en2x
Wirtschaftsverband Fuels und Energie e.V.

WARUM WIR EINE KOHLEN WASSERSTOFF AGENDA FÜR DEUTSCHLAND BRAUCHEN

Fortschrittsbericht zur Transformation der Mineralölwirtschaft

INHALT

Vorwort
Deutschland braucht eine starke Kohlenwasserstoffwirtschaft – heute und in der Zukunft 6

Zusammenfassung
Ohne Kohlenwasserstoffe keine Versorgungssicherheit 8

S. 12 AKTUELLE LAGE UND HERAUSFORDERUNGEN



Ohne Raffinerien fehlen Energieversorgung und Chemieindustrie entscheidende Grundlagen 14

Defossilisierung braucht Kohlenstoff – aber erneuerbar und global gedacht 18

Wasserstoffhochlauf in Deutschland: Vom Ziel zur Umsetzung 20

„Der Vorwurf der ‚Preistreiberei' hält einer Überprüfung nicht stand" 22

Tankstellenpreise in Deutschland im europäischen Vergleich: Zusammenfassung der Kurzstudie von Frontier Economics 28

Netto-Tankstellenpreise niedriger als bei EU-Nachbarn 34

Deutschlands Raffineriestandorte stehen auf dem Spiel: Wie das EU-ETS angepasst werden muss 36

KRITIS-Dachgesetz verabschiedet 40

Resilienz: „Energieversorgung ist die Super-Kritis" 42



S. 46 ZIELMÄRKTE

Wo Kohlenwasserstoffe auch zukünftig gebraucht werden 48

Alternative Moleküle: Akzeptanz setzt Bezahlbarkeit voraus 50

Straßenverkehr 52

Wärmemarkt 56

Chemische Industrie 58

Luft- und Schifffahrt 60

S. 62 ROHSTOFFE UND TECHNOLOGIEN



	Wasserstoff	64
	Biomasse	66
	Chemisches Recycling	70
	Carbon Management	72
Produktion und Infrastruktur		**74**
	Energieeffizienz: en2x-Netzwerk belegt den ersten Platz	76
	Raffinerien: IED – Industrial Emissions Directive	78
Der Verband		**82**
en2x-Mission		84
en2x-Mitglieder		86
Kontakt		89



S. 90 DATA INSIGHTS
DATEN, TRENDS UND TRANSFORMATION

Editorial	93
Branchenkennzahlen	94
Energieverbrauch	98
Mineralölwirtschaft	104
Mineralölbilanz	110
Raffineriekapazitäten	114
Mineralölverbrauch	122
Versorgung und Außenhandel	128
Infrastrukturen	138
Preise und Steuern	146
Klimaschutz und Transformation	154
Umrechnungsfaktoren	164
Grafikverzeichnis	165
Anhang	166

DEUTSCHLAND BRAUCHT EINE STARKE KOHLENWASSERSTOFFWIRTSCHAFT – HEUTE UND IN DER ZUKUNFT

Mit einem Anteil von rund 36 Prozent am Primärenergieverbrauch im Jahr 2025 ist Mineralöl weiterhin der wichtigste Energieträger im deutschen Energiemix. Die Raffinerieproduktion bewegt sich hierzulande mit etwa 95,3 Millionen Tonnen weiterhin auf hohem Niveau. Von großer Relevanz sind dabei auch die aus Rohöl hergestellten Produkte, die für die stoffliche Nutzung in der Industrie und Bauwirtschaft verwendet werden. Insgesamt machen diese nicht-energetischen Produkte aktuell gut 20 Prozent der gesamten Raffinerieproduktion in Deutschland aus.

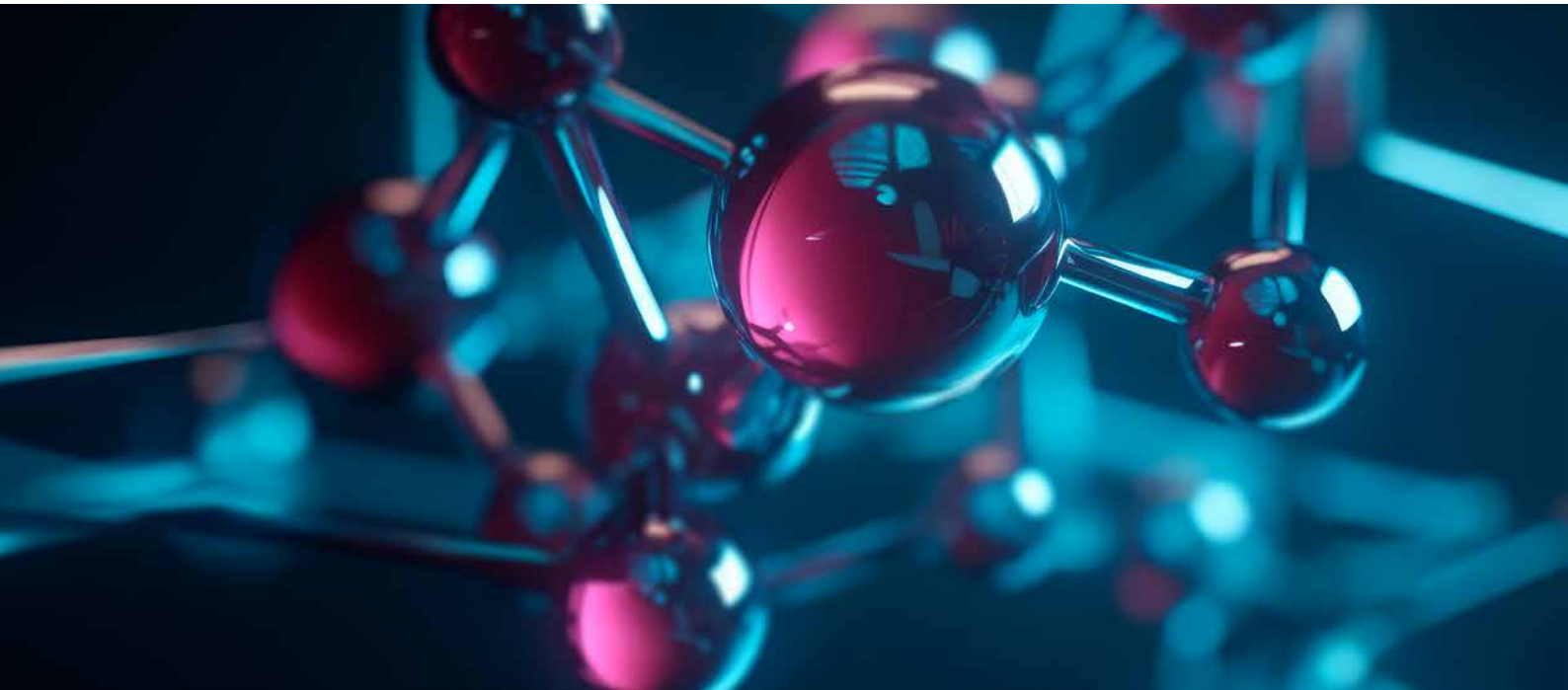
Mit anderen Worten: Die Bedeutung von Kohlenwasserstoffen für unsere Volkswirtschaft ist ungebrochen hoch. Und das wird auch langfristig so bleiben, trotz der zunehmenden Elektrifizierung. Rund die Hälfte der aktuellen Raffinerieproduktion wird schätzungsweise auch über 2045 hinaus noch benötigt. Dann jedoch zunehmend CO_2-neutral und aus erneuerbaren Quellen.

SCHLÜSSELROLLE FÜR EINE RESILIENTE VERSORGUNG

Der Kohlenwasserstoffwirtschaft und speziell der Raffinerieindustrie fällt damit eine Schlüsselrolle in Deutschland zu. Sie liefert zum einen Kraft- und Brennstoffe für die Sektoren Verkehr, Industrie und Gebäude sowie Grundprodukte vor allem für die chemische Industrie, aber auch für andere Industriezweige wie Bauwirtschaft, Pharma, Elektro oder Automobil. Zum anderen tragen die inländische Raffinerieproduktion und die damit verbundene Transport- und Lagerinfrastruktur in erheblichem Maß zur Resilienz staatlicher, ziviler und militärischer Infrastrukturen in Krisensituationen bei. Angesichts der geopolitischen Unsicherheiten rücken die zivile und die militärische Verteidigungsfähigkeit in den Fokus. Beide können ohne eine zuverlässige Kraftstoffversorgung nicht gewährleistet werden. Gerade in Krisenzeiten ist es für unsere Branche und vor allem unsere Kundschaft entscheidend, dass die Versorgung stabil bleibt.

