechnungen mit der Effort Sharing Regulation	68
Abbildung 60: Einschätzung zur Erhöhung der Beimischungsgrenzen in Biokraftstoffen	69
Abbildung 61: Einschätzung zum Potenzial von fortschrittlichen Biokraftstoffen zur Defossilisierung des Verkehrs	69
Abbildung 62: THG-Quotenpreisverlauf in 2022 für Kraftstoffe der 1. Generation	70
Abbildung 63: Einschätzung zur Erreichung von Dekarbonisierungszielen des Verkehrssektors außerhalb von Biokraftstoffen	71
Abbildung 64: Einschätzung zur Einstufung von Kraftstoffen nach ihren Umweltmerkmalen	72
Abbildung 65: Einschätzung zum Potenzial von lignocelluloseartigen Kraftstoffen	72
Abbildung 66: Einschätzung zur Nutzung von Wasserstoff aus Biomasse im Verkehr	72
Abbildung 67: Pelletproduktion und Verbrauch in Deutschland	74
Abbildung 68: Holzströme in 2022	77
Abbildung 69: Masse- und energiebezogener Substrateinsatz in Biogasanlagen in Deutschland in 2017	79
Abbildung 70: Sankey-Flowchart für die Biogaserzeugung und -nutzung in TWh	79

Abbildung 71: Masse- und energiebezogener Substrateinsatz in Biomethananlagen in Deutschland	81
Abbildung 72: Vermarktung Biomethan in 2021 in GWh	81
Abbildung 73: Einsatzstoffe Biodiesel in 2022	88
Abbildung 74: Großhandelspreise Biodiesel in 2022	88

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Energetische Verwendung von Bioenergie im Jahr 2022	5
Tabelle 2: Deutschlandweit installierte elektrische Leistung biogener Energien in den letzten fünf Jahren	6
Tabelle 3: Ergebnisse der Ausschreibungsrunden für Biomethananlagen	9
Tabelle 4: Ergebnisse der Ausschreibungsrunden für Biomethananlagen 2021 nach Bundesland	10
Tabelle 5: Ergebnisse der Ausschreibungsrunden für Biomasseanlagen	10
Tabelle 6: Biokraftstoffverbrauch und Anteil der Beimischung in den letzten fünf Jahren in 1.000 t	12
Tabelle 7: Beschreibung der Altholzkategorien nach Altholzverordnung	47
Tabelle 8: Gesamtübersicht EEG-Altholzkraftwerke	47
Tabelle 9: Kategorien und Gebotshöchstwerte für Biomasse im EEG 2023	55
Tabelle 10: Umsetzung der THG-Quote in Deutschland nach RED II	64
Tabelle 11: Branchenkenzzahlen Holzpellets.....	73
Tabelle 12: Branchenkenzzahlen Holzhackschnitzel	75
Tabelle 13: Branchenkenzzahlen Frisch- und Scheitholz	76
Tabelle 14: Branchenkenzzahlen Biogas	78
Tabelle 15: Branchenkenzzahlen Biomethan/Bio-LNG.....	80
Tabelle 16: Bio-LNG-Verflüssigungsanlagen in Deutschland	82
Tabelle 17: Branchenkenzzahlen Klärgas.....	83
Tabelle 18: Branchenkenzzahlen Deponiegas.....	84
Tabelle 19: Branchenkenzzahlen Bioethanol.....	85
Tabelle 20: Branchenkenzzahlen Biodiesel.....	87

Literaturverzeichnis

AGEE-Stat (2023): 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-1990-2022.pdf?__blob=publicationFile&v=3. Zugriff am 27.06.2023.

Agora Energiewende (2022): Energiesicherheit und Klimaschutz vereinen – Maßnahmen für den Weg aus der fossilen Energiekrise.

Agora Industrie, FutureCamp, Wuppertal Institut und Ecologic Institut (2021): Klimaschutzverträge für die Industrietransformation: Kurzfristige Schritte auf dem Pfad zur Klimaneutralität der deutschen Grundstoffindustrie.

Agora Industrie, FutureCamp, Wuppertal Institut und Ecologic Institut (2022): Klimaschutzverträge für die Industrietransformation. Aktualisierte Analyse zur Stahlbranche.

BAFA (2022): Änderungen an der BEG: Neuerungen ab 01.01.2023. Online verfügbar unter: https://www.bafa.de/SharedDocs/Kurzmeldungen/DE/Energie/Effiziente_Gebaeude/20221215_anpassung_beg.html. Zugriff am 27.06.2023.

BBE (2023): Stellungnahme zur Novelle der Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft (EEW). Online verfügbar unter: <https://www.bee-ev.de/service/publikationen-medien/beitrag/stellungnahme-zur-novelle-der-bundesfoerderung-fuer-energie-und-ressourceneffizienz-in-der-wirtschaft-eew>. Zugriff am 27.06.2023.

BDBe (2023): Marktdaten Deutschland. Online verfügbar unter: <https://www.bdbe.de/daten/marktdaten-deutschland>. Zugriff am 20.05.2023.

