

## Antwort

### der Bundesregierung

**auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Dr. Michael Blos, Andreas Bleck, Dr. Ingo Hahn, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der AfD  
– Drucksache 21/5834 –**

### **Flächenverbrauch, Förderabhängigkeit, Emissionsbilanz und volkswirtschaftliche Folgen der staatlichen Biogasförderung**

#### Vorbemerkung der Fragesteller

Die Bundesregierung fördert die Nutzung von Biogas seit Jahren direkt und indirekt über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), regulatorische Vorgaben sowie weitere energiepolitische Instrumente. Biogas wird dabei regelmäßig als besonders nachhaltige und „klimafreundliche“ Alternative zu fossilen Energieträgern dargestellt und zunehmend auch im Zusammenhang mit Wärmeversorgung, Gasnetznutzung und Beimischungsmodellen politisch aufgewertet.

Diese Bewertung erfordert eine umfassendere Betrachtung der gesamten Wertschöpfungskette von Biogas; denn die Erzeugung von Biogas ist regelmäßig mit einem erheblichen Einsatz landwirtschaftlicher Flächen, Düngemitteln, Pflanzenschutzmitteln, Dieselmotoren, maschineller Bodenbearbeitung sowie zusätzlichem Transport-, Lager- und Aufbereitungsaufwand verbunden. Gerade beim Anbau von Energiepflanzen entstehen Nutzungskonflikte mit der Lebens- und Futtermittelerzeugung sowie Belastungen für Fruchtfolgen und Agrarökosysteme (vgl. [www.umweltbundesamt.de/publikationen/nationaler-in-ventarbericht-2023](http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/nationaler-in-ventarbericht-2023); [www.ipcc.ch/report/ar6/syr/](http://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/); [www.nature.com/articles/nature07037](http://www.nature.com/articles/nature07037); [www.fnr.de/](http://www.fnr.de/)). Daher ist es wichtig, Biogas in seiner Gesamtheit zu beurteilen, einschließlich der Herstellung von Düngemitteln, Feldemissionen, Bereitstellung von Substraten, Lagerung von Gärresten sowie der damit verbundenen Logistik (vgl. [www.umweltbundesamt.de/dokument/requirements-consistent-emission-reporting-and](http://www.umweltbundesamt.de/dokument/requirements-consistent-emission-reporting-and)).

Zugleich ist die Wirtschaftlichkeit der Biogasnutzung nach Ansicht der Fragesteller vielfach nicht Ergebnis marktwirtschaftlicher Wettbewerbsfähigkeit, sondern Folge staatlicher Förderung, gesetzlicher Quoten und regulatorischer Begünstigungen. Damit stellt sich nicht nur die Frage, ob die Bundesregierung Vor- und Nachwirkungen der Biogasproduktion methodisch vollständig erfasst, sondern vor allem, ob die bestehende Förderlogik agrarstrukturelle Fehlansätze, Nutzungskonflikte und volkswirtschaftliche Kosten systematisch ausblendet.

Hinzu kommt, dass bei der Bewertung biogener Energieträger auch Emissionen und Verluste entlang der gesamten Bereitstellungskette in den Blick ge-

nommen werden müssen. Dazu zählen insbesondere Emissionen aus Düngung, Bewirtschaftung, Ernte, Silierung, Transport, Gärrestlagerung sowie mögliche Methanverluste bei Produktion, Speicherung und Aufbereitung. Werden Methanemissionen und mögliche Leckagen entlang der Kette unvollständig erfasst oder mit zu günstigen Annahmen bewertet, kann dies die behaupteten Vorteile systematisch verzerren (zu GWP-Werten [GWP = Global Warming Potenzial] und deren Bedeutung in der Praxis der Methanbewertung vgl. zusammenfassend: Oxford Institute for Energy Studies – „Measurement, Reporting and Verification of Methane Emissions“, Quelle: [www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2025/04/ET46-Measurement-Reporting-and-Verification-of-Methane-Emissions.pdf](http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2025/04/ET46-Measurement-Reporting-and-Verification-of-Methane-Emissions.pdf)).

Parallel dazu werden für die Biogasproduktion Flächen genutzt, die auch für andere landwirtschaftliche Zwecke zur Verfügung stehen könnten. In Deutschland wird ein signifikanter Anteil des Maisanbaus für die Biogasproduktion eingesetzt, was zu einer Umverteilung der Flächennutzung führt. Dies bringt sowohl Chancen als auch Herausforderungen für die Balance zwischen Energieproduktion und der Erzeugung von Lebens- und Futtermitteln mit sich (Entwicklung und Größenordnung „Biogasmais“: FNR – „Entwicklung der Maisanbaufläche in Deutschland“, Quelle: <https://mediathek.fnr.de/grafiken/bioenergie/biogas/entwicklung-der-maisanbauflaeche-in-deutschland.html>; Einordnung „mehr als ein Drittel Biogasmais“ und Zusammenhang mit Förderanreizen: [landwirtschaft.de/BZL](http://landwirtschaft.de/BZL) – „Energie aus nachwachsenden Rohstoffen“, Quelle: [www.landwirtschaft.de/umwelt/klimawandel/erneuerbare-energie/energie-aus-nachwachsenden-rohstoffen](http://www.landwirtschaft.de/umwelt/klimawandel/erneuerbare-energie/energie-aus-nachwachsenden-rohstoffen)).

