BBE BUNDESVERBAND Bioenergie e.V.

HAUPTSTADTBÜRO BIOENERGIE

Stellungnahme zum

Eckpunktepapier des Bundesministeriums für Wirtschaft & Energie zur Grüngas- / Grünheizölquote

Inhalt

Das Wichtigste in Kürze 3
Zu den anrechenbaren Brennstoffen 4
Zum Quotenpfad 4
Zu den Flexibilitätsmechanismen 5
Zum Opt-In für die Industrie 6
Zum Opt-In für Wärmenetze 6
Zur Mehrfachanrechnung von Wasserstoff 6
Weitere gesetzliche Anpassungen 7

Das Wichtigste in Kürze

- **Getrennte und ambitionierte Quoten für Gas, Heizöl und Flüssiggas:** Eigenständige Quoten mit ambitionierten ersten Erfüllungsjahren schaffen verlässliche Nachfrage und Investitionssicherheit für alle drei Energieträger. Die verfügbaren Bioenergiepotenziale ermöglichen einen zügigen Hochlauf; eine gemeinsame Quote würde dagegen einzelne Märkte benachteiligen.

- **Anrechnung von Gas, das nicht über das öffentliche Gasnetz transportiert wird:** Auch direkt zur Wärmeversorgung eingesetztes, unaufbereitetes Biogas und Lieferungen über lokale Netze müssen anrechenbar sein. Dies sichert alternative Versorgungswege und entspricht der Anrechnung bei der Bio-Treppe im GModG.

- **Ausschluss von Energiemengen, für deren Produktion oder Nutzung in Deutschland oder im Ausland bereits eine signifikante Produktionsförderung (OPEX-Förderung) gezahlt wird:** Bereits signifikant geförderte Energiemengen dürfen nicht zusätzlich auf die Quote angerechnet werden. Dies betrifft insbesondere EEG- und KWKG-Förderung, Klimaschutzverträge sowie entsprechende ausländische Fördermechanismen und verhindert Doppelförderungen.

- **Sachgerechte Ausgestaltung der Flexibilitätsmechanismen:** Die Festlegung von Flexibilitätsmechanismen ist grundsätzlich nachzuvollziehen. Bei einer falschen Ausgestaltung können diese jedoch negative Auswirkungen auf die Nachfrage nach grünen Energieträgen und die Investitionssicherheit von Investoren von Produktionsanlagen haben. Hier besteht noch weiterer Diskussionsbedarf.

- **Keine Multiplikatoren für bestimmte Energieträger:** Mehrfachanrechnungen, insbesondere für Wasserstoff, verzerren den Wettbewerb und ersetzen keine realen fossilen Energiemengen. Gleiche Anrechnungsbedingungen für alle Energieträger sichern einen fairen Wettbewerb und verlässliche Investitionsbedingungen.

- **OptIn für Industrie und Wärmenetze unterstützen, aber Anrechnung aller Energieträger, nicht nur Wasserstoff:** Ein technologieoffenes Opt-In eröffnet zusätzliche Absatzmöglichkeiten für erneuerbare Brennstoffe in Industrie und Wärmenetzen. Neben Wasserstoff müssen auch Biomethan, Bioöle und grüne Flüssiggase sowie unaufbereitetes Biogas berücksichtigt werden – ohne Mehrfachanrechnung oder Doppelförderung.

Zu den anrechenbaren Brennstoffen

Die Bioenergieverbände begrüßen, dass für Bioenergie auf die etablierten Nachhaltigkeits- und Treibhausgasminderungsvorgaben der RED III zurückgegriffen werden soll. Damit wird zum einen vermieden, konkurrierende und den Markt fragmentierende Anforderungen einzuführen. Zum anderen existieren etablierte Zertifizierungssysteme und Zertifizierungsstellen für den Nachweis der Anforderungen und die relevanten Branchenakteure sind mit den Anforderungen und der Umsetzung der RED III-Kriterien vertraut.

