Bericht über die Entwicklung der Marktbedingungen für konventionelle Biokraftstoffe

Berichtspflicht nach § 8 Absatz 7 EBeV 2030

nEHS

Umwelt Bundesamt

DEHSt
Deutsche Emissionshandelsstelle

Impressum

Herausgeber
Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt)
im Umweltbundesamt
City Campus
Haus 3, Eingang 3A
Buchholzweg 8
13627 Berlin
Telefon: +49 (0) 30 89 03-50 50
Telefax: +49 (0) 30 89 03-50 10
emissionshandel@dehst.de
Internet: www.dehst.de

Stand: Juli 2025

Redaktion: Paula Müller und Hans Zschüttig, Fachgebiet V 3.3 – Ökonomische Grundsatzfragen des Emissionshandels, Auktionierung, Auswertungen

Unter Mitarbeit von: Lukas Höhne und Kai Kellner

Weitere Autoren:
Lorenzo Montrone und Srijna Jha, The Climate Desk, TCD, Bregenz

Florian Zerzawy, Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e.V., FÖS, Berlin

Bildnachweis Titelbild: ilker canikligil – stock.adobe.com

Zusammenfassung

Biogene Kraftstoffe werden im nationalen Emissionshandel (nEHS) bei entsprechendem Nachhaltigkeitsnachweis mit dem Emissionsfaktor null belegt, das heißt, sie unterliegen nicht der CO_2-Bepreisung. Anders als bei der Treibhausgasminderungsquote (THG-Quote, siehe § 37a des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (BImSchG)) gilt keine Obergrenze für die Anrechenbarkeit von Biokraftstoffen aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen (konventionelle Biokraftstoffe). Nach § 8 Absatz 7 EBeV 2030 ist die Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) im Umweltbundesamt (UBA) dafür verantwortlich, die Marktentwicklung von konventionellen Biokraftstoffen zu beobachten. Dies dient der Evaluierung der Anwendbarkeit des Emissionsfaktors null im BEHG für den Biomasseanteil von Brennstoffen, der aus konventionellen Biokraftstoffen stammt. Die Marktbeobachtung umfasst dabei auch eine Mengenpotenzialanalyse für Biomasse und die Entwicklung der Großhandelspreise der hauptsächlich in Verkehr gebrachten fossilen Kraftstoffe und der konventionellen Biokraftstoffe, die im Rahmen der Beimischung zu fossilen Kraftstoffen eingesetzt werden.

Marktbedingungen für (konventionelle) Biokraftstoffe – Anreize von staatlicher Seite

Von staatlicher Seite wird die Nutzung von Biokraftstoffen auf zwei Arten unterstützt. Im seit 2021 bestehenden **nationalen Emissionshandel (nEHS)** werden Inverkehrbringer von fossilen Kraft- und Brennstoffen zum Erwerb von Emissionszertifikaten pro Tonne CO_2 verpflichtet. Nachgewiesen nachhaltige Biokraftstoffe sind jedoch von dieser CO_2-Bepreisung befreit.

Außerdem wird von staatlicher Seite die Nutzung erneuerbarer Energien im deutschen Verkehrssektor durch die **Treibhausgasminderungsquote (THG-Quote)** gefördert. In diesem Rahmen stellt das Inverkehrbringen von Biokraftstoffen eine mögliche Erfüllungsoption dar und wird je nach Ausgangsstoff auf die Quote angerechnet.

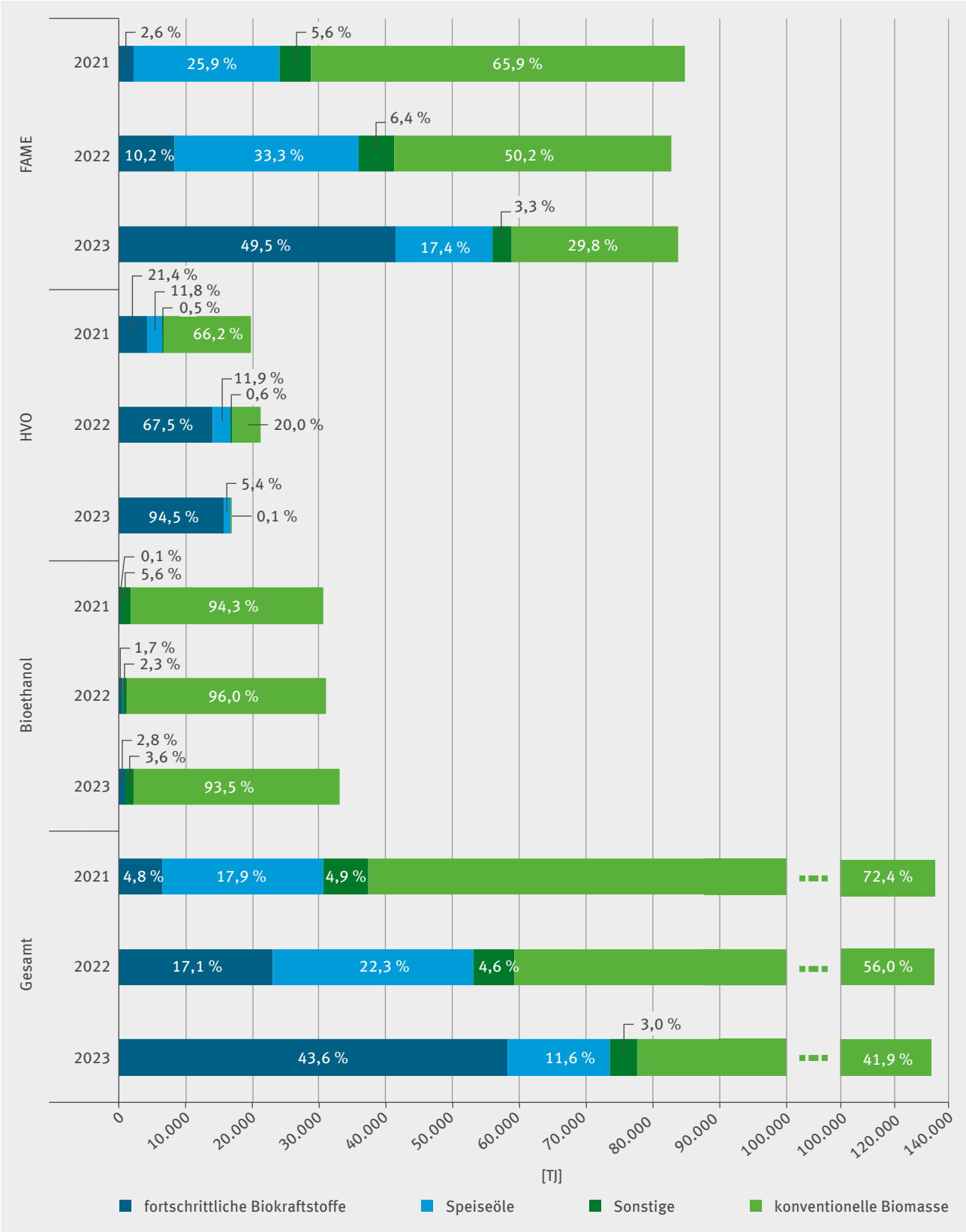
Mengenentwicklung relevanter Biokraftstoffe

Im nationalen Emissionshandel liegt der biogene Anteil von Benzin im Berichtsjahr 2023 bei 4,6 Prozent, bei Diesel liegt er bei 6,7 Prozent. Die wichtigsten Biokraftstoffe in Reihenfolge ihrer in Verkehr gebrachten Mengen sind 1) FAME, auch Biodiesel genannt, 2) Bioethanol, welches Benzin beigemischt wird, und 3) HVO, welches auch für Dieselmotoren genutzt werden kann. Durch die Nutzung der genannten Biokraftstoffe wurden 2023 10,4 Millionen Tonnen CO_2-Äquivalente eingespart.

Abbildung 1: Entwicklung der Kraftstoffe Benzin und Diesel mit dem jeweiligen Anteil von Biomasse im nationalen Emissionshandel 2021 bis 2023

Anhand von Daten der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) kann zwischen verschiedenen Ausgangsstoffen der Biokraftstoffe unterschieden werden. **Konventionelle Biokraftstoffe** sind Biokraftstoffe, welche aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen gewonnen werden. In Deutschland wird hierfür vor allem Raps, Mais und Getreide verwendet. **Fortschrittliche Biokraftstoffe** werden vorwiegend aus Rest- und Abfallstoffen gewonnen. Außerdem wird noch unterschieden zwischen **auf gebrauchten Speiseölen basierenden Biokraftstoffen** und **auf sonstigen Abfällen und Reststoffen beruhenden Biokraftstoffen**.

Werden alle Biokraftstoffe zusammen betrachtet, übersteigt im Berichtsjahr 2023 erstmals der aus fortschrittlicher Biomasse hergestellte Anteil (43,6 Prozent) die Menge der konventionellen Biomasse (41,9 Prozent). Die Nutzung von Speiseölen als Beimischung für FAME und HVO lag 2022 bei gut einem Fünftel der verwendeten Biomasse und ist 2023 auf die Hälfte gesunken. Sonstige abfall- und reststoffbasierte Biomasse ist von Jahr zu Jahr leicht gesunken bis auf 3 Prozent im Jahr 2023.



Quelle: BLE

Abbildung 2: Jahresvergleich von FAME, HVO und Bioethanol unterteilt in konventionell und fortschrittlich sowie auf Basis von gebrauchten Speiseölen und sonstige abfall- und reststoffbasierte Biomasse

Analyse der Biomasse-Potenziale

Die nachhaltige Verfügbarkeit von Biomasse für Biokraftstoffe ist begrenzt. Studien zeigen für das Jahr 2050 eine riesige Spanne globaler Potenziale von unter 50 Exajoule bis zu 500 Exajoule (in der EU von 9 bis 20 Exajoule) – abhängig von Annahmen zu Flächennutzung, Erträgen, Nachhaltigkeitskriterien und konkurrierenden Nutzungen. Neuere Studien, die RED III-Vorgaben berücksichtigen, prognostizieren eher niedrigere Werte. Der Einsatz biogener Abfälle und Rückstände bietet ergänzende, aber begrenzte Optionen. Eine deutliche Ausweitung der Biomassenutzung würde Zielkonflikte mit Biodiversitäts-, Klima- und Ernährungspolitik verschärfen.

Eine signifikante Ausweitung der Biokraftstoffproduktion auf Basis europäischer Biomasse ist angesichts der Ressourcenlage und politischer Zielkonflikte unwahrscheinlich. Die langfristige Rolle von Biokraftstoffen sollte im Kontext realistischer Verfügbarkeiten und Nachhaltigkeitsanforderungen bewertet werden.

Analyse der Preisentwicklung von Biokraftstoffen

Biokraftstoffe wie Biodiesel, HVO und Bioethanol verzeichneten im Zeitraum 2021 bis 2024 starke Preisschwankungen. Die Preise lagen durchgehend über denen fossiler Kraftstoffe, insbesondere bezogen auf den Energiegehalt. Ursachen waren unter anderem volatile Rohstoffmärkte, geopolitische Krisen (insbesondere der russische Angriffskrieg auf die Ukraine), Transportengpässe sowie Veränderungen im regulatorischen Umfeld. Durch den Einbezug des CO_2-Preises im Rahmen des Brennstoffemissionshandelsgesetzes (BEHG) konnte bislang keine Preisparität erreicht werden; rechnerisch wären CO_2-Preise von über 250 bis teils 500 Euro pro Tonne CO_2 erforderlich gewesen, was sehr weit über den tatsächlichen Preisniveaus im Betrachtungszeitraum und auch über den meisten Prognosen für den Zeitraum bis 2030 liegt.

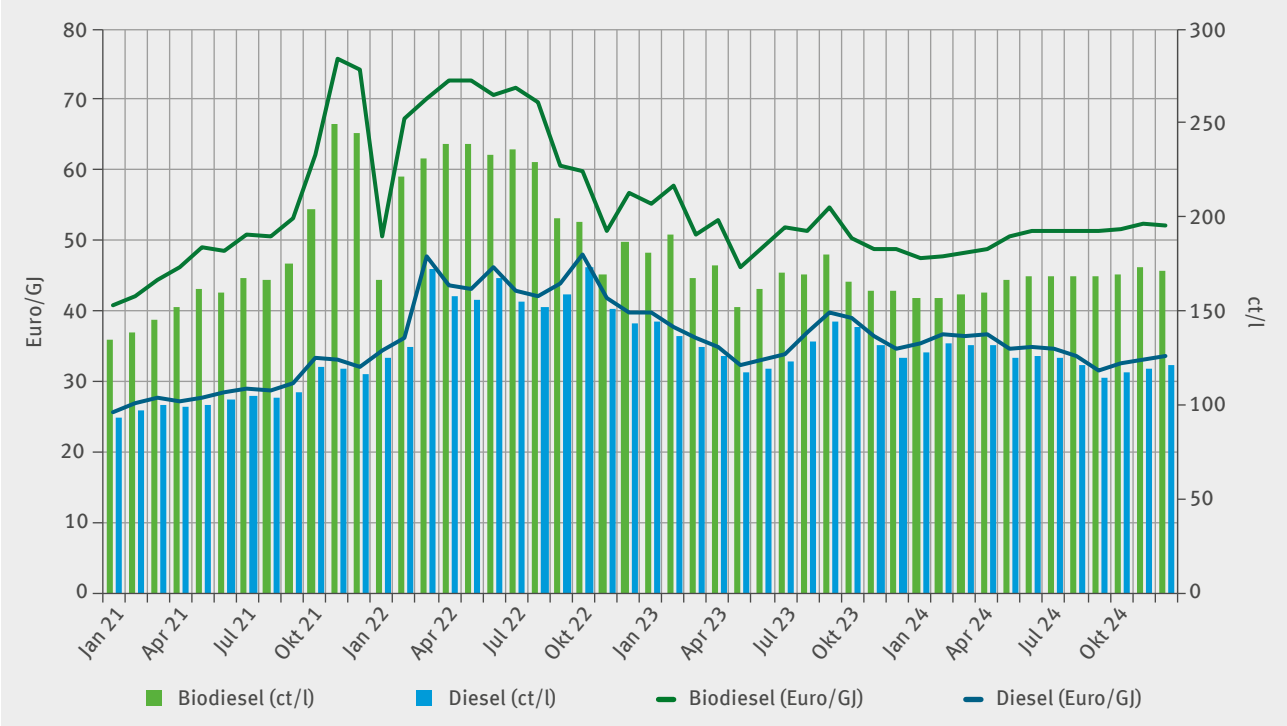


Abbildung 3: Großhandelspreise Biodiesel und Diesel 2021 bis 2024 (Cent/Liter und Euro/Gigajoule inklusive Energiesteuer, CO_2-Preis)

Unter den beschriebenen Rahmenbedingungen ergibt sich aktuell kein wirtschaftlicher Anreiz für eine marktgetriebene Ausweitung des Einsatzes konventioneller Biokraftstoffe. Der Einsatz erfolgt primär aufgrund regulatorischer Vorgaben (zum Beispiel THG-Quote), nicht aufgrund von Kostenvorteilen gegenüber fossilen Kraftstoffen.

Fazit und Ausblick

Im Ergebnis der vorliegenden Analysen ergeben sich keine Anhaltspunkte dafür, dass das BEHG unter den gegebenen Marktbedingungen zur Ausweitung des Einsatzes konventioneller Biokraftstoffe und damit zu einer Überschreitung der Obergrenze der 38. BImSchV geführt hat. Der Einsatz von Biodiesel beziehungsweise E100 wurde durch den bisherigen BEHG-Preispfad im Vergleich zu fossilem Diesel oder Benzin nicht wirtschaftlich. Aus der Analyse kann also nicht abgeleitet werden, dass ein Anreiz entstanden sein könnte, den Einsatz konventioneller Biokraftstoffe aufgrund der Anwendung des Emissionsfaktors null im BEHG auszuweiten. Auch für die weiteren Preisstufen 2025 und 2026 im BEHG lässt sich mit Blick auf die historische Preisentwicklung eine solche Tendenz nicht erkennen.

Dennoch finden im Biokraftstoffmarkt starke Veränderungen statt. Biokraftstoffe werden aufgrund der Vorgaben der THG-Quote trotz höherer Großhandelspreise beigemischt. Der Umfang der Beimischung und das Verhältnis zwischen konventionellen und fortschrittlichen Biokraftstoffen hängt unter anderem von der Attraktivität der möglichen Erfüllungsoptionen der THG-Quote ab. Aufgrund gesunkener THG-Quotenpreise und Anrechnungsregeln sind alternative Erfüllungsoptionen gegenüber der Beimischung konventioneller Biokraftstoffe interessanter geworden, zum Beispiel Zertifikate von Elektroautos, deren Preise von der Mengenverfügbarkeit abhängen, oder der Einsatz fortschrittlicher Biokraftstoffe (Liepold u. a. 2023; UFOP 2024). Insgesamt ist in jüngster Zeit eine Marktverschiebung hin zu importierten, als fortschrittlich deklarierten Biokraftstoffen zu beobachten, die starke Auswirkungen auf die heimische Produktion von konventionellen und fortschrittlichen Biokraftstoffen haben (DBFZ 2025). Möglicherweise handelt es sich dabei jedoch lediglich um eine Umdeklarierung konventioneller Biokraftstoffe ohne Nutzen für das Klima (Europäischer Rechnungshof 2023).

Bezogen auf die Biomasse-Potenziale können die für diesen Bericht ausgewerteten Studien keine belastbare Grundlage für Aussagen zur zukünftigen Entwicklung des Angebotes an Biokraftstoffen liefern. Je nach Annahmen zu Flächenverfügbarkeit, Produktivität und Strenge der Nachhaltigkeitskriterien schwanken die Zahlen zu Biomasse-Potenzialen stark. Neuere Studien, die aktuellere politische Entwicklungen und strengere Umweltvorgaben einbeziehen, prognostizieren tendenziell niedrigere Potenziale als ältere Untersuchungen. Die langjährige Diskussion über Zielkonflikte – insbesondere bei steigender Biomasse-Entnahme und gegenüber umwelt- und sozialpolitischen Zielen – erweist sich hierbei als sehr relevant. Dabei ist essenziell, jegliche quantitative Schätzung um eine umfassende qualitative Bewertung zu ergänzen. Diese sollten fortbestehenden und sich im Zuge des Klimawandels verstärkenden Unsicherheiten bei der Nutzung von Bioenergie Rechnung tragen und diese als unmittelbare Risiken für Mensch und Natur anerkennen

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung ... 3

Abbildungsverzeichnis ... 9

Abkürzungen ... 10

1 Über diesen Bericht ... 11

2 Marktbedingungen für (konventionelle) Biokraftstoffe – Anreize von staatlicher Seite ... 12

2.1 BEHG: CO_2-Preis und Anrechnung von Biomasse ... 12

2.2 THG-Quote und Anrechnung von Biomasse ... 13

3 Mengenentwicklung relevanter Biokraftstoffe ... 15

3.1 Übersicht zu Biokraftstoffen ... 15

3.2 Mengenentwicklung von Biokraftstoffen und ihre Emissionen im nationalen Emissionshandel ... 16

3.3 Mengenentwicklung von Biokraftstoffen differenziert nach Rohstoffbasis ... 20

4 Analyse der Biomasse-Mengenpotenziale ... 27

4.1 Hintergrund ... 27

4.1.1 Biomassepotenzial für Biokraftstoffe ... 28

4.1.2 Wie werden Potenziale berechnet und welche Faktoren erklären deren Variabilität? ... 29

4.2 Biomassepotenzial in der EU: Literaturübersicht ... 30

4.3 Zielkonflikte mit anderen Umweltzielen ... 32

4.4 Schlussfolgerungen ... 33

5 Preisanalyse ... 34

5.1 Preisentwicklung Biokraftstoffe ... 34

5.1.1 Großhandelspreis Biodiesel ... 35

5.1.2 Großhandelspreis Bioethanol (E100) ... 37

5.2 Preisentwicklung fossile Kraftstoffe ... 38

5.2.1 Großhandelspreis Diesel ... 38

5.2.2 Großhandelspreis Benzin (E5) ... 39

5.3 Vergleich der Preise von Biokraftstoffen und fossilen Kraftstoffen ... 40

5.3.1 Preisdifferenzen Biodiesel (FAME) zu Diesel ... 40

5.3.2 Wirtschaftlichkeit von Biodiesel ... 41

5.3.3 Preisdifferenzen Bioethanol (E100) zu Benzin (E5) ... 42

5.3.4 Wirtschaftlichkeit von Bioethanol ... 43

5.4 Fazit ... 44

6 Literatur- und Quellenverzeichnis ... 45

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Entwicklung der Kraftstoffe Benzin und Diesel mit dem jeweiligen Anteil von Biomasse im nationalen Emissionshandel 2021 bis 2023 4

Abbildung 2: Jahresvergleich von FAME, HVO und Bioethanol unterteilt in konventionell und fortschrittlich sowie auf Basis von gebrauchten Speiseölen und sonstige abfall- und reststoffbasierte Biomasse 5

Abbildung 3: Großhandelspreise Biodiesel und Diesel 2021 bis 2024 (Cent/Liter und Euro/Gigajoule inklusive Energiesteuer, CO_2-Preis) 6

Abbildung 4: Schaubild einer denkbaren Merit-Order für die Kosten der Erfüllungsoptionen der THG-Quote 14

Abbildung 5: Entwicklung der Kraftstoffe Benzin und Diesel mit dem jeweiligen Anteil an Biomasse im nationalen Emissionshandel 2021 bis 2023 17

Abbildung 6: Umfang und Anteile der einzelnen Biokraftstoffe im Rahmen des nationalen Emissionshandels im Jahr 2023 18

Abbildung 7: Emissionen und Emissionsreduzierungen durch die Nutzung von Biokraftstoffen im nationalen Emissionshandel im Jahr 2023 19

Abbildung 8: Jahresvergleich von FAME, HVO und Bioethanol unterteilt in konventionell und fortschrittlich sowie auf Basis von gebrauchten Speiseölen und sonstige abfall- und reststoffbasierte Biomasse 21

Abbildung 9: Ausgangsstoffe der konventionellen Biomasse für Biokraftstoffe 2021 bis 2023 22

Abbildung 10: Ausgangsstoffe Bioethanol 2021 bis 2023 23

Abbildung 11: Ausgangsstoffe FAME 2021 bis 2023 24

Abbildung 12: Ausgangsstoffe HVO 2021 bis 2023 25

Abbildung 13: Herkunft der Ausgangsstoffe für Biokraftstoffe unterteilt in Abfälle/Reststoffe und konventionelle Biomasse 2021 bis 2023 26

Abbildung 14: Biodieselpreis (Großhandelspreis und Energiesteuer) in Cent/Liter, Kalenderwochen 2021 bis 2024 35

Abbildung 15: HVO-Preis (Großhandelspreis und Energiesteuer) in Cent/Liter, 2024 36

Abbildung 16: E100-Preis (Großhandelspreis und Energiesteuer) in Cent/Liter, 2021 bis 2023. 37

Abbildung 17: Dieselpreis (Großhandelspreis, Energiesteuer, CO_2-Preis) in Cent/Liter, 2021 bis 2024 38