BLE (2022): Evaluations- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2021. Online verfügbar unter: https://www.ble.de/SharedDocs/Downloads/DE/Klima-Energie/Nachhaltige-Biomasseherstellung/Evaluationsbericht_2021.pdf;jsessionid=D825FA732BCCF003EB4F3EA85EA339F6.internet951?__blob=publicationFile&v=2. Zugriff am 25.05.2023.

BMWK (2023): Bekanntmachung der Richtlinie für die Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft – Zuschuss und Kredit. Online verfügbar unter: <https://www.bundesanzeiger.de/pub/de/amtliche-veroeffentlichung?> Zugriff am 26.06.2023.

BNetzA (2023a): Beendete Ausschreibungen. Online verfügbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Biomethan/BeendeteAusschreibungen/start.html>. Zugriff am 27.06.2023.

BNetzA (2023b): Beendete Ausschreibungen. Online verfügbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Biomasse/BeendeteAusschreibungen/start.html>. Zugriff am 27.06.2023.

CARMEN (2023a): Marktpreise Pellets. Online verfügbar unter: <https://www.carmen-ev.de/service/marktueberblick/marktpreise-energieholz/marktpreise-pellets/>. Zugriff am 20.06.2023.

CARMEN (2023b): Marktpreise Hackschnitzel. Online verfügbar unter: <https://www.carmen-ev.de/service/marktueberblick/marktpreise-energieholz/marktpreise-hackschnitzel/>. Zugriff am 20.06.2023.

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

DBFZ (2019): Ressourcendatenbank. Online verfügbar unter: <https://webapp.dbfz.de/resource-data-base/?lang=de>. Zugriff am 10.05.2023.

DBFZ (2022): Kurzstudie zur Rolle von Biogas für ein klimaneutrales, 100 % erneuerbares Stromsystem 2035. Online verfügbar unter: https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/Studien/Kurzstudie_Biogas_2022.pdf. Zugriff am 10.05.2023.

dena (2021): Branchenbarometer Biomethan 2021, Berlin.

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

DEPI (2023a): Pelletproduktion. Online verfügbar unter: <https://www.depv.de/de/pelletproduktion>. Zugriff am 17.05.2023.

DEPI (2023b): Pelletaußenhandel Deutschland nach Jahren. Online verfügbar unter: <https://depi.de/p/Pelletaussenhandel-Deutschland-nach-Jahren-nQtgw5EeGVCC6P3SohRxfR>. Zugriff am 26.06.2023.

DEPI (2023c): Importanteile am Pelletverbrauch in Deutschland. Online verfügbar unter: <https://depi.de/p/Importanteile-am-Pelletverbrauch-in-Deutschland-kPx3Ri4Fs7cAM6q5j12EE1>. Zugriff am 26.06.2023.

DEPI (2023d): Wärmebereitstellung aus Pelletfeuerungen in Deutschland. Online verfügbar unter: <https://depi.de/p/Waermebereitstellung-aus-Pelletfeuerungen-in-Deutschland-ekThA6s8uQVRGMNNJmMotk>. Zugriff am 26.06.2023.

Destatis (2023): Erzeugung, Abgabe und Ausfuhr von Biotreibstoffen: Deutschland, Jahre, Biotreibstoffe. Online verfügbar unter: <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online?operation=previous&levelindex=1&step=1&titel=Ergebnis&levelid=1687965016547&acceptscookies=false#abreadcrumb>. Zugriff am 28.06.2023.

Deutscher Bundestag (2023): Möglicherweise gefälschte Zertifikate für fortschrittliche Biokraftstoffe. Online verfügbar unter: <file://dena.de/Daten/Home/cschmidt/Desktop/2007327.pdf>. Zugriff am 06.07.2023.

Fachverband Biogas (2023): Maciejczyk, M., Persönliche Kommunikation, 31.03.2023.

FNR (2023a): Holzpellets -Produktion und Verbrauch in Deutschland. Online verfügbar unter: <https://mediathek.fnr.de/holzpellets-produktion-und-verbrauch-in-deutschland.html>. Zugriff am 26.06.2023.

FNR (2023b): Anbauzahlen. Online verfügbar unter: <https://pflanzen.fnr.de/anbauzahlen>. Zugriff am 20.06.2023.

FVH (2023): Infopapier: Welches Holz wird zur Energiegewinnung genutzt? Online verfügbar unter: <https://www.fachverband-holzenergie.de/downloads/publikationen>. Zugriff am 26.06.2023.

IN4climate.NRW (2022): Prozesswärme für eine klimaneutrale Industrie. Impulspapier der Initiative IN4climate.NRW. Düsseldorf.

IZES (2019): Altholz in Deutschland – Mengen, Kosten, Wirtschaftlichkeit und Perspektiven.

Kaack (2023): MATIF-Mais. Der aktuelle Maispreis (Euronext, Paris). Online verfügbar unter: <https://www.kaack-terminhandel.de/euronext/mais>. Zugriff am 25.05.2023.

