



Ausschussdrucksache 21(16)107-B

(02.03.2026)

Stellungnahme

Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH

Öffentliche Anhörung

zum

Gesetzentwurf der Bundesregierung

**Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Weiterentwicklung der
Treibhausgasminderungs-Quote (THG-Quote)**

BT-Drucksache 21/4083

am 4. März 2026

Dem Ausschuss ist das vorliegende Dokument in nicht barrierefreier Form zugeleitet worden.

Stellungnahme

I. Vorbemerkung

Bayernoil mit Sitz in Vohburg und Neustadt an der Donau ist die größte Raffinerie Süddeutschlands und verarbeitet jährlich rund 10,3 mio t Mineralöl. Anteilseigner sind VAROPrem (51%), Rosneft Deutschland (29%) und Enilive Deutschland (20%). Als Raffinerieunternehmen und Inverkehrbringer von Kraftstoffen ist Bayernoil Quotenverpflichteter und damit zentraler Adressat des Gesetzes. Wir stehen in der Verantwortung einen wesentlichen Beitrag zum Klimaschutz zu leisten. Unser Interesse ist es, das THG-Quotensystem so auszugestalten, dass die Transformation des Verkehrssektors insgesamt und des Raffineriesektors im Besonderen gelingen kann.

II. Bewertung des Entwurfs und Empfehlung

Bayernoil begrüßt viele Punkte im vorliegenden Kabinettsentwurf, der eine deutliche Verbesserung zu den früheren Entwürfen darstellt. Hervorzuheben ist insbesondere die Anschärfung der Betrugsprävention und die Fortschreibung der THG-Quote bis 2040, die für Planungssicherheit sorgt.

Allerdings muss man deutlich sagen, dass der aktuelle Entwurf noch einen wesentlichen Konstruktionsfehler hat: **er legt gegenüber der RED III eine höhere Quote fest, schränkt aber die Erfüllungsoptionen deutlich ein.** Das wird im europäischen Vergleich zu höheren Energiepreisen führen und gleichzeitig einen weiteren Wettbewerbsnachteil für die deutsche Industrie bedeuten.

Aus unserer Sicht müssen drei Aspekte erfüllt sein, um die THG-Quote zu einem praktikablen Instrument weiterzuentwickeln:

- Das proklamierte Bekenntnis der Bundesregierung zur **Technologieoffenheit** muss bei der THG-Quote konsequent umgesetzt werden.
- Alle Erfüllungsoptionen, die den Kriterien der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (REDIII) entsprechen und einen Beitrag zur Dekarbonisierung des Sektors leisten können, sollten zugelassen werden, um ein Level Playing Field zu schaffen und die **Wettbewerbsfähigkeit** der deutschen Industrie zu erhalten.
- Die Zielvorgaben sollten möglichst unkompliziert und **unbürokratisch** umgesetzt werden, um die Wirtschaft zu entlasten. Gleichzeitig ist auf eine wirksame Betrugsprävention unbedingt zu achten, um das Vertrauen in das System wiederherzustellen.

Konkretes Verbesserungspotential sehen wir deshalb bei den nachfolgenden drei Punkten, deren Aufnahme wir im parlamentarischen Verfahren anregen. Alle drei Optionen sind im Sinne der RED III, sind problemlos in den Entwurf zu integrieren, können kurz- und

mittelfristig einen signifikanten Beitrag zur Dekarbonisierung leisten und werden jetzt gebraucht.

1. Ermöglichung der Anrechnung von biogenem Wasserstoff, der in Raffinerien eingesetzt wird, auf die THG-Quote

Der Hochlauf von grünem (RFNBO) Wasserstoff wird mehr Zeit und Ressourcen erfordern als ursprünglich angenommen. In der Übergangsphase, in der noch nicht ausreichend grüner Wasserstoff für die Dekarbonisierung der Raffinerieprozesse zur Verfügung steht, muss der pragmatische Einsatz weiterer Energieträger ermöglicht werden. Dazu zählt insbesondere netzbezogenes Biomethan, das fossiles Erdgas im Raffinerieprozess ersetzen und eine Emissionsreduktion von 50 - 80 gCO₂eq/MJ erwirken kann¹. Zur Nutzung in der Raffinerie wird aus dem Biomethan biogener Wasserstoff hergestellt, der in den Raffinerieprozessen als Zwischenprodukt eingesetzt werden kann.

Derzeit kann biogener Wasserstoff auf die THG-Quote angerechnet werden, wenn er direkt an Tankstellen in den Verkehr gebracht wird, und aus fortschrittliche Rohstoffe gemäß Annex IX Teil A der RED hergestellt ist. **Aus unserer Sicht gibt es keinen sinnvollen Grund, die Anrechnung von biogenem Wasserstoff an Tankstellen zu ermöglichen, aber in Raffinerien auszuschließen.** Für die Betrachtung der Gesamtemissionen des Verkehrssektors und gemäß der Logik der RED, ist es irrelevant, an welcher Stelle der Wertschöpfungskette die Emissionsminderung erfolgt.