Abbildung 18: Benzinpreis (Großhandelspreis E5, Energiesteuer, CO_2-Preis) in Cent/Liter, 2021 bis 2024 39

Abbildung 19: Großhandelspreise Biodiesel und Diesel 2021 bis 2024 (Cent/Liter und Euro/Gigajoule, inklusive Energiesteuer, CO_2-Preis) 40

Abbildung 20: Preisdifferenz Biodiesel zu Diesel (Cent/Liter) und erforderlicher CO_2-Preis für Kostenparität bei Diesel (Euro/Tonne CO_2), 2021 bis 2024 41

Abbildung 21: Großhandelspreise Bioethanol (E100) und Benzin E5, 2021 bis 2023 (Cent/Liter und Euro/Gigajoule, inklusive Energiesteuer, CO_2-Preis) 42

Abbildung 22: Preisdifferenz Bioethanol zu Benzin (E5) (Euro/Gigajoule) und erforderlicher CO_2-Preis für Kostenparität bei Bioethanol, um Preisdifferenz zu schließen (Euro/Tonne CO_2), 2021 bis 2023 43

Abkürzungen

BEHG	Brennstoffemissionshandelsgesetz
BImSchV	Bundes-Immissionsschutzverordnung
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
Biokraft-NachV	Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung
BioSt-NachV	Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung
BLE	Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BMUKN	Bundesministerium für Umwelt, Klimaschutz, Naturschutz und nukleare Sicherheit
Brassica carinata	Ölsaatpflanze, geeignet für die Biokraftstoffproduktion
BTL	Engl. Biomass-to-liquid, über Fischer-Tropsch-Synthese
CO_2	Kohlendioxid
CO_2-Äq	Kohlendioxid-Äquivalent
DEHSt	Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt
EBeV	Emissionsberichterstattungsverordnung
EJ	Exajoule, entsprechen 1 Mio. TJ
EU-ETS 2	Europäischer Emissionshandel für Gebäude, Straßenverkehr und zusätzliche Sektoren
GJ	Gigajoule, entsprechen 1.000 MJ
ILUC	indirect land use change, also indirekte Landnutzungsänderung
kt	Kilotonne oder Eintausend Tonnen
MJ	Megajoule, entsprechen 1.000 kJ
Mio. t	Millionen Tonnen
nEHS	Nationaler Emissionshandel
nEZ	Nationale Emissionshandelszertifikate
PJ	Petajoule, entsprechen 1.000 TJ
PTL	Engl. Power-to-Liquid, synthetische Flüssigkraftstoffe aus grünem Wasserstoff
PtX	Power-to-X-Kraftstoffe beziehungsweise Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs
RED	EU-Erneuerbaren-Richtlinie
THG	Treibhausgas
THG-Quote	Treibhausgasminderungsquote
TJ	Terajoule, entsprechen 1.000 GJ
Triticale	Ein Getreide aus der Kreuzung von Weizen und Roggen, geeignet für die Bioethanolproduktion
UBA	Umweltbundesamt

1 Über diesen Bericht

Biogene Kraftstoffe werden im nationalen Emissionshandel (nEHS) bei entsprechendem Nachhaltigkeitsnachweis mit dem Emissionsfaktor null belegt, das heißt sie unterliegen faktisch nicht der CO_2-Bepreisung (vergleiche § 7 Absatz 4 Nummer 2 BEHG). Anders als bei der Treibhausgasminderungsquote (THG-Quote) gilt keine Obergrenze für die Anrechenbarkeit von Biokraftstoffen aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen (konventionelle Biokraftstoffe). Bei der THG-Quote wird für energetische Anteile konventioneller Biokraftstoffe über 4,4 Prozent der Basiswert von 94,1 Kilogramm CO_2 pro Gigajoule zugrunde gelegt (§ 13 38. BImSchV). Dieser Basiswert gilt in gleicher Höhe ebenfalls für fossile Kraftstoffe. Nach § 8 Absatz 7 EBeV 2030 ist die Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) im Umweltbundesamt (UBA) dafür verantwortlich, die Marktentwicklung von konventionellen Biokraftstoffen zu beobachten. Dies dient der Evaluierung der Anwendbarkeit des Emissionsfaktors null im BEHG für den Biomasseanteil von Brennstoffen, der aus konventionellen Biokraftstoffen stammt. Dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) beziehungsweise mittlerweile nach dem Ressortneuzuschnitt dem Bundesministerium für Umwelt, Klimaschutz, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMUKN) ist mindestens alle zwei Jahre ein Bericht über die Entwicklung der Marktbedingungen für konventionelle Biokraftstoffe vorzulegen. Die Marktbeobachtung umfasst dabei auch die Entwicklung der Großhandelspreise der hauptsächlich in Verkehr gebrachten fossilen Kraftstoffe und der konventionellen Biokraftstoffe, die im Rahmen der Beimischung zu fossilen Kraftstoffen eingesetzt werden.

Anlass für die Marktbeobachtung ist die Sorge, dass sich aus der Nichtberücksichtigung von Emissionen konventioneller Biokraftstoffe im BEHG ein Anreiz ergeben könnte, der zur Ausweitung des Einsatzes dieser Biokraftstoffe führt. Dies könnte zu einer Überschreitung der Obergrenze der 38. BImSchV für konventionelle Biokraftstoffe führen, was das Risiko unerwünschter Folgewirkungen (indirekte Landnutzungsänderungen (ILUC)[1], verschärfte Ernährungsunsicherheit) erhöhen würde.

Der vorliegende Bericht ist der erste Bericht gemäß § 8 Absatz 7 EBeV 2030. Das Kapitel 4 wurde im Auftrag der DEHSt von The Climate Desk im Rahmen des Forschungsprojekts „Evaluierung und Weiterentwicklung von BEHG und EU-ETS 2“ als Teilbericht erstellt. Außerdem wurde das Kapitel 5 im Rahmen des Forschungsprojekts „Evaluierung und Weiterentwicklung des nationalen Emissionshandels (nEHS) mit ökonomischem Schwerpunkt“ als Teilbericht vom Forum Ökologisch-soziale Marktwirtschaft erstellt.

Die Nachhaltigkeitsnachweise der Biokraftstoffe, auf denen die jeweiligen Ausgangsstoffe ausgewiesen sind und somit zwischen konventionellen und nachhaltigen Biokraftstoffen unterschieden werden können, liegen in Gänze nur der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) vor. Somit können die hier dargestellten Ergebnisse nur eingeschränkt auf die Entwicklung von explizit konventioneller Biomasse eingehen.

Kapitel 2 gibt einen Überblick über die staatlichen Anreizmechanismen für die Verwendung von Biomasse. Eine Übersicht der relevanten Biokraftstoffe und deren Mengenentwicklung anhand der Daten aus dem nEHS und Daten der BLE werden in Kapitel 3 aufgeführt und ausgewertet. Die Mengenentwicklung dieser Biokraftstoffe wird in Kapitel 4 ausgewertet. Kapitel 4 analysiert die Biomasse-Potenziale und Kapitel 5 die Preisentwicklung der relevanten Biokraftstoffe.

1 ILUC steht für indirect land use change, also indirekte Landnutzungsänderung und beschreibt Verdrängungsprozesse die beispielsweise beim Anbau von Energiepflanzen – wie solchen, die den Rohstoff für alternative Kraftstoffe darstellen – auftreten können. Wenn diese auf vorher für den Nahrungsmittelanbau genutzten Flächen kultiviert werden, kann es passieren, dass der verdrängte Nahrungsmittelanbau an andere Stelle verlagert wird und dort zum Roden von Wäldern oder der Trockenlegung von Mooren führt. Damit hätte die Produktion der Energiepflanzen zwar nicht direkt einen negativen Landnutzungsänderungseffekt, aber in der Gesamtbetrachtung eben indirekt.

2 Marktbedingungen für (konventionelle) Biokraftstoffe – Anreize von staatlicher Seite

2.1 BEHG: CO_2-Preis und Anrechnung von Biomasse

Seit dem 01.01.2021 besteht in Deutschland mit dem Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) eine CO_2-Bepreisung, die vor allem auf die Brennstoffe im Gebäude- und Verkehrssektor wirkt. Das BEHG verpflichtet seit 2021 Inverkehrbringer von fossilen Kraft- und Brennstoffen, die am nationalen Emissionshandel (nEHS) teilnehmen, zum Erwerb von Emissionszertifikaten. Diese erhöhen den Preis für Kraft- und Brennstoffe um einen in den ersten Jahren festgelegten CO_2-Preis, der sich ab 2026 im Rahmen eines Preiskorridors bilden soll. Aktuell liegt der CO_2-Preis im Jahr 2025 bei 55 Euro pro Tonne CO_2, was eine Verteuerung von 14,7 Cent pro Liter für Diesel und 13,2 Cent pro Liter für Benzin (jeweils ohne Mehrwertsteuer und sonstige Aufschläge) bedeutet.

Bei der Berechnung der abgabepflichtigen Brennstoffemissionen kann der Biomasseanteil eines Brennstoffs abgezogen werden. Das heißt, für Kraftstoffe mit biogenen Bestandteilen sowie für Bioreinkraftstoffe gilt bei Vorliegen eines entsprechenden Nachhaltigkeitsnachweises (siehe unten) ein Emissionsfaktor von null. Somit müssen für diese Emissionen keine nEHS-Zertifikate gekauft und abgegeben werden.

Für die Nachhaltigkeitsnachweisführung für biogene Kraftstoffe im Emissionsbericht des BEHG wird dabei mit der THG-Quote auf ein bereits etabliertes System zum Nachweis der Nachhaltigkeit zurückgegriffen. Dabei müssen die BEHG-Verantwortlichen mit dem Emissionsbericht die Anlagen zum Zoll-Formular 1155 einreichen, welche die folgenden Informationen zur entsprechenden in Verkehr gebrachten Menge an Biokraftstoff enthalten und welche auch im Rahmen der THG-Quotenanmeldung verwendet werden:

- Typ des Brennstoffs,
- Nummer des Nachhaltigkeitsnachweises aus der Datenbank Nabisy der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE),
- Menge.

Diese Angaben stellen sicher, dass für jede Liefermenge eines Biokraftstoffs ein gültiger Nachhaltigkeitsnachweis vorliegt, welcher die Anforderungen an die Einhaltung einer Massenbilanz sowie an die Nachhaltigkeits- und Treibhausgaseinsparung einhält, wie sie in der EU-Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED) beziehungsweise der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung (Biokraft-NachV) vorgegeben sind. Für Kraftstoffe, die nicht unter die THG-Quotenpflicht fallen, müssen für die Nachweisführung ebenfalls die Nummern der Nachhaltigkeitsnachweise samt Brennstofftyp und Menge eingereicht werden, ohne dabei jedoch das Zoll-Formulars 1155 zu verwenden.

2.2 THG-Quote und Anrechnung von Biomasse

Die Treibhausgasminderungsquote (THG-Quote) ist das zentrale Instrument zur Förderung der Nutzung erneuerbarer Energien im deutschen Verkehrssektor. Die THG-Quote ist die nationale Umsetzung der Erneuerbare Energien-Richtlinie (EU) 2018/2001 (RED II)[2] der EU für den Verkehr. Die nationale Umsetzung der Änderungen der RED II aus dem Jahr 2023 nach Richtlinie (EU) 2023/2413 (RED III)[3] ist aktuell noch ausstehend. Die RED III erhöht die Anforderungen an den Klimaschutz, indem sie den bisherigen Mindestanteil von 14 Prozent erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch im Straßen- und Schienenverkehr (RED II) deutlich anhebt. Bis 2030 muss nun entweder ein Mindestanteil von 29 Prozent erneuerbarer Energien am gesamten Endenergieverbrauch im Verkehrssektor erreicht oder alternativ eine Treibhausgasminderung von mindestens 14,5 Prozent gegenüber den Emissionen aus fossilen Kraftstoffen erzielt werden (RED III).

Die THG-Quote ist Teil des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (§ 37a BImSchG). Sie beträgt 10,5 Prozent im Jahr 2025, wobei eine Steigerung auf 25 Prozent bis zum Jahr 2030 vorgesehen ist. Im Jahr 2023 hat die gemeldete Menge elektrischen Stroms zur Verwendung in Straßenfahrzeugen den in § 37h des BImSchG festgelegten Grenzwert von 9 PJ überstiegen. Daher wurde die THG-Quote um 0,1 Prozentpunkte ab dem Jahr 2024 angehoben. Damit gelten faktisch 10,6 Prozent im Jahr 2025 sowie 25,1 Prozent im Jahr 2030.

Die Treibhausgasbilanz bezieht sich dabei auf den Lebenszyklus der Energieträger und die Minderung muss gegenüber einem fossilen Basiswert (94,1 Gramm CO_2-Äquivalente pro Megajoule) stattfinden.[4] Inverkehrbringer fossiler Kraftstoffe sind über die THG-Quote gesetzlich verpflichtet, die THG-Intensität der Kraftstoffe zu reduzieren. Zusätzlich ist es möglich, die Erfüllung der Minderungsverpflichtung vertraglich auf Dritte zu übertragen. Die Verpflichteten kaufen daher, gegebenenfalls über Zwischenhändler, Kraftstoffe oder sogenannte „Quoten“, also von Dritten nachweislich erbrachte andere Leistungen im Rahmen der Erfüllungsoptionen, sofern sie diese Minderungsverpflichtungen nicht selbst in Verkehr bringen. Im Fall der Nichteinhaltung der Emissionsminderungsvorgaben sind Ausgleichsabgaben in Höhe von 600 Euro je Tonne CO_2-Äquivalent durch die THG-Quotenverpflichteten zu entrichten.

Mögliche Erfüllungsoptionen laut § 37a Absatz 5 BImSchG, die jedoch in unterschiedlichem Maße zur Erfüllung der THG-Quote beitragen, sind das Inverkehrbringen von Biokraftstoffen als Beimischung oder Reinkraftstoff, elektrischer Strom zur Verwendung in Straßenfahrzeugen (mit dem Faktor 3), biogener Wasserstoff zum Einsatz in Straßenfahrzeugen (Faktor 3), Upstream-Emissionsminderungen (UER, Upstream-Emissionsminderungs-Verordnung) bis einschließlich dem Verpflichtungsjahr 2025 und Kraftstoffe nicht-biogenen Ursprungs (Power-to-X-Kraftstoffe, kurz: PtX) (Faktor 3).

Die Anrechnung von Biokraftstoffen aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen (Biokraftstoffe der ersten Generation beziehungsweise konventionelle Biokraftstoffe) ist auf 4,4 Prozent der energetischen Gesamtmenge von in Verkehr gebrachten Kraftstoffen beschränkt. Für Biokraftstoffe aus Altspeiseölen und tierischen Fetten gilt seit 2022 eine Obergrenze von 1,9 Prozent. Für fortschrittliche Biokraftstoffe im Sinne der RED liegt die Untergrenze bei 0,2 Prozent im Jahr 2022, ansteigend auf 0,7 Prozent im Jahr 2025 sowie auf 2,6 Prozent bis zum Jahr 2030. Übererfüllungen werden mit dem Faktor 2 angerechnet.

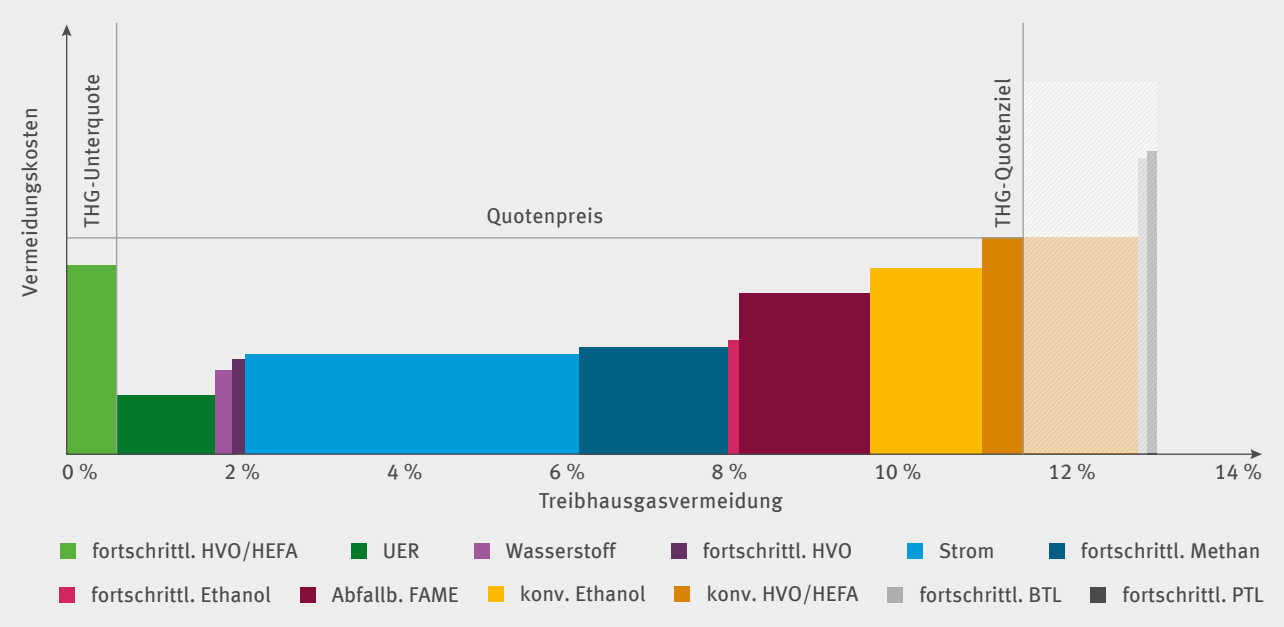
Die THG-Minderungsquote fördert den Hochlauf von verschiedenen Optionen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Verkehr mit dem Ziel, Treibhausgase zu reduzieren im Vergleich zu den Emissionen, die durch den Einsatz fossiler Kraftstoffe entstanden wären. Verpflichtete versuchen, ihre Minderungsverpflichtung durch die für sie attraktivsten Optionen zu erfüllen.

2 Richtlinie - EU - 2018/2001 vom 11.12.2018, EUR-Lex, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2018/2001/oj
Konsolidierter Text der Richtlinie (EU) 2018/2001 vom 16.07.2024, EUR-Lex, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2018/2001/2024-07-16

3 Richtlinie - EU - 2023/2413 vom 18.10.2023, EUR-Lex, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2023/2413/oj

4 Bundesministerium der Justiz, Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG), URL: https://www.gesetze-im-internet.de/bimschg

Abbildung 4 zeigt schaubildhaft eine mögliche Merit-Order für die Kosten der Erfüllungsoptionen der THG-Quote. Dabei sind die Mehrfachanrechnungsfaktoren der THG-Quote berücksichtigt. Es lässt sich erkennen, dass alle Erfüllungsoptionen in preislicher Konkurrenz zueinander stehen.



Quelle: DBFZ 02/2023

Abbildung 4: Schaubild einer denkbaren Merit-Order für die Kosten der Erfüllungsoptionen der THG-Quote

Während der Preis pro Tonne CO_2-Äquivalent im Jahr 2022 noch 450 Euro betrug, setzte in der Folgezeit ein erheblicher Preisverfall ein und der Preis liegt aktuell bei lediglich 125 Euro pro Tonne.[5] Von einem niedrigen THQ-Quoten-Preis profitieren die Quotenverpflichteten, die Kraftstoffe in Verkehr bringen. Herausfordernd wirkt sich ein niedriger Preis bezogen auf Biokraftstoffe für die Hersteller von Biokraftstoffen aus.

5 Verivox, THG-Quote Preisentwicklung, URL: https://www.verivox.de/elektromobilitaet/thg-quote/preisentwicklung

3 Mengenentwicklung relevanter Biokraftstoffe

3.1 Übersicht zu Biokraftstoffen

Biokraftstoffe werden in der wissenschaftlichen Literatur überwiegend in Generationen gegliedert[6], während die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EU) 2018/2001 (RED II) und Richtlinie (EU) 2018/1999 (RED III) in konventionelle und fortschrittliche Biokraftstoffe einteilt.

Bei konventionellen Biokraftstoffen handelt es sich um Biokraftstoffe aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen, das heißt Kulturpflanzen mit hohem Stärkegehalt, Zuckerpflanzen und Ölpflanzen. Diese Biokraftstoffe werden auch als erste Generation von Biokraftstoffen bezeichnet. Die Nutzung von konventionellen Biokraftstoffen ist laut RED II und RED III auf 4,4 Prozent des Endenergieverbrauchs im Verkehr begrenzt, um negativen Konsequenzen der Nutzung wie die Flächenkonkurrenz zur Produktion von Nahrungsmitteln[7] zu begegnen. Typische Rohstoffe sind Getreide und Zuckerrohr, aus denen über alkoholische Gärung Ethanol gewonnen wird, vorwiegend als Beimischung für Ottokraftstoffe. Als Beimischung für Dieselkraftstoff stellen Öle aus Ölpflanzen wie Ölpalmen, Soja und in Europa vor allem Raps die Rohstoffe zur Produktion von Fettsäuremethylestern (FAME), also Biodiesel dar.[8] Dieser wird aus den Ölen durch Umsetzung mit Methanol bezogen auf Deutschland mehrheitlich fossilen Ursprungs gewonnen.

Für beide Kraftstoffarten werden zur Produktion konventionelle, das heißt etablierte chemische und biotechnologische Verfahren eingesetzt. Es verbleiben Reststoffe, die teilweise als Futtermittel eingesetzt werden.

Fortschrittliche Biokraftstoffe können laut RED II und RED III vorwiegend aus Rest- und Abfallstoffen, aber auch aus eigens angebauten Lignozellulosepflanzen gewonnen werden. Die Mindestanteile dieser Biokraftstoffe am Endenergieverbrauch im Verkehr sind festgelegt auf 1,0 Prozent im Jahr 2025, ansteigend bis zum Jahr 2030 auf 3,5 Prozent (RED II) beziehungsweise 5,5 Prozent (RED III).

Rohstoffe für fortschrittliche Biokraftstoffe sind deutlich vielfältiger als für konventionelle Biokraftstoffe[9] und werden im Anhang IX Teil A der RED II festgelegt. Sie umfassen neben Abfall- und Reststoffen der Land- und Forstwirtschaft auch in Anlagen an Land gewonnene Algenbiomasse und Biomasse aus Cyanobakterien. Zudem können mit zellulosehaltigen Non-Food-Materials auch Reststoffe aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen nach Extraktion von Ölen, Stärke und Zuckern als mögliche Rohstoffe aufgeführt und eigens angebaute Energiepflanzen mit niedrigem Stärkegehalt wie Weidegras, Rutenhirse, Miscanthus oder Pfahlrohr eingesetzt werden. Zur Herstellung von Biokraftstoffen für den Luftverkehrssektor sind gemäß Richtlinie (EU) 2024/1405[10] weiterhin auch Zwischenfrüchte und Pflanzen (ohne Nahrung- und Futtermittelpflanzen) als Rohstoffe zugelassen, sofern diese auf stark degradierten Flächen angebaut werden, sowie Fuselöle und Rohmethanol aus der Zellstoffherstellung.