RAFFINERIESTANDORTE IN DEUTSCHLAND UNTER DRUCK

Ob unsere Branche ihre Schlüsselrolle mittel- bis langfristig weiterhin ausfüllen kann, ist jedoch leider nicht sicher. Denn: So wichtig die Kohlenwasserstoffbranche für die Versorgung mit Energie und Grundstoffen und den Erhalt industrieller Wertschöpfung in Deutschland ist, so herausfordernd sind auch die Bedingungen, mit denen unsere Unternehmen hierzulande konfrontiert sind. Raffineriekapazitäten wurden vom Markt genommen, Zukunftsinvestitionen bleiben aus. Sie werden stattdessen in anderen Ländern getätigt.



Das muss sich ändern, damit die Standorte hierzulande mit hochqualifizierten Arbeitsplätzen erhalten bleiben und wir uns nicht in zusätzliche internationale Abhängigkeiten begeben.

Hintergrund sind die zunehmend schwierigen, im internationalen Vergleich nachteiligen Bedingungen, mit denen die Unternehmen in Deutschland und Europa konfrontiert sind. Dazu zählen hohe Strom- und Gaspreise, steigende CO_2-Kosten sowie strenge Auflagen und viel Bürokratie. In der Summe eine enorme Belastung, die die Profitabilität und Wettbewerbsfähigkeit massiv schwächt. Das gefährdet Standorte und Arbeitsplätze. Gleichzeitig muss die Branche ihre Transformation vorantreiben, damit die nationalen Klimaziele erreichbar bleiben. Die dafür notwendige Molekülwende hin zu CO_2-neutralen Rohstoffen und Produkten erfordert hohe Investitionen.

ZAHLREICHE BAUSTELLEN IN DER REGULIERUNG

Anstatt darüber zu diskutieren, der Branche neue Belastungen aufzuerlegen, muss die Bundesregierung deshalb daran arbeiten, die Rahmenbedingungen hierzulande zeitnah zu verbessern; Rahmenbedingungen, die Investoren heute eher verunsichern und langfristige Kapitalanlagen in Dekarbonisierung und Modernisierung der Raffinerien hemmen. Gerade auch weil sich die Kohlenwasserstoffwirtschaft in Krisenzeiten als verlässlicher Lieferant erweist, sollten Investitionen unterstützt und nicht weiter gefährdet werden.

Mehr Optionen beim Co-Processing, eine Senkung der Kosten für Energie und CO_2-Emissionen auf ein international wettbewerbsfähiges Level, eine Reform des Emissionshandels (ETS 1) nicht nur zur Lösung der Frage, wie es nach 2039 weitergeht – und auch eine Reform der Energiebesteuerung, damit alternative Kraftstoffe wettbewerbsfähiger werden. Und schließlich die Schaffung der Voraussetzung für eine nachhaltige Dekarbonisierung der Industrie. Die Liste ist lang.

Ob die EU-Methanverordnung, die Industrieemissionsrichtlinie (IED) oder der Bau von CO_2-Netzen: Es gibt eine Vielzahl an Baustellen, eine Vielzahl von Entscheidungen, die für die Entwicklung der Kohlenwasserstoffbranche und die künftige Versorgungssicherheit in Deutschland von großer Bedeutung sind. Vor diesem Hintergrund muss es gelingen, Wettbewerbsfähigkeit, Versorgungssicherheit und Transformation in Einklang zu bringen.

BUNDESREGIERUNG, WIRTSCHAFT UND GEWERKSCHAFTEN MÜSSEN GEMEINSAM AN EINEM STRANG ZIEHEN

Umso wichtiger ist es, dass wir als Energie- und Grundstoffwirtschaft jetzt gemeinsam mit der Bundesregierung und den Gewerkschaften konstruktiv genau daran arbeiten. Wir brauchen eine Versachlichung der Diskussion anstelle einer destruktiven Kommunikation mit pauschalen Schuldzuweisungen gegenüber einem relevanten Industriezweig wie nach den Preissteigerungen infolge der Iran-Krieges.

Es ist dringend erforderlich, dass die Bundesregierung nicht nur die strategische Bedeutung unserer Branche anerkennt, sondern auch für die richtigen Weichenstellungen bei den Rahmenbedingungen sorgt, damit Deutschland für Investitionen in die Kohlenwasserstoffwirtschaft wieder attraktiv wird und ihrer bedeutenden Rolle auch in Zukunft gerecht werden kann. Hier sehen wir mittlerweile positive Signale.

Ein wichtiger Zwischenschritt war der Chemiedialog der Bundesregierung, in dem die Bedeutung unserer Branche herausgearbeitet und vereinbart wurde, zusammen mit Industrie und Gewerkschaften eine Zukunftsstrategie für Raffinerien auszuarbeiten. Dabei sind selbstverständlich Import- und Handels- sowie Logistikstrukturen mit zu berücksichtigen. Vorausgegangen waren entsprechende Chemie- und Raffineriepakte in zahlreichen Bundesländern mit bedeutenden Standorten der en2x-Mitgliedsunternehmen. Unser Ziel ist und bleibt eine Kohlenwasserstoffagenda für Deutschland mit konkreten und messbaren Maßnahmen, die unserer Branche zeitnah eine verlässliche Perspektive geben.

GANZHEITLICHER ANSATZ NÖTIG

Wir schließen damit nicht nur an den Dialog an, den das Bundeswirtschaftsministerium bereits im Jahr 2024 mit unserer Branche geführt hat – wir sind bestrebt, dass diese neuerlichen Gespräche auf einer noch breiteren Basis stattfinden, die alle politischen Facetten und Einsatzsektoren zusammenbringt und die gesamte Bundesregierung einschließt. Ein solcher ressortübergreifender, ganzheitlicher Ansatz ist sinnvoll und notwendig, damit wir wieder rasch in Richtung wettbewerbsfähiger, investitionsfreundlicher Standortbedingungen vorangehen können. Denn das ist die Voraussetzung dafür, Versorgungssicherheit mit bezahlbaren Energieträgern und Grundstoffen weiterhin gewährleisten und mehr Klimaschutz ermöglichen zu können.

Wir freuen uns darauf, diesen Austausch zu führen.



Patrick Wendeler

Vorstandsvorsitzender BP Europa SE

Vorstandsvorsitzender
en2x – Wirtschaftsverband Fuels und Energie e. V.

ZUSAMMEN FASSUNG

WER DIE THEMEN VERSORGUNGSSICHERHEIT, WERTSCHÖPFUNG UND RESILIENZ ERNST NIMMT, DARF DIE KOHLENWASSERSTOFFWIRTSCHAFT NICHT KLEINREDEN: SIE BLEIBT FÜR DEUTSCHLAND STRATEGISCH UNVERZICHTBAR.

ZUSAMMENFASSUNG

OHNE KOHLENWASSERSTOFFE KEINE VERSORGUNGSSICHERHEIT

Deutschland braucht dauerhaft eine zuverlässige Energieversorgung für Wirtschaft, Mobilität, Wärme und kritische Infrastrukturen. Kohlenwasserstoffe decken heute rund drei Viertel des Endenergiebedarfs in Deutschland, Strom 20 Prozent. Trotz Effizienzgewinnen und zunehmender Elektrifizierung wird der Bedarf an Kohlenwasserstoffen auch künftig hoch bleiben. In Krisen oder im Verteidigungsfall sind flüssige Energieträger schlicht die entscheidende Energiequelle.

Raffinerien, Tankläger, Pipelines und Importstrukturen bilden eine „superkritische Infrastruktur", ohne die alle anderen kritischen Bereiche ihre Funktion nicht erfüllen können. Hinzu kommt die Bedeutung von Kohlenwasserstoffen für andere Industrien, insbesondere die Chemie.

Die Energie- und Grundstoffwirtschaft, die diese Kohlenwasserstoffe bereitstellt, muss deshalb politisch einen höheren Stellenwert als bisher erhalten. Dabei gilt es, für die bestehenden Herausforderungen rasch praktikable Lösungen zu finden:

- **Die Verbesserung der Standortbedingungen ist die zentrale Voraussetzung.** Die hocheffizient vernetzten regionalen Industriecluster mit ihren leistungsfähigen Transport- und Logistikinfrastrukturen rund um die Raffineriestandorte, insbesondere im Verbund mit der Chemie, sind existenziell gefährdet. Es droht in Europa und insbesondere für den Standort Deutschland der dauerhafte Verlust ganzer Wertschöpfungsketten und hochqualifizierter Arbeitsplätze. Die Beherrschung der gesamten erforderlichen Wertschöpfungs- und Produktionskette der kohlenwasserstoffbasierten Industrie war im globalen Wettbewerb über Jahrzehnte eine herausragende Stärke des Standorts Deutschlands – und muss für unsere industrielle Zukunft erhalten bleiben.



- **Resilienz:** Die zuverlässige Deckung des Energiebedarfs für den Verkehr zu Straße, Luft und Wasser, von Industrie und Gebäuden ebenso wie für die Polizei- und Rettungskräfte, den Katastrophenschutz und das Militär, gerade auch in Not- und Krisenfällen, ist für die nationale Volkswirtschaft wie für ein funktionierendes Staatswesen von größter Wichtigkeit. Eine resiliente Energie- und Rohstoffversorgung ist daher dauerhaft zu gewährleisten.