Das Gebäudemodernisierungsgesetz (GModG) und die Eckpunkte für eine Grüngas-/Grünheizölquote sehen unterschiedliche Definitionen für grüne Brennstoffe im Bereich flüssige Energieträger vor. Während die Eckpunkte alle erneuerbaren und kohlenstoffarmen Brennstoffe entsprechend der europäischen Definitionen (RED III, Gas-/Wasserstoff-Binnenmarktrichtlinie) zulassen, definiert das GModG Bioöl klar als hydriertes Pflanzenöl oder zu Fettsäuremethylester verestertes Pflanzenöl. Um Unsicherheiten bei der Umsetzung und der Zulässigkeit für die Quote zu vermeiden, empfehlen die Bioenergieverbände den klar und eng definierten Rahmen des GModG für Bioöle zu verwenden.

Wir sprechen uns dafür aus, auch grüne Gase anzurechnen, die direkt für die Wärmeerzeugung in Haushalten genutzt, aber nicht über das öffentliche Gasnetz transportiert werden. Dies betrifft insbesondere nicht-aufbereitetes Biogas. Falls Verteilnetze zukünftig teilweise stillgelegt werden sollten, dann kann eine Belieferung über lokale Netze ebenfalls eine Alternative sein. Alles andere wäre regulatorisch inkonsistent, da selbige Anrechnung auch bei der Bio-Treppe im GModG angewendet wird.

Energieträgermengen, für deren Produktion in Deutschland oder im Ausland bereits eine signifikante Förderung bezahlt wurde und/oder deren Einsatz bereits signifikant gefördert wird (OPEX-Förderung), sollten nicht auf die Quote anrechenbar sein. Dies gilt insbesondere für eine EEG- oder KWKG-Förderung, für Klimaschutzverträge in der Industrie, für bestimmte Fördermechanismen für Biomethan im europäischen Ausland sowie den Fördermechanismus der Europäischen Wasserstoffbank. Eine Anrechnung dieser Energiemengen käme einer Doppelförderung gleich.

Zum Quotenpfad

Die Bioenergieverbände begrüßen die jährliche Festsetzung des Quotenpfads bis 2045 auf 100%. Insbesondere für die ersten Erfüllungsjahre bestärken wir das Wirtschaftsministerium darin, eine ambitioniertere Quotenerhöhung auf den Weg zu bringen. Die Bioenergiebranche kann sowohl Bioöl als auch Biomethan in ausreichenden Mengen verlässlich und nachhaltig zur Verfügung stellen – dies insbesondere vor dem Hintergrund großer, noch nicht genutzter Potenziale an Rest- und Abfallstoffen sowie einem perspektivisch zurückgehenden Verbrauch von Gas und Öl im Wärmebereich aufgrund des Ersatzes der Öl- und Gasheizungen durch andere Heizungsarten. Während Deutschland über eine Produktionskapazität von rund 4,2 Mio. t Biodiesel verfügt, werden davon aktuell im Straßenverkehr nur rund 2 Mio. t jährlich eingesetzt. Die im heimischen Straßenverkehr nicht genutzte Kapazität steht damit dem Wärmemarkt zur Verfügung. Demgegenüber steht ein aktueller Verbrauch an Heizöl von rund 9-10 Mio. T jährlich, wovon unter 10% für Gewerbe und Industrie anfallen.

Für die in der Grüngasquote vorgesehenen Mengen stehen grundsätzlich ausreichende Potenziale an erneuerbarem Methan zur Verfügung. Modellierungen gehen davon aus, dass die durch die Quote ausgelöste Grüngasnachfrage bis 2045 auf etwa 150 bis 200 TWh ansteigen und anschließend mit der

sinkenden Zahl an Öl- und Gasheizungen wieder zurückgehen könnte. Dem stehen nach Berechnungen des Fachverbandes Biogas auf Basis einer Guidehouse-Studie erhebliche heimische Erzeugungspotenziale gegenüber: Bereits für 2030 werden Potenziale zur Produktion von 63,4 TWh Biomethan und 51,9 TWh synthetischem Methan, insgesamt also 115,3 TWh erneuerbarem Methan, ausgewiesen – allein in Deutschland. Bis 2050 steigen diese heimischen Potenziale auf insgesamt 233,8 TWh, davon 134,1 TWh Biomethan und 109,7 TWh synthetisches Methan. Auch kurzfristig ist der zusätzliche Bedarf darstellbar: Heute werden bereits rund 0,7 TWh Biomethan im Gebäudesektor eingesetzt; für 2028 wird bei einer Quoten-Anforderung von 1% ein zusätzlicher Bedarf von etwa 1,8 TWh erwartet. Nach Einschätzung des Fachverbandes Biogas könnte diese zusätzliche Menge bereits durch eine höhere Auslastung bestehender Biomethananlagen bereitgestellt werden. Die zuletzt leicht rückläufigen Volllaststunden bestehender Anlagen deuten dabei darauf hin, dass derzeit nicht fehlende Produktionskapazitäten, sondern vielmehr eine unzureichende Nachfrage die stärkere Biomethanbereitstellung begrenzen.