Neben konventionellen und fortschrittlichen Biokraftstoffen werden nach RED II und RED III auch Biokraftstoffe aus Rohstoffen nach Anhang IX Teil B aufgeführt. Hier handelt es sich um Rohstoffe aus gebrauchten Speiseölen und tierischen Fetten, sofern diese nicht für den menschlichen Verzehr geeignet sind. Der Anteil dieser Biokraftstoffe ist laut RED auf 1,7 Prozent des Endenergieverbrauchs im Verkehr begrenzt.

6 H. K. Jeswani, A. Chilvers, A. Azapagic, Environmental sustainability of biofuels: a review, Proceedings of the Royal Society A 2020, 476, 20200351, DOI: https://doi.org/10.1098/rspa.2020.0351

7 A. Muscat, E. M. de Olde, I. J. M. de Boer, R. Ripoll-Bosch, The battle for biomass: A systematic review of food-feed-fuel competition, Global Food Security 2020, 25, 100330, DOI: https://doi.org/10.1016/j.gfs.2019.100330

8 S.N. Naik, V. V. Goud, P. K. Rout, A K. Dalai, Production of first and second generation biofuels: A comprehensive review, Renewable and Sustainable Energy Reviews 2010, 14, 578, DOI: https://doi.org/10.1016/j.rser.2009.10.003

9 Die Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BEL) führt über das Nachhaltige-Biomasse-Systeme (Nabisy) Nachweise zur Nachhaltigkeit von Biomasse für Biokraft- und Brennstoffe und stellt Übersichten bereit, die Informationen zum Herstellungswegen, Rohstoffen, Energiegehalt, Emissionsfaktoren und weiteren Eigenschaften für über 700 Biomassearten aufführen,
siehe URL: https://www.ble.de/DE/Themen/Klima-Energie/Nachhaltige-Biomasseherstellung/Informationen-Nabisy/Nabisy_node.html

10 Richtlinie - EU - 2024/1405 vom 14.03.2024, EUR-Lex, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir_del/2024/1405/oj

Zur Herstellung fortschrittlicher Biokraftstoffe ist die Entwicklung und der Einsatz neuartiger, das heißt fortschrittlicher chemischer und biotechnologischer Verfahrung nötig. Als Endprodukte fortschrittlicher Verfahren spielen neben dem bereits erwähnten Ethanol weitere Stoffe und Mischungen wie Biomethan, Biomethanol und Fischer-Tropsch-Kraftstoffe (Biomass-to-Liquid (BtL), beide über Biosynthesegas), Biobutanol und hydrierte Pflanzenöle (HVO, engl.: hydrotreated vegetable oil) eine Rolle, wobei HVO zu einem erheblichen Anteil aus Speiseölresten, also Rohstoffen nach Anhang IX Teil B der RED II produziert wird.[11] Die Herkunft dieser Rohstoffe (zum Beispiel Speiseölreste oder hydrierte Fette) lässt sich jedoch nicht immer zweifelsfrei nachverfolgen. Insbesondere landwirtschaftlichen Reststoffen wie Stroh wird laut BioRest Studie ein erhebliches Potenzial als Rohstoff zugesprochen, der technisch auch für die Produktion fortschrittlicher Biokraftstoffe geeignet wäre.[12]

3.2 Mengenentwicklung von Biokraftstoffen und ihre Emissionen im nationalen Emissionshandel

Für die Auswertung der Mengenentwicklung von Biokraftstoffen im nEHS werden Daten aus den eingereichten Emissionsberichten der BEHG-Verantwortlichen für die Jahre 2021 bis 2023 genutzt. Jedoch ist anhand dieser Daten keine Unterscheidung von konventionellen und fortschrittlichen Biokraftstoffen möglich, da die zur Abzugsfähigkeit im Emissionsbericht notwendigen Nachhaltigkeitsnachweise in Gänze nur der BLE vorliegen. Deren Daten werden für das folgende Kapitel genutzt, um Aussagen zur Verteilung von konventionellen und fortschrittlichen Biokraftstoffen treffen zu können.

Für die Jahre 2021 und 2022 können aufgrund fehlender Angaben nur Aussagen zu den biogenen Energieanteilen getroffen werden, jedoch nicht zur biogenen Brennstoffmenge. Da sich die Berichtspflichten im Jahr 2023 geändert haben, sind ab diesem Berichtsjahr auch biogene Brennstoffmengen bekannt und eine Unterscheidung in verschiedene biogene Komponenten, also unterschiedliche Biokraftstoffe, ist möglich.

Über die drei Jahre 2021 bis 2023 haben sich die Mengen der beiden Kraftstoffe Benzin und Diesel kaum verändert (siehe Abbildung 5). Es wurde jeweils circa doppelt so viel Diesel wie Benzin verbraucht. Der Benzinverbrauch ist 2023 leicht auf 736,5 Millionen Gigajoule angestiegen. Dabei entfallen 4,6 Prozent auf biogene Anteile. Dies entspricht Emissionen von 53,7 Millionen Tonnen CO_2, wovon 2,5 Millionen Tonnen CO_2 durch Biomasse entstanden sind.[13] Die Menge an Diesel ist über die Jahre leicht zurückgegangen und lag 2023 bei 1.405,3 Millionen Gigajoule mit einem Biomasseanteil von 6,7 Prozent. In Emissionen ausgedrückt verursachte Diesel im Jahr 2023 insgesamt 104,0 Millionen Tonnen CO_2, wovon 7 Millionen Tonnen CO_2 auf Biomasse zurückzuführen sind.

Die Biomasseanteile beider Kraftstoffe könnten auf eine Übererfüllung im Rahmen der Anrechnung von Biokraftstoffen auf die THG-Quote hindeuten, welche für konventionelle Biokraftstoffe bei 4,4 Prozent liegt. Dies kann jedoch nicht abschließend konstatiert werden, da Informationen bezüglich der Ausgangsstoffe der jeweiligen Biokraftstoffe fehlen. Zudem sind die Zertifikatspreise im nEHS aktuell zu niedrig, um als ökonomischer Anreiz zur Nutzung von Biomasse zu dienen, wie aus der Preisanalyse in Kapitel 5 hervorgeht. Eine tiefergehende Analyse dieses Aspekts wird im nächsten Bericht erfolgen.

11 V. Motola, J. Rejtharova, N. Scarlat, O. Hurtig, M. Buffi, A. Georgakaki, S. Letout, A. Mountraki, R. Salvucci, M. Rózsal, B. Schade, Clean Energy Technology Observatory: Advanced Biofuels in the European Union – 2024 Status Report on Technology Development, Trends, Value Chains and Markets, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2024, DOI: https://doi.org/10.2760/6538066

12 H. Fehrenbach, J. Giegrich, S. Köppen, B. Wern, J. Pertagnol, F. Baur, K. Hünecke, G. Dehoust, W. Bulach, K. Wiegmann, BioRest: Verfügbarkeit und Nutzungsoptionen biogener Abfall- und Reststoffe im Energiesystem (Strom-, Wärme- und Verkehrssektor), Umweltbundesamt 2019, URL: https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/biorest-verfuegbarkeit-nutzungsoptionen-biogener

13 Die hier dargestellten Emissionen der Biokraftstoffe entstehen durch ihre Verbrennung. Der oben beschriebene Emissionsfaktor von null für Biomasse bezieht sich darauf, dass für diese Kraftstoffe keine Zertifikate abgegeben werden müssen – die entstandenen Emissionen werden also nicht bepreist.

Abbildung 5: Entwicklung der Kraftstoffe Benzin und Diesel mit dem jeweiligen Anteil an Biomasse im nationalen Emissionshandel 2021 bis 2023

Abbildung 6 zeigt die Mengen und Anteile der einzelnen Biokraftstoffe für das Jahr 2023. Der Biokraftstoff FAME, auch Biodiesel genannt, hat mit 61,4 Prozent der Biokraftstoffenergie den größten Anteil. HVO, welches auch für Dieselmotoren genutzt werden kann, macht einen Anteil von 12,2 Prozent aus. Der Biokraftstoff Bioethanol, welcher Benzin beigemischt wird, hat einen Anteil von 25,9 Prozent. Unter die verschwindend kleine Kategorie „Sonstige“ fallen Biokraftstoffe wie hydriertes Öl und Methanol, das anstelle von Benzin genutzt werden kann, und Pflanzenöl, das anstelle von Diesel genutzt werden kann.

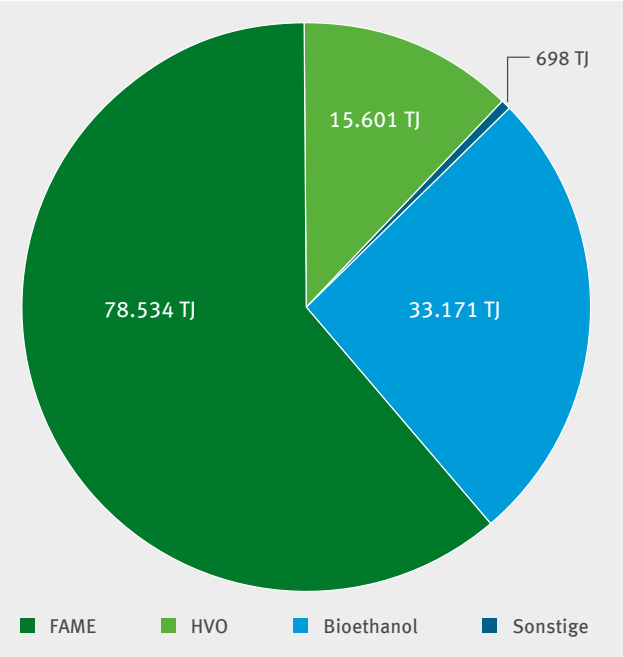


Abbildung 6: Umfang und Anteile der einzelnen Biokraftstoffe im Rahmen des nationalen Emissionshandels im Jahr 2023

Abbildung 7 zeigt die THG-Emissionen und THG-Emissionsreduzierungen durch die Nutzung von Biokraftstoffen im Jahr 2023. Der Gesamtbalken stellt dabei die Höhe der THG-Emissionen dar, wenn anstelle von Biokraftstoffen fossile Kraftstoffe verwendet worden wären. Der gelbe Balken zeigt die THG-Emissionen bedingt durch die Verwendung von Biokraftstoffen, der blaue Balken beinhaltet damit die THG-Emissionsreduzierung, die sich durch die Biokraftstoffverwendung ergibt. Zur Berechnung wurden die von der BLE abgeleiteten/ausgewiesenen Emissionsfaktoren für die Biokraftstoffe sowie der fossile Vergleichswert nach 38. BImschV genutzt.

Insgesamt wurden 2023 durch die drei genannten Biokraftstoffe 10,4 Millionen Tonnen CO_2- Äquivalente eingespart, davon 60,7 Prozent durch FAME, 12,4 Prozent durch HVO und 26,9 Prozent durch Bioethanol. Die relativen THG-Einsparungen lagen für FAME bei 84,9 Prozent, für HVO bei 87,2 Prozent und für Bioethanol bei 90,7 Prozent.

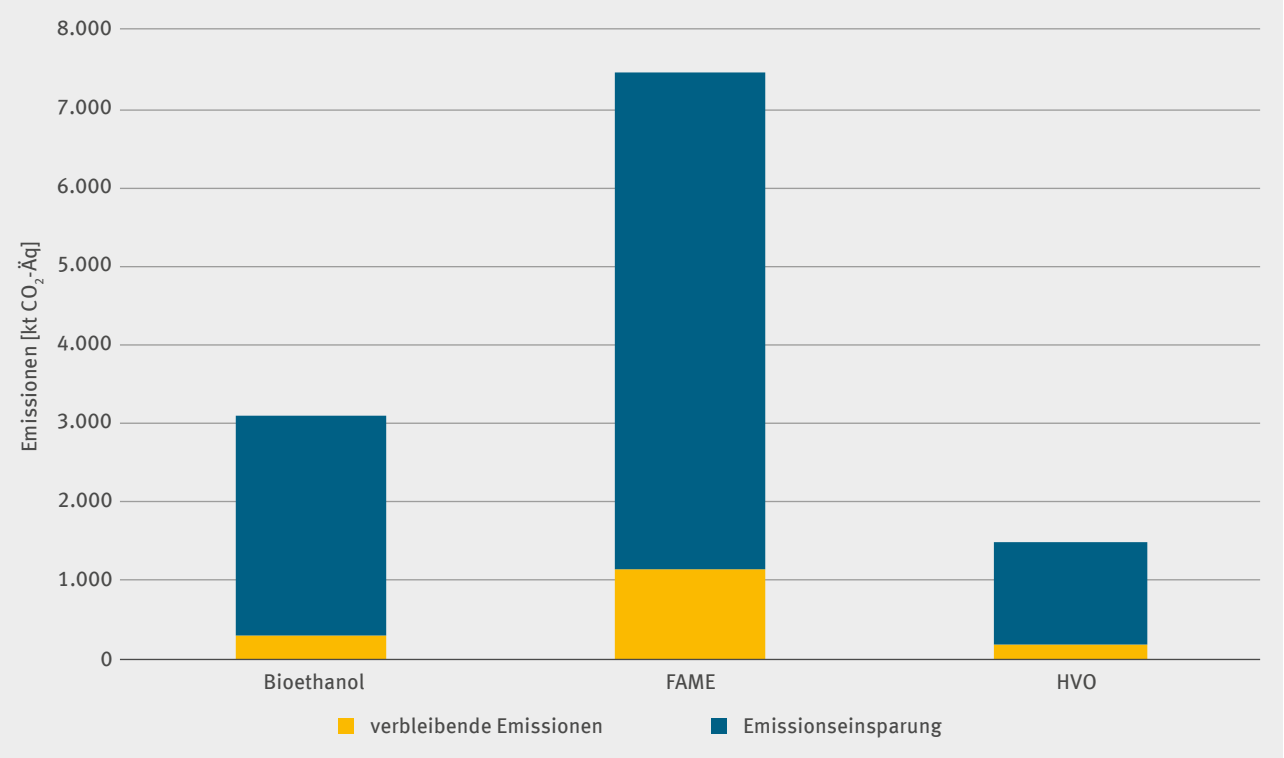


Abbildung 7: Emissionen und Emissionsreduzierungen durch die Nutzung von Biokraftstoffen im nationalen Emissionshandel im Jahr 2023

3.3 Mengenentwicklung von Biokraftstoffen differenziert nach Rohstoffbasis

Dieser Abschnitt basiert auf Daten der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE), im Wesentlichen wird der Evaluations- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2023 herangezogen.[14]

Grundlage dafür sind die in Nabisy hinterlegten Nachhaltigkeitsnachweise, mit entsprechenden Verwendungsvermerken der Bundesfinanzverwaltung versehen, die im Kontext der Biokraftstoffmengen zur Erfüllung der THG-Quote im jeweiligen Jahr beantragt wurden. Zu den dann tatsächlich auf die Quotenverpflichtung angerechneten Mengen können sich geringe Abweichungen ergeben. In den Nachhaltigkeitsnachweisen ist unter anderem auch die Rohstoffbasis (der Biokraftstoffe) hinterlegt, sodass eine Unterscheidung zwischen konventionellen Biokraftstoffen auf Basis kultivierter Biomasse und solchen aus Abfällen und Reststoffen möglich ist. Letztere lassen sich weitergehend differenzieren in sogenannte fortschrittliche (als fortschrittlich deklarierte) Biokraftstoffe (RED II; Annex V Teil A), auf gebrauchten Speiseölen basierende Biokraftstoffe (RED II; Annex V Teil B, Buchstabe a) und auf sonstige Abfälle und Reststoffe (weder Teil A noch Teil B Annex IX der RED) beruhende Biokraftstoffe.

Aufgrund der unterschiedlichen Datengrundlage und verschiedener Stichtage können die Summen in dem hier dargestellten Kapitel leicht von denen im vorangegangenen Kapitel abweichen.

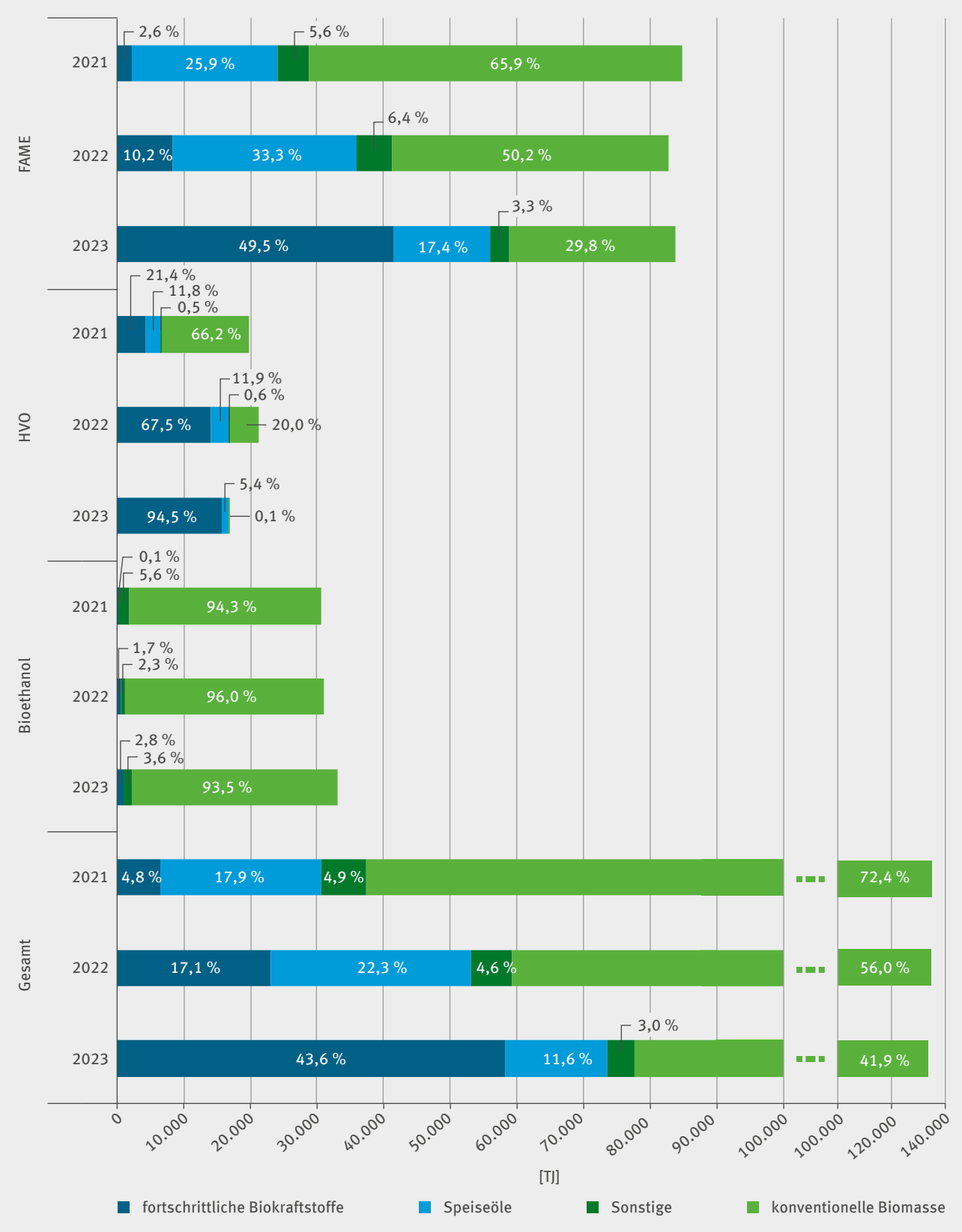
Abbildung 8 verdeutlicht, dass über die Jahre 2021 bis 2023 vor allem bei den Diesel ersetzenden Biokraftstoffen der Anteil an konventionellen Biokraftstoffen[15] deutlich zurückgegangen ist (von 65,9 Prozent im Jahr 2021 auf 17,4 Prozent im Jahr 2023). Ihre Nutzung als fortschrittliche (deklarierte) Biokraftstoffe (RED II, Annex IX, Teil A) ist dagegen unter anderem aufgrund der Anreizwirkungen des THG-Quoten-Regulariums stark gestiegen.

Die Nutzung von gebrauchten Speiseölen spielte vor allem im Jahr 2022 bei FAME eine besonders große Rolle (Anteil von 33,3 Prozent), im Jahr 2023 lag der Beitrag nur noch bei 17,4 Prozent. Bei Bioethanol, welches Benzin ersetzt, wird bedingt durch technische Verfügbarkeit und Wirtschaftlichkeitsaspekte im Wesentlichen konventionelle Biomasse genutzt.

Werden alle Biokraftstoffe zusammen betrachtet, übersteigt im Berichtsjahr 2023 erstmals der aus fortschrittlicher Biomasse hergestellte Anteil (43,6 Prozent) die Menge der konventionellen Biomasse (41,9 Prozent). Die Nutzung von Speiseölen als Beimischung für FAME und HVO lag 2022 bei gut einem Fünftel der verwendeten Biomasse und ist 2023 auf die Hälfte gesunken. Sonstige abfall- und reststoffbasierte Biomasse ist von Jahr zu Jahr leicht auf 3 Prozent im Jahr 2023 gesunken.

14 Siehe BLE 2024

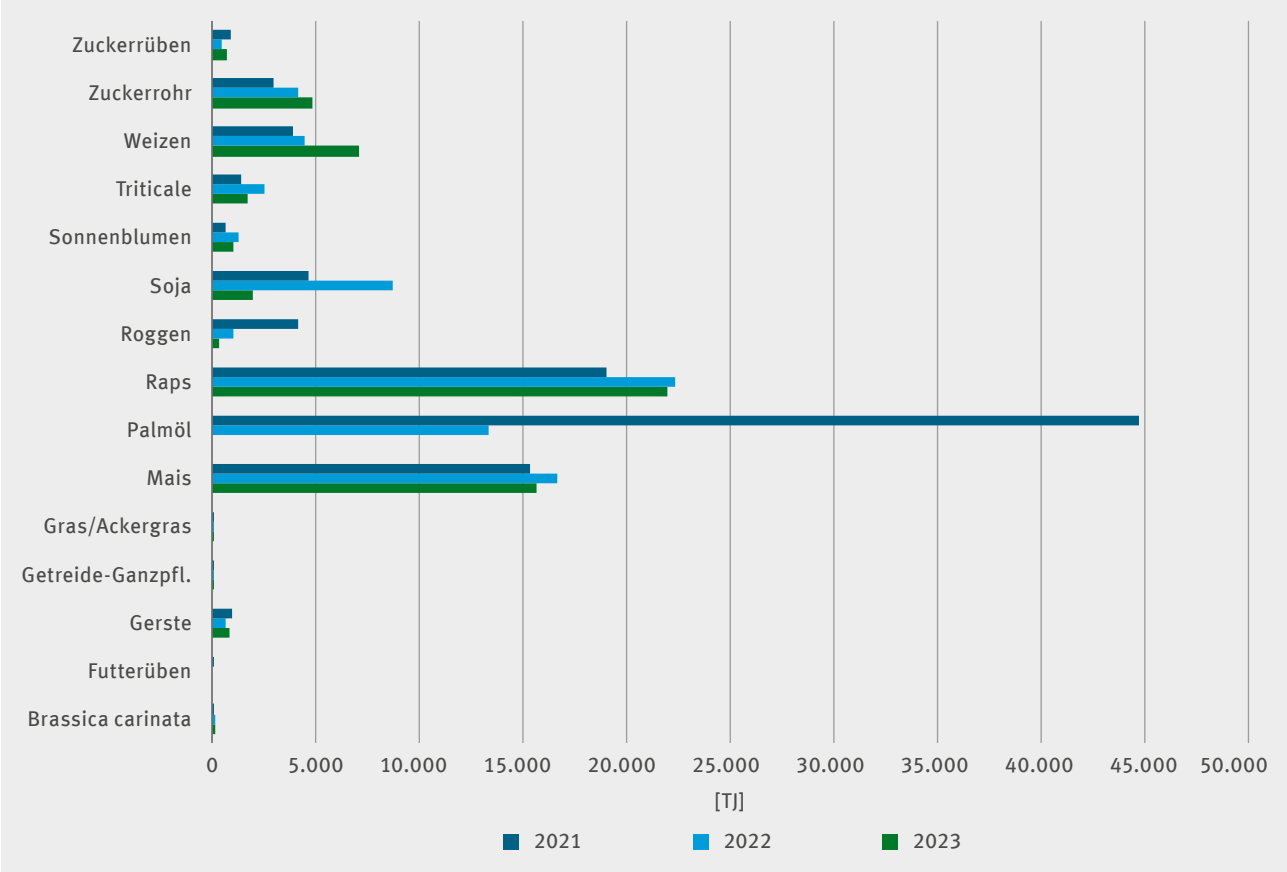
15 Die Verwendung der Ausdrücke „konventionelle“ oder „fortschrittliche Biokraftstoffe“ meint in diesem Abschnitt immer die dem jeweiligen Kraftstoff beigemischte konventionelle oder fortschrittliche Biomasse.