Zudem sind bei energiepflanzenbasierten Pfaden indirekte Landnutzungsänderungen (ILUC) und Verlagerungseffekte ein anerkannter Nachhaltigkeits- und Zielkonflikt, den selbst die EU-Regelsetzung als Risiko adressiert (Hintergrund zu ILUC und Begrenzungslogik im RED-II-Kontext: Europäische Kommission – „criteria to ensure that biofuels [...] are sustainable“ [2019], Quelle: [https://commission.europa.eu/news-and-media/news/commission-specifies-criteria-ensure-biofuels-used-transport-sector-are-sustainable-context-recast-2019-03-13\\_en](https://commission.europa.eu/news-and-media/news/commission-specifies-criteria-ensure-biofuels-used-transport-sector-are-sustainable-context-recast-2019-03-13_en)).

Landwirtschaftliche Flächen dienen nach Ansicht der Fragesteller vorrangig der sicheren Versorgung mit Lebens- und Futtermitteln und sollten nicht durch politisch forcierte Energiepfade zusätzlich verknappt werden. Vor diesem Hintergrund bestehen erhebliche Zweifel daran, ob die staatlich begünstigte Nutzung von Ackerflächen für Energiezwecke sachgerecht, volkswirtschaftlich sinnvoll und mit den Interessen der heimischen Land- und Ernährungswirtschaft vereinbar ist. Entsprechend besteht Klärungsbedarf hinsichtlich des Flächenverbrauchs, der Förderabhängigkeit, der Emissionsbilanz und der volkswirtschaftlichen Folgen der staatlichen Biogasförderung.

1. Wie viele Hektar landwirtschaftlicher Fläche in Deutschland werden nach Kenntnis der Bundesregierung aktuell (ab 2025) für den Anbau von Energiepflanzen für andere biobasierte Energien, mit Anwendungen zum Beispiel in Kraftstoffen, genutzt (bitte Gesamtfläche angeben sowie nach Energiepflanze und Anwendung aufschlüsseln)?

Im Jahr 2025 wurden auf rund 2 020 000 Hektar landwirtschaftlicher Fläche Pflanzen für die Erzeugung von Bioenergie angebaut.

Detaillierte Daten zur Anbaufläche nachwachsende Rohstoffe und Energiepflanzen sind für Verwendungsbereiche und Kulturarten den von der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR) veröffentlichten Tabellen und Grafiken zu entnehmen:

FNR: Mediathek – Entwicklung der Anbaufläche für nachwachsende Rohstoffe (<https://mediathek.fnr.de/grafiken/anbau/entwicklung-der-anbauflaeche-fuer-nachwachsende-rohstoffe.html>)

<https://mediathek.fnr.de/tabelle-der-anbauflache-fur-nachwachsende-rohstoffe.html>

FNR: Mediathek – Anbaufläche Nachwachsender Rohstoffe in Deutschland nach Kulturarten (<https://mediathek.fnr.de/grafiken/anbau/anbauflache-nachwachsender-rohstoffe-in-deutschland-nach-kulturarten.html>)

<https://mediathek.fnr.de/anbauflache-nachwachsender-rohstoffe-in-deutschland-nach-kulturarten.html>

FNR: Mediathek – Entwicklung der Maisanbaufläche in Deutschland (<https://mediathek.fnr.de/grafiken/anbau/entwicklung-der-maisanbauflache-in-deutschland.html>)

2. Welche energetische Ausbeute je Hektar wird nach Kenntnis der Bundesregierung beim Einsatz von Energiepflanzen zur Biogasproduktion erzielt, und wie bewertet die Bundesregierung dieses Verhältnis im Vergleich zur vorrangigen Nutzung landwirtschaftlicher Flächen für die Lebens- und Futtermittelerzeugung?

Die energetische Ausbeute je Hektar Fläche bei Nutzung von Energiepflanzen ist von Jahr zu Jahr und von Region zu Region sehr unterschiedlich. Klima und Witterungseinflüsse sowie Bodengüte und Höhenlage beeinflussen die Biomasseerträge je Hektar Fläche. Energieerträge je Hektar Fläche liegen daher in einem gewissen Schwankungsbereich. Die FNR bietet zu durchschnittlichen Biogaserträgen je Hektar Fläche für verschiedene Pflanzenarten Informationen im Themenportal Biogas:

Themenportal Biogas: Faustzahlen (<https://biogas.fnr.de/daten-und-fakten/faustzahlen>)

FNR: Mediathek – Gasausbeuten verschiedener Substrate (FM) (<https://mediathek.fnr.de/grafiken/bioenergie/biogas/gasausbeuten-verschiedener-substrate-fm.html>)

Bei der Bewirtschaftung landwirtschaftlicher Flächen spielen eine Reihe von technischen, rechtlichen, betriebswirtschaftlichen, ökonomischen und ökologischen Faktoren eine Rolle. Auch politische Entscheidungen und Regelungen auf Bundes-, Landes- und kommunaler Ebene sind zu berücksichtigen. Deshalb ist es bei einer vergleichenden Bewertung verschiedener Flächennutzungen wenig sinnvoll, diese allein auf Basis eines Kriteriums „energetische Ausbeute je Hektar“ vorzunehmen.

3. Welche volkswirtschaftlichen und agrarstrukturellen Opportunitätskosten entstehen nach Kenntnis der Bundesregierung dadurch, dass landwirtschaftliche Flächen für Energiepflanzen zur Biogasproduktion statt für die Lebens- und Futtermittelerzeugung genutzt werden?

Opportunitätskosten bezeichnen den entgangenen Nutzen, der entsteht, wenn man sich für eine Option entscheidet und dabei auf alternative Optionen verzichtet. Damit dienen Opportunitätskosten einer Beurteilung von verpassten Chancen. Sie können es einem Unternehmen ermöglichen, die besten Optionen für eine Gewinnmaximierung zu ermitteln.

Daten zu volkswirtschaftlichen und agrarstrukturellen Opportunitätskosten einer landwirtschaftlichen Flächennutzung für Energiepflanzen zur Biogasproduktion anstatt für Lebens- und Futtermittelerzeugung liegen der Bundesregierung nicht vor.

4. Welche Daten liegen der Bundesregierung nun (Stand: 2026) zu Stilllegungen, Aufgabe oder Insolvenz von Biogasanlagen seit 2021 vor, unter Berücksichtigung der EEG-Novelle 2025 und des Biomassepakets?

Der Bundesregierung liegen keine konkreten Angaben zu Stilllegungen und Insolvenzen von Biogasanlagen vor, da dies betriebswirtschaftliche Einzelentscheidungen der Anlagenbetreiber sind.

Nachstehende Tabelle stellt sowohl die Mindestanzahl der Anlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) als auch deren Leistung dar, welche im Marktstammdatenregister mit Abfragestand 5. September 2025 als „endgültig stillgelegt“ ausgewiesen werden. Die Darstellung enthält ausschließlich EEG-Anlagen zur Stromerzeugung aus Biogas (kein Biomethan). Es handelt sich hierbei um Mindestwerte, da die Meldungen häufig verzögert kommen.

Jahr der Stilllegung	EEG-Anlagen, Anzahl	Summe an elektrischer Leistung (brutto), kWel
2021	51	8 566
2022	43	15 110
2023	53	20 625
2024	48	14 111
2025	28	10 342

5. Wie viele Biogasanlagen wären nach Einschätzung der Bundesregierung ohne EEG-Förderung sowie ohne sonstige regulatorische Begünstigungen wirtschaftlich tragfähig, und wie hoch ist die durchschnittliche garantierte Vergütung pro Kilowattstunde (kWh) Biogasstrom im Rahmen bestehender Förderzusagen?

Im veröffentlichten Bericht „Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 99 EEG 2023 zum spartenspezifischen Vorhaben – Stromerzeugung aus Biomasse, Gülle, Biomethan sowie Klär-, Deponie- und Grubengas“ (Link: [www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/E/zwischenbericht-biomkdg-250206.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=5](http://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/E/zwischenbericht-biomkdg-250206.pdf?__blob=publicationFile&v=5)) werden Zahlen zu Stromgestehungskosten einzelner Beispieldanlagen genannt. Keine der Beispieldanlagen wäre ohne EEG-Förderung wirtschaftlich tragfähig. Es kann daraus jedoch nicht die Schlussfolgerung gezogen werden, dass es keine privatwirtschaftlichen Konzepte gibt, die trotzdem tragfähig sind.

Über das EEG werden Anlagen entweder über die Einspeisevergütung oder über die Marktprämie gefördert. Ausweislich der aktuellsten EEG-Jahresabrechnung der Übertragungsnetzbetreiber ([www.netztransparenz.de/xsproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/erneuerbare%20energien%20und%20umlagen/eeg-jahresabrechnungen/2024/eeg-jahresabrechnung%202024.pdf](http://www.netztransparenz.de/xsproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/erneuerbare%20energien%20und%20umlagen/eeg-jahresabrechnungen/2024/eeg-jahresabrechnung%202024.pdf)) betrug die Einspeisevergütung im Jahr 2024 für Strom aus Biomasse im Durchschnitt über alle Anlagen rund 20,6 Cent pro Kilowattstunde. Die durchschnittliche Marktprämie für Anlagen in der Direktvermarktung betrug rund 12,2 Cent pro Kilowattstunde. Hinzu kommen Zahlungen an Anlagenbetreiber für den Flexibilitätsbonus bzw. die Flexibilitätsprämie sowie auf Seiten des EEG-Kontos Einnahmen durch vermiedene Netzentgelte.

6. Welche Renditeerwartungen oder Wirtschaftlichkeitsannahmen liegen nach Kenntnis der Bundesregierung der Förderung biogasbasierter Anlagen zugrunde?

Gemäß dem veröffentlichten Bericht „Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 99 EEG 2023 zum spartenspezifischen

schen Vorhaben – Stromerzeugung aus Biomasse, Gülle, Biomethan sowie Klär-, Deponie- und Grubengas“ (Link: [www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/E/zwischenbericht-biomkdg-250206.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=5](http://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/E/zwischenbericht-biomkdg-250206.pdf?__blob=publicationFile&v=5)) unterstellen die Wirtschaftlichkeitsrechnungen einen Eigenkapitalzins von 8 Prozent.

7. In welchem Umfang basiert die Wirtschaftlichkeit bestehender Anlagen auf gesetzlichen Quotenregelungen oder Mindestabnahmeverpflichtungen?

Die Wirtschaftlichkeit der bestehenden Biogasanlagen hängt nicht von Quotenregelungen oder Mindestabnahmeverpflichtungen ab.

8. Welche gesamtstaatlichen Förderzusagen einschließlich EEG-Vergütungen, Investitionsförderung und sonstiger mittelbarer Begünstigungen bestehen nach Kenntnis der Bundesregierung bis 2035 bzw. darüber hinaus (bitte sowohl Rechtsgrundlagen als auch monetäre Verpflichtungen angeben)?
13. Welche fiskalischen Belastungen ergeben sich aus bestehenden Förderverpflichtungen für die kommenden zehn bzw. 20 Jahre?
24. Welche fiskalischen Belastungen ergeben sich aus bestehenden EEG-Förderverpflichtungen für Biogas in den Jahren von 2025 bis 2030?
25. Welche Annahmen liegen diesen Berechnungen (vgl. Frage 24) zugrunde?

Die Fragen 8, 13, 24 und 25 werden gemeinsam beantwortet.

Seit dem Jahr 2023 finanziert der Bundeshaushalt die Kosten der EEG-Förderung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung, darunter auch aus Biomasse. Die Anlagenbetreiber erhalten entweder eine feste Vergütung pro eingespeiste Kilowattstunde oder sie vermarkten den Strom selber und erhalten eine Marktprämie (§ 19 EEG). Die Förderzusage wird grundsätzlich für 20 Jahre erteilt. Bei Biomasse-Anlagen, deren Förderung ausgelaufen ist und die eine erneute Förderzusage erhalten, beträgt der Förderzeitraum grundsätzlich 12 Jahre.

Der EEG-Finanzierungsbedarf ist volatil, auch in der kurzen Frist. Er hängt maßgeblich vom Preis bzw. Marktwert der jeweiligen erneuerbaren Energietechnologie an der Strombörse ab. Denn das, was eine EEG-Anlage selbst an der Strombörse Erlösen kann, muss nicht vergütet werden. Prognosen, insbesondere mittel- und langfristige, sind daher grundsätzlich nicht seriös möglich. Der EEG-Finanzierungsbedarf für den Bundeshaushalt wird von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) im Herbst eines Jahres für das jeweilige Folgejahr ermittelt. Es gelten die Bestimmungen des Energiefinanzierungsgesetzes (EnFG). Die ÜNB erstellen hierzu bis zum Herbst eines Jahres auf wissenschaftlicher Grundlage (Anl. 1 Nummer 11 EnFG) und überwacht durch die Bundesnetzagentur (§ 62 EnFG) eine Prognose, teilen sie dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) mit und veröffentlichen sie (§ 51 EnFG). Diese Prognose ist maßgeblich dafür, von welchen Kosten für den Bundeshaushalt im kommenden Jahr auszugehen ist. Als Kosten der EEG-Förderung der Biomasse haben die ÜNB für die Jahre 2025 bzw. 2026 rund 3,3 Mrd. Euro ([https://www.netztransparenz.de/xspproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/erneuerbare\\_energien\\_und\\_umlagen/eeg/20241025\\_ver%C3%B6ffentlichung\\_eeg-finanzierungsbedarf\\_2025.pdf](https://www.netztransparenz.de/xspproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/erneuerbare_energien_und_umlagen/eeg/20241025_ver%C3%B6ffentlichung_eeg-finanzierungsbedarf_2025.pdf)) bzw. rund 3,8 Mrd. Euro (<https://www.netztransparenz.de/xspproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/erneuerb>

are energien und umlagen/eeg/eeg finanzierung/eeg-finanzierungsbedarf/20251024 ver%C3%B6ffentlichung eeg-finanzierungsbedarf 2026.pdf) prognostiziert (vgl. die gemeinsame Website der ÜNB [www.netztransparenz.de](http://www.netztransparenz.de); dort sind auch die Annahmen der ÜNB zu diesen Prognosen hinterlegt).

9. Welcher Anteil der eingesetzten biogenen Rohstoffe wird nach Kenntnis der Bundesregierung importiert?
10. Aus welchen Ländern stammen diese Importe (vgl. Frage 9) überwiegend?

Die Fragen 9 und 10 werden gemeinsam beantwortet.

Anlagen, die durch das EEG gefördert werden, verwenden keine importierten biogenen Rohstoffe. Zum Import biogener Rohstoffe für die allgemeine energetische Verwertung sind der Bundesregierung keine gesonderten Statistiken bekannt.

11. Wie werden indirekte Landnutzungsänderungen in Drittländern sowie mögliche Verlagerungseffekte bei der politischen und fachlichen Bewertung importierter biogener Rohstoffe berücksichtigt?

Biokraftstoffe, die gemäß Verordnung (EU) 2019/807 als Biokraftstoffe mit hohem Risiko indirekter Landnutzungsänderung gelten, werden seit 2023 nicht mehr auf die THG-Quote des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (BImSchG, dort §§ 37a ff.) angerechnet und somit nicht mehr im Verkehrsbereich gefördert. Außerdem können Biokraftstoffe aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen nur bis zu einer Obergrenze auf die THG-Quote angerechnet werden (§ 13 der 38. Bundesimmissionsschutzverordnung – 38. BImSchV).

12. Welche Risiken für Versorgungssicherheit und Preisstabilität sieht die Bundesregierung bei zunehmender Importabhängigkeit?

Der Bundesregierung liegen keine abschließenden statistischen Daten über die Importanteile der in deutschen Biogasanlagen eingesetzten biogenen Rohstoffe vor. Grundsätzlich gilt für die Versorgungssicherheit und Preisstabilität, dass Risiken umso wirksamer minimiert werden, je breiter und diversifizierter die Bezugsquellen (national und international) und die Struktur der eingesetzten Rohstoffe aufgestellt sind. Eine hohe Diversifizierung stärkt die Resilienz des Sektors gegen einseitige Lieferengpässe oder internationale Preisschocks. Es liegt dabei in der unternehmerischen Verantwortung der Marktakteure selbst, ihre Lieferketten risikobewusst zu gestalten und einseitige Abhängigkeiten zu vermeiden, da es nicht Aufgabe des Staates ist, betriebliche Bezugsquellen zu steuern.

14. Wie bewertet die Bundesregierung die langfristige Tragfähigkeit der Biogasförderung unter Berücksichtigung der Schuldenbremse?

Die Bundesregierung hält die Regeln der Schuldenbremse ein und hat damit die langfristige Tragfähigkeit der Staatsfinanzen im Blick.

15. Plant die Bundesregierung eine systematische Effizienzprüfung der Biogasförderung im Vergleich zu alternativen, z. B. in unseren Nachbarländern angewandten, Formen der Energieversorgung bzw. im Vergleich zum fortgesetzten Einsatz konventioneller Energieträger, und wenn nein, warum nicht?

Die Bundesregierung evaluiert das EEG und legt dem Bundestag alle vier Jahre einen Erfahrungsbericht vor. Der Bericht enthält insbesondere Angaben über die Auswirkungen des Ausbaus der erneuerbaren Energien (auch Biogas) insbesondere auf die Entwicklung der übrigen Stromerzeugung, auf die Entwicklung der Treibhausgasemissionen, auf den Strommarkt und die Wechselwirkungen mit den europäischen Strommärkten und auf Arbeitsplätze in der Energiewirtschaft.

16. Welche vollständige Lebenszyklusbetrachtung legt die Bundesregierung der fachlichen Bewertung von Biogas zugrunde, und welche vor- und nachgelagerten Prozesse werden dabei einbezogen?

Die Lebenszyklusbetrachtung (Treibhausgasemissionen und Umweltwirkungen) für die Verstromung von Biogas berücksichtigt verschiedene Prozessschritte, unter anderem:

- Substratbereitstellung: Anbau und Bereitstellung der Substrate (z. B. Maisilage, Grassilage) sowie Hilfsenergieträger, Hilfs- und Betriebsstoffe (z. B. Düngemittel, Diesel, Pflanzenschutzmittel). Substrate auf Basis von Rest- und Abfallstoffen haben keinen direkten Bezug zu Anbauflächen. Sie werden ebenso wie die Emissionen aus der Tierhaltung und aus der Fruchtfolge des Ackerbaus in der Bilanzierung nicht berücksichtigt.
- Transport der Substrate: Transporte der Substrate unter Berücksichtigung von Transportentfernung.
- Lagerung der Substrate: Bei der konventionellen Lagerung von Wirtschaftsdüngern treten unweigerlich klimarelevante Emissionen auf. Durch ein zeitnahe Verbringen der Wirtschaftsdünger als Substrat in eine Biogasanlage können diese Emissionen überwiegend vermieden werden.
- Anlagenbetrieb (Biogasanlage): Je nach Betriebsmodell, Berücksichtigung von diffusen Methanemissionen (Methanschlupf) bei der Biogasproduktion, sowie Hilfsenergieträger, Hilfs- und Betriebsstoffe.
- Anlagenbetrieb (BHKW): Motorische Verbrennung des Biogases im Blockheizkraftwerk (BHKW) unter Berücksichtigung des (meist nicht gereinigten) Abgasstroms. Entsprechend den Vorgaben der RED II wird Wärme aus KWK-Anlagen mittels exergetischer Allokation berücksichtigt.
- Gärrestrückführung und -ausbringung: Umfasst den Transport der Gärreste zu den NawaRo-Anbauflächen auf Grundlage der Transportentfernungen und die Ausbringung des Gärrestes auf dieselben Flächen (Nährstoffrückgewinnung).

17. In welchen genauen Prozentsätzen (nicht nur Schätzungen) setzen Biogasanlagen Substrate wie Gülle, Festmist bzw. Anbaubiomasse und Bioabfall ein (bitte nach Anlagentyp und Jahr 2025/2026 aufschlüsseln)?
18. Wie viele Tonnen Mais, Zuckerrüben, Gras oder Kartoffeln wurden 2024 und 2025 in Biogasanlagen vergoren (bitte nach Kultur und Jahr aufschlüsseln)?

Die Fragen 17 und 18 werden gemeinsam beantwortet.

Gemäß dem veröffentlichten Bericht „Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 99 EEG 2023 zum spartenspezifischen Vorhaben – Stromerzeugung aus Biomasse, Gülle, Biomethan sowie Klär-, Deponie- und Grubengas“ (Link: [www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/E/zwischenbericht-biomkdg-250206.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=5](http://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/E/zwischenbericht-biomkdg-250206.pdf?__blob=publicationFile&v=5)) setzen die rund 11 000 Biogasanlagen in Deutschland rund 44 Prozent (massebezogen) Substrate in Form von Anbaubiomasse und Bioabfall ein.

19. Werden Emissionen und sonstige Belastungen aus Düngemittelherstellung, Pflanzenschutz, maschineller Bodenbearbeitung, Ernte, Aufbereitung und Transport in den Bewertungsgrundlagen der Bundesregierung vollständig berücksichtigt, und wenn ja, nach welcher Methodik?

Emissionen aus maschineller Bodenbearbeitung, Ernte, Aufbereitung und Transport werden in den nationalen Inventaren unterschiedlich erfasst. Im landwirtschaftlichen Emissionsinventar spielen diese Prozesse bei Luftschadstoffen eine Rolle, nicht aber für die Bewertung der Treibhausgasemissionen.

In der betrieblichen Klimabilanzierung wird zwischen Scope 1 (direkte Emissionen aus dem Produktionsprozess), Scope 2 (indirekte Emissionen aus eingekaufter Energie einschließlich Strom und Treibstoffen) und Scope 3 (vorgelagerte und nachgelagerte Emissionen, etwa aus der Herstellung von Betriebsmitteln wie Düngemitteln oder Pflanzenschutzmitteln) unterschieden.

Im nationalen Treibhausgasinventar nach den Vorgaben von UNFCCC und EU wird Scope 1 überwiegend dem Sektor Landwirtschaft zugeordnet. Emissionen aus Energieverbrauch, Transport und industrieller Herstellung von Betriebsmitteln werden dagegen den Sektoren Energie bzw. Industrie und Produktverwendung zugerechnet. Nach dem Klimaschutzgesetz werden bestimmte energiebedingte Emissionen der Landwirtschaft teilweise gesondert ausgewiesen.

Die methodischen Grundlagen der Erfassung und Zuordnung ergeben sich aus den internationalen Berichterstattungsleitlinien des IPCC sowie den Vorgaben von EU und UNFCCC und sind im Nationalen Inventarbericht (NID 2026: Nationales Inventardokument zum deutschen Treibhausgasinventar 1990–2024, [https://www.umweltbundesamt.de/system/files/document/NID\\_2026\\_Deutsch.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/system/files/document/NID_2026_Deutsch.pdf)) detailliert beschrieben.

Für die Herstellung von Düngemitteln werden entsprechend den geltenden Berichterstattungsangaben sowohl Treibhausgasemissionen als auch Luftschadstoffe aus der Herstellung chemischer Grundstoffe erfasst und berichtet. Bei Stickstoffdüngern betrifft dies insbesondere Emissionen aus der Ammoniaksynthese. Diese Emissionen werden grundsätzlich vollständig auf sektoraler Ebene bilanziert, jedoch nicht produktspezifisch einzelnen landwirtschaftlichen Erzeugnissen zugeordnet. Entsprechende Angaben zu energiebedingten Emissionen liegen zudem im Energiesektor vor.

20. Welche Emissions- und Verlustannahmen legt die Bundesregierung dem Vergleich von Biogas mit Erdgas zugrunde, wenn sämtliche vor- und nachgelagerten Prozesse berücksichtigt werden?

Für Biogas werden die Emissionen bei der Erzeugung der Substrate (Energiepflanzen, Abfälle, Wirtschaftsdünger etc.) berücksichtigt sowie alle Emissionen bei Lagerung, der Biogasanlage und der Nutzung (z. B. Verstromung). Das bedeutet nicht, dass alle diese Emissionen separat im Inventar ausgewiesen werden. CO<sub>2</sub>-Emissionen bei Biogasnutzung gelten als klimaneutral und werden nicht quantifiziert.

Nähere Informationen können UBA 2020 (S. 92 ff.) entnommen werden (UBA (2020): [www.umweltbundesamt.de/system/files/medien/1410/publikationen/2020-01-30\\_texte\\_24-2020\\_biogas2030.pdf](http://www.umweltbundesamt.de/system/files/medien/1410/publikationen/2020-01-30_texte_24-2020_biogas2030.pdf)).

Vorkettenemissionen bei Erdgas umfassen Emissionen bei Förderung, Aufbereitung, Transport und Lagerung. Diese Emissionen hängen stark vom Herkunftsland und der Liefer- (Pipeline gegenüber LNG) sowie der Fördermethode (konventionell oder durch Fracking; mit Abfackelung von Begleitgasen oder nur Ausblasen) ab.

Für 2018 hat eine Studie der Sphera Solutions GmbH im Auftrag des Umweltbundesamtes dem damaligen deutschen Erdgasmix einen Vorkettenfaktor von 7,9 g CO<sub>2</sub>-Äquivalente pro Megajoule (Heizwert) ermittelt ([www.umweltbundesamt.de/system/files/medien/1410/publikationen/cc\\_61-2021\\_emissionsfaktor\\_en-stromerzeugung\\_bf.pdf](http://www.umweltbundesamt.de/system/files/medien/1410/publikationen/cc_61-2021_emissionsfaktor_en-stromerzeugung_bf.pdf)). Dabei hatte russisches Pipelinegas den höchsten Faktor (11,9 g/MJ) und Pipelinegas aus Norwegen den niedrigsten (3,4 g/MJ); heimisches Erdgas hatte einen Faktor von 7,2 g/MJ. Bei LNG-Gas aus Katar lag der Faktor bei 16,7 g/MJ, aus den USA bei 22,7 g/MJ.

21. Wie werden Methanleckagen entlang der Produktions-, Speicher-, Aufbereitungs- und Transportkette in den Bewertungsgrundlagen der Bundesregierung berücksichtigt?

Methanleckagen entlang der Erdgaslieferkette werden nach den Vorgaben des IPCC ([www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/](http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/)) und international abgestimmten Berichtsvorgaben ([www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/treibhausgas-emissionen/wie-funktioniert-die-berichterstattung](http://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/treibhausgas-emissionen/wie-funktioniert-die-berichterstattung)) ermittelt. Sie folgen dem Verursacher- und Territorialprinzip.

Die Daten wurden bisher mittels Emissionsfaktoren berechnet, die ein spezifisches Emissionsverhalten beinhalten. Seit 2025 werden die Emissionsdaten aus den Betreiberdaten gemäß der EU Methanverordnung 2024/1787 (<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32024R1787>) verwendet.

Die ermittelten Emissionen werden in der Antwort zu Frage 22 dargestellt.

Vergleiche mit anderen Ländern zeigen die deutschen Methanemissionen der Erdgasverteilung (dargestellt über implizite Emissionsfaktoren) als vergleichsweise gering ([www.umweltbundesamt.de/system/files/medien/479/publikationen/texte\\_159-2022\\_aktualisierung\\_der\\_emissionsfaktoren\\_fuer\\_methan\\_fuer\\_die\\_erdgasbereitstellung.pdf](http://www.umweltbundesamt.de/system/files/medien/479/publikationen/texte_159-2022_aktualisierung_der_emissionsfaktoren_fuer_methan_fuer_die_erdgasbereitstellung.pdf)).

22. Welche durchschnittliche Methanleckage-Rate wird dabei (vgl. Frage 21) zugrunde gelegt?

Für das Jahr 2024 hat das UBA für den Bereich Erdgas folgende Daten an UNFCCC übermittelt (vgl.: [https://datacube.uba.de/vis?fs\[0\]=Themen,0 Prozent7CKlima%23CLIMATE%23&pg=0&fc=Themen&bp=true&snb=17&vw=tb](https://datacube.uba.de/vis?fs[0]=Themen,0 Prozent7CKlima%23CLIMATE%23&pg=0&fc=Themen&bp=true&snb=17&vw=tb))

&df[ds]=ds-dc-release&df[id]=DF\_CLIMATE\_EMISSIONS\_GHG\_TRENDS  
&df[ag]=UBA&df[vs]=2026.1&dq=.A.1B2bii%2B1B2biii%2B1B2biv%2B1B2bv%2B1B2bvi.CH4 Prozent2BGHG.KT%2BKKT\_CO2\_EQ&pd=2024,&to[TIME\_PERIOD]=false):

<b>Methanemissionen im Jahr 2024 in Deutschland (in Kilotonnen)</b>	
Exploration, Produktion	0,08 kt
Verarbeitung	0,08 kt
Weiterleitung und Speicherung	8,22 kt
Verteilung	10,38 kt
Endanwenderemissionen	43,12 kt

Leckageraten werden mittels impliziter Emissionsfaktoren angegeben. Für Erdgas wurden diese Faktoren an UNFCCC übermittelt:

	<b>Impliziter deutscher Methanemissionsfaktor im Jahr 2024</b>	<b>Einheit</b>
Exploration, Produktion	0,02	kg Methan pro 1 000 m <sup>3</sup> geförderten Erdgases
Verarbeitung	0,02	kg Methan pro 1 000 m <sup>3</sup> geförderten Erdgases
Weiterleitung und Speicherung	241,45	kg Methan pro Kilometer Erdgasfernleitung
Verteilung	28,24	kg Methan pro Kilometer Erdgasleitung
Endanwenderemissionen	3,24	kg Methan pro Anschluss (abgebildet über die Anzahl der Gaszähler)

Leckageraten werden mittels impliziter Emissionsfaktoren angegeben. Für Erdgas wurden diese Faktoren an UNFCCC übermittelt:

23. In welchem Umfang führen sektorale Bilanzierungsregeln dazu, dass Emissionen dem Landwirtschaftssektor statt dem Energiesektor zugerechnet werden?

Durch die Bilanzierungsregeln werden Emissionen aus der Produktion von Biogas – zum Beispiel aus Gärresten, Fermentern oder dem Anbau der Substrate – überwiegend dem Landwirtschaftssektor zugerechnet. Die Emissionseinsparungen entstehen dagegen im Energiesektor, weil dort fossile Energieträger durch Bioenergie ersetzt werden. Dadurch können Emissionen statistisch teilweise vom Energie- in den Landwirtschaftssektor verschoben werden, obwohl insgesamt fossile CO<sub>2</sub>-Emissionen eingespart werden. Wie groß dieser Effekt genau ist, lässt sich nur schwer bestimmen, da viele biogasbedingte Emissionen in den allgemeinen Landwirtschaftsemissionen enthalten sind (vgl. [www.umweltbundesamt.de/system/files/medien/1410/publikationen/2020-01-30\\_texte\\_24-2020\\_biogas2030.pdf](http://www.umweltbundesamt.de/system/files/medien/1410/publikationen/2020-01-30_texte_24-2020_biogas2030.pdf) und [www.dbfz.de/fileadmin/user\\_upload/Referenzen/Broschuren/Broschuere\\_Zertgas.pdf](http://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/Broschuren/Broschuere_Zertgas.pdf)).

26. Liegen der Bundesregierung Studien vor, die Biogas hinsichtlich seiner volkswirtschaftlichen Effizienz mit anderen Formen der Energieversorgung oder mit dem Einsatz konventioneller Energieträger vergleichen, und wenn ja, zu welchen Ergebnissen kommen diese?

Im Rahmen des Projekts „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“ werden im Auftrag des BMWi Szenarien für die zukünftige Entwicklung des Energiesystems modelliert, mit denen die energie- und klimapolitischen Ziele erreicht werden. Die Modellierung umfasst das gesamte Energiesystem. Bisherige Ergebnisse zeigen, dass Biomasse in Deutsch-

land als Ressource nur begrenzt zur Verfügung steht, sodass deren Einsatz dort priorisiert werden sollte, wo keine effizienteren Alternativen zur Verfügung stehen.

*Vorabfassung - wird durch die lektorierte Version ersetzt.*

*Vorabfassung - wird durch die lektorierte Version ersetzt.*