Die Einschränkung auf fortschrittliche Rohstoffe unterstützen wir und würden sie bei der Erfüllungsoption als Zwischenprodukt beibehalten. Insbesondere für die heimische Biogasbranche böte dies große Potentiale. Viele Anlagen, die bereits oder demnächst aus der EEG-Förderung fallen, hätten so perspektivisch einen neuen Absatzmarkt. Auch werden durch den voraussichtlichen Wegfall der Doppelanrechnung von Kraftstoffen aus Annex IX Teil A Rohstoffen ab 2026 deutlich größere Mengen zur Erreichung der Mindestquote benötigt. Diese Volumina können mit den bestehenden Erfüllungsoptionen kaum abgedeckt werden. Biogener Wasserstoff kann hier einen wichtigen Beitrag zur Zielerfüllung leisten.

Gleichzeitig handelt es sich um eine zeitlich- und mengenmäßig begrenzte Erfüllungsoption. So kann biogener Wasserstoff insbesondere kurz- und mittelfristig eine große Rolle spielen: Raffinerien haben einen hohen Wasserstoffverbrauch. Ca. 60 Prozent des insgesamt benötigten Wasserstoffes wird raffinerieintern aus den Prozessschritten gewonnen. Die restlichen 40 Prozent (ca. 177.000t/a)² werden extern zugeführt – derzeit durch die Dampfreformierung von Erdgas. Während biogener Wasserstoff zunächst einen Großteil des externen Wasserstoffs in Raffinerien substituieren kann, wird diese Menge über die Jahre und mit zunehmendem Hochlauf Schritt für Schritt durch RFNBO-Wasserstoff ersetzt. Dafür sorgt die ab 2026 ansteigende RFNBO-Unterquote, die primär durch den Raffinerieinsatz erfüllt werden wird. **Biogener Wasserstoff ist somit keine Konkurrenz, sondern eine Ergänzung**

¹ Eigene Berechnung

² Umweltbundesamt: [UBA 2023](#)

zu **RFNBO-Wasserstoff**, insbesondere für den Zeitraum bis der Hochlauf erfolgt ist und wettbewerbsfähige Preise für RFNBO-Wasserstoff aufgerufen werden können.

Es gibt derzeit verschiedene Rechtsauffassungen zur Frage ob biogener Wasserstoff, der als Zwischenprodukt in Raffinerien eingesetzt wird, auf die RED III Ziele anrechenbar ist. Das BMUKN ist der Auffassung, dass dies nicht europarechtskonform ist. Ein aktuelles Kurzgutachten im Auftrag des Fachverbands Biogas e.V. (FvB) und des Verbands der Deutschen Biokraftstoffindustrie e.V. (VDB)³ kommt dagegen zu dem Schluss, dass eine Anrechnung europarechtlich sogar geboten sei.

Unabhängig von diesen rechtlichen Bewertungen kann Deutschland biogenen Wasserstoff als Zwischenprodukt aber in jedem Fall als zusätzliche nationale Erfüllungsoption zulassen. Unter Berücksichtigung der Unterschiede bei Grundgesamtheit und Multiplikatoren zeigt die nachfolgende Tabelle, dass Deutschland – wie schon bei der Umsetzung der RED II – eine Übererfüllung der RED III-Ziele anstrebt (~6% in 2030). Damit eröffnet sich die Möglichkeit, innerhalb des nationalen Instruments der Treibhausgasminderungsquote weitere Erfüllungsoptionen in diesem Kontext zuzulassen und anzureizen. Sofern die EU-Vorgaben mit den explizit in der RED III erwähnten Erfüllungsoptionen erreicht werden, können Mitgliedsstaaten jederzeit weitere, darüberhinausgehende Anreize zur THG-Minderung setzen.