Quelle: BLE

Abbildung 8: Jahresvergleich von FAME, HVO und Bioethanol unterteilt in konventionell und fortschrittlich sowie auf Basis von gebrauchten Speiseölen und sonstige abfall- und reststoffbasierte Biomasse

Abbildung 9 zeigt die Ausgangsstoffe der konventionellen Biokraftstoffe, die in Deutschland verwendet wurden. Dabei spielen vor allem Raps (39 Prozent) und Mais (28 Prozent) sowie Zuckerrohr (9 Prozent) und Getreide (18 Prozent) eine Rolle. Biokraftstoffe auf Basis von frischem Palmöl wurden vor allem 2021 stark eingesetzt, können jedoch seit 2023 nicht mehr angerechnet werden, was den starken Rückgang erklärt.



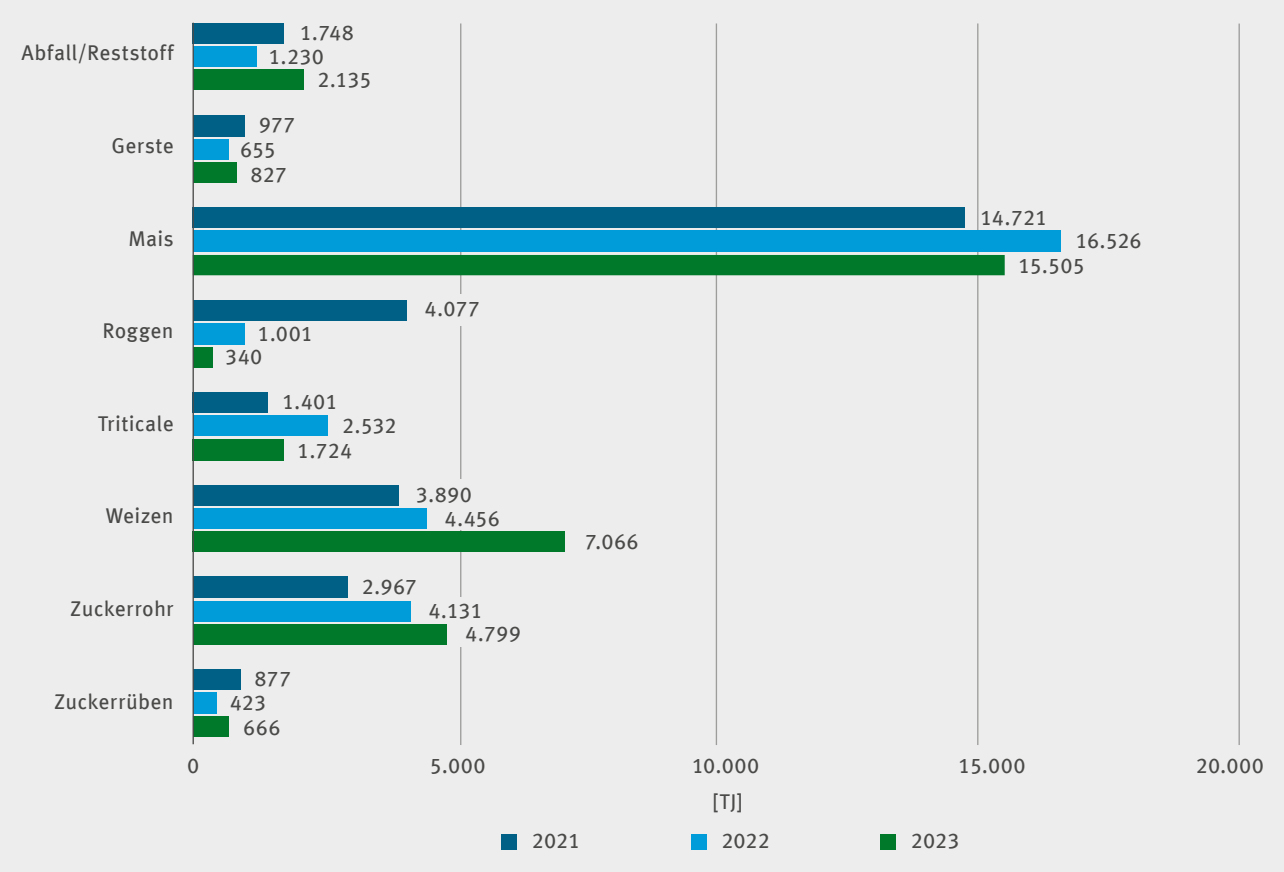
Quelle: BLE

Abbildung 9: Ausgangsstoffe der konventionellen Biomasse für Biokraftstoffe 2021 bis 2023

Im Folgenden werden die einzelnen Biokraftstoffe mit ihren jeweiligen Ausgangsstoffen separat betrachtet.

Bioethanol

Die Gesamtmenge Bioethanol stieg im Vergleich zum Vorjahr um 6,8 Prozent auf 33.062 Terajoule. Mit einem Anteil von 46,9 Prozent war Mais weiterhin der wichtigste Ausgangsstoff. Abfälle und Reststoffe spielen hier fast keine Rolle, sodass ein Großteil des beigemischten Bioethanols konventionellen Biokraftstoff darstellt.

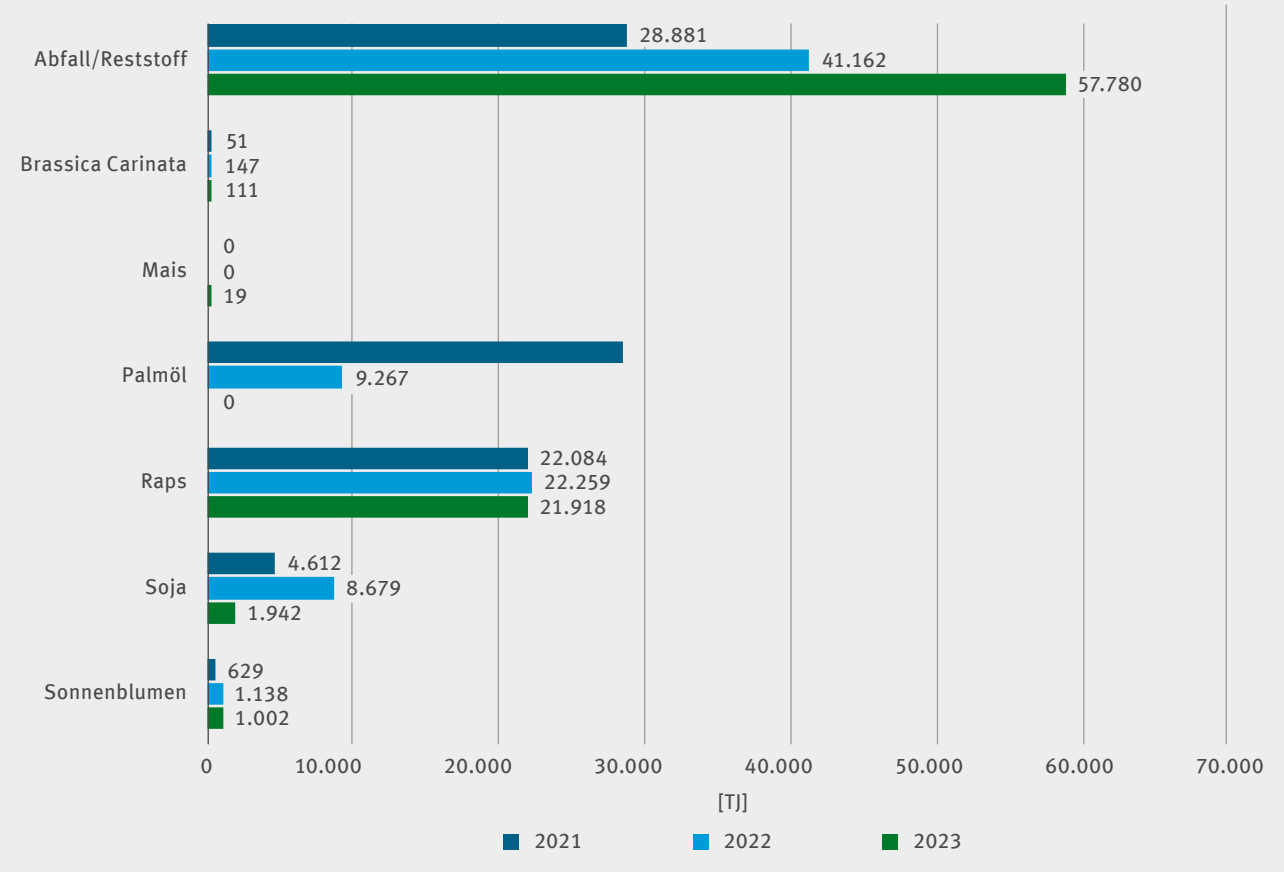


Quelle: BLE

Abbildung 10: Ausgangsstoffe Bioethanol 2021 bis 2023

FAME

Die Menge FAME stieg im Vergleich zum Vorjahr sehr leicht um 1,4 Prozent auf 83.773 Terajoule. Im Jahr 2023 wurden 70,2 Prozent dieser Menge aus Abfällen und Reststoffen hergestellt, das sind 42,8 Prozent mehr im Vergleich zum Vorjahr.

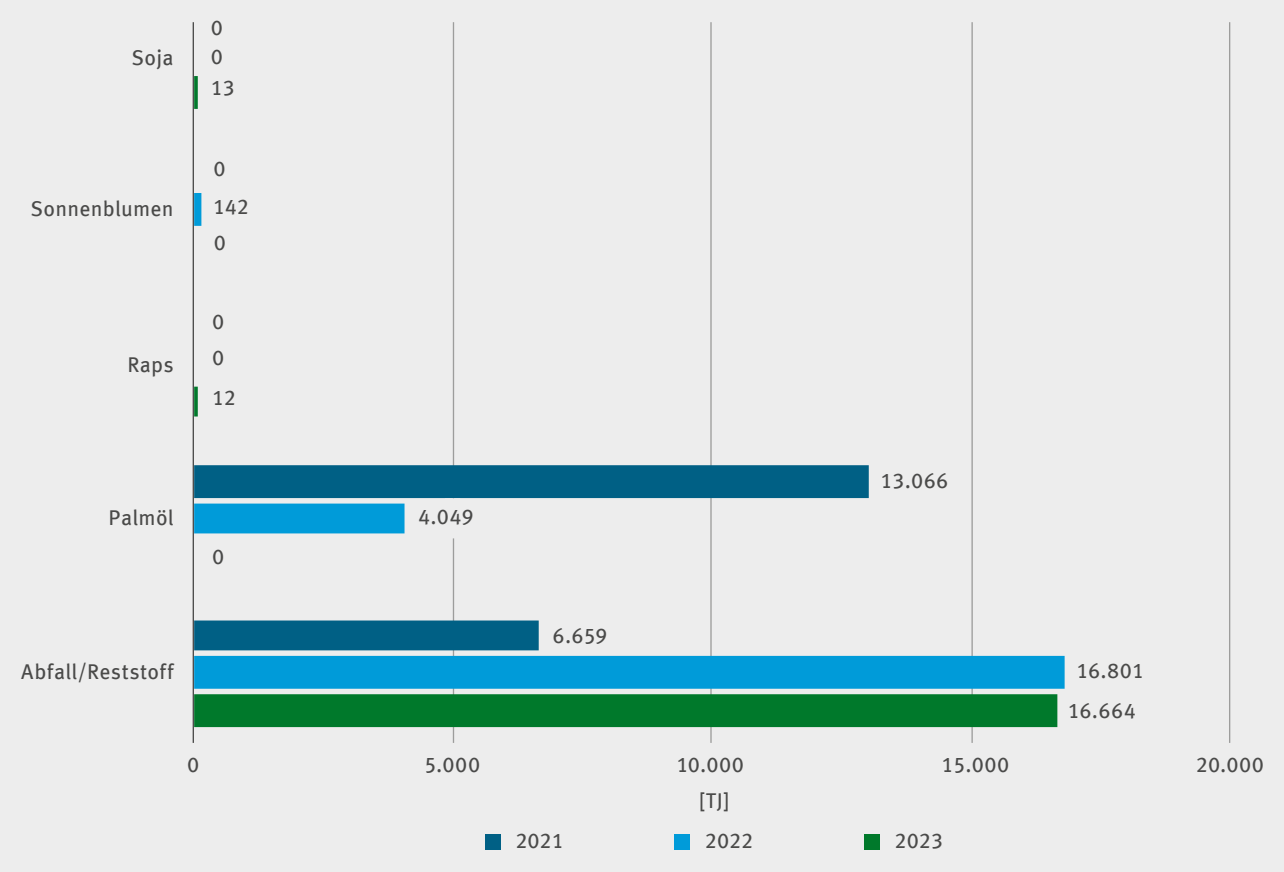


Quelle: BLE

Abbildung 11: Ausgangsstoffe FAME 2021 bis 2023

HVO

Die Gesamtmenge hydrierter Pflanzenöle (HVO) verringerte sich im Vergleich zum Vorjahr um 20,5 Prozent auf insgesamt 16.689 Terajoule. Sie wurde fast ausschließlich (zu 99,9 Prozent) aus Abfällen und Reststoffen hergestellt, deren Menge in absoluten Zahlen jedoch leicht sank. Im Vorjahr wurden noch 19,3 Prozent der Gesamtmenge aus Palmöl hergestellt.



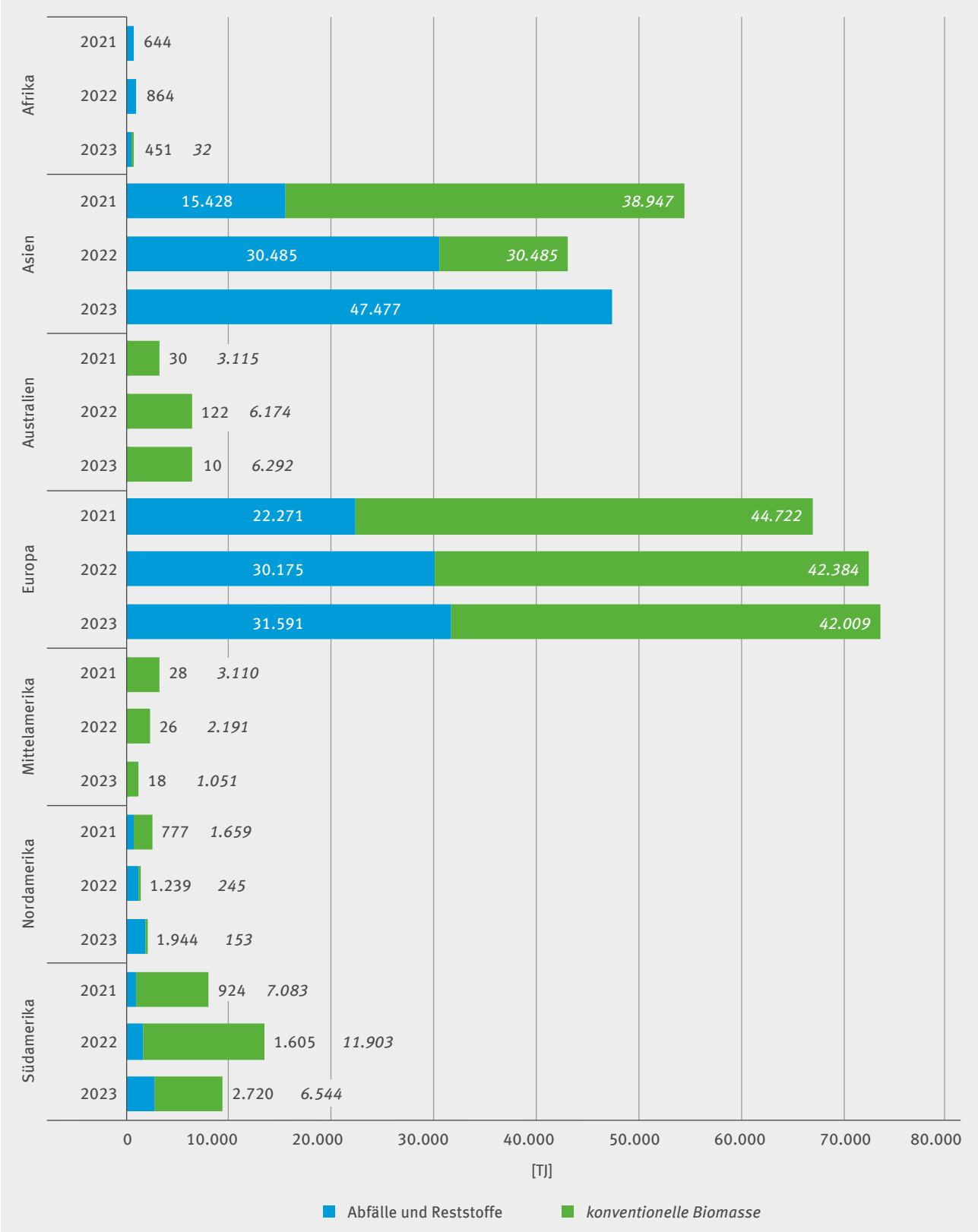
Quelle: BLE

Abbildung 12: Ausgangsstoffe HVO 2021 bis 2023

Herkunft der Ausgangsstoffe

Im Jahr 2023 wurden 52,5 Prozent aller Biokraftstoffe aus europäischen Ausgangsstoffen hergestellt. Dabei dominiert die Menge der konventionellen Biomasse in allen Jahren leicht die Biomasse aus Abfällen und Reststoffen, wobei der Anteil über die Jahre geringer wird.

Aus Asien stammen 33,8 Prozent aller deutschen Biokraftstoffe, welche 2023 zu 100 Prozent aus Abfällen und Reststoffen bestanden. Sowohl 2022 als auch 2023 kommen in absoluten Zahlen mehr Biokraftstoffe aus Abfällen und Reststoffen aus Asien als aus Europa.



Quelle: BLE

Abbildung 13: Herkunft der Ausgangsstoffe für Biokraftstoffe unterteilt in Abfälle/Reststoffe und konventionelle Biomasse 2021 bis 2023

Aus Asien kamen bis 2022 vor allem Biokraftstoffe aus Palmöl. Seit 2023 ist dieser Ausgangsstoff für Biokraftstoffe in Deutschland nicht mehr zulässig. Raps und Mais sind neben Abfällen und Reststoffen die dominierenden europäischen Ausgangsstoffe. Aus Südamerika kommen vor allem Soja und Zuckerrohr. Ausgangsstoffe aus Nordamerika, Mittelamerika und Afrika haben insgesamt nur eine geringe Bedeutung.

4 Analyse der Biomasse-Mengenpotenziale

4.1 Hintergrund

Wie eingangs in diesem Bericht schon erläutert, wird Biokraftstoffen derzeit eine wichtige Rolle bei der Dekarbonisierung des Verkehrssektors eingeräumt. Allerdings dient Biomasse – der Rohstoff zur Herstellung von Biokraftstoffen – vielen konkurrierenden Zwecken (Lebensmittel, Futtermittel, stoffliche Nutzung und energetische Nutzung auch im Strom- und Wärmesektor) und ist eine knappe Ressource. In ihrer jüngsten Überarbeitung erhöht die RED III (Richtlinie EU/2023/2413) das Ziel für den Anteil erneuerbarer Energie im Verkehrssektor von bisher 14 auf 29 Prozent.[16] Biokraftstoffe sind eine der vorgesehenen Minderungsoptionen, werden jedoch in mehrere Gruppen eingeteilt, die jeweils spezifischen Zielen oder Obergrenzen unterliegen. Konventionelle, auf Nahrungsmitteln basierende Biokraftstoffe, sind bei 7 Prozent des Bruttoendenergieverbrauchs im Verkehrssektor gedeckelt; Biokraftstoffe mit hohem ILUC-Risiko (indirekte Landnutzungsänderung) sollen bis 2030 auslaufen. Der Einsatz von Altspeiseöl und tierischen Fetten ist auf 1,7 Prozent begrenzt, während fortschrittliche Biokraftstoffe (gewonnen aus Anhang-IX-Teil-A-Rohstoffen) mindestens 5,5 Prozent ausmachen müssen. Darüber hinaus führt die Richtlinie eine Mindestanforderung von 1 Prozent für erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs (RFNBOs) ein, wobei im Seeverkehrssektor der Anteil RFNBOs an der insgesamt bereitgestellten Energiemenge ab 2030 mindestens 1,2 Prozent betragen muss. Ferner müssen alle auf die Ziele anrechenbaren konventionellen Biokraftstoffe Mindestanforderungen an die Treibhausgasemissionseinsparungen erfüllen (65 Prozent für Kraftstoffe im Verkehr sowie 80 Prozent für Elektrizität, Heizung und Kühlung) und Nachhaltigkeitskriterien einhalten.

Deutschland hat die RED über sein nationales Treibhausgasminderungs-Quotensystem in nationales Recht umgesetzt. Dieses System verpflichtet Unternehmen, die Diesel oder herkömmliche Kraftstoffe in Verkehr bringen, zur Senkung der Emissionen um einen gesetzlich vorgeschriebenen Prozentsatz. Die Quote begann 2020 bei 6 Prozent und steigt schrittweise: 7 Prozent im Jahr 2022, 12 Prozent im Jahr 2026, 17,5 Prozent im Jahr 2028 und 25 Prozent bis 2030 (§ 37a Absatz 4 BImSchG). Unter der aktuellen Umsetzung hält Deutschland eine Obergrenze für Biokraftstoffe auf Nahrungsmittelbasis bei 4,4 Prozent des Energieverbrauchs im Verkehr ein, was unter dem von der EU erlaubten Maximum von 7 Prozent liegt. Darüber hinaus erwägt Deutschland einen vollständigen Ausstieg aus auf Nahrungsmitteln basierten Biokraftstoffen bis 2030.