Merfort, A.; Stevanović, M.; Strefler, J. (2023): Energiewende auf Netto-Null: Passen Angebot und Nachfrage nach CO₂-Entnahme aus der Atmosphäre zusammen? Kopernikus-Projekt Ariadne. Potsdam.

Statista (2023): Pelletproduktion in Deutschland in den Jahren 2004 bis 2023. Online verfügbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/171887/umfrage/bedarfsabhaengige-pelletproduktion-und-inlandsbedarf-in-deutschland/>. Zugriff am 26.06.2023.

UBA (2018a): BioRest: Verfügbarkeit und Nutzungsoptionen biogener Abfall- und Reststoffe im Energiesystem (Strom-, Wärme- und Verkehrssektor).

UBA (2018b): 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 (2021): 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 (2023a): Netto-Bilanz der vermiedenen Treibhausgas-Emissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien. Online verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/bild/netto-bilanz-der-vermiedenen-treibhausgas>. Zugriff am 27.06.2023.

UBA (2023b): Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2023. Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2021. Online verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/28_2023_cc_berichterstattung_unter_der_klimarahmenkonvention.pdf. Zugriff am 22.06.2023.

UBA (2023c): Energetischer Holzverbrauch der privaten Haushalte. Online verfügbar unter: https://literatur.thuenen.de/digbib_extern/dn066028.pdf. Zugriff am 23.05.2023.

UFOP (2022): Marktinformation Ölsaaten und Biokraftstoffe. Online verfügbar unter: https://www.ufop.de/files/2516/7022/4770/RZ_MI_1222.pdf. Zugriff am 20.06.2023.

UFOP (2023): Inlandsverbrauch Biokraftstoffe 2022. Online verfügbar unter: <https://www.ufop.de/biodiesel-und-co/biodiesel-preis/>. Zugriff am 25.05.2023.

UPM Chemicals (2023): Bioraffinerie Leuna. Online verfügbar unter <https://www.upmbiochemicals.com/de/uber-upm-biochemicals/bioraffinerie-leuna/>. Zugriff am 25.05.2023.

VDB (2023): Zühlke, M., Persönliche Kommunikation, 23.06.2023.

Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr
AltholzV	Altholzverordnung
AwSV	Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BBE	Bundesverband Erneuerbare Energie e. V.
BECCS	Bioenergy with Carbon Capture and Storage (Bioenergie mit CO ₂ -Abscheidung und -Speicherung)
BEG	Bundesförderung für effiziente Gebäude
BEG EM TMA	Bundesförderung für effiziente Gebäude – Einzelmaßnahmen – Technische Mindestanforderungen
BEHG	Brennstoffemissionshandelsgesetz
BEW	Bundesförderung für effiziente Wärmenetze
BHKW	Blockheizkraftwerk
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BImSchV	Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes
BioSt-NachV	Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung
BLE	Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung
BMUV	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BNetzA	Bundesnetzagentur
CCfD	Carbon Contracts for Difference
CCS	Carbon Capture and Storage (CO ₂ -Abscheidung und -Speicherung)
CNG	Compressed Natural Gas (Komprimiertes Erdgas)
CO₂-Äqu.	CO ₂ -Äquivalente
ct	Cent
EBeV 2030	Verordnung über die Emissionsberichterstattung nach dem Brennstoffemissionshandelsgesetz für die Jahre 2023 bis 2030
EE	Erneuerbare Energien

EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEW	Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft
el	elektrisch
EU-ETS	European Union Emissions Trading System (EU-Emissionshandelssystem)
EUR	Euro
FAME	Fatty Acid Methyl Ester (Fettsäuremethylester)
fm	Festmeter
FSC	Forest Stewardship Council
FWL	Feuerungswärmeleistung
GAP	Gemeinsame Agrarpolitik
GEG	Gebäudeenergiegesetz
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GWh	Gigawattstunden
h	Stunde
ha	Hektar
HKW	Heizkraftwerk
HVO	Hydrogenated Vegetable Oils (Hydrierte Pflanzenöle)
HW	Heizwerk
iLUC	Indirect Land Use Change (Indirekte Landnutzungsänderung durch Biokraftstoffe)
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
kg	Kilogramm
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
l	Liter
LAI	Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft Immissionsschutz
LNG	Liquefied Natural Gas (Flüssiggas)
m³	Kubikmeter

mg	Milligramm
Mio.	Million
MW	Megawatt
NABIS	Nationale Biomassestrategie
NawaRo	Nachwachsende Rohstoffe
Nm³	Normkubikmeter
PEFC	Programme for the Endorsement of Forest Certification Schemes
PtL	Power to Liquid
RED	Renewable Energy Directive (Erneuerbare-Energien-Richtlinie)
RFNBO	Renewable Fuels of Non-biological Origin
rm	Raummeter
StromPBG	Strompreisbremsegesetz
t	Tonne
TA Luft	Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft
TEHG	Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz
th	thermisch
THG	Treibhausgase
TWh	Terawattstunde
UCO	Used Cooking Oil (gebrauchtes Küchenöl)
UER	Upstream Emission Reductions
VOV	Vor-Ort-Verstromung