RED III (EU) 2023/2413	Gesetz zur Weiterentwicklung der THG-Minderungsquote (Kabinettsbeschluss)
THG-Minderung von 14,5% in 2030	THG-Minderung von 25% in 2030 (59% in 2040)
Straße, Flug und Schiffsverkehr	Straßenverkehr
Keine Multiplikatoren	Multiplikator 3 für Ladestrom Multiplikator 3 für RFNBO
	Bereinigte Quote⁴: -0,5% durch Beschränkung auf Straßenverkehr -3,3% durch Multiplikator für Ladestrom -0,77% durch Multiplikator für RFNBO =20,43% in 2030

Abbildung 1: Vergleich RED III und THG-Zielvorgaben

Das ist möglich, da die RED III als Richtlinie lediglich Vorgaben zur Mindestharmonisierung gibt, darüber hinaus Mitgliedstaaten jedoch Handlungsspielraum bietet. Bei einer (bereinigten) Übererfüllung von ~6% in 2030 können weitere Erfüllungsoptionen, wie der biogene Wasserstoff, also auch ergänzt werden, falls eine Anrechnung gegenüber den RED-Vorgaben wider Erwarten nicht akzeptiert wird. In jedem Fall würde biogener Wasserstoff als zusätzliche Erfüllungsoption die Erreichung der Verkehrssektorziele unterstützen und zudem

³ Kurzgutachten: <https://www.lobbyregister.bundestag.de/media/1a/04/660468/Stellungnahme-Gutachten-SG2512180064.pdf>; aufgerufen am 17.02.2026

⁴ Getroffene Annahmen: 1. Der Straßenverkehr in DE stellt 98% der anteiligen Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor dar (Klimaschutzbericht 2024 der Bundesregierung); 2. Ladestrom trug 2024 knapp über 10% zur Quotenerfüllung bei. Bei einer angenommenen Verdopplung auf 20% in 2030 wird berücksichtigt, dass 2/3 der THG-Einsparung durch die Dreifachanrechnung des Stroms vom Ambitionsniveau abgezogen werden müssen (3,3%); 3. Bei der angenommenen Erfüllung der RFNBO-Unterquote von 1,2% in 2030 muss ebenfalls für 2/3 der THG-Einsparungen, die auf die Dreifachanrechnung zurückzuführen sind, das Ambitionsniveau korrigiert werden (0,77%)

auf die Vorgaben der EU-Klimaschutzverordnung (Effort Sharing Regulation, ESR) einzahlen –beides Zielvorgaben, die Deutschland seit Jahren verfehlt. Auch andere Mitgliedstaaten erwägen die Anerkennung von biogenem Wasserstoff als Zwischenprodukt, wie z.B. die französische Regierung⁵.

2. Erweiterung der Rohstoffbasis und Technologien für die Mitverarbeitung von biogenen Rohstoffen (Co-Processing)

Die Mitverarbeitung von biogenen Einsatzstoffen in Raffinerien (das sogenannte Co-Processing) sorgt wie die Beimischung von Biokraftstoffen für eine deutlich verbesserte THG-Bilanz von Kraftstoffen. Beim Co-Processing erfolgt die Beimischung von Biokraftstoffen zu fossilen Kraftstoffen bereits im Raffinerieprozess, wo sie anschließend gemeinsam verarbeitet werden. Der biogene Anteil des finalen Kraftstoffs wird dann nach einem gemäß Delegierter Verordnung (EU)2023/1640 zugelassenen Prüfverfahren bestimmt und kann auf die THG-Quote angerechnet werden.

In Deutschland ist diese Möglichkeit bislang nur sehr eingeschränkt für Raffinerien zugelassen und auf einzelne Rohstoffe und Verarbeitungstechnologien begrenzt, während importierte Biokraftstoffe aus anderen Mitgliedsstaaten unabhängig von den verarbeiteten Rohstoffen und Technologien auf die deutsche THG-Quote angerechnet werden können. Damit wird diese nationale Einschränkung ad absurdum geführt und befördert lediglich die Benachteiligung deutscher Raffinerien im europäischen Vergleich.

Der Kabinettsentwurf sieht bei dieser Problematik erste wichtige Verbesserungen vor: So wird die Beschränkung auf bestimmte Verarbeitungstechnologien aufgehoben und die zulässigen Rohstoffe auf Annex IX Teil A und B der RED erweitert. Weiterhin handelt es sich allerdings um eine Rohstoffeinschränkung, welche die EU-Richtlinie nicht hergibt. Dies benachteiligt nicht nur weiterhin die deutschen Raffinerien und Industrien gegenüber ihren europäischen Nachbarn, sondern schließt auch einen großen Pool an nachhaltigen Rohstoffen wie saure Öle, Baumöle, technische Öle und neuartige Öle aus, die einen Beitrag zur THG-Minderung der Kraftstoffe leisten können.

Da die THG-Quote für Kraftstoffe aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen (sogenannte 1st Generation Biofuels) und für Biokraftstoffe aus Annex IX Teil B-Rohstoffen Obergrenzen vorsieht, werden durch die Erweiterung des Co-Processing keine zusätzlichen Mengen dieser Kraftstoffe auf den Markt kommen. Es gibt den Marktteilnehmern jedoch mehr Wahlfreiheit, neben der klassischen Beimischung von Biokraftstoffen, eine weitere Verarbeitungsrouten zu wählen. Diese Verarbeitungsrouten in Raffinerien zu ermöglichen ist zudem die notwendige Voraussetzung dafür, dass Industrien entlang der Wertschöpfungskette, wie z.B. die chemische Industrie, auf nachhaltigere Basisprodukte zurückgreifen und so die eigene Produktion dekarbonisieren können.