Biokraftstoffe werden außerdem durch das deutsche Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) gefördert, in dem die Emissionsberichterstattungsverordnung 2030 (EBeV 2030) die technischen Regeln für die Emissionsberichterstattung und -überwachung festlegt. Diese Verordnung stuft Biomasse als CO_2-neutral ein, sofern sie nachhaltig gewonnen wird, da das bei der Verbrennung freigesetzte CO_2 durch das Pflanzenwachstum zuvor aufgenommen wurde. Nach der EBeV 2030 gilt Biomasse nur dann als „nachhaltig erzeugt“, wenn sie die Nachhaltigkeitsanforderungen gemäß der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV) und der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung (Biokraft-NachV) erfüllt – konkret in den Paragrafen 4 bis 6 der jeweiligen Verordnungen.

16 Oder alternativ ausgedrückt entspricht dies einer Verringerung der Treibhausgasintensität um 14,5 Prozent im Vergleich zu fossilen Brennstoffen.

Das bedeutet:

- Die Biomasse darf nicht aus Gebieten mit hoher biologischer Vielfalt oder großen Kohlenstoffvorräten stammen, zum Beispiel aus Primärwäldern, Naturschutzgebieten oder artenreichen Grünlandflächen (§ 4 BioSt-NachV/§ 4 Biokraft-NachV).
- Biomasse aus der Forstwirtschaft muss nachweislich unter Einhaltung gesetzlicher Einschlagsrechte und nachhaltiger Walderneuerung gewonnen werden (§ 5 BioSt-NachV/§ 5 Biokraft-NachV).
- Die Treibhausgaseinsparungen durch den Einsatz von Biomasse im Vergleich zu den jeweils ersetzten fossilen Brennstoffen müssen bestimmte Schwellenwerte erfüllen. Diese sind grundsätzlich in § 6 der BioSt-NachV beziehungsweise Biokraft-NachV geregelt. Jedoch legt § 8 Absatz 2 der EBeV 2030 einen abweichenden Schwellenwert fest: Der Emissionsfaktor null darf nur angewendet werden, wenn die vom Verantwortlichen bestätigte Treibhausgaseinsparung den Emissionswert von 72 Gramm CO_2-Äquivalent pro Megajoule um mindestens 70 Prozent unterschreitet – unter der Annahme eines durchschnittlichen Anlagenwirkungsgrads (der Produktionsanlage des jeweiligen Kraftstoffs) von 90 Prozent und unter Einbeziehung der Transportemissionen.

Nur wenn alle diese Bedingungen erfüllt sind, kann gemäß § 8 EBeV 2030 ein Emissionsfaktor von null angesetzt werden.

Diesen ambitionierten politischen Rahmenbedingungen stehen jedoch praktische Ressourcenbeschränkungen gegenüber. Es stellt sich die Frage, wie viel nachhaltige Biomasse zur Deckung der steigenden Nachfrage nach Biokraftstoffen potenziell verfügbar ist. In dieser Analyse werden vorhandene Modellierungsergebnisse und Metastudien herangezogen, um sowohl die Bandbreite möglicher Verfügbarkeitsszenarien in der Literatur als auch die Ursachen für deren erhebliche Variabilität zu beleuchten. Außerdem werden die potenziellen Zielkonflikte zwischen dem Ausbau von Biokraftstoffen und anderen umweltpolitischen Zielen erörtert.

4.1.1 Biomassepotenzial für Biokraftstoffe

Zur besseren Nachvollziehbarkeit der im Folgenden verwendeten Begriffe werden in der nachstehenden Textbox die verschiedenen Arten von Biomassepotenzialen erläutert, wie sie in der wissenschaftlichen Literatur definiert sind. Diese Begriffe werden im weiteren Verlauf der Analyse wiederholt verwendet und bilden eine wichtige Grundlage für das Verständnis der Szenarien und Studienergebnisse. In der Literatur werden Biomassepotentiale im Allgemeinen berechnet und beziehen sich nicht spezifisch auf Kraftstoffpotenziale. Diese würden von den vorhandenen Anreizstrukturen abhängen, die den Wettbewerb zwischen alternativen Biomassenutzungen für Biomaterialien, Energie oder Nahrung beeinflussen.

- **Theoretisches Potenzial:** Die absolute Höchstmenge an Biomasse, die produziert werden könnte, beschränkt ausschließlich durch biophysikalische Grenzen wie Landverfügbarkeit, Sonneneinstrahlung und klimatische Bedingungen (Dees et al. 2017).
- **Technisches Potenzial:** Der Anteil des theoretischen Potenzials, der mit der heutigen Technologie verfügbar ist, unter Berücksichtigung technischer und infrastruktureller Einschränkungen, einschließlich Landverfügbarkeit sowie der Machbarkeit von Ernte und Umwandlung (Dees et al. 2017).
- **Nachhaltiges Potenzial:** Die Menge an Biomasse, die extrahiert werden kann, während Umwelt- und soziale Nachhaltigkeitskriterien wie Biodiversitätsschutz, Boden- und Wasserqualität sowie die Aufrechterhaltung von Ökosystemfunktionen eingehalten werden (Dees et al. 2017).
- **Umsetzungspotenzial:** Der Anteil des nachhaltigen Potenzials, der tatsächlich mobilisiert und genutzt werden kann, unter Berücksichtigung wirtschaftlicher, politischer und logistischer Rahmenbedingungen (Dees et al. 2017).

4.1.2 Wie werden Potenziale berechnet und welche Faktoren erklären deren Variabilität?

Weltweit variieren die Schätzungen zum Potenzial von Biomasse erheblich. Obwohl Biomasse in der Regel in Masse- oder Volumeneinheiten gemessen wird, erfolgt die Umrechnung häufig in Energieverbrauchseinheiten (Exajoule, EJ) mithilfe spezifischer Energieeffizienz-Faktoren für verschiedene Biomassearten. Prognosen zum globalen Bioenergiepotenzial im Jahr 2050 reichen von unter 50 Exajoule (etwa der Status quo der Bioenergienutzung im Jahr 2012) bis über 500 Exajoule pro Jahr (Creutzig et al., 2015). Zur Veranschaulichung: Ein Exajoule entspricht etwa 55 Millionen Tonnen Holz oder dem CO_2-Fußabdruck einer Ernte auf 5 bis 7 Millionen Hektar Ackerland. Das entspricht beinahe einem Drittel der gesamten landwirtschaftlichen Fläche Deutschlands (Material Economics, 2021).

Zwei Hauptfaktoren erklären die große Spannbreite in den Potenzialschätzungen:

1. Annahmen zu Status und zukünftiger Entwicklung von Produktivität und Kapazität der Flächen.
2. Annahmen zu konkurrierenden Nutzungsformen der Biomasse, die auch als Nachhaltigkeitsrestriktionen interpretiert werden können.

Der erste Faktor bezieht sich auf die insgesamt verfügbare Biomasse in einer Region. Üblicherweise wird sie ermittelt, indem die für Energiepflanzen verfügbaren Flächen mit dem erwarteten Ertrag pro Flächeneinheit multipliziert und technische Einschränkungen berücksichtigt werden. Diese Konzepte sind in der Literatur als theoretisches und technisches Potenzial bekannt. Allerdings sind sowohl die tatsächliche Verfügbarkeit von Land als auch dessen aktuelle und zukünftige Produktivität hoch umstritten (Creutzig et al., 2015). Zudem ist die Entwicklung komplexer natürlicher Systeme, insbesondere unter Bedingungen des Klimawandels, von hoher Unsicherheit geprägt. Selbst bei Betrachtung einer einzigen Biomassequelle stellen Studien teilweise zehnfache Spannen in den Prognosen fest. Daher variieren die Schätzungen zwischen verschiedenen Untersuchungen stark (Material Economics, 2021, Kowalczewska et al., 2023).

Der zweite Unsicherheitsfaktor betrifft die Definition von Nachhaltigkeit und das Zusammenspiel unterschiedlicher Umweltziele und konkurrierender Biomasse-Verwendungen. Zu diesen konkurrierenden Nutzungen zählen:

- traditionelle Anwendungen wie Nahrung, Futtermittel und Faser,
- neue nicht energetische Anwendungen wie Biochemikalien und Biokunststoffe,
- „non-uses“, also das Belassen von Biomasse zur Erhaltung von Boden und Biodiversität.

In der Literatur wird die Verfügbarkeit von Biomasse unter konkurrierenden Nutzungen im Begriff des nachhaltigen Potenzials abgebildet, der ökologische Zielkonflikte in unterschiedlichem Umfang berücksichtigt. Die weitergehende Berücksichtigung rechtlicher, politischer und gesellschaftlicher Einschränkungen – die häufig durch diese konkurrierenden Nutzungen geprägt sind – definiert schließlich das sogenannte Umsetzungspotenzial.

Obwohl unstrittig ist, dass verschiedene Nutzungsformen der Biomasse miteinander konkurrieren, bleibt der Punkt unklar, ab dem eine Nutzungsart eine andere negativ beeinflusst. Dies hängt von Faktoren wie den Eigenschaften des Ökosystems und den konkreten Bewirtschaftungsmethoden ab (Material Economics, 2021). In der Regel greifen Modellierungsansätze bei der Berücksichtigung konkurrierender Nutzungen und Nachhaltigkeitsaspekte auf vordefinierte Szenarien zurück, in denen exogene Grenzen festgelegt werden, anstatt die dynamischen Wechselwirkungen zwischen den verschiedenen Biomasse-Anwendungen explizit zu modellieren (Kowalczewska et al., 2023).

Historisch gesehen spielte der Import von Biomasse eine Rolle in der europäischen Versorgung, jedoch erscheint eine deutliche Ausweitung der Importe aufgrund des weltweit steigenden Nahrungsmittelbedarfs und des damit verbundenen Drucks auf Flächen außerhalb Europas eher unwahrscheinlich. Eine weitere Expansion der Importe wäre zu riskant hinsichtlich des Drucks auf die Nahrungsmittelversorgung in Ländern mit steigender Nahrungsmittelnachfrage und birgt hohe Risiken für indirekte Landnutzungsänderungen und damit verbundene Emissionen. Aus diesem Grund wird in diesem Bericht die Ausweitung von Biomasse-Importen für Biokraftstoffe bei der Berechnung der Potenziale nicht als realisierbar betrachtet. Die Gefahr, Anreize zu schaffen, die Druck zur Erhöhung der Importe erzeugen, bleibt jedoch bestehen und muss sorgfältig adressiert werden.

4.2 Biomassepotenzial in der EU: Literaturübersicht

Verschiedene Modellierungsansätze wurden entwickelt, um das Biomasse-Potenzial in der EU zu ermitteln und eine Reihe von Metastudien untersucht diese Potenziale. In diesem Abschnitt betrachten wir die Ergebnisse aus der ENSPRESO-Datenbank des Joint Research Centre (JRC) der Europäischen Kommission (Ruiz et al., 2019) sowie zwei Metastudien: die Untersuchung von Material Economics mit dem Titel „EU Biomass Use in a Net-Zero Economy“ (Material Economics, 2021) und die Bio-Scope-Studie von CE Delft (Van Grinsven et al., 2020). Diese drei Studien wurden zudem von einer EEA-Studie mit dem Titel „The European Biomass Puzzle“ (Kowalczewska et al., 2023) ausgewertet. Zusätzlich ziehen wir die UBA-Studie „BioRest: Availability and Usage Options for Biogenic Waste and Residues in the Energy System“ (Fehrenbach et al., 2019) heran und ergänzen die Analyse durch eine neuere Untersuchung der Europäischen Kommission zu fortschrittlichen Biokraftstoffen (Georgiadou et al., 2024).

Die Analyse von Material Economics (2021) fasst verschiedene Modellierungsergebnisse bezüglich des aktuellen und potenziellen zusätzlichen Angebots an Biomasse in der EU in einer zusammenhängenden Schätzung mit Unsicherheitsbereichen zusammen. Anzumerken ist, dass die hier präsentierten Ergebnisse nur das gesamte Potenzial für Biomasse betreffen, ohne deren Verwendung zu unterscheiden. Die Priorisierung der Nutzung dieses Biomassepotenzials für verschiedene Zwecke (wie der Wettbewerb zwischen Energie- und Materialnutzung) ist aus sozialer und ökologischer Perspektive äußerst wichtig.

Den Erkenntnissen der Analyse zufolge lassen die untersuchten Studien wenig Raum für eine deutliche Ausweitung der Biomasse-Erzeugung für Energieverbrauch und Materialien über das derzeitige Niveau in der EU hinaus. Konkret betrachten sie ein Szenario, in dem das Biomasseangebot bis 2050 nur moderat um 1 bis 3 Exajoule steigt und sich damit auf insgesamt 11 bis 13 Exajoule beläuft (Material Economics, 2021).

Allerdings reicht die in den betrachteten Studien ermittelte Gesamtspanne von 9 bis 20 Exajoule, wobei diese Zahlen die aktuelle Versorgung von 10,2 Exajoule bereits beinhalten. Dies bedeutet, dass ein Anstieg bis 9,8 Exajoule erwartet wird. Die größte Unsicherheit liegt im Beitrag von Energiepflanzen. Das Potenzial für Energiepflanzen variiert je nach Quelle stark und hängt wesentlich davon ab, wie viel Land für ihren Anbau zur Verfügung gestellt wird. Die Studie Material Economics (2021) geht davon aus, dass der Umstieg von Nahrungsmitteln auf ertragsstärkere Energiepflanzen die Biomasse-Erzeugung um 0,2 Exajoule pro Jahr erhöhen könnte. Das obere Ende ihrer Schätzungen liegt jedoch bei 5,6 Exajoule, was eine „beträchtliche und nachhaltige Ausweitung der Landnutzung – rund 35 Millionen Hektar, in etwa so groß wie Deutschland“ – erfordern würde. Dies dürfte schwierig umzusetzen sein, ohne signifikante negative Auswirkungen zu verursachen.

Die Ergebnisse von Material Economics basieren weitgehend auf zwei Versorgungsszenarien aus S2Biom, einer umfangreichen Studie zum künftigen Biomasse-Angebot in der EU: dem „Base Potential“ und dem „User Defined Potential 4 (UD04)“. Diese Szenarien unterscheiden sich in den beiden zentralen Unsicherheitsfaktoren Flächenverfügbarkeit und konkurrierende Nutzungen. Zu beachten ist auch, dass diese Szenarien die Wirtschaftlichkeit der Ernte nicht berücksichtigen, was die tatsächlich verfügbare Biomasse weiter einschränken könnte.

Das „Base Potential“ ist ein technisches Szenario mit Ad-hoc-Annahmen zu Einschränkungen durch Nachhaltigkeitskriterien in Landwirtschaft, Forstwirtschaft und Flächenmanagement, beispielsweise Standards der Gemeinsamen Agrarpolitik (GAP) oder Vorgaben aus Managementplänen für Schutzgebiete sowie dem Ausschluss bestimmter Rohstoffe.

Das Szenario UD04 hingegen integriert strengere Annahmen zu konkurrierenden Nutzungen, wie eine um 5 Prozent erhöhte geschützte Waldfläche und den Verzicht auf Baumstumpfentnahme. Dies führt dazu, dass im „Base Potential“ eine zusätzliche Versorgung von 0,7 Exajoule aus der Forstwirtschaft gesehen wird, während UD04 keine Erhöhung vorsieht (Dees et al., 2017). Material Economics bewertet UD04 als stärker an Biodiversitätszielen ausgerichtet; das Modell (und die dazugehörige Bewertung) entstand jedoch vor der jüngsten Überarbeitung der RED III und enthält daher noch nicht die im Zuge der Fit-for-55-Agenda verschärften Umweltauflagen und Zielwerte.

Nichtsdestotrotz wurden die Ergebnisse der Studie von Material Economics (2021) vom Wissenschaftlichen Beirat für Klimafragen bei der Formulierung der EU-Ziele für 2040 berücksichtigt (European Commission, 2024b). Diese Schätzungen fanden daraufhin Eingang in den der 2040-Klimaziel-Kommunikation der EU beigefügten Impact Assessment Report, in dem letztlich der Wert von 9 Exajoule pro Jahr verwendet wurde (European Commission, 2024b). Dies impliziert eine Reduzierung der gesamten verfügbaren Biomasse im Vergleich zur derzeitigen Versorgung.

Eine weitere relevante Studie, die das Biomassepotenzial in der EU direkt bewertet hat, ist die ENSPRESO-Studie des Joint Research Centre (Ruiz et al., 2019). Diese Untersuchung geht von einem Biomasse-Potenzial zwischen 8 und 21 Exajoule aus, mit einem Referenzwert von 12 Exajoule (ähnlich wie oben, dies schließt die aktuelle Biomasseversorgung mit ein). Darüber hinaus werden potenzielle Biomasse-Importe von 0,7 bis zu 3,8 Exajoule geschätzt.

Die Ergebnisse der ENSPRESO-Modellierung basieren auf drei verschiedenen Nachfrageszenarien. Diese Szenarien treffen Annahmen über die Verfügbarkeit von Land und die damit verbundenen Einschränkungen, basierend auf einer hohen, mittleren oder niedrigen angenommenen Unterstützung für Biokraftstoffe. Alle Szenarien verwenden die grundlegenden Annahmen des CAPRI-Modells und passen diese leicht an, um exogen verschiedene Unterstützungsniveaus für Biokraftstoffe zu simulieren. In allen CAPRI-Szenarien ist die Substitution von Nahrungs- und Energiepflanzen und eine damit verbundene Erhöhung der Importe (mit den damit verbundenen Risiken von ILUC) erlaubt. Im High-Szenario wird beispielsweise 10 Prozent mehr Land für Energiepflanzen zur Verfügung gestellt im Vergleich zum Basisszenario des zugrundeliegenden Agrarmodells (CAPRI). Zusätzlich gibt es keine Begrenzung für die Konkurrenz, die Energiepflanzen gegenüber Nahrungspflanzen darstellen können. Im Low-Szenario hingegen ist die Bewässerung für Energiepflanzen nicht erlaubt, und landwirtschaftliche Flächen mit hohem Naturwert dürfen nicht für Energiepflanzen genutzt werden (Ruiz et al., 2015). Darüber hinaus sind diese Modellierungen relativ alt und erfassen – ähnlich wie Material Economics – nicht aktuelle politische Entwicklungen in Bezug auf die strengeren Beschränkungen für Energiepflanzen, die durch RED III vorgesehen sind.

Eine weitere Metastudie zu Schätzungen in der Literatur stammt von CE Delft (Van Grinsven et al., 2020). Deren Ergebnisse wurden in der Analyse der EEA (Kowalczewska et al., 2023) zusammengefasst und zeigen ein Spektrum von etwa 17 bis 30 Exajoule. Die größte Unsicherheit liegt hier im Landwirtschaftssektor, dessen jährliches Potenzial 2050 zwischen 5,5 und 18,9 Exajoule beträgt. Dies könnte praktisch bedeuten, dass entweder keine zusätzliche Biomasse-Erzeugung gegenüber dem heutigen Stand erfolgt oder aber eine Verdreifachung. Nach Kowalczewska et al. (2023) ergibt sich das untere Ende aus einem Szenario namens „Sustainable Potential“, das obere Ende beruht auf einem namens „Technical Sustainable Potential“, wobei nur ersteres tatsächlich geltende material- und energiebezogene EU-Vorgaben wie die RED II berücksichtigt. Das „Technical Sustainable Potential“ ähnelt eher einem nicht weiter eingeschränkten technischen Potenzial.

Eine vom Umweltbundesamt (UBA) beauftragte Studie mit dem Titel „BioRest: Verfügbarkeit und Nutzungsoptionen biogener Abfall- und Reststoffe im Energiesystem (Strom-, Wärme- und Verkehrssektor)“ untersucht das Potenzial biogener Abfall- und Reststoffe für Biokraftstoffe (Fehrenbach et al., 2019). Sie beleuchtet eine Vielzahl von Umwandlungstechnologien – darunter Verbrennung, Vergasung, Fermentation, alkoholische Gärung und Umesterung – und betrachtet sowohl etablierte als auch neue Verfahren (Fehrenbach et al., 2019). Die Analyse nennt drei Hauptanwendungen für diese Abfall- und Reststoffe: Kraftstoffe für den Verkehr, Elektrizitätserzeugung und Wärmeversorgung (Fehrenbach et al., 2019). Die Ergebnisse deuten darauf hin, dass biogene Abfälle und Rückstände in der Summe ihrer Energiegehalte einen signifikanten Beitrag zum Energiesystem leisten könnten, wobei jedoch Nachhaltigkeitskriterien und konkurrierende stoffliche Nutzungen sorgfältig abzuwägen sind (Fehrenbach et al., 2019). Dabei ist zu beachten, dass für einen überwiegenden Teil der gut zu erschließenden untersuchten biogenen Rest- und Abfallstoffe angenommen wird, dass sie bereits energetisch oder stofflich genutzt werden. Für den mengenmäßig größten Stoffstrom holziger Biomasse wird sogar eine Übernutzung nachhaltiger Potenziale festgestellt und wirklich bedeutende, unter Umständen zusätzlich verfügbare Mengen, können lediglich im Bereich der tierischen Reststoffe (Mist und Gülle) und beim Stroh festgestellt werden.

Eine aktuelle Studie der Europäischen Kommission mit dem Titel „Development of Outlook for the Necessary Means to Build Industrial Capacity for Drop-in Advanced Biofuels“ (Georgiadou et al., 2024) versucht, die jüngsten Anforderungen und Einschränkungen aus der RED III einzubeziehen. Diese Untersuchung ermittelt ein Biomasse-Potenzial zwischen 128 und 382 Megatonnen Öleinheiten, wobei das mittlere Szenario 222 Megatonnen Öleinheiten vorsieht. Umgerechnet in Exajoule entspricht dies 5,3 (niedrig), 9,3 (mittel) und 16 Exajoule (hoch) (Georgiadou et al., 2024). Dies ergibt sich durch die Berechnung eines technischen Potenzials im Einklang mit der RED III, an das sich verschiedene Mobilisierungsszenarien anschließen, die die diversen konkurrierenden Biomasse-Verwendungen reflektieren. Das technische Potenzial wird definiert als „die maximale Verfügbarkeit von Biomasse unter Berücksichtigung der aktuellen technischen Möglichkeiten (zum Beispiel Erntetechniken, Netzinfrastruktur, Zugänglichkeit) und minimaler Nachhaltigkeitskriterien wie dem Ausschluss von Nahrungsmittel-Kulturen“ (Georgiadou et al., 2024). Im Szenario mit geringer Mobilisierung wird angenommen, dass bis 2050 nur 16 Prozent des technischen Potenzials für Energiezwecke wie Wärme, Strom und Biokraftstoffe bereitstehen, während dieser Anteil im mittleren Szenario auf 33 und im hohen Szenario auf 54 Prozent steigt. Ein zusätzlicher Vorteil dieser Studie liegt in der Nutzung eines aktualisierten Basismodells aus dem Jahr 2022, anstelle der älteren Modellversion (2015), die ENSPRESO und S2Biom zugrunde liegt.