- **Transformation:** Kohlenwasserstoffe müssen zunehmend aus erneuerbaren oder recycelten Kohlenstoffquellen hergestellt werden, um zum Erreichen von Klimazielen beizutragen. Dazu ist die Transformation der Energie- und Grundstoffwirtschaft – also der Umstieg auf nachhaltige Rohstoffe und neue Technologien – erforderlich.

Hohe Energiepreise, steigende CO_2-Kosten, wachsender regulatorischer Aufwand und fehlende Technologieneutralität erschweren Investitionen und gefährden die industrielle Basis Deutschlands und Europas. Darum brauchen wir eine bundesweite **Kohlenwasserstoffagenda** – nicht nur als industriepolitisches Signal, sondern als konkreten Handlungsrahmen. Der nun begonnene Dialog mit der Bundesregierung, der auf dem 2024 vom Bundeswirtschaftsministerium gestarteten Transformationsdialog aufbaut, sollte zu praxistauglichen Lösungen führen. Zahlreiche Vorgaben der EU und des Bundes müssen zeitnah angepasst werden. Dringenden Handlungsbedarf sieht en2x insbesondere bei den folgenden Regulierungen:

- **EU-Methanverordnung:** Ab 2027 sollen Rohöle nur noch dann in die EU importiert werden dürfen, wenn entlang der globalen Förderketten Methanemissionen nachweislich nach den EU-Standards erfasst werden. In der Praxis ist das jedoch derzeit unter anderem aufgrund fehlender Akkreditierungsprozesse, Auditstandards und Auditoren gar nicht verordnungskonform umsetzbar – obwohl die Beschaffung für das Jahr 2027 bereits beginnen müsste. Die Folge könnten massive Versorgungsprobleme sein.

- **Revision des ETS 1** (EU-Emissionshandel für Energiewirtschaft und energieintensive Industrien): Die steigenden Kosten durch die drastische Reduzierung der bislang

frei zugeteilten Zertifikate gefährden die Wirtschaftlichkeit, da außereuropäische Wettbewerber keine derartigen CO_2-Kosten haben. Zudem ist dringend eine Lösung für Emissionen erforderlich, die nach 2039 entstehen, wenn keine Zertifikate mehr ausgegeben werden sollen.

- **Revision der CO_2-Flottenregulierung** (Pkw und Lkw): Um eine positive Marktentwicklung CO_2-neutraler Kraftstoffe zu ermöglichen, ist es dringend erforderlich, im sogenannten Automotive Package der EU Fahrzeuge die mit nachhaltigen Kraftstoffen, die die RED-Auflagen erfüllen, betrieben werden, als Klimaschutzoption gleichberechtigt zur E-Mobilität aufzunehmen.

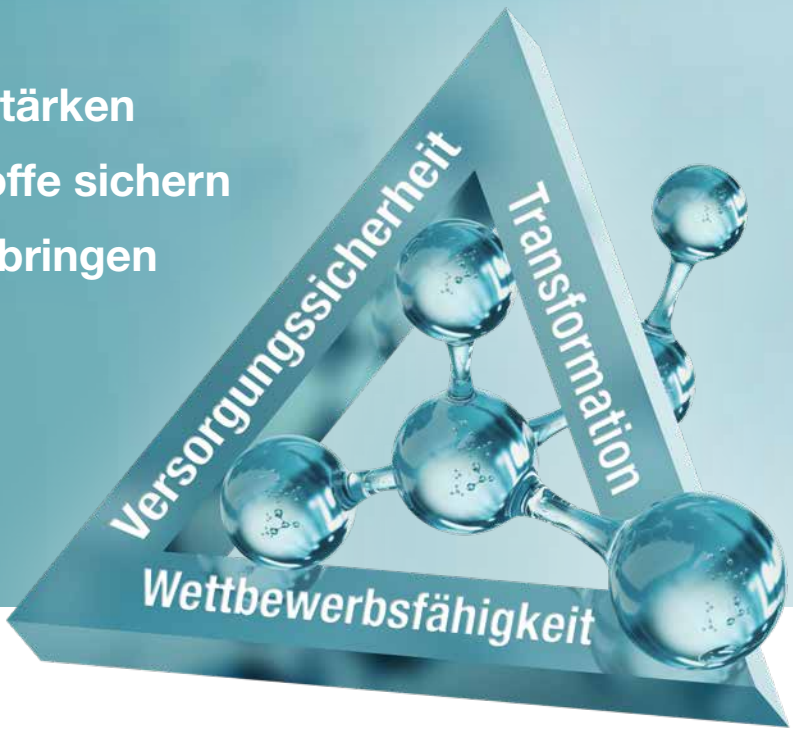
Um unsere Klimaziele zu erreichen, brauchen wir neben der Stromwende auch eine Molekülwende. Diese erfordert einen erheblichen Kapitaleinsatz. Wir haben es bei Kohlenwasserstoffen, ob fossil oder erneuerbar, mit globalen Märkten und zahlreichen international aufgestellten Unternehmen zu tun. Die Politik hat es in der Hand, mit geeigneten Regulierungen Bedingungen zu schaffen, die dafür sorgen, dass hierzulande investiert wird, insbesondere in alternative flüssige Energieträger.

Ambitionierte Treibhausgasminderungsquoten und Unterquoten sind ein vielseitiges Instrument, um alternativen Kraftstoffen Marktzugang zu verschaffen. Für kapitalintensive neue Technologien reichen Quoten allein jedoch nicht aus. Erforderlich sind zusätzliche Maßnahmen: So müssen bestehende Investitionsrisiken für RFNBOs (Renewable Fuels of Non-Biological Origin) und fortschrittliche Biokraftstoffe durch geeignete Förder- und Absicherungsinstrumente gesenkt werden. Hinzu kommt eine Reform der Energiebesteuerung. Diese sollte sich künftig an der Klimawirkung von Kraftstoffen orientieren. Das würde die Wettbewerbsfähigkeit alternativer Kraftstoffe an der Tankstelle verbessern. Zugleich sollte die Nachfrage nach diesen alternativen Kraftstoffen durch eine grundsätzlich technologieneutrale Politik langfristig gesichert werden.

Wir werden hierzulande auch nach der Molekülwende auf Energieeinfuhren angewiesen sein. Das setzt eine Weiterentwicklung der nationalen Importstrategie voraus. Den größten Teil des künftig benötigten erneuerbaren oder kohlenstoffarmen Wasserstoffs sowie entsprechender Derivate (synthetisches Rohöl, Methanol und Ammoniak) wird Deutschland aus möglichst vielen zuverlässigen Lieferländern importieren. Die Bundesregierung sollte deshalb weitere Energie- und Lieferpartnerschaften mit potenziellen Lieferländern vereinbaren sowie bestehende Partnerschaften ausbauen. Gleichzeitig müssen hierzulande Infrastrukturen für Wasserstoff und CO_2 und auch für Zwischenprodukte wie Methanol geschaffen werden.

NÖTIG IST EINE AGENDA FÜR KOHLENWASSERSTOFFE, UM WETTBEWERBSFÄHIGKEIT, VERSORGUNGSSICHERHEIT UND TRANSFORMATION ZUSAMMENZUBRINGEN:

- **Wirtschaftsstandort stärken**
- **Energie und Grundstoffe sichern**
- **Transformation voranbringen**



AKTUELLE LAGE UND HERAUS FORDERUNGEN



OHNE RAFFINERIEN FEHLEN ENERGIEVERSORGUNG UND CHEMIEINDUSTRIE ENTSCHEIDENDE GRUNDLAGEN

Trotz Kriegen und Krisen sorgt die Kohlenwasserstoffwirtschaft für Versorgungssicherheit, sieht sich jedoch mit „Abzocke"-Vorwürfen konfrontiert. Zugleich lädt die Bundesregierung die Branche zum Dialog über eine Raffineriestrategie für Deutschland ein. Prof. Christian Küchen, Hauptgeschäftsführer beim Wirtschaftsverband Fuels und Energie (en2x), über turbulente Zeiten.

Herr Professor Küchen, das Jahr 2026 wird für die Kohlenwasserstoffbranche als Ausnahmejahr in die Annalen eingehen. Warum?

Prof. Christian Küchen: Durch die Zerstörungen von Förderanlagen und Raffinerien im Nahen Osten und die Sperrung der Straße von Hormus brachen im Frühjahr knapp 20 Prozent der weltweiten Versorgung mit flüssigen Kohlenwasserstoffen, also Rohöl und Mineralölprodukten, weg. Im Sommer verknappten Schäden an Raffinerien und Infrastruktur infolge des russischen Angriffskrieges gegen die Ukraine das globale Angebot an Benzin, Kerosin, Heizöl und Diesel zusätzlich. Dennoch gab es in Deutschland und Europa keine gravierenden Versorgungsprobleme. Das zeigt, welchen wertvollen Beitrag die Branche mit ihrem Personal und ihrer Infrastruktur zur sicheren Energieversorgung leistet.

Die Preise für Mineralölprodukte sind mit dem Beginn des Krieges kräftig gestiegen. Was sind die Gründe?

Prof. Küchen: Das globale Angebot an Rohöl, vor allem jedoch an Produkten wie Kerosin, Diesel oder Benzin, ist infolge der genannten signifikant reduzierten Raffineriekapazitäten deutlich reduziert, während die Nachfrage auf vergleichsweise hohem Niveau bleibt. Menschen fahren weiterhin zur Arbeit, Güter müssen transportiert werden, Geschäfts- und Urlaubsreisen finden statt. Die Folge sind weltweit steigende Preise. Da flüssige Kohlenwasserstoffe global gehandelt werden, spürten wir das auch in Deutschland sofort, obwohl wir nur wenig Rohöl und Fertigprodukte aus der Golfregion und nichts mehr aus Russland beziehen.

Der Branche wurde aufgrund der Preisentwicklung auch aus der Politik „Abzocke" unterstellt.

Prof. Küchen: Wir weisen diese Vorwürfe mit aller Deutlichkeit zurück. Für die Tankstellenpreise sind vor allem die Preise maßgeblich, zu denen Unternehmen Diesel und Benzin auf dem Weltmarkt wiederbeschaffen müssen.



Prof. Christian Küchen
Hauptgeschäftsführer en2x

Die entscheidende Basis für die Tankstellenpreise sind daher die international notierten Preise der Mineralölprodukte, nicht – wie oft fälschlich angenommen – der Rohölpreis. Wegen der globalen Knappheit und fehlender Raffineriekapazitäten sind die Produktpreise viel stärker als der Ölpreis gestiegen. Ab dem Sommer verteuerte zudem das Niedrigwasser der Flüsse regional den Transport.

en2x hat aufgrund der Vorwürfe die Tankstellenpreise vergleichen lassen.

Prof. Küchen: Eine Kurzstudie von Frontier Economics zeigt, dass der deutsche Nettopreis für Diesel von Mai bis August dieses Jahres im Durchschnitt niedriger als in allen EU-Nachbarstaaten sowie Spanien und Italien lag. Bei Benzin war er der zweitniedrigste im Vergleich.

Niedrigere Tankstellenpreise im EU-Ausland beruhen, soweit gegeben, auf geringeren staatlich bedingten Kosten. Dazu zählen neben Steuern, Abgaben und der CO_2-Bepreisung auch Preiseffekte der national unterschiedlich umgesetzten EU-Klimaschutzvorgaben der Renewable Energy Directive, RED.

Die Bundesregierung hat mit verschiedenen Maßnahmen auf die Preisanstiege reagiert, unter anderem mit der sogenannten 12-Uhr-Regel und einer Verschärfung des Kartellrechts.

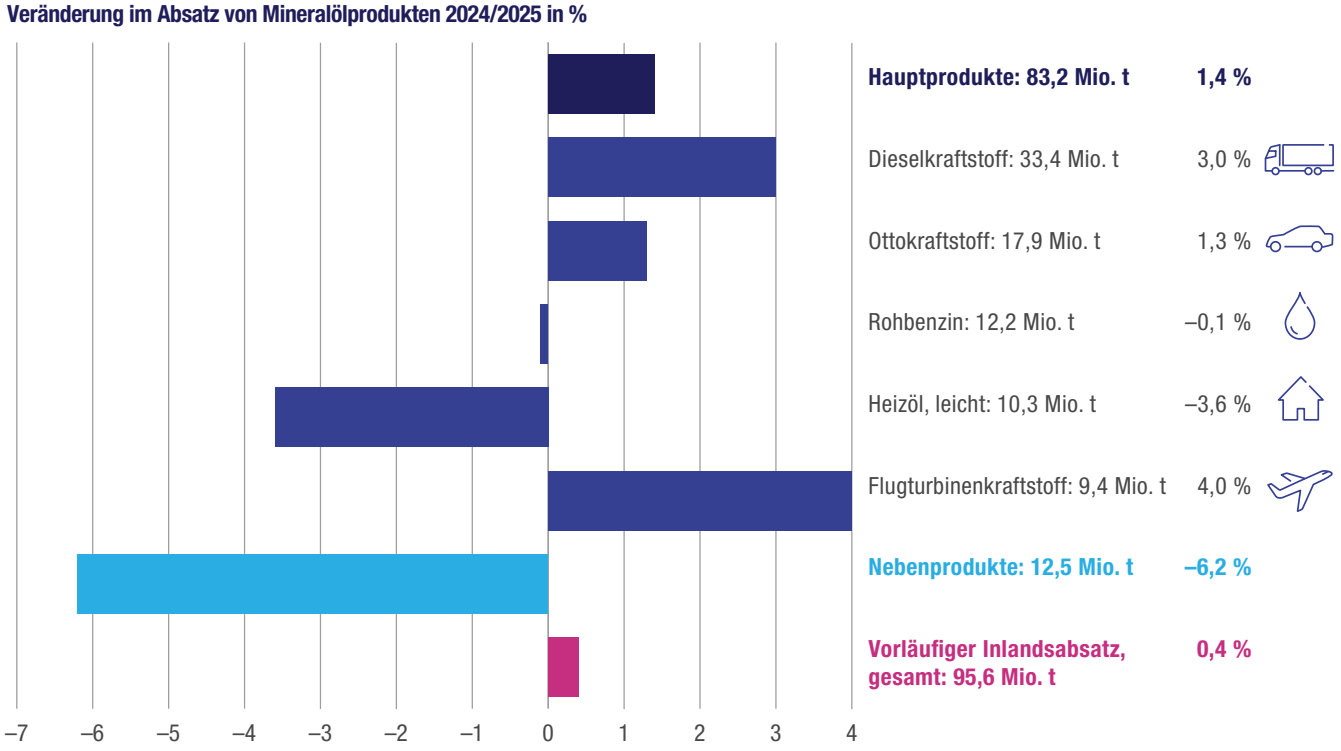
Prof. Küchen: Die Begründung für die Gesetzesverschärfungen, die deutsche Mineralölbranche habe „Preistreiberei" betrieben, hält, wie gesagt, einer faktenbasierten Überprüfung nicht stand. Damit fehlte den genannten Maßnahmen von Anfang an eine fundierte Begründung. Vielmehr wurden sie im Ad-hoc-Verfahren ohne Anhörung der betroffenen Branche verabschiedet. Die Verschärfung der Missbrauchsaufsicht greift tief in marktwirtschaftliche Prozesse ein. Von der 12-Uhr-Regel haben wir stets abgeraten. Erfahrungen aus Österreich zeigten bereits, dass durch sie die Preise nicht sinken, sondern bloß weniger schwanken.

Hinzu kamen temporäre Energiesteuersenkungen, die vielfach auch als Steuergeschenk für Autofahrende kritisiert wurden, das von den Mineralölunternehmen angeblich noch nicht einmal vollständig weitergegeben worden sei.

Prof. Küchen: Angesichts der in Deutschland vergleichsweise hohen staatlich bedingten Kosten ist eine Entlastung der Tankkundschaft durch eine Steuersenkung nachvollziehbar. Nutzerinnen und Nutzer von Benzin und Diesel haben über die Energiesteuer, die Mehrwertsteuer, die Kfz-Steuer, die CO_2-Abgabe und die Lkw-Maut im Jahr 2025 rund 80 Milliarden Euro zur Finanzierung des Staatshaushaltes beigetragen. Diese Größenordnung muss man bei der im Verhältnis geringen Entlastung durch die befristete Senkung der Energiesteuer berücksichtigen. Den Vorwurf, die Senkung der Energiesteuer im Frühsommer und im Herbst sei nicht weitergegeben worden, weisen wir zurück. Untersuchungen, die etwas anderes behaupten, berücksichtigen nicht, dass sich neben den Steuersätzen andere Kostenfaktoren häufig ändern, die für die Preisbildung an Tankstellen ebenso relevant sind.

ABSATZ VON MINERALÖLPRODUKTEN IN DEUTSCHLAND 2025

VERÄNDERUNGEN ZU 2024 (2024: 95,3 MIO. T; 2025: 95,6 MIO. T)



Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA); Grafik (Nr. 335): en2x

2027 soll nun ein temporärer Preisdeckel kommen. Als Vorbilder werden Belgien und Luxemburg herangezogen.

Prof. Küchen: Staatliche Markteingriffe führten nicht zu niedrigeren Nettopreisen. Das hat auch die Frontier-Kurzstudie gezeigt: Die Nettopreise in Luxemburg und Belgien lagen im untersuchten Zeitraum über denen in Deutschland. Hinzu kommt: Der deutsche Markt hat eine weit komplexere Versorgungsstruktur als Belgien oder Luxemburg, mit zeitweise sehr hohen regionalen Preisdifferenzen. Um die Versorgungssicherheit nicht zu gefährden, müsste der Preisdeckel entweder ausreichend hoch sein oder regional und zeitlich extrem flexibel angepasst werden. Der damit verbundene Bürokratieaufwand wäre erheblich, ohne dass das Preisniveau insgesamt gesenkt würde.

Zugleich führt bereits die Diskussion über weitere Markteingriffe dazu, dass die ohnehin geringe Investitionsbereitschaft am Standort Deutschland weiter reduziert wird. Das kann perspektivisch den Betrieb von Raffinerien in Deutschland gefährden und die Ursache der hohen Preise, nämlich fehlende Raffineriekapazitäten, weiter vergrößern. Zusammengefasst: Eine ordnungsrechtliche Begrenzung der Kraftstoffpreise würde die Symptome der globalen Energiekrise nicht wirksam bekämpfen, die Ursachen außer Acht lassen und die Probleme damit eher verschlimmern.

Zusätzlich wird mit Blick auf die Branche über eine sogenannte Übergewinnsteuer diskutiert.

Prof. Küchen: Was genau sind „Übergewinne“? Die Ertragslage von Raffinerien ist wegen wechselnder globaler und regionaler Marktbedingungen, etwa logistischer Einschränkungen, starken Schwankungen ausgesetzt: In Knappheitsphasen steigen Preise und Gewinne, in Überschussphasen sinken sie. Entsprechend fallen auch die Steuerzahlungen höher oder niedriger aus – wie in anderen Branchen auch. Das Steuerrecht unterscheidet aus guten Gründen nicht zwischen „normalen“ und „außerordentlichen“ Gewinnen; eine solche Differenzierung widerspräche dem Grundsatz der Gleichheit der Besteuerung. Schon die Drohung mit einer „Übergewinnsteuer“ erschwert Investitionsentscheidungen am Standort Deutschland und gefährdet damit letztlich genau wie die Diskussion um die Einführung eines Preisdeckels auch die Versorgungssicherheit.

Raffinerien stellen nicht nur Kraft-, Brenn- und Treibstoffe her. Warum sind sie auch für die chemische Industrie und weitere Anwendungen von großer Bedeutung?

Prof. Küchen: Die organische Chemie benötigt Kohlenwasserstoffe für Kunststoffe, Spezialchemikalien und pharmazeutische Produkte; ein Großteil dieser Grundstoffe, in Deutschland rund 70 Prozent, stammt aus Raffinerien. Beide Industrien sind eng vernetzt, häufig über direkte Leitungsnetzwerke. Raffinerien liefern zudem Vorprodukte für Schmierstoffe, etwa für Windturbinen, sowie Bitumen für Straßen, Radwege und Gebäudeabdichtungen. Da diese Stoffe in Kuppelproduktion entstehen, erzeugen Raffinerien stets mehrere Produkte und können nicht auf Knopfdruck nur Kerosin oder Bitumen herstellen. Das Produktportfolio lässt sich durch Investitionen schrittweise verändern, bleibt aber eine Mischung. Wer infrage stellt, ob Kraftstoffe noch gebraucht werden, gefährdet daher auch die Rohstoffversorgung der chemischen Industrie.

Warum sind flüssige Energieträger in Krisensituationen so wichtig?

Prof. Küchen: Ohne Energie gibt es weder Krankenhausbetrieb noch Wasserversorgung oder Telekommunikation. Gerade im Verteidigungsfall, bei Naturkatastrophen und anderen Krisen benötigen Notfalldienste bis hin zur Bundeswehr flüssige Kohlenwasserstoffe – für Generatoren, Notstromaggregate, für die Logistik, für Panzer und die Luftwaffe. Deshalb bleiben Raffinerien, Tankläger, Pipelines, Logistik und Importstrukturen unverzichtbar. Sie bilden die „superkritische Infrastruktur“, ohne die die anderen kritischen Sektoren im Krisenfall nicht funktionieren können.

Flüssige Kohlenwasserstoffe werden also auch in Zukunft noch benötigt. In welchen Mengen? Und wo sehen Sie die künftigen Einsatzbereiche?



Prof. Küchen: Die Kohlenwasserstoff- bzw. Mineralölwirtschaft liefert die Basis für eine Wertschöpfung von 52 Milliarden Euro und 584.000 Beschäftigte. Sie ist also von hoher Relevanz für Deutschland als Industrienation. Allein das Thema Resilienz und Krisenvorsorge zeigt, dass Raffinerien unverzichtbar sind und bleiben. Durch Elektrifizierung und Effizienz werden die Bedarfe in der Wärmeversorgung und im Straßenverkehr schrittweise zurückgehen, aber nicht verschwinden. Gerade hybride Systeme mit verschiedenen Energieträgern können zu Klimaschutz, Resilienz und Versorgungssicherheit beitragen. Luftfahrt, Schifffahrt, Baumaschinen, Teile des Schwerlast- und Straßenverkehrs sowie die chemische Industrie werden langfristig flüssige Kohlenwasserstoffe benötigen. Im Durchschnitt werden wir daher langfristig noch etwa 40 bis 60 Prozent des heutigen Bedarfs haben; Spitzenbedarfe können höher liegen.

Laut Experten kann sich der Bedarf der Bundeswehr im Verteidigungsfall verzehnfachen. Große Reserven bleiben als Krisenvorsorge notwendig.

Welche Rolle spielen Klimaschutz und Importe?

Prof. Küchen: Die Klimaziele sind sehr ambitioniert, doch unsere Branche arbeitet daran, sich zu transformieren und die fossilen Einsatzstoffe im Zuge der Molekülwende durch recycelte oder erneuerbare Alternativen zu ersetzen. Klar ist, dass wir auch künftig nicht alles hier selbst herstellen können. So viel Biomasse haben wir nicht zur Verfügung und so viel Strom können wir auch nicht günstig nutzen. Das heißt, wir werden, so wie wir heute Rohöl importieren, auch künftig zusätzlich erneuerbare Moleküle, Vorprodukte und Kohlenwasserstoffe aus dem Weltmarkt einführen.

Sie beanstandeten bereits das aktuelle Investitionsklima hierzulande. Die Molekülwende wird sehr viel Geld kosten. Ist sie überhaupt realistisch?

Prof. Küchen: Was Investitionen in die Einbindung erneuerbarer Energien angeht, sehen wir, dass deutsche Raffinerien gerade auch im EU-Vergleich in den vergangenen Jahren deutlich zurückgefallen sind. Die Standortbedingungen sind alles andere als ideal. Das betrifft auch das Regulierungssetting für Investitionen. Es ist zu sehr ausschließlich an den Klimazielen orientiert; zu wenig Aufmerksamkeit wird der Frage gewidmet, wie der Weg dahin gelingen kann, ohne die Versorgungssicherheit zu gefährden. Ein Grundproblem ist, dass unserer Branche das Vertrauen fehlt, dass die Mehrkosten für alternative Produkte wirklich langfristig bezahlt werden können. Beispiel Luftfahrt: Es gibt zwar ehrgeizige EU-Quoten, aber die Fluggesellschaften stehen im globalen Wettbewerb. Wenn nicht weltweit gleiche Anforderungen gelten, bleiben Zweifel, ob der europäische Alleingang mit sehr ambitionierten Quoten durchzuhalten ist. Ich habe Verständnis dafür, dass es für Fluggesellschaften im globalen Wettbewerb schwierig ist, langfristige Abnahmeverpflichtungen für strombasiertes Kerosin, eSAF, zu unterzeichnen. Das wiederum vergrößert die Herausforderung, eine Investition in solche Anlagen zu begründen, trotz Förderung.

Welche Hürden gilt es zu überwinden, um Investitionen in die Herstellung alternativer Produkte und Importstrukturen in die Wege zu leiten?

Prof. Küchen: Im ersten Schritt müssen wir dafür sorgen, dass bestehende Infrastrukturen wirtschaftlich weiter betrieben werden können, allein schon, um kurz- und mittelfristig die Versorgungssicherheit aufrechterhalten zu können. Dazu muss die anstehende Transformation der Branche stärker industriepolitisch gedacht werden. Investoren werden Risiken auf sich nehmen, müssen jedoch eine gewisse Sicherheit bekommen. Das setzt passende finanzielle, zeitliche und rechtliche Rahmenbedingungen voraus – nicht nur hierzulande. Aus unserer Sicht muss der Bundesregierung klar sein, dass sie sich vielfach für massive Änderungen auf europäischer Ebene einsetzen muss. Wir können nicht jahrelang auf kleine Anpassungen in delegierten Rechtsakten warten,



die darüber entscheiden, ob sich eine Investition in neue Kraftstoffe lohnt oder nicht. Zudem dürfen wir EU-Vorgaben nicht noch enger auslegen. Andere Länder gestatten umfassendes Co-Processing, also die Mitverarbeitung von alternativen Vorprodukten in der Raffinerie, bei uns gilt das nur für bestimmte Einsatzstoffe. Kurzum: Wir müssen ein gemeinsames Verständnis entwickeln, dass es nicht ausreicht, nur Quotenvorgaben zu machen. Investitionen müssen attraktiver sein als an anderen Standorten in der Welt, und zwar nicht nur im europäischen, sondern auch im globalen Wettbewerb. Die Eigentümer, die Finanzinvestoren oder die globalen Ölkonzerne können jeden Euro nur einmal ausgeben.

Die Bundesregierung hat die Kohlenwasserstoffbranche zum Dialog eingeladen. Was erwarten Sie von den Gesprächen?

Prof. Küchen: Wir begrüßen sehr, dass die Bundesregierung mit unserer Branche an einer Zukunftsstrategie für die deutschen Raffinerien und die zugehörige Infrastruktur arbeiten will. Denn die Kohlenwasserstoffwirtschaft ist unverzichtbar für Deutschland – sowohl für die Energieversorgung als auch für die Produktion in anderen Industriezweigen. Das ist auch eine Folge des Dialogs zur „Chemieagenda 2045“ der Bundesregierung. Richtig und wichtig ist, dass alle relevanten Ministerien und das Bundeskanzleramt von Anfang an eingebunden werden. Neben dem Thema Klimaschutz müssen Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit als Themen gleichberechtigt diskutiert werden. Es ist zudem unerlässlich, dass den Menschen in unserem Land offen und ehrlich gesagt wird, dass das Erreichen der Klimaziele, ganz egal auf welchem Wege – über Elektrifizierung, Effizienz oder erneuerbare Kraftstoffe –, noch viel Geld kosten wird.

DEFOSSILISIERUNG BRAUCHT KOHLENSTOFF – ABER ERNEUERBAR UND GLOBAL GEDACHT

Gastbeitrag von Torsten Schwab, Director (Technology) of International PtX Hub, Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GmbH



Torsten Schwab
Director (Technology) of International PtX Hub,
Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GmbH

Foto: Sandra Kühnapfel

Auch in einem klimaneutralen Energiesystem werden kohlenstoffbasierte Moleküle unverzichtbar bleiben. Sie sichern heute einen Großteil der Energieversorgung und sind zugleich elementarer Bestandteil industrieller Wertschöpfungsketten – von der chemischen Industrie bis zum Luft- und Seeverkehr. Selbst bei fortschreitender Elektrifizierung werden bestimmte Anwendungen weiterhin auf Energieträger in Form von Kohlenwasserstoffen sowie auf kohlenstoffbasierte Grundstoffe angewiesen sein. Um zukunftssicher zu werden, darf der dafür notwendige Kohlenstoff jedoch nicht mehr fossil sein, sondern muss erneuerbar und nachhaltig bereitgestellt werden.

Die Transformation hin zu treibhausgasneutralen Molekülen ist nicht nur eine klimapolitische Notwendigkeit, sie eröffnet auch industrie- und sicherheitspolitische Chancen. In einer geopolitischen Lage, die von zunehmenden Unsicherheiten, sich verändernden Handelsräumen und wachsenden Anforderungen an resiliente Lieferketten geprägt ist, wird die Frage nach der Verfügbarkeit von Energie und Rohstoffen zu einer strategischen Kernfrage. Gleichzeitig erfordert die Defossilisierung insbesondere in schwer elektrifizierbaren Sektoren wie Luftfahrt, Schifffahrt und Chemie immer größere Mengen erneuerbarer Kohlenwasserstoffe, mit denen fossile Pendants ersetzt werden.

Es lohnt sich, zunächst den Blick auf die physikalischen Gegebenheiten zu richten. Anders als fossile Rohstoffe tritt erneuerbarer Kohlenstoff nicht als konzentrierte Punktquelle auf, sondern verteilt und in unterschiedlichen Formen: als CO_2 aus der Luft oder aus industriellen Prozessen, als feste oder flüssige biogene Reststoffe, als Biogas oder als Nebenprodukte landwirtschaftlicher und industrieller Wertschöpfung. Damit verändert sich die Logik der Rohstoffbereitstellung grundlegend. Die Herausforderung besteht darin, diese dezentral verfügbaren Quellen systematisch zu erschließen, aufzubereiten und so kostengünstig, robust und pragmatisch wie möglich in globale Wertschöpfungsketten zu integrieren.

Ein vielversprechender Ansatz liegt in der Umwandlung dieser heterogenen Kohlenstoffquellen in ein standardisiertes, global handelbares Zwischenprodukt. Methanol kann hier eine zentrale Rolle einnehmen. Es ist chemisch eindeutig definiert, bei Umgebungstemperatur flüssig und damit vergleichsweise einfach zu speichern und zu transportieren. Zudem ermöglicht es, pro Einheit Kohlenstoff einen hohen Anteil grünen Wasserstoffs – und damit Energie – in transportfähiger Form zu binden. Voraussetzung ist, dass die notwendigen Produktionskapazitäten für grünen Wasserstoff jeweils dort aufgebaut werden, wo der Kohlenstoff anfällt. Die Größenordnungen bleiben dabei überschaubar und stellen damit keine unrealistischen Anforderungen an die regenerative Stromerzeugung vor Ort.

Ist die Energie einmal in Form von Methanol vorhanden, kann das für diesen Stoff weltweit etablierte Handels- und Transportsystem genutzt werden – einschließlich seiner ausgereiften Sicherheitsarchitektur. Hier liegt die Schnittstelle zum existierenden System. Für den Teil davor bedarf es aber eines strukturellen Perspektivwechsels. An die Stelle weniger, großskaliger Produktionsanlagen tritt ein Netzwerk dezentraler, modularer Einheiten, die unterschiedliche Kohlenstoffquellen nutzen, um vor Ort das einheitliche Produkt Methanol herzustellen. Diese Module können industriell seriengefertigt und weltweit eingesetzt werden. Entscheidend wird sein, dass sich daraus ein skalierbares System entwickelt, das sowohl lokale Wertschöpfung ermöglicht als auch globale Handelsströme bedient.

Der Ansatz eröffnet zudem industriepolitische Chancen. Für den Maschinen- und Anlagenbau entsteht die Möglich-

keit, eine neue Klasse von Investitionsgütern, „made in Germany“, zu entwickeln und international zu vermarkten: standardisierte, musterzertifizierte, seriengefertigte Power-to-X-Anlagen. Planung, Genehmigung und Finanzierung entwickeln sich dafür von einer projektbasierten, standortfokussierten Einzelfalllogik hin zu einem industriellen Skalierungsmodell. Nur wenn die modularen Anlagen in großen Stückzahlen produziert und exportiert werden können, lässt sich ein nachhaltiger Wettbewerbsvorteil aufbauen und durch schnelle Innovationszyklen dauerhaft sichern.

Wird erneuerbarer Kohlenstoff auf diese Weise global aufbereitet und für die großindustrielle Weiterverarbeitung verfügbar gemacht, eröffnen sich Perspektiven zur Sicherung von Industrie- und Raffineriestandorten auch in Europa. Voraussetzung ist, dass Standorte schrittweise von fossilen Einsatzstoffen wie Rohöl oder Naphtha auf erneuerbares Methanol umgestellt werden können. Der Umbau ist investitionsintensiv, eröffnet jedoch die Chance, industrielle Wertschöpfung, Beschäftigung und technologische Kompetenz langfristig zu sichern.

Ein weiterer Aspekt liegt in der erhöhten Resilienz des Gesamtsystems. Durch die Kombination aus geografischer Diversifizierung und modularer Wertschöpfung entsteht ein System von Lieferketten, das insgesamt weniger anfällig für geopolitische Risiken oder infrastrukturelle Störungen ist. Die Aufteilung in kleinere, standardisierte und musterzertifizierte Einheiten reduziert zudem Investitionsrisiken und die jeweils abzusichernden Summen.

Damit das System seine volle Wirkung entfalten kann, braucht es selbstverständlich klare politische Rahmenbedingungen, verlässliche Regulatorik und damit Investitionssicherheit, um tragfähige Geschäftsmodelle zu ermöglichen. Von besonderer Bedeutung ist hier aber die internationale Dimension. Der Aufbau neuer Handelsräume, etwa im Rahmen von Abkommen der EU mit Mercosur-Staaten, Indien oder Australien, kann dazu beitragen, erneuerbare Kohlenstoffquellen global zu erschließen. Viele Länder verfügen über erhebliche Potenziale an biogenen Reststoffen oder erneuerbarem Strom, haben bislang jedoch keinen Zugang zu globalen Energiemärkten. Durch die Integration in ein globales System für erneuerbare Moleküle können neue Formen der Zusammenarbeit entstehen, die wirtschaftliche Entwicklung vor Ort fördern, die Teilhabe an globalen Wertschöpfungsketten überhaupt erst ermöglichen und gleichzeitig zur Diversifizierung der europäischen Energieversorgung beitragen.

Wenn es gelingt, erneuerbaren Kohlenstoff systematisch verfügbar zu machen und in skalierbare Strukturen zu überführen, kann die Defossilisierung der energieintensiven und schwer elektrifizierbaren Sektoren gelingen. Die Transformation der Energie- und Rohstoffversorgung ist damit weit mehr als ein klimapolitischer Ansatz: Sie wird zu einem zentralen Baustein für Wettbewerbsfähigkeit, Versorgungssicherheit und industrielle Zukunftsfähigkeit – weltweit und in partnerschaftlicher Zusammenarbeit.



WASSERSTOFFHOCHLAUF IN DEUTSCHLAND: VOM ZIEL ZUR UMSETZUNG

Friederike Lassen, Vorständin des Deutschen Wasserstoff-Verbands (DWV)



Friederike Lassen
Vorständin des Deutschen Wasserstoff-Verbands (DWV)

Das Energiewendemonitoring der Bundesregierung macht deutlich, wo Deutschland beim Wasserstoffhochlauf steht: zwischen ambitionierten Zielsetzungen, ersten industriellen Fortschritten und einer weiterhin bestehenden Umsetzungslücke. Die politische Debatte zeigt dabei zunehmend, dass der Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft nicht allein über Strategien und Ausbauziele gelingt. Entscheidend ist vielmehr, ob Investitionsentscheidungen wirtschaftlich tragfähig werden, Nachfrage verlässlich entsteht, Infrastruktur rechtzeitig verfügbar ist und regulatorische Rahmenbedingungen langfristige Planungssicherheit schaffen.

Die Diskrepanz zwischen politischem Anspruch und tatsächlicher Umsetzung bleibt dabei erheblich. Die Nationale Wasserstoffstrategie sieht bis 2030 mindestens 10 Gigawatt heimische Elektrolysekapazität vor. Tatsächlich liegt die installierte Leistung in Deutschland bislang nur im niedrigen dreistelligen Megawattbereich. Derzeit sind rund 200 Megawatt Elektrolysekapazität in Betrieb und etwa 1,1 Gigawatt im Bau. Gleichzeitig stammen bereits rund 65 Prozent der weltweit installierten Elektrolyseleistung aus China – ein industriepolitisches Warnsignal für Deutschland und Europa. Daraus jedoch den Schluss zu ziehen, der Wasserstoffhochlauf sei gescheitert, wäre falsch. Vielmehr befindet sich der Markt in einer neuen Phase: Auf die politische und kommunikative Euphorie folgt nun die industrielle Umsetzungsphase. Gerade jetzt entscheidet sich, welche Projekte tragfähige Geschäftsmodelle entwickeln können, welche regulatorischen Anpassungen erforderlich sind und wo politisches Handeln den Unterschied zwischen Projektstopp und Investitionsentscheidung macht.

Aus Sicht des Deutschen Wasserstoff-Verbands markiert diese Entwicklung keinen Stillstand, sondern einen Wendepunkt. Der Hochlauf erreicht seine nächste Entwicklungsstufe dort, wo aus Pilotprojekten Serienfertigung wird, wo aus Förderprojekten belastbare Geschäftsmodelle entstehen und wo Infrastruktur zeitlich mit Industrie-, Mobilitäts- und Energieprojekten zusammenwächst. Genau hierfür braucht es neue Impulse, klare Prioritäten und einen Rahmen, der Investitionen dauerhaft trägt.

Die zentrale Herausforderung liegt nicht in der technologischen Machbarkeit. Elektrolyseure, Brennstoffzellen, Speichertechnologien, Wasserstoffleitungen, Tankstellen- und Derivatekonzepte sind verfügbar und befinden sich in der Skalierung. Das Problem liegt vielmehr in der fehlenden Synchronisierung des Marktes. Erzeugung, Nachfrage, Infrastruktur und Finanzierung entwickeln sich nicht schnell genug aufeinander abgestimmt. Wer grünen oder CO_2-armen Wasserstoff produzieren will, braucht Abnehmer. Wer Wasserstoff einsetzen will, braucht verlässliche Mengen, wettbewerbsfähige Preise und Infrastruktur. Wer Infrastruktur baut, braucht eine belastbare Perspektive auf Auslastung. Genau an dieser Schnittstelle entscheidet sich der Hochlauf. Deshalb braucht Deutschland jetzt eine klare Umsetzungspolitik. Das neue „H2026“-Paper des DWV bündelt diese Aufgabe in drei zentralen Handlungsfeldern: Investitionen ermöglichen, Nachfrageimpulse schaffen und Infrastruktur systemisch entwickeln. Diese drei Punkte beschreiben die Voraussetzungen dafür, dass aus Zielzahlen reale Projekte, aus Projekten Märkte und aus Märkten industrielle Wertschöpfungsmöglichkeiten entstehen.

Erstens müssen Investitionen ermöglicht werden. Hohe Stromkosten, komplexe regulatorische Vorgaben, langwierige Genehmigungsverfahren und das Fehlen von Instrumenten zur Absicherung wirtschaftlicher Risiken bremsen Projekte und gefährden Wertschöpfung in Deutschland. Für Elektrolyseure sind wettbewerbsfähige Strombezugskosten entscheidend, weil diese maßgeblich für die Wasserstoffgestehungskosten sind. Dazu gehören eine sachgerechte Behandlung von Elektrolyseuren bei der Erhebung von Netzentgelten, die dauerhafte Entlastung der Elektrolyse von Umlagen und Stromsteuer sowie praxistaugliche Kriterien

für systemdienliche Elektrolyseure. Auch die europäischen Vorgaben zu Zusätzlichkeit sowie geografischer und zeitlicher Korrelation müssen so ausgestaltet werden, dass sie den Hochlauf ermöglichen und nicht unnötig verteuern.

Hinzu kommt die Planbarkeit von Genehmigungen und Finanzierung. Wasserstoffprojekte benötigen heute häufig mehrere Jahre allein für Genehmigungen. In dieser Zeit steigen Kosten, Förderzusagen können verfallen und Abnehmer verschieben Investitionsentscheidungen. Erforderlich sind daher klare Fristen, gebündelte Zuständigkeiten und ein konsequenter Abbau regulatorischer Hürden. Ebenso wichtig sind staatlich abgesicherte Finanzprodukte, Bürgschaften und Haftungsfreistellungen, um langfristige Liefer- und Abnahmeverträge finanzierbar zu machen. Viele Projekte scheitern nicht an der Technik, sondern an fehlender Risikoabsicherung.

Zweitens braucht es verlässliche Nachfrageimpulse. Der Hochlauf kann nicht allein über Angebotsförderung funktionieren. Ohne planbare Nachfrage bleiben Investitionen in Erzeugung, Speicher und Infrastruktur aus. Verbindliche Leitmärkte, praxistaugliche Quoten und gezielte Anreize in Industrie, Verkehr und Energiewirtschaft schaffen die Grundlage für Skalierung und Innovation. Entscheidend ist dabei, dass Nachfrageinstrumente nicht zu neuen Belastungen führen, sondern Investitionssicherheit schaffen und zugleich internationale Wettbewerbsfähigkeit berücksichtigen.
Für die Wasserstoffwirtschaft ist dieser Punkt besonders relevant. Raffinerien, Wasserstoffderivate, erneuerbare Kraftstoffe, Methanol, Ammoniak und synthetische Kohlenwasserstoffe werden für eine zukünftige Molekülwirtschaft die zentrale Rolle spielen. Die Transformation wird nicht ausschließlich über direkte Elektrifizierung gelingen. Deshalb kommt es darauf an, erneuerbaren und CO_2-armen Wasserstoff nicht als Nischenthema zu behandeln, sondern als Grundlage für industrielle Transformation, Versorgungssicherheit und CO_2-arme Produkte.

Auch im Verkehr entscheidet sich ein wesentlicher Aspekt des Hochlaufs. Schwerlastverkehr, kommunale Flotten, ÖPNV, Sonderfahrzeuge, Schifffahrt und Luftverkehr benötigen technologieoffene Lösungen. Batterieelektrische Anwendungen werden in vielen Bereichen wichtig sein.

Gleichzeitig gibt es Einsatzfelder, in denen Reichweite, Nutzlast, Betankungszeiten, Flächenverfügbarkeit oder Netzanschlusskapazitäten den Einsatz von Wasserstoff nahelegen. Entscheidend ist deshalb nicht ein Entweder-oder, sondern ein synchronisierter Markthochlauf dort, wo Wasserstoff systemisch und wirtschaftlich sinnvoll eingesetzt werden kann. Drittens muss Infrastruktur systemisch entwickelt werden. Das Wasserstoff-Kernnetz ist ein wichtiger Schritt, reicht allein aber nicht aus. Benötigt werden regionale Verteilstrukturen, Importkorridore, Speicher, Hafeninfrastrukturen, Off-Grid-Lösungen und Tankstellen für schwere Nutzfahrzeuge. Eine systemisch gedachte Infrastruktur verbindet Produktion, Import, Transport, Speicherung und Anwendung. Sie schafft die Grundlage für Versorgungssicherheit, Skalierung und europäische Integration der Wasserstoffmärkte.

Gerade die Speicherfähigkeit von Wasserstoff macht ihn zu einem Resilienzbaustein im Energiesystem. Ein zunehmend erneuerbares Stromsystem braucht Flexibilität, saisonale Speicheroptionen und Moleküle, die Energie über längere Zeiträume verfügbar machen können. Wasserstoff kann erneuerbare Energie speicherbar, transportierbar und industriell nutzbar machen. Entscheidend ist das Zusammenspiel aus Erzeugung, Importen, Netzen, Speichern und Anwendungen.

Im globalen Wettbewerb steht Deutschland vor einer doppelten Aufgabe. Einerseits wird Deutschland auch künftig auf Importe von Wasserstoff und Derivaten angewiesen sein. Andererseits darf die Bundesrepublik nicht in die Rolle eines reinen Abnehmers geraten. Die industrielle Chance liegt in der Technologie, im Anlagenbau, in Komponenten, Speicherlösungen, Wasserstoffinfrastruktur, Brennstoffzellen, Elektrolyseuren und der Systemintegration. Dafür braucht es einen starken Heimatmarkt.

Der Wasserstoffhochlauf braucht daher weniger neue Zielrhetorik und mehr Umsetzungslogik. Entscheidend ist, dass politische Instrumente Nachfrage, Infrastruktur und Erzeugung gemeinsam adressieren. Wenn Deutschland für den Markthochlauf die richtigen Rahmenbedingungen schafft, kann Wasserstoff zu einem zentralen Baustein für Resilienz, industrielle Transformation und europäische Energieunabhängigkeit werden.



„DER VORWURF DER ‚PREIS-TREIBEREI' HÄLT EINER ÜBERPRÜFUNG NICHT STAND"

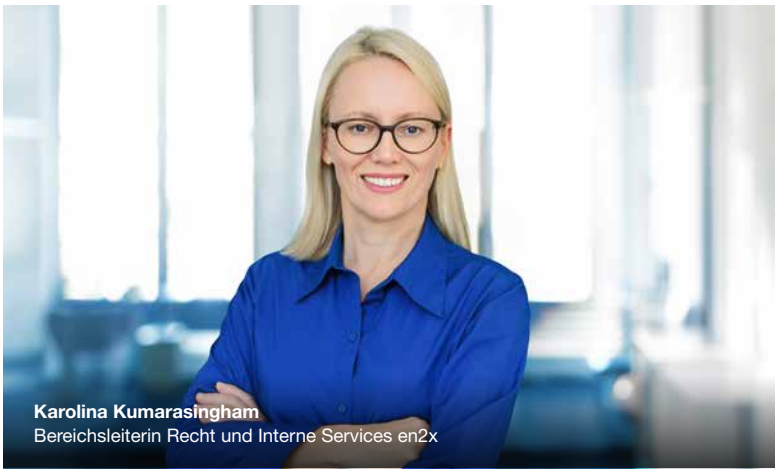
Infolge des Iran-Krieges und der faktischen Schließung der Straße von Hormus für den internationalen Schifffahrtsverkehr hat sich im Frühjahr 2026 am Rohölmarkt und an den Produktmärkten eine historisch bislang ungekannte Situation ergeben. Die Internationale Energieagentur (IEA) bewertete die Folgen des Iran-Konflikts ausdrücklich als „largest oil supply disruption in history".

Auf die entstandene Knappheitssituation sowohl bei Rohöl als auch bei Ölprodukten wie Benzin und Diesel haben die Märkte weltweit umgehend reagiert: Es wurden bislang nicht gekannte Preisvolatilitäten und große Preissteigerungen beobachtet, die rasch in den Fokus des öffentlichen Interesses rückten. Die Bundesregierung hat darauf sehr schnell mit verschiedenen gesetzlichen Maßnahmen u. a. im Rahmen des sog. Kraftstoffmaßnahmenpaketes reagiert. Diese umfassen neben der temporären Senkung der Energiesteuer, regulatorischen Eingriffen in die Preiserhöhungsmechanismen an Tankstellen auch eine drastische Verschärfung des Kartellrechts. Weitere Regulierungen wie eine sog. „Übergewinnsteuer" oder eine staatliche Deckelung der Margen bzw. Tankstellenpreise für Kraftstoffe werden in der Politik diskutiert.

Karolina Kumarasingham, Bereichsleiterin Recht und Interne Services, sowie Alexander Zafiriou, Bereichsleiter Volkswirtschaft und Datenanalyse, von en2x erläutern die jüngste Entwicklung und die damit zusammenhängenden Mechanismen bei der Preisbildung von Kraft- und Brennstoffen.

Bereits vor der jüngsten Krise wurde vielfach moniert, dass die Tankstellenpreise sich anders entwickeln als der Rohölpreis und dass in diesem Zusammenhang Preisrückgänge beim Rohöl nicht vollständig bei der Kundschaft ankommen. Stimmt das?

Karolina Kumarasingham: Hier gibt es ein noch immer weit verbreitetes Missverständnis, dass die Tankstellenpreise für Diesel und Benzin an den Rohölpreis gekoppelt sind. Der hier unterstellte Zusammenhang des Rohölpreises ist ein Mythos. Entscheidend für die Tankstellenpreise ist ausdrücklich nicht der Rohölpreis, sondern vielmehr die internationalen Notierungen für diese Kraftstoffe. Diese werden – wie Rohöl – ebenfalls an Börsen gehandelt und sind maßgeblich für die Einkaufspreise der Tankstellen. Die Kraftstoff-Großhandelspreise orientieren sich primär an den aktuellen Wiederbeschaffungskosten für die jeweiligen Produkte, die wiederum von der Angebots- und Nachfragesituation für Benzin und Diesel auf dem Weltmarkt abhängen. Es gibt keine fixe Kopplung zwischen dem Rohölpreis und den Produktpreisen für Benzin und Diesel.



Karolina Kumarasingham
Bereichsleiterin Recht und Interne Services en2x

Kaum stiegen nach Beginn des Iran-Krieges die Tankstellenpreise an, wurden Vorwürfe laut, die Mineralölwirtschaft in Deutschland würde „Abzocke" betreiben. Was entgegnen Sie auf solche Vorwürfe?

Alexander Zafiriou: Wir verstehen den Unmut über die gestiegenen Preise. Doch Tatsache ist, dass die Ursache im Krieg und in der faktischen Schließung der Straße von Hormus liegt, über die sonst etwa ein Fünftel des weltweit verbrauchten Rohöls und der daraus hergestellten Mineralölprodukte bewegt wird. Auf offenen Märkten wie den Märkten für Rohöl und den daraus hergestellten Produkten wie Benzin, Diesel oder Kerosin wird der Preis durch Angebot und Nachfrage sowie die Erwartungen über deren zukünftige Entwicklung bestimmt. Wenn sich das Angebot plötzlich so stark verringert, steigen die Preise.

Ein Vorwurf lautet, dass die Tankstellenpreise unmittelbar nach Kriegsbeginn nach oben gingen, obwohl doch die damals vorhandenen Produkte noch zu günstigeren Vorkriegspreisen eingekauft wurden …

Kumarasingham: Allgemein ist festzuhalten, dass Marktteilnehmer in nicht regulierten Rohstoff- und Produktmärkten risikobewusst agieren und ihre Preisentscheidungen regelmäßig an dem Wiederbeschaffungswert ausrichten.

Das heißt, Tankstellenpreise richten sich vor allem danach, was die nächste Lieferung kosten wird. Gerade in Phasen außergewöhnlicher Volatilität und unsicherer Versorgungslagen ist es ökonomisch nachvollziehbar, dass Erwartungen über künftige Beschaffungskosten eine wesentliche Rolle bei Preisentscheidungen spielen.

Sobald sich abzeichnet, dass eine Neubeschaffung teurer wird, steigen in der Regel auch sofort die Abgabepreise. Anders ausgedrückt: Selbst wenn sich in den unterirdischen Lagertanks ein noch günstiger eingekauftes Produkt befindet, wird dieses Produkt ab dem Moment höher bewertet, in dem klar ist, dass jede Neulieferung deutlich teurer sein wird. Dies ist ein normales betriebswirtschaftliches Verhalten, das dazu dienen soll, Verluste zu vermeiden und die Fähigkeit sicherzustellen, die Tanks zeitnah wieder aufzufüllen.