Im Sinne der Technologieoffenheit ist es deshalb nur logisch - wie in der RED III vorgesehen – das Co-Processing in Raffinerien parallel zur dedizierten Herstellung in speziellen Anlagen

⁵ Entwurf der französischen Regierung: <https://www.consultations-publiques.developpement-durable.gouv.fr/consultation-sur-le-projet-de-mecanisme-incitant-a-a3174.html?lang=fr>, aufgerufen am 17.02.2026

zuzulassen. **Wir empfehlen daher im vorliegenden Gesetzentwurf das Co-Processing auf alle gemäß EU-Richtlinie zulässigen biogenen Einsatzstoffe und Technologien zu erweitern.**

3. Aufnahme von Recycled Carbon Fuels als Erfüllungsoption für die THG-Quote

Recycled Carbon Fuels (RCF; dt. wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe) sind Kraftstoffe, die aus Abfallströmen nicht erneuerbaren Ursprungs hergestellt werden. Zudem können RCFs aus Abgasen nicht erneuerbaren Ursprungs, die zwangsläufig und unbeabsichtigt infolge der Produktionsprozesse in Industrieanlagen entstehen, hergestellt werden. Laut EU-Gesetzgebung muss durch den Einsatz von RCFs eine Treibhausgasreduzierung von mindestens 70 Prozent erfolgen. Somit stellt ihr Einsatz eine bedeutende Dekarbonisierungsmöglichkeit dar.

Neben Biokraftstoffen und RFNBOs, wie grünem Wasserstoff, handelt es sich bei RCFs um eine eigene Kraftstoffkategorie, die laut RED III von den Mitgliedsstaaten auf die Erneuerbaren-Energien-Ziele der EU angerechnet werden können. Auch sieht die ReFuelEU Aviation Verordnung eine prominente Rolle für RCFs zur Dekarbonisierung des Flugverkehrs vor. Deutschland hat die Möglichkeit, RCFs auf das nationale Instrument der Treibhausgasreduzierungsquote (THG-Quote) anzurechnen, bislang jedoch nicht umgesetzt. Dieser Ausschluss stellt einen Wettbewerbsnachteil im Vergleich zu den europäischen Mitgliedsstaaten dar und erschwert das Erreichen der THG-Minderungsziele im Verkehrssektor.

Bei der Rohölverarbeitung in Raffinerien fallen als Nebenprodukt unvermeidbare Abgase an, sogenannte Raffineriegase. Im Falle einer Anrechenbarkeit von RCFs auf die THG-Quote könnten die Raffineriegase zu RCFs aufbereitet und in die Kraftstoffproduktion zurückgeführt oder Kraftstoffen beigemischt werden. Die Wiederverwendung der Raffinerieabgase als RCFs öffnet gleichzeitig die Chance, weitere Dekarbonisierungsmaßnahmen, wie eine Elektroheizung in das System zu integrieren. Somit könnte die Raffinerie einen wichtigen Beitrag zur Systemdienlichkeit im Sinne der Flexibilisierung der Stromnachfrage und zur Reduzierung von fossilen Einsatzstoffen durch Elektrifizierung leisten.

Die Ermöglichung der Anrechenbarkeit von RCFs auf die THG-Quote wäre folglich ein wichtiger Schritt und könnte im Sinne einer „no regret“-Maßnahme bereits kurzfristig und mit geringem Investitionsvolumen umgesetzt werden und so einen Beitrag zur Emissionsminderung leisten. Dies wäre eine wichtige Ergänzung zu weiteren und umfangreicheren Dekarbonisierungsprojekten, wie etwa der Produktion und des Einsatzes von grünem Wasserstoff. Im Zusammenspiel ergibt sich so die Möglichkeit, die Raffinerie umfassend zu transformieren und langfristig klimaneutral zu betreiben, indem an zentraler Stelle der Kohlenstoffkreislauf geschlossen wird. Eine Reihe von Mitgliedsstaaten, wie Frankreich, Italien, Spanien, die Niederlande und Polen ermöglichen diese Option bereits. Im Hinblick auf die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie ist es also völlig unverständlich, warum man einfach eine in der RED III vorgesehene Erfüllungsoption bei der deutschen Umsetzung nicht berücksichtigt hat.



Hier sollte Deutschland dringend nachsteuern, um Wettbewerbsnachteile zu verhindern.

Kontakt

Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH

Dr. Alexander Struck

Geschäftsführer

alexander.struck@bayernoil.de