4.3 Zielkonflikte mit anderen Umweltzielen

Die Ziele der EU-Politik für Flächenerhalt und Biodiversität stehen im Spannungsverhältnis zum Ausbau der Biomasse-Bereitstellung. Eine Ausweitung der Flächen für Naturschutz und Renaturierung sowie weniger intensive Landwirtschaft bedeuten einen Rückgang der für den Anbau von Energiepflanzen zur Verfügung stehenden Landfläche und Erntemengen in den zuvor genannten technischen Potenzialen. Zwar berücksichtigen diese Studien Nachhaltigkeitskriterien, jedoch nicht konkurrierende politische Ziele. Ein weiterer wichtiger Aspekt ist die implizite Annahme bezüglich marginaler und degradierter Flächen, die derzeit weder für den Ackerbau noch für die Weidewirtschaft genutzt werden. Ältere Studien wie Nijsen et al. (2012) betrachten degradierte Flächen als wichtigen Beitrag zur zukünftigen Bioenergieproduktion. Neuere Bewertungen wie Material Economics (2021) gehen mit dieser Annahme deutlich kritischer um. Während Nijsen et al. davon ausgehen, dass diese Flächen dauerhaft verfügbar und degradiert bleiben, weist Material Economics darauf hin, dass solche Szenarien häufig die Opportunitätskosten einer Wiederbewaldung vernachlässigen – also die Möglichkeit, durch Renaturierung eine höhere Biodiversität und ein größeres Kohlenstoffbindungspotenzial zu erzielen. Darüber hinaus haben sich die seit 2009 bestehenden Anreize für die Nutzung degradierter Flächen im Rahmen der RED größtenteils als unwirksam erwiesen.

Hinsichtlich des Klimaschutzes gilt zwar, dass Biomasse während des Wachstums CO_2 aufnimmt und bei der Verbrennung wieder freisetzt (was sie rechnerisch CO_2-neutral erscheinen lässt), doch sind Anbau, Aufbereitung und Verarbeitung von Biomasse zu Kraftstoffen mit der Freisetzung von Treibhausgasemissionen verbunden. Diese resultieren aus der Herstellung und dem Einsatz von Düngemitteln, aus Transport und Weiterverarbeitung sowie aus den biogenen CO_2-Emissionen, die durch die Veränderung der Kohlenstoffspeicherung im Ökosystem infolge der Biomasse-Entnahme entstehen.

Eine weitere, viel diskutierte und relevante Emissionsquelle betrifft die indirekte Landnutzungsänderung (ILUC), bei der der Anbau profitablerer Energiepflanzen die Nahrungsmittelproduktion verdrängt und anderswo eine Ausweitung der Lebensmittelproduktion auslöst. Die EU versucht daher, Biokraftstoffe mit hohem ILUC-Risiko auszuschließen (bisher gültig für Energieträger aus Palmöl) und weitere Risiken durch Obergrenzen für landwirtschaftliche Produkte im Rahmen der Erneuerbare-Energie-Richtlinie (RED II) einzuschränken (Guidehouse, 2024). Damit hat sie die anrechenbare Menge an flächenintensiven Biokraftstoffen auf Grundlage von Nahrungs- und Futtermitteln deutlich beschränkt.

Nicht zuletzt kommen weitere Umweltauswirkungen durch Ausweitung und Intensivierung der Landwirtschaft hinzu, etwa der Wasserverbrauch, die Eutrophierung infolge von Düngemitteleinsatz oder der Beitrag von Ammoniak zur Luftverschmutzung in Städten.

4.4 Schlussfolgerungen

Die Bewertung der ausgewählten Literatur zeigt erhebliche Unsicherheiten für die EU in Bezug auf das Biomassepotenzial insgesamt und insbesondere für Biokraftstoffe. Die Schätzungen des Biomassepotenzials für das Jahr 2050 variieren stark. Das Biomassepotenzial könnte geringer sein als das heutige Gesamtangebot, wenn Kriterien gemäß RED III angewendet werden. Die ENSPRESO-Ergebnisse (Ruiz et al., 2019), welche die vollständigen RED-III-Beschaffungskriterien noch nicht berücksichtigen, aber beispielsweise hochwertige Naturflächen ausklammern, berichten ein Gesamtbiomassepotenzial für 2050, das niedriger ist als die heutige Nutzung. Ebenso würde eine Beschränkung der Beschaffung auf Abfälle und biogene Rückstände, wie in Georgiadou et al. (2024) modelliert, zu einem Gesamtbiomassepotenzial von 5,3 Exajoule führen. Andererseits gibt es Projektionen von Biomassepotenzialen, die im oberen Szenario von Material Economics 20 Exajoule erreichen, etwa doppelt so hoch wie die aktuelle Nutzung. Es muss jedoch anerkannt werden, dass die Ausschöpfung eines solch hohen Potenzials erhebliche negative Auswirkungen hätte: Um ein Potenzial von 20 Exajoule zu erreichen, wäre eine Ausweitung der für Biomasse genutzten Fläche in etwa von der Größe Deutschlands erforderlich. Die studienübergreifende hohe Variabilität resultiert in erster Linie aus divergierenden Annahmen zur Flächenverfügbarkeit, Produktivität und Strenge der Nachhaltigkeitskriterien Rohstoffherkunft/-zusammensetzung und -mobilisierbarkeit sowie aus Unterschieden bei den untersuchten Nutzungspfaden und -konkurrenzen. Auffällig ist, dass neuere Studien, die aktuellere politische Entwicklungen und strengere Umweltvorgaben aus der RED III einbeziehen, tendenziell niedrigere Potenziale prognostizieren als ältere Untersuchungen. Die langjährige Diskussion über Zielkonflikte – insbesondere bei steigender Biomasse-Entnahme und gegenüber umwelt- und sozialpolitischen Zielen – erweist sich als sehr relevant. Dabei ist essenziell, jegliche quantitative Schätzung um eine umfassende qualitative Bewertung zu ergänzen. Diese sollten fortbestehende und sich im Zuge des Klimawandels verstärkende Unsicherheiten bei der Nutzung von Bioenergie Rechnung tragen und diese als unmittelbare Risiken für Mensch und Natur anerkennen. In Studien, die sich die quantitative Perspektive von Biomassepotenzialen anschauen, passiert das in der Regel aufgrund ihres Fokus aber nicht in ausreichendem Maße.

Insgesamt können die für diesen Bericht gesichteten Studien und ihre Ergebnisse keine belastbare Grundlage für Aussagen zur zukünftigen Entwicklung des Angebots an Biokraftstoffen liefern. Damit können auch keine Schlussfolgerungen zur künftigen Entwicklung des Biokraftstoffmarkts auf dieser Datengrundlage gezogen werden.

5 Preisanalyse

Im folgenden Kapitel werden die (nominalen) Großhandelspreise von Biokraftstoffen (Biodiesel, das seit 2024 zugelassene HVO sowie Bioethanol) seit Start des nationalen Emissionshandels im Jahr 2021 bis Ende 2024 (Betrachtungszeitraum) dargestellt und mit denen fossiler Kraftstoffe verglichen.

- Dabei werden konventionelle und fortschrittliche Biokraftstoffe zusammengefasst betrachtet. Eine Unterscheidung zwischen konventionellen und fortschrittlichen Biokraftstoffen (gemäß § 14 beziehungsweise Anlage 1, 38. BImSchV) ist aufgrund fehlender öffentlich zugänglicher Preisdaten nicht möglich.
- Die Energiesteuer ist separat ausgewiesen. Der Tankrabatt von Juni bis August 2022 (reduzierte Energiesteuer) ist in den Monats- beziehungsweise Jahreswerten der Kraftstoffe jeweils berücksichtigt (analog zu FÖS/Prognos (2024)).
- Bei den fossilen Vergleichsprodukten Diesel und Benzin ist neben Großhandelspreis und Energiesteuer zusätzlich der jeweils geltende CO_2-Preis des nationalen Emissionshandels dargestellt.
- Die Preisangaben beziehen sich auf das Volumen (Cent pro Liter) und werden für den Vergleich zusätzlich auf den Energiegehalt (Euro pro Gigajoule) unter Verwendung der Standardwerte aus Anlage 2 EBeV 2030 umgerechnet. Unterschiede im Energiegehalt sind für die Beurteilung der Preisunterschiede relevant, da sich der Energiegehalt deutlich unterscheidet. Nach Anlage 2 EBeV 2030 beträgt der Energiegehalt von Ethanol – bezogen auf das Volumen – circa 64 Prozent des von (fossilem) Benzin; der von Biodiesel 91 Prozent zu fossilem Diesel. In Abhängigkeit vom Umfang der Beimischung (E5, E10, B7) ist der Unterschied wiederum etwas geringer. Die Beimischung konnte hier nicht berücksichtigt werden.
- In einem weiteren Schritt wird berechnet, welcher (theoretische) CO_2-Preis nötig gewesen wäre, um eine Preisparität (bezogen auf Euro pro Gigajoule) zwischen Biokraftstoff und fossilem Kraftstoff herzustellen. Der BEHG-Preis des jeweiligen Jahres ist in diesem CO_2-Preis enthalten.

5.1 Preisentwicklung Biokraftstoffe

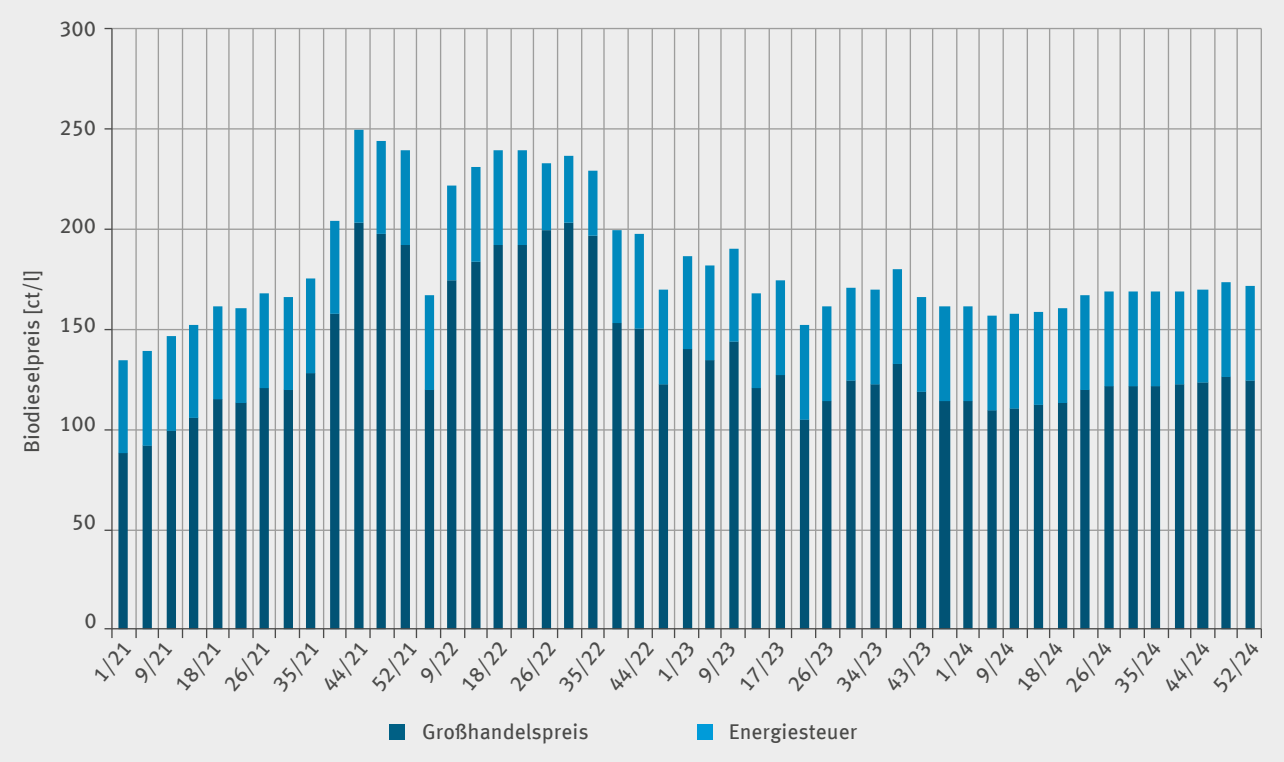
Für die Preisentwicklung von Biokraftstoffen sind neben Produktionskosten und Marktbedingungen folgende Einflussfaktoren maßgeblich (vergleiche Europäischer Rechnungshof 2023; VDB 2025):

- Rohstoffkosten: Preise für die zugrunde liegenden landwirtschaftlichen Erzeugnisse oder Reststoffe (Raps, Sonnenblumen, Soja, Altspeiseöle, Mais, Zuckerrübe, Stroh)
- Preise für Nebenprodukte wie Ölschrote und Glycerin, die bei der Herstellung von Biokraftstoffen anfallen
- Lagerbestände (kurzfristig verfügbare Angebotsmengen)

Biokraftstoffpreise sind daher nur teilweise an die Entwicklung von fossilen Kraftstoffpreisen gekoppelt. Sie entwickeln sich anders als die fossilen Kraftstoffpreise, die in der Regel den Entwicklungen auf den Rohölmärkten folgen.

5.1.1 Großhandelspreis Biodiesel

5.1.1.1 Großhandelspreis Biodiesel (FAME)



Quelle: UFOP 2025

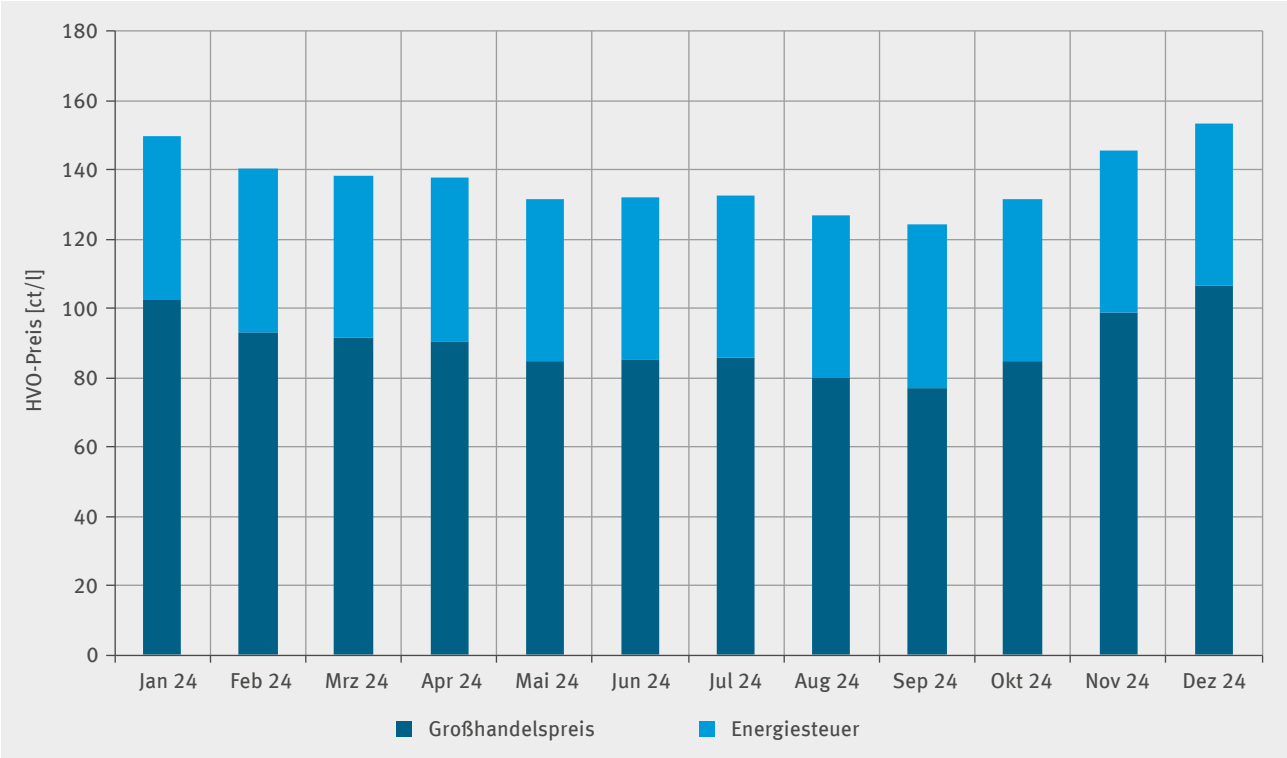
Abbildung 14: Biodieselpreis (Großhandelspreis und Energiesteuer) in Cent/Liter, Kalenderwochen 2021 bis 2024

- In den Wochen bis September 2021 stiegen die Preise für Biodiesel stetig. Die Nachfrage nach Biodiesel wuchs bei gleichzeitig begrenztem Angebot (UFOP 2025).
- Im letzten Quartal 2021 setzte ein deutlicher Preisanstieg ein, verursacht durch steigende Rohstoffpreise und weiterhin begrenztes Angebot. Zusätzliche Faktoren wie Transportprobleme durch Niedrigwasser trieben die Preise weiter nach oben. Zum Ende des Jahres sanken die Preise aufgrund fallender Rohölkurse und einer sich entspannenden Marktlage (UFOP 2025).
- Im Januar 2022 fielen die Preise temporär deutlich. Ursachen könnten Spekulationen und hohe Volatilität des Rapsmarktes sein (UFOP 2025). Bereits im Februar 2022 kam es aufgrund des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine und Sorgen über die Energieversorgung zu einem erneuten starken Preisanstieg von über 50 Cent/Liter auf über 2,20 Euro/Liter innerhalb eines Monats. Die Preise erhöhten sich bis April 2022 noch einmal um fast 20 Cent/Liter und stabilisierten sich in den Folgemonaten, blieben jedoch unter den Höchstwerten des Jahres 2021. Die Marktunsicherheit und hohe Energie-/Rohstoffkosten hielten die Preise hoch. Niedrigwasser verursachte hohe Transportkosten (UFOP 2025).
- Ab September 2022 kam es nach zunächst deutlichen Preisrückgängen zu einer Periode volatiler Preise, mit Phasen der Stabilisierung und Rückgängen. Im Mai 2023 erreichte der Biodieselpreis den niedrigsten Stand seit März 2021. Zunehmender Importdruck (vor allem aus China) führte zu fallenden Preisen. Zudem setzte die Mineralölwirtschaft verstärkt auf CO_2-Zertifikate anstelle physischer Beimischung, was die Biodieselpreise weiter unter Druck setzte. Der Betrugsverdacht bei Importen (VDB 2023) und im Bereich der Upstream Emission Reductions (UER) als eine Erfüllungsoption der THG-Quote belastete den Markt zusätzlich (DBFZ 2023). Ende 2023 und Anfang 2024 bleibt die Nachfrage schwach und das reichliche Angebot sorgte für anhaltend niedrige Preise (UFOP 2025).

- In den restlichen Monaten des Jahres 2024 zogen die Preise auf niedrigem Niveau wieder etwas an, mit Schwankungen durch Verzögerungen bei Sojaöllieferungen und Erwartungen an eine spätere Angebotswelle. Der Überhang an Erfüllungsoptionen für die THG-Quote sowie günstige CO_2-Zertifikate hielten die Nachfrage niedrig (UFOP 2025).

5.1.1.2 Großhandelspreis HVO

Der Reinkraftstoff HVO100 (HVO: hydrotreated vegetable oil) kann in Deutschland seit Mai 2024 als Alternative zu Diesel an öffentlichen Tankstellen gekauft werden, nachdem er in die 10. Bundes-Immissionsschutz-Verordnung aufgenommen wurde. Die Bezeichnung an der Tankstelle lautet XTL (X-To-Liquid). HVO kann auch beim Brennstoffhandel oder über die Vertriebswege der Hersteller bezogen werden (TFZ 2025).



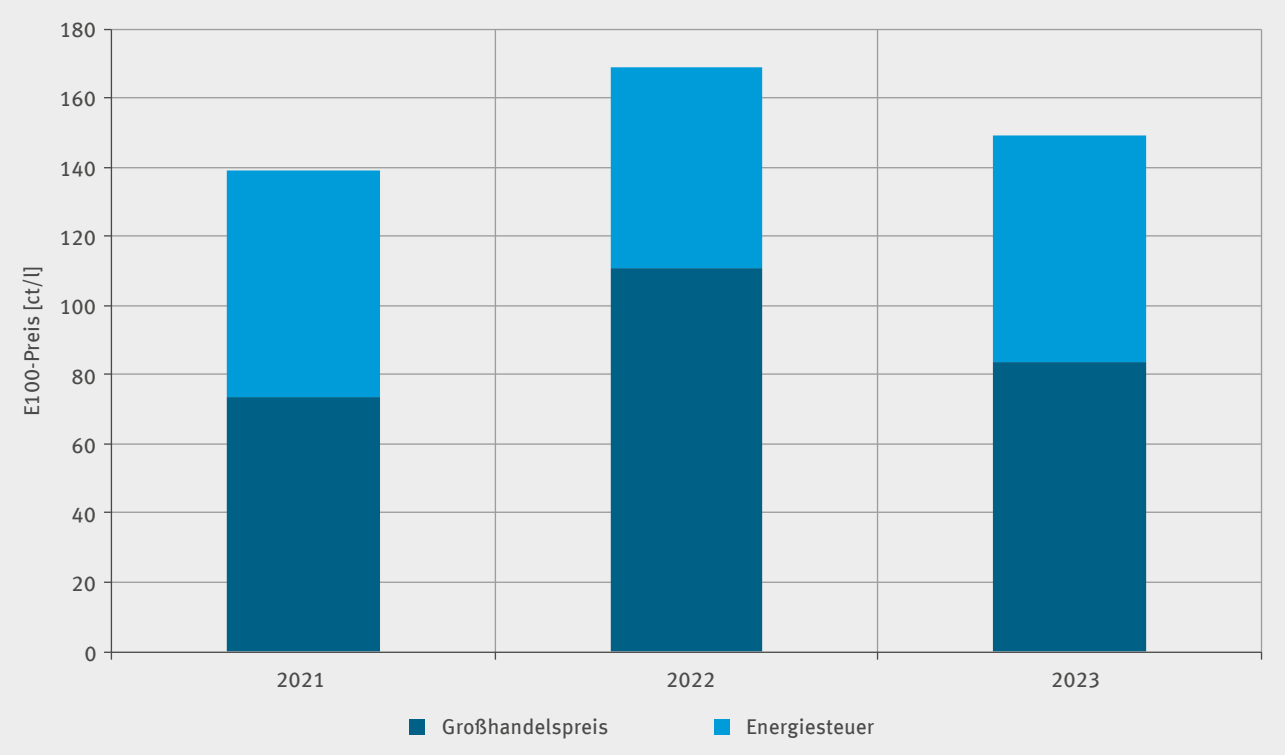
Quelle: Argus 2025

Abbildung 15: HVO-Preis (Großhandelspreis und Energiesteuer) in Cent/Liter, 2024

- Der Großhandelspreis für HVO lag im gesamten Betrachtungszeitraum 2024 unter dem von Biodiesel (vergleiche dazu auch Abbildung 19), teilweise deutlich (jedoch über dem von Diesel).
- Von Januar bis September ist eine rückläufige Preistendenz erkennbar, gegenläufig zu den Notierungen beim Biodiesel, die in diesem Zeitraum leicht anstiegen. Gegenüber Januar 2024 (1,49 Euro pro Liter) lag der HVO-Preis im September 2024 25 Cent pro Liter niedriger. Es ist ein starker Gleichlauf mit den Dieselpreisen erkennbar (vergleiche auch Abbildung 17 und Abbildung 19).
- Seit September 2024 ist – anders als beim Biodiesel – ein stetiger Anstieg erkennbar, im Dezember 2024 lag der Preis mit 1,53 Euro pro Liter über dem Ausgangswert im Januar. Der HVO-Preis hat sich dadurch auch vom Dieselpreis entkoppelt.