Weiterhin keine Klarheit gibt der Quotenpfad darüber, ob es sich um eine gemeinsame Quote für die verschiedenen Energieträger handelt, oder getrennte Systeme entwickelt werden, die parallel zueinander laufen. Die Bioenergieverbände sprechen sich aus mehreren Gründen für die Nutzung getrennter Systeme für Gas, Öl und Flüssiggas aus. Eine gemeinsame Quote führt aufgrund der Kostenstruktur der unterschiedlichen Energieträger im Quotensystem nicht dazu, dass die Inverkehrbringung im gleichen Maß angereizt wird. Zunächst werden jene Brennstoffe in den Umlauf gebracht, welche die niedrigsten Mehrkosten gegenüber der fossilen Alternative aufweisen. Aus volkswirtschaftlicher Sicht sichern getrennte Quoten einen zielgerichteten Einsatz von Investitionen und vermeiden Fehlanreize bei der Entwicklung der jeweiligen Märkte. Grünes Gas, Heizöl und Flüssiggas erfordern teilweise unterschiedliche Produktionsanlagen, Infrastrukturen und Lieferketten. Eigenständige Quoten schaffen verlässliche Nachfrage und damit Planungssicherheit für Investitionen, fördern Wettbewerb und Skaleneffekte und ermöglichen den Aufbau effizienter Wertschöpfungsketten. Ein Quotenübertrag von einem in den anderen Bereich könnte hingegen Investitionen in den jeweils weniger begünstigten Markt verdrängen, bestehende Infrastruktur- und Produktionskapazitäten unzureichend nutzen und die Abhängigkeit von fossilen Energieimporten länger aufrechterhalten.

Grüngas und Grünöl bedienen unterschiedliche Infrastrukturen und Kundengruppen. Ein direkter Wettbewerb innerhalb einer einheitlichen Quote führt nicht automatisch zu wirtschaftlicher Effizienz.

Um einen stetigen Hochlauf aller grünen Energieträger zu ermöglichen und entsprechende Produktionskapazitäten hochzufahren, sprechen wir uns für eine getrennte Anreizstruktur durch verschiedene Quotensysteme von Gas-, Flüssiggas- und Ölheizungen aus.

Zu den Flexibilitätsmechanismen

Die Eckpunkte zeigen verschiedene Flexibilitätsmechanismen zur Erfüllung der Zertifikatspflichten auf wie Handel zwischen verschiedenen verpflichteten Unternehmen sowie die Option, generierte Zertifikate auch noch im Folgejahr zur Erfüllung der Quote anzuwenden. Diese Mechanismen haben sich im Quotenmarkt für den Verkehrssektor als geeignet erwiesen, um den Quotenpreis zu stabilisieren. Jedoch bergen solche Mechanismen, die eine Quotenerfüllung nicht nur durch das Inverkehrbringen grüner Energieträger, sondern auch durch rein finanzielle Ausgleichsgeschäfte ermöglichen, auch Risiken für die reale Nachfrage nach grünen Energieträgern sowie für die Investitionssicherheit für Investoren in Produktionsanlagen. Eine starke Entkopplung von physischer bzw. massenbilanzieller Lieferung eines Energieträgers und Quotenerfüllung kann deshalb Handels-

und Produktionsunternehmen gegenüber Marktteilnehmern mit rein bilanziellen Geschäftsmodellen benachteiligen. Die Festlegung von Flexibilitätsmechanismen muss deshalb mit Vorsicht erfolgen und erfordert einer vertiefenden Diskussion.

Zudem weisen die Verbände auf die Notwendigkeit zur Festlegung einer Ersatzzahlung oder Pönale mit ausreichend hoher Anreizwirkung hin. Diese sollte in Anlehnung an die Quote in Abhängigkeit des Energiegehalts beziffert sein und ist so hoch anzusetzen, dass eine Nicht-Erfüllung der Quote keine geeignete wirtschaftliche Alternative darstellt.