5.1.2 Großhandelspreis Bioethanol (E100)

Für Bioethanol liegen keine öffentlich verfügbaren monatlichen Preisdaten vor. Im Statistikportal der Fachagentur für nachwachsende Rohstoffe (FNR 2025) sind lediglich Jahreswerte für E100 für die Jahre 2021 bis 2023 abrufbar.



Quelle: FNR 2025

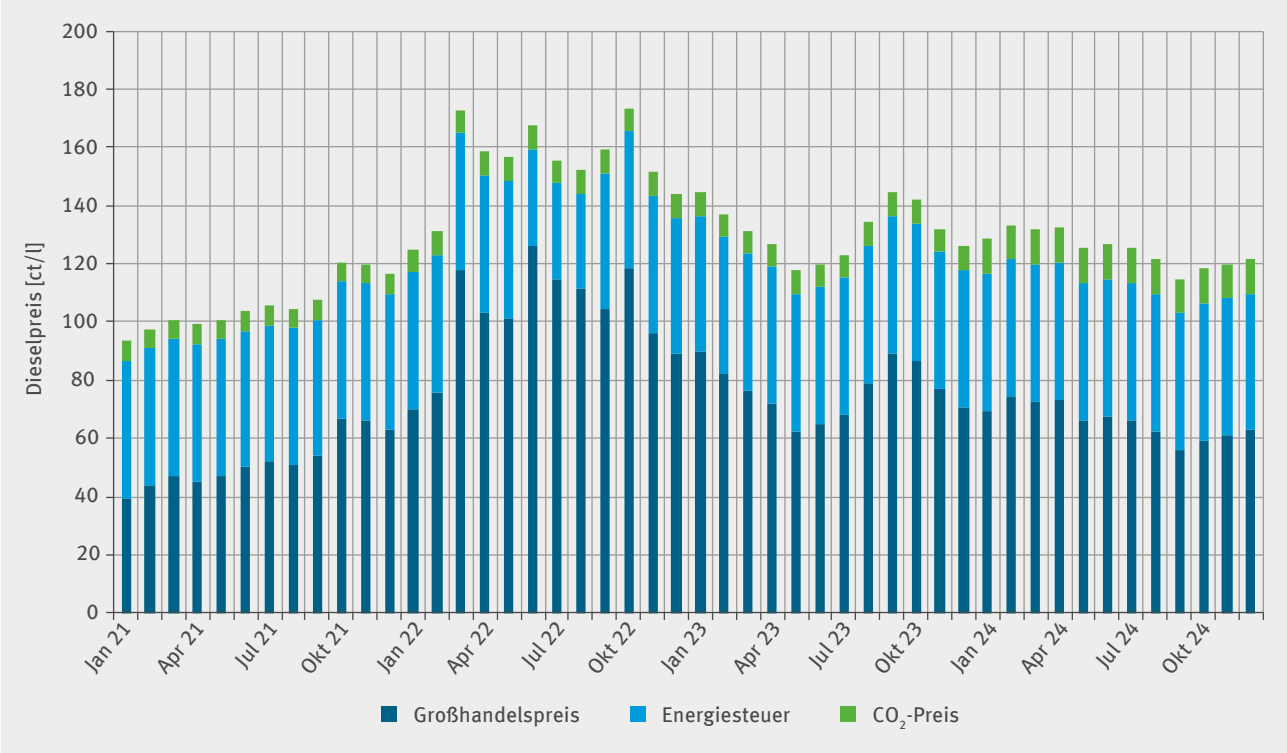
Abbildung 16: E100-Preis (Großhandelspreis und Energiesteuer) in Cent/Liter, 2021 bis 2023.

- Bioethanol wird in größeren Mengen importiert. Während die heimische Produktion 2021 bis 2023 leicht rückläufig war (2021: 0,70 Millionen Tonnen, 2022: 0,67 Millionen Tonnen (VDB 2025b)), stiegen die Importe an, da der Absatz in Deutschland zunahm (2021: 1,15 Millionen Tonnen, 2023: 1,25 Millionen Tonnen). Preisentwicklungen sind auch vor dem Hintergrund tendenziell zunehmender Importe zu bewerten.
- Im Jahr 2021 lag der durchschnittliche E100-Großhandelspreis (inklusive Energiesteuer) in Deutschland bei 1,39 Euro pro Liter.
- Im Jahr 2022 stieg der Preis deutlich an auf durchschnittlich 1,69 Euro pro Liter.
- Im Jahr 2023 fiel der Großhandelspreis erneut, blieb mit 1,49 Euro pro Liter jedoch über dem Niveau von 2021.
- Anders als bei Biodiesel und Diesel zeigen E100 und Benzin in den Jahren 2021 und 2022 eine gleichlaufende ansteigende Entwicklung. Die Preisdifferenz betrug etwa 18 Cent pro Liter. Erst 2023 nimmt die Preisdifferenz zwischen den Produkten ab (vergleiche Kapitel 5.3.3).

5.2 Preisentwicklung fossile Kraftstoffe

Die nachfolgenden Abbildungen zeigen die Entwicklung der Großhandelspreise von Diesel und Benzin inklusive Energiesteuer und CO_2-Preis des BEHG. In Übereinstimmung mit der Vorgehensweise im Auswertungsbericht zur Wirkung des nationalen Brennstoffemissionshandels (FÖS/Prognos 2024) und der Darstellung der DEHSt[17] sind die CO_2-Preise auf Grundlage der Standardwerte nach Anlage 1 EBeV 2022 (für die Jahre 2021 bis 2022) und Anlage 2 EBeV 2030 (2023 bis 2024) für fossile Kraftstoffe ohne Berücksichtigung biogener Anteile berechnet. Aufgrund der Beimischung von Biokraftstoffen mit Emissionsfaktor null liegen die tatsächlichen CO_2-Preisaufschläge für Benzin und Diesel je nach Umfang der Beimischung unter den berechneten Werten, da für die Biokraftstoffe bei Nachweis der Nachhaltigkeit kein CO_2-Preis anfällt.

5.2.1 Großhandelspreis Diesel



Quelle: Destatis 2025

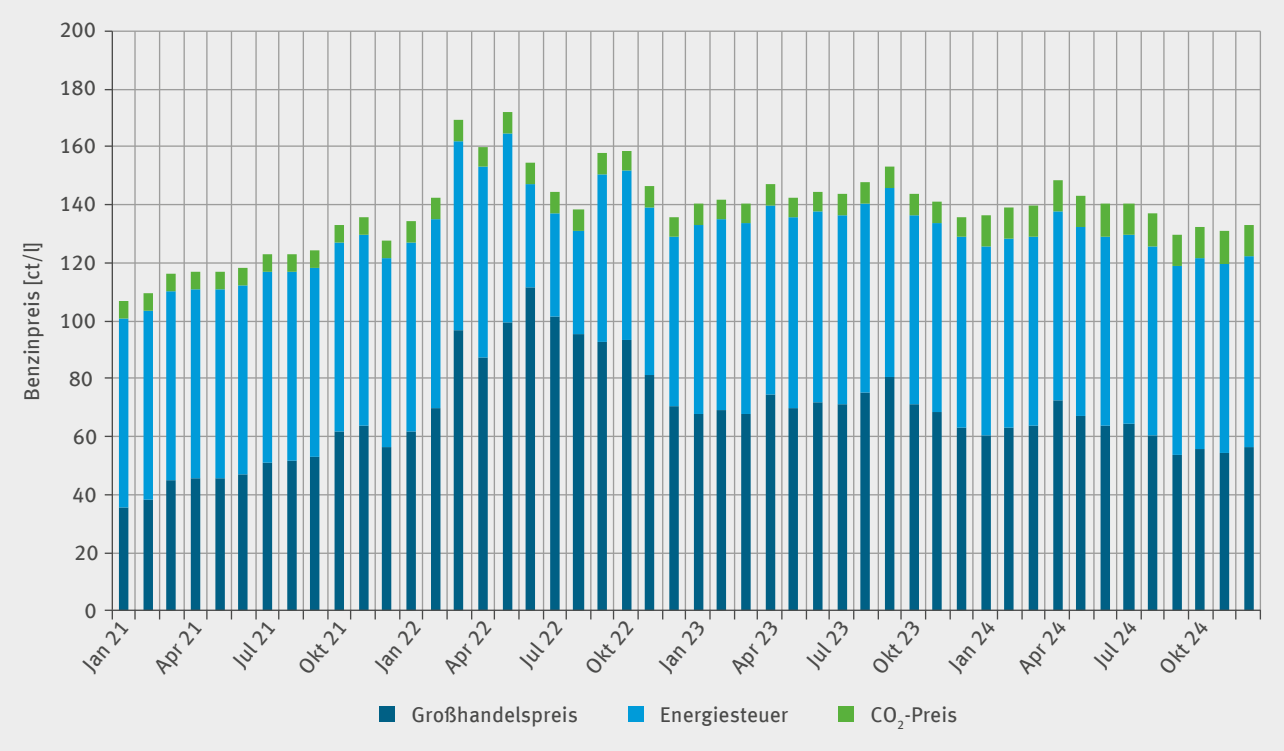
Abbildung 17: Dieselpreis (Großhandelspreis, Energiesteuer, CO_2-Preis) in Cent/Liter, 2021 bis 2024

- Im Jahr 2021 stiegen die Dieselpreise aufgrund steigender Rohölpreise (ausgehend von einem niedrigen Stand im Coronajahr 2020) im Jahresverlauf an. Der CO_2-Preis lag bei 25 Euro pro Tonne CO_2 oder umgerechnet 6,69 Cent pro Liter
- Im Jahr 2022 stieg der CO_2-Preis leicht von 6,69 auf 8,03 Cent pro Liter (30 Euro pro Tonne CO_2) an und trug damit nur unwesentlich zur generellen Preissteigerung bei (FÖS u. a. 2022). Diese sind vielmehr Folge der geopolitischen Spannungen, wodurch es 2022 zu weiteren Anstiegen kam. Im März 2022, nach dem russischen Angriff auf die Ukraine, kletterte der Dieselpreis auf über 1,72 Euro pro Liter. Damit lag er zeitweise über dem Benzinpreis, trotz des geringeren Energiesteuersatzes (47,04 Cent pro Liter für Diesel, 65,45 Cent pro Liter für Benzin). Im weiteren Jahresverlauf schwankte der Dieselpreis auf hohem Niveau. Der „Tankrabatt“ (eine Absenkung der Energiesteuersätze für Diesel und Benzin auf 33,00 Cent pro Liter von Juni bis August 2022) dämpfte den Preisanstieg. Im Oktober 2022 erreichte der Dieselpreis mit über 1,73 Euro pro Liter seinen Höchststand. Danach sanken die Preise deutlich.

17 https://www.dehst.de/DE/Themen/nEHS/nEHS-verstehen/nehs-verstehen_node.html

- Im Jahr 2023 blieb der CO_2-Preis gegenüber 2022 als Maßnahme im dritten Entlastungspaket der Bundesregierung unverändert bei 30 Euro pro Tonne CO_2 (regulär war zuvor ein Anstieg auf 35 Euro pro Tonne CO_2 vorgesehen). In der ersten Jahreshälfte kam es zu weiteren Rückgängen beim Großhandelspreis, im Mai lag der Preis bei nur noch 1,17 Euro pro Liter und damit so niedrig wie seit September 2021 nicht mehr. Danach stieg der Preis erneut an, war zum Jahresende aber wieder rückläufig.
- In der weiteren Entwicklung bis Ende 2024 lagen die Preise weiterhin deutlich unter den Höchstständen der Energiepreiskrise und haben sich trotz gestiegenem CO_2-Preis im Jahr 2024 (auf 45 Euro pro Tonne CO_2 bzw. 12,04 Cent pro Liter) auf einem Niveau zwischen 1,18 Euro pro Liter und 1,33 Euro pro Liter eingependelt.

5.2.2 Großhandelspreis Benzin (E5)



Quelle: Destatis 2025

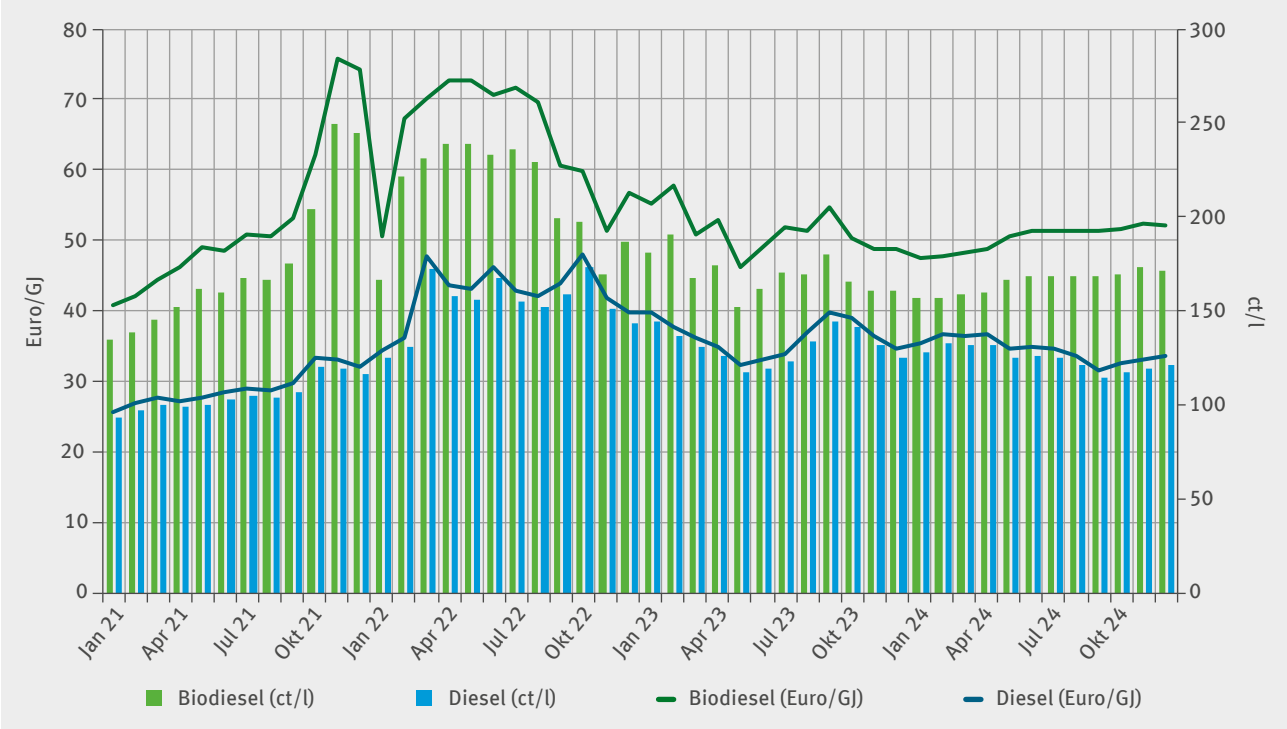
Abbildung 18: Benzinpreis (Großhandelspreis E5, Energiesteuer, CO_2-Preis) in Cent/Liter, 2021 bis 2024

- Die Preisentwicklung von Benzin ist der von Diesel ähnlich, wobei im Jahr 2023 eine deutlich geringere Volatilität festzustellen war. Üblicherweise liegt der Benzinpreis aufgrund des höheren Energiesteuersatzes von 65,45 Cent pro Liter (47,04 Cent pro Liter für Diesel) über dem Dieselpreis.
- Die monatlichen Durchschnittswerte im Jahr 2024 schwankten zwischen 1,29 Euro pro Liter im September 2024 und 1,48 Euro pro Liter im April 2024.
- Im Jahresmittel (ungewichtete Monatswerte) betrug der Großhandelspreis pro Liter inklusive Energiesteuer und CO_2-Preis 1,21 Euro im Jahr 2021, 1,51 Euro im Jahr 2022, 1,44 Euro im Jahr 2023 und 1,37 Euro im Jahr 2024.

5.3 Vergleich der Preise von Biokraftstoffen und fossilen Kraftstoffen

5.3.1 Preisdifferenzen Biodiesel (FAME) zu Diesel

Wie Abbildung 16 und Abbildung 17 zeigen, ging die Schere zwischen den Preisen für Biodiesel und Diesel bis circa Ende des Jahres 2021 immer weiter auf und betrug in der Spitze fast 1,30 Euro pro Liter. Im Januar 2022 erfolgte ein Preiseinbruch beim Biodiesel; die Dieselpreise zogen dagegen infolge der geopolitischen Spannungen an. Im Ergebnis sank die Preisdifferenz auf circa 42 Cent pro Liter. In den nächsten Monaten stabilisierten sich die Biodieselpreise auf hohem Niveau. Der Abstand vergrößerte sich dadurch wieder, trotz hoher Dieselpreise während der Energiepreiskrise. Nach dem erneuten Preiseinbruch beim Biodiesel in der zweiten Jahreshälfte 2022 sank die Preisdifferenz deutlich und erreichte im November 2022 mit unter 18 Cent pro Liter ihr Minimum im Betrachtungszeitraum. In den Folgemonaten stieg die Preisdifferenz wieder und schwankte im Jahr 2023 zwischen 37 und 53 Cent pro Liter. Nach einem Rückgang Anfang des Jahres 2024 ist seitdem in der Tendenz wieder ein Anstieg der Preisdifferenz zu beobachten. Dieser lässt sich zurückführen auf tendenziell leicht steigende Biodieselpreise bei gleichzeitig in der Tendenz rückläufigen Dieselpreisen. Im Dezember 2024 betrug der Preisunterschied wieder knapp 50 Cent pro Liter. Bezogen auf den Energiegehalt sind die Unterschiede zwischen Biodiesel und Diesel noch größer (siehe Abbildung), da der Energiegehalt von Biodiesel mit 32,9 Megajoule pro Liter deutlich niedriger ist als der von Diesel (36,2 Megajoule pro Liter).

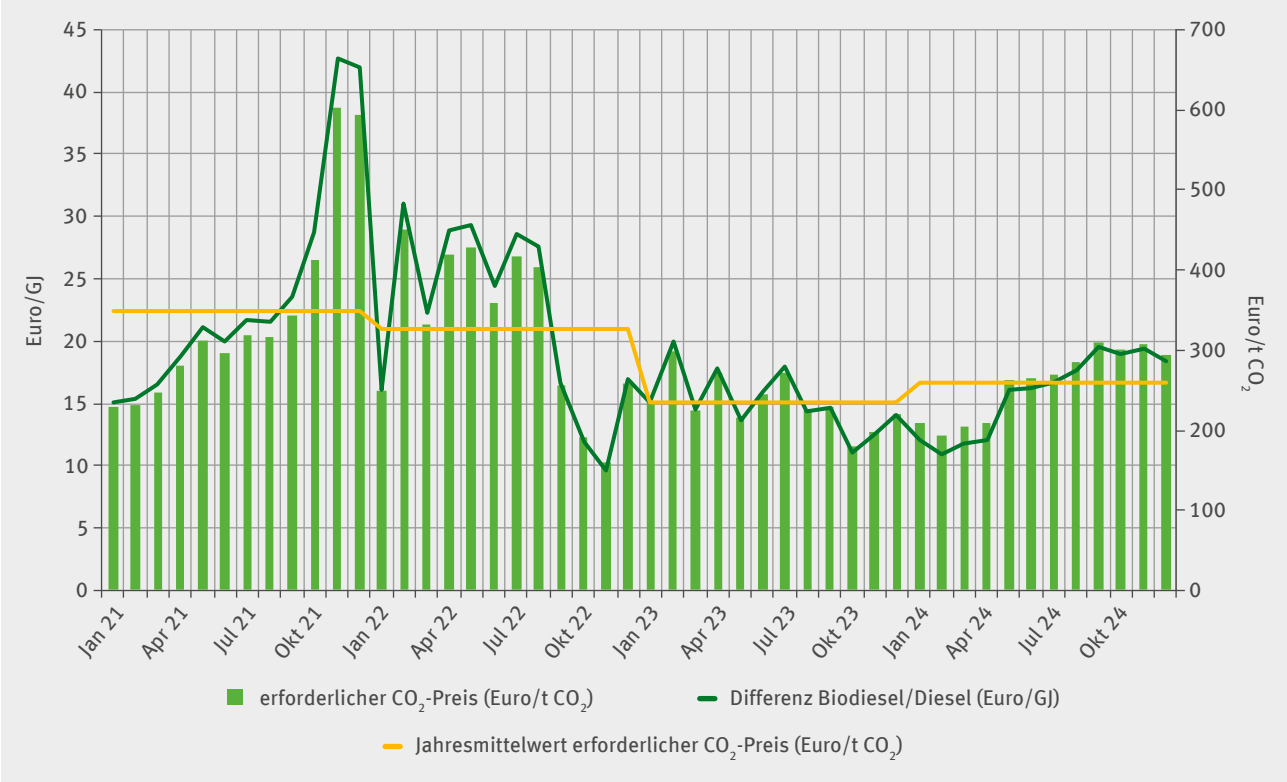


Quelle: Argus 2025; Destatis 2025; UFOP 2025

Abbildung 19: Großhandelspreise Biodiesel und Diesel 2021 bis 2024 (Cent/Liter und Euro/Gigajoule, inklusive Energiesteuer, CO_2-Preis)

5.3.2 Wirtschaftlichkeit von Biodiesel

Als Anhaltspunkt, ob während des Betrachtungszeitraums 2021 bis 2024 eine Veränderung der Marktbedingungen eingetreten ist, die eine Überschreitung der Obergrenze der THG-Quote für konventionelle Biokraftstoffe erwarten ließe (das heißt ein verstärkter Einsatz konventioneller Biokraftstoffe), wird nachfolgend dargestellt, welcher CO_2-Preis nötig gewesen wäre, um aus betriebswirtschaftlicher Perspektive eine Preisparität zwischen Biokraftstoffen[18] und dem fossilen Vergleichsprodukt (bezogen auf den Energiegehalt) zu erreichen. Es wird also ein CO_2-Preis kalkuliert, ab dem Biokraftstoffe und fossile Kraftstoffe im Großhandel aufgrund der Nichtberücksichtigung der Emissionen bei den konventionellen Biokraftstoffen – bezogen auf die Volumeneinheit – gleich teuer wären. Nicht berücksichtigt sind hierbei Wechselwirkungen mit der THG-Quote.



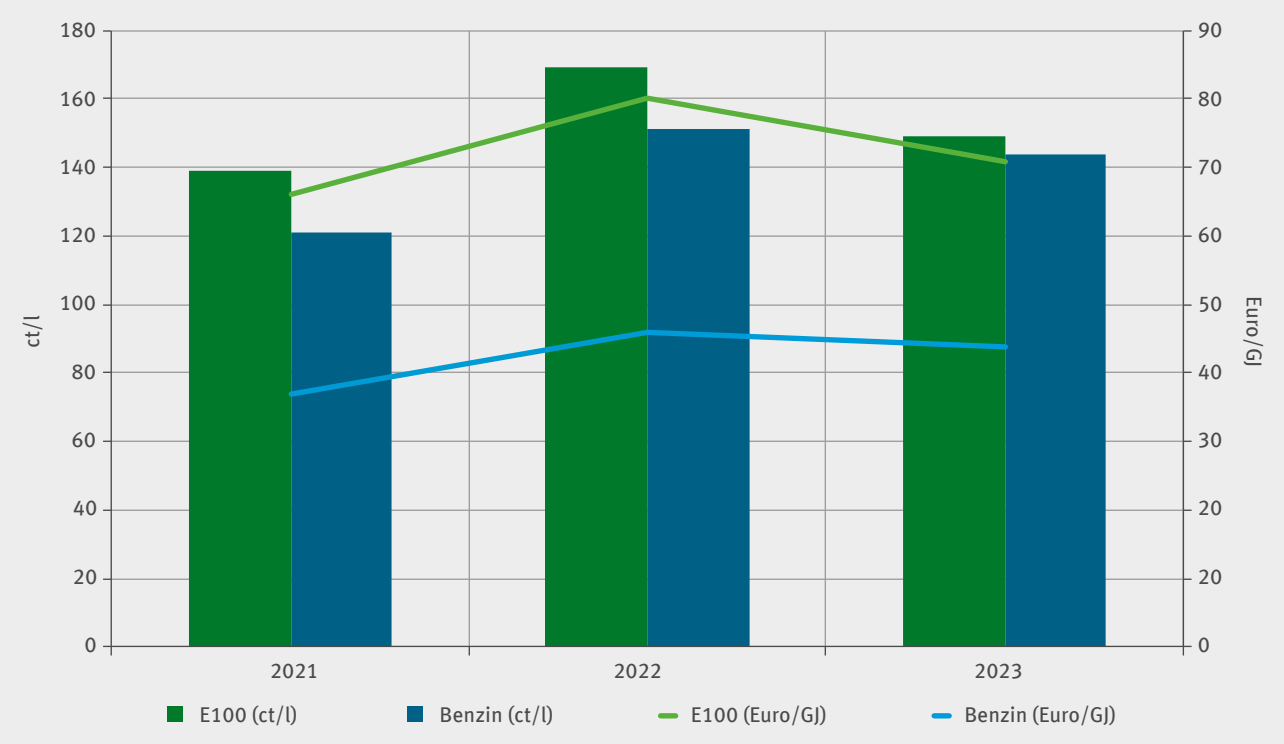
Quelle: eigene Berechnungen

Abbildung 20: Preisdifferenz Biodiesel zu Diesel (Cent/Liter) und erforderlicher CO_2-Preis für Kostenparität bei Diesel (Euro/Tonne CO_2), 2021 bis 2024

- Im Durchschnitt über den gesamten Betrachtungszeitraum wäre ein CO_2-Preis von über 290 Euro pro Tonne nötig gewesen, um Parität bei den Großhandelspreisen herzustellen. Im Jahresdurchschnitt ging der notwendige CO_2-Preis von 2021 bis 2023 von 348 auf 235 Euro pro Tonne zurück und stieg 2024 wieder leicht an (auf circa 259 Euro pro Tonne CO_2).
- Die Schwankungen sind dabei aufgrund der oben dargestellten unterschiedlichen Preisentwicklungen stark. Die Spannweite reicht von einem CO_2-Preis von 159 Euro pro Tonne CO_2 im November 2022 bis zu einem CO_2-Preis von über 600 Euro pro Tonne CO_2 im November 2021.
- Für HVO lassen sich aufgrund des kurzen Beobachtungszeitraums noch keine validen Aussagen treffen. Der Preisunterschied zu Diesel war in der Markteinführungsphase gering, stieg dann jedoch an. Sofern es sich bei HVO um fortschrittlichen Biokraftstoff handelt, ist der Vergleich mit einem theoretisch nötigen CO_2- Preis jedoch im Rahmen der Marktbeobachtung auch nicht erforderlich.

18 Wie einleitend erläutert, ist aufgrund fehlender öffentlich zugänglicher Preisdaten keine Unterscheidung zwischen konventionellen und fortschrittlichen Biokraftstoffen möglich.

5.3.3 Preisdifferenzen Bioethanol (E100) zu Benzin (E5)

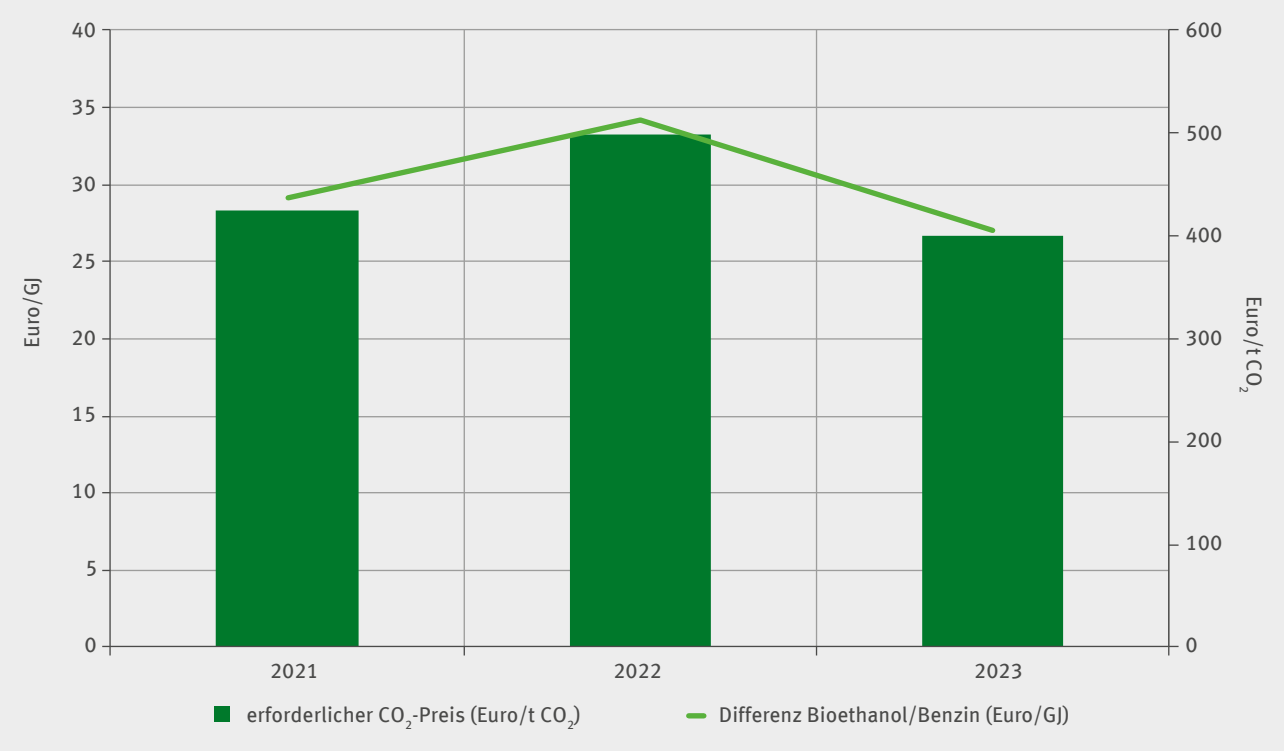


Quelle: Destatis 2025; FNR 2025

Abbildung 21: Großhandelspreise Bioethanol (E100) und Benzin E5, 2021 bis 2023 (Cent/Liter und Euro/Gigajoule, inklusive Energiesteuer, CO_2-Preis)

- Im Jahresmittel zeigte sich ein Gleichlauf der Großhandelspreise von E100 mit denen von Benzin (E5) für die Jahre 2021 und 2022. Der Kostennachteil von E100 betrug jeweils etwa 18 Cent pro Liter. Im Jahr 2023 verringerte sich die Differenz auf nur noch 5,5 Cent pro Liter, da der durchschnittliche E100-Preis stärker sank als der Benzinpreis.
- Aufgrund des deutlich niedrigeren Energiegehalts (21,1 gegenüber 32,8 Megajoule pro Liter) ist der Preisunterschied von E100 gegenüber Benzin energetisch betrachtet aber sehr viel höher. Er lag 2021 und 2022 bei 29 beziehungsweise 34 Euro pro Gigajoule, 2023 bei 27 Euro pro Gigajoule.

5.3.4 Wirtschaftlichkeit von Bioethanol



Quelle: eigene Berechnungen

Abbildung 22: Preisdifferenz Bioethanol zu Benzin (E5) (Euro/Gigajoule) und erforderlicher CO_2-Preis für Kostenparität bei Bioethanol, um Preisdifferenz zu schließen (Euro/Tonne CO_2), 2021 bis 2023

- Anders als beim Biodiesel ist der Abstand bei den volumetrischen Großhandelspreisen zwischen E100 und Benzin (E5) vergleichsweise gering. Aufgrund der großen Unterschiede im Energiegehalt sind die CO_2-Preise in den Jahren 2021 bis 2023, die nötig gewesen wären, um energetische Preisparität zu erzielen, jedoch noch höher.
- Für die Jahre 2021 und 2022 hätte der zusätzliche CO_2-Preis bei 424 beziehungsweise knapp 500 Euro pro Tonne CO_2 liegen müssen.
- Aufgrund des gesunkenen E100-Großhandelspreises bei gleichzeitig gestiegenem Benzinpreis ging der zusätzlich notwendige CO_2-Preis 2023 wieder zurück auf circa 400 Euro pro Tonne CO_2.

5.4 Fazit

Die Preisdifferenzen zwischen Biokraftstoffen und fossilen Kraftstoffen sind starken Schwankungen unterworfen. Biodiesel wies im Betrachtungszeitraum eine sehr große Volatilität in den Großhandelspreisen auf, unter anderem bedingt durch stark schwankende Rohstoffkosten bei im Allgemeinen großen Preisabständen zugunsten von Diesel. Für Bioethanol waren nur Jahreswerte verfügbar, die – bezogen auf das Volumen – näher an den Großhandelspreisen für Benzin lagen. Aufgrund des deutlich niedrigeren Heizwerts sind die Unterschiede bezogen auf den Energiegehalt jedoch sehr groß. In keinem Fall lagen die Großhandelspreise von reinen Biokraftstoffen unter denen ihrer fossilen Vergleichsprodukte. Für den gesamten Betrachtungszeitraum 2021 bis 2024 gilt: Um Preisparität (bezogen auf den Energiegehalt) zu erreichen, wäre stets ein deutlich höherer CO_2-Preis nötig gewesen (Spannweite im Jahresmittel zwischen 235 Euro pro Tonne CO_2 für Biodiesel im Jahr 2023 und fast 500 Euro pro Tonne CO_2 für E100 im Jahr 2022), als tatsächlich über das nEHS etabliert.

Im Ergebnis ist es daher unwahrscheinlich, dass sich Marktveränderungen aus der Nichtberücksichtigung von Emissionen konventioneller Biokraftstoffe im BEHG ergeben haben, die zur Ausweitung des Einsatzes konventioneller Biokraftstoffe und damit zu einer Überschreitung der Obergrenze der 38. BImSchV führen könnten. Der Einsatz von Biodiesel und E100 wurde durch den bisherigen BEHG-Preispfad im Vergleich zu fossilem Diesel oder Benzin nicht wirtschaftlich. Aus der Analyse kann daher nicht abgeleitet werden, dass ein Anreiz entstanden sein könnte, den Einsatz konventioneller Biokraftstoffe aufgrund der Anwendung des Emissionsfaktors null im BEHG auszuweiten. Auch für die weiteren Preisstufen 2025 und 2026 im BEHG lässt sich mit Blick auf die historische Preisentwicklung eine solche Tendenz nicht erkennen.

Dennoch finden im Biokraftstoffmarkt starke Veränderungen statt. Biokraftstoffe werden aufgrund der Vorgaben der THG-Quote trotz höherer Großhandelspreise beigemischt. Der Umfang der Beimischung und das Verhältnis zwischen konventionellen und fortschrittlichen Biokraftstoffen hängt unter anderem von der Attraktivität der möglichen Erfüllungsoptionen der THG-Quote ab. Aufgrund gesunkener THG-Quotenpreise und Anrechnungsregeln sind alternative Erfüllungsoptionen interessanter geworden, beispielsweise Zertifikate von Elektroautos, deren Preise von der Mengenverfügbarkeit abhängen, oder der Einsatz fortschrittlicher Biokraftstoffe gegenüber der Beimischung konventioneller Biokraftstoffe (Liepold u. a. 2023; UFOP 2024). Insgesamt ist in jüngster Zeit eine Marktverschiebung hin zu importierten, als fortschrittlich deklarierten Biokraftstoffen zu beobachten, die starke Auswirkungen auf die heimische Produktion von konventionellen und fortschrittlichen Biokraftstoffen haben (DBFZ 2025). Möglicherweise handelt es sich dabei jedoch lediglich um eine Umdeklarierung konventioneller Biokraftstoffe ohne Nutzen für das Klima (Europäischer Rechnungshof 2023).

6 Literatur- und Quellenverzeichnis

Argus (2025)	Diesel- & HVO-Monatsdurchschnitte. Abrufbar unter: https://omr.de/produkte/diesel-hvo-monatsdurchschnitte. Letzter Zugriff am: 18.03.2025.
4. BImSchV	Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen in der Fassung der Bekanntmachung vom 31.05.2017 (BGBl. I S. 1440), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 12.10.2022 (BGBl. I S. 1799) geändert worden ist
BLE 2024	Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung [Hrsg.], „Evaluations- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2023“, Bonn, 12.2024, https://www.ble.de/SharedDocs/Downloads/DE/Klima-Energie/Nachhaltige-Biomasseherstellung/Evaluationsbericht_2023.pdf?__blob=publicationFile&v=2
Creutzig et al. (2015)	Creutzig, F., Ravindranath, N. H., Berndes, G., Bolwig, S., Bright, R., Cherubini, F., … & Masera, O. (2015). Bioenergy and climate change mitigation: an assessment. GCB Bioenergy, 7(5), 916–944.
EBeV 2030	Emissionsberichterstattungsverordnung 2030 vom 21.12.2022 (BGBl. I S. 2868)
DBFZ (2025)	THG-Quote | Quotenerfüllung 2023. Abrufbar unter: https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/Statements/Hintergrundpapier_Quote_2023.pdf
Dees et al. (2017)	Dees, M., Elbersen, B., Fitzgerald, J. B., Vis, M., Anttila, P., Forsell, N., Hökl, M., et al. (2017). D1.6 A Spatial Data Base on Sustainable Biomass Cost Supply of Lignocellulosic Biomass in Europe – Methods & Data Sources (S2Biom project report). Abrufbar unter: https://www.s2biom.eu/images/Publications/D1.6_S2Biom_Spatial_data_methods_data_sources_Final_Final.pdf. Letzter Zugriff 18.03.2025.
Destatis (2025)	Statistischer Bericht - Daten zur Energiepreisentwicklung - Januar 2025. Abrufbar unter: https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Preise/Publikationen/Energiepreise/statistischer-bericht-energiepreisentwicklung-5619001.html. Letzter Zugriff am: 18.03.2025.
Europäischer Rechnungshof (2023)	Sonderbericht 29/2023: EU Förderung für nachhaltige Biokraftstoffe im Verkehrssektor – Der künftige Weg ist ungewiss. Abrufbar unter: https://www.eca.europa.eu/ECAPublications/SR-2023-29/SR-2023-29_DE.pdf
European Commission (2024b)	European Commission. (2024). Impact Assessment Report Accompanying the Communication from the Commission on the 2040 Climate Target for the European Union. SWD (2024) 26 final. Abrufbar unter: https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:6c154426-c5a6-11ee-95d9-01aa75ed71a1.0001.02/DOC_2&format=PDF
Fehrenbach et al. (2019)	Fehrenbach, H., Giegrich, J., Köppen, S., Hünecke, K., Dehoust, G., Bulach, W., Wern, B., Pertagnol, J., Baur, F., & Wiegmann, K. (2019). BioRest: Verfügbarkeit und Nutzungsoptionen biogener Abfall- und Reststoffe im Energiesystem (Strom-, Wärme- und Verkehrssektor). Umweltbundesamt (UBA), Deutschland.
FNR (2025):	Preisdaten nachwachsender Rohstoffe in Deutschland. Abrufbar unter: https://statistik.fnr.de/preisdaten.php. Letzter Zugriff am: 18.03.2025.

FÖS, DIW, Prognos (2022)	Wirkung des nationalen Brennstoffemissionshandels – Auswertungen und Analysen. Grundlagen für den ersten Erfahrungsbericht der Bundesregierung gemäß § 23 BEHG im Jahr 2022. Abrufbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/wirkung-des-nationalen-brennstoffemissionshandels. Letzter Zugriff am: 10.02.2023.
FÖS, Prognos (2024)	Wirkung des nationalen Brennstoffemissionshandels – Auswertungen und Analysen. Grundlagen für den zweiten Erfahrungsbericht der Bundesregierung gemäß § 23 BEHG im Jahr 2024. Abrufbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/wirkung-des-nationalen-brennstoffemissionshandels-0. Letzter Zugriff am: 13.03.2025.
Generalzolldirektion (2025)	Anrechnung von Biokraftstoffen Was sind Biokraftstoffe?. Abrufbar unter: https://www.zoll.de/DE/Fachthemen/Steuern/Verbrauchsteuern/Treibhausgasquote-THG-Quote/Quotenverpflichtung/Erfuellung-Quotenverpflichtung/Anrechnung-Biokraftstoffe/anrechnung-biokraftstoffe.html. Letzter Zugriff am: 18.03.2025.
Georgiadou et al. (2024)	Georgiadou, M., Goumas, T., & Chiaramonti, D. (2024). Development of outlook for the necessary means to build industrial capacity for drop-in advanced biofuels (Final Report). European Commission, Directorate-General for Research and Innovation. doi:10.2777/679307 KI-09-23-571-EN-N
Guidehouse (2024)	Guidehouse. (2024). Support for the implementation of the provisions on ILUC set out in the Renewable Energy Directive – Lot 2: Mitigating ILUC: Pilots and review (Final Report). European Commission DG ENER. Abrufbar unter: https://iluc.guidehouse.com/images/reports/phase2/Low_ILUC_Phase_2_Report_final.pdf
Kowalczewska et al. (2023)	Kowalczewska, K., van Aardenne, J., Iversen, P., & Petersen, J.-E. (2023). The European Biomass Puzzle (EEA Report 08/2023). European Environment Agency. Abrufbar unter: https://www.eea.europa.eu/en/analysis/publications/the-european-biomass-puzzle
Liepold, C., Fabianek, P., Madlener, R. (2023)	Tradable Performance Standards for a Greener Automobile Sector: An Economists' Appraisal of the German Greenhouse Gas Mitigation Quota. Abrufbar unter: https://ideas.repec.org/p/ris/fcnwpa/2023_009.html. Letzter Zugriff am: 18.03.2025.
Material Economics (2021)	Material Economics. (2021). EU Biomass Use in a Net-Zero Economy – A course correction for EU biomass. Abrufbar unter https://materialeconomics.com/node/3. Letzter Zugriff am: 18.03.2025.
Matthews et al. (2015)	Matthews, R., Mortimer, N., Lesschen, J. P., Lindroos, T., Sokka, L., Morris, A., Henshall, P., et al. (2015). Carbon Impact of Biomass Consumed in the EU: Quantitative Assessment (Final project report, DG ENER/C1/427). Farnham: Forest Research. Abrufbar unter: https://energy.ec.europa.eu/document/download/b8516e4c-54ba-481d-a9e7-a91cc92b4034_en
Nijsen et al. (2012)	Nijsen, M., Smeets, E., Stehfest, E., & van Vuuren, D. P. (2012). An evaluation of the global potential of bioenergy production on degraded lands. GCB Bioenergy, 4(2), 130–147. https://doi.org/10.1111/j.1757-1707.2011.01121.x

Ruiz et al. (2015)	Ruiz, P., Sgobbi, A., Nijs, W., Thiel, C., Dalla Longa, F., Kober, T., … & Hengeveld, G. (2015). The JRC-EU-TIMES Model. Bioenergy Potentials for EU and Neighbouring Countries (JRC Science for Policy Report). European Commission.
Ruiz et al. (2019)	Ruiz, P., Nijs, W., Tarvydas, D., Sgobbi, A., Zuckera, A., Pilli, R., … & Thrän, D. (2019). ENSPRESO – an open, EU-28 wide, transparent and coherent database of wind, solar and biomass energy potentials. Energy Strategy Reviews, 26, 100379.
TFZ (2025)	FAQs – Häufig gestellte Fragen zu HVO. Abrufbar unter: https://www.tfz.bayern.de/biokraftstoffe/efuels/337858/index.php. Letzter Zugriff am: 18.03.2025.
UBA (2023)	Einfluss des CO_2-Preises für fossile Energieträger (im EU-ETS und nEHS) auf die Biomassenachfrage. Abrufbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/95_2023_texte_einfluss_des_co2-preises_fuer_fossile_energietraeger__0.pdf. Letzter Zugriff am: 18.03.2025.
UFOP (2024)	UFOP-Marktinformation Ausgabe „August 2024“. Abrufbar unter: https://www.ufop.de/medien/downloads/agrar-info/marktinformationen. Letzter Zugriff am: 18.03.2025.
UFOP (2025)	UFOP-Marktinformation Ölsaaten und Biokraftstoffe. Abrufbar unter: https://www.ufop.de/medien/downloads/agrar-info/marktinformationen. Letzter Zugriff am: 18.03.2025.
Van Grinsven et al. (2020)	Van Grinsven, A., Kampman, B., Leguijt, C., van den Toorn, E., Nieuwenhuijse, I., Vendrik, J., Broeren, M., & van der Veen, R. (2020). Bio-Scope: Toepassingen en beschikbaarheid van duurzame biomassa. CE Delft. Abrufbar unter: https://cedelft.eu/publications/bio-scope-use-and-availability-of-sustainable-biomass. Letzter Zugriff am: 18.03.2025.
VDB (2023)	Biokraftstoffindustrie in Deutschland und Europa auf der Kippe. Abrufbar unter: https://biokraftstoffverband.de/biokraftstoffindustrie-in-deutschland-und-europa-auf-der-kippe. Letzter Zugriff am: 18.03.2025.
VDB (2025a)	Biodiesel - VDB – Verband der Deutschen Biokraftstoffindustrie. Abrufbar unter: https://biokraftstoffverband.de/biokraftstoffe/biodiesel. Letzter Zugriff am: 18.03.2025.
VDB (2025b)	Bioethanol - VDB – Verband der Deutschen Biokraftstoffindustrie. Abrufbar unter: https://biokraftstoffverband.de/biokraftstoffe/bioethanol. Letzter Zugriff am: 18.03.2025.

Weitere Informationenen:

www.dehst.de/nEHS

www.dehst.de/Verkaufsberichte