Zum Opt-In für die Industrie

Grundsätzlich positiv sehen die Verbände die Möglichkeit eines Opt-in der Industrie. Dies zeigt eine Perspektive auf, den Umfang der Verpflichteten langfristig auszuweiten. Aus Gründen der Technologieoffenheit sollte dieser jedoch nicht auf spezifische Energieträger begrenzt werden. Die Industrie wird langfristig nicht nur Wasserstoff, sondern auch andere erneuerbare Energieträger wie Biomethan benötigen, um die energieintensiven Prozesse bis zum Jahr 2045 klimafreundlich zu betreiben. Der Opt-in sollte somit technologieoffen und ohne Mehrfachanrechnungen implementiert werden. Zentral ist in diesem Zusammenhang der Ausschluss von Energiemengen, für deren Erzeugung oder Nutzung eine signifikante Produktionsförderung gezahlt wird, einschließlich der Klimaschutzverträge für die Industrie.

Zum Opt-In für Wärmenetze

Die Möglichkeit zum Opt-in wird auch für Wärmenetze in Aussicht gestellt.

Die Bioenergieverbände unterstützen ein Opt-In für Gase, Öle oder Flüssiggase, die zur Befeuerung von Wärmenetzen eingesetzt werden, einschließlich Gasen, die nicht über das öffentliche Gasnetz transportiert wurden (insb. unaufbereitetes Biogas). In diesem Zusammenhang ist besonders wichtig, Doppelförderungen wie parallele Zahlungen über EEG oder KWKG auszuschließen.

Zur Mehrfachanrechnung von Wasserstoff

Die Eckpunkte sehen eine dreifache Anrechnung für grünen Wasserstoff und einen geringeren Multiplikator für kohlenstoffarmen Wasserstoff vor, die bis zum Jahr 2045 langsam abschmelzen soll. Marktverzerrungen durch Mehrfachanrechnungen lehnen die Bioenergieverbände ab, da diese nicht zum Ersatz fossiler Energien und zu real eingesparten Treibhausgasen beitragen. Die implizierte Technologieförderung von Wasserstoff sollte nicht das Level-Playing-Field zur Erfüllung der Quote untergraben und somit zusätzliche Unsicherheiten bzgl. der Investitionsentscheidungen anderer Akteure erzeugen.

Weitere gesetzliche Anpassungen

Damit die Grüngasquote tatsächlich Investitionen in zusätzliche Biomethanproduktion anreizt, muss sie mit verlässlichen Rahmenbedingungen für den Anschluss und die langfristige Nutzung der Gasnetze einhergehen. Eine Quote allein schafft noch keine ausreichende Investitionssicherheit, wenn gleichzeitig die Perspektive für die Netzeinspeisung unklar bleibt. Besonders kritisch ist es, dass im Zuge der Umsetzung des EU-Gasbinnenmarktpakets durch das EnWG Gasnetzanschlüsse künftig bereits mit einem Vorlauf von zehn Jahren beendet werden könnten. Neue Biomethanprojekte benötigen hingegen Planungssicherheit über deutlich längere Zeiträume, da Investoren mit Einspeisezeiträumen von mindestens 15 bis 20 Jahren kalkulieren.

Hinzu kommt die offene Frage der Anschlusskosten: Mit dem Auslaufen der Gasnetzzugangsverordnung Ende 2025 sind auch die bisherigen Privilegierungen beim Netzanschluss von Biomethananlagen entfallen, insbesondere die weitgehende Übernahme der Anschlusskosten durch den Netzbetreiber. Um die mit der Grüngasquote angestrebten Investitionen tatsächlich auszulösen, braucht es daher zeitnah eine neue, praktikable und langfristig verlässliche Regelung für den Netzanschluss von Biomethananlagen. Die Grüngasquote und die zukünftige Ausgestaltung der Gasnetze müssen deshalb regulatorisch zusammen gedacht werden.

Berlin, 30.10.2026

Kontakt:

Bundesverband Bioenergie e.V. (BBE)
Gerolf Bücheler
Geschäftsführer
Tel.: 030 27 58 179 - 21
Email: buecheler@bioenergie.de
Lobbyregisternummer R000788

Hauptstadtbüro Bioenergie (HBB)
Sandra Rostek
Leiterin
Tel.: 030-2758179-00
Email: rostek@bioenergie.de
Lobbyregisternummer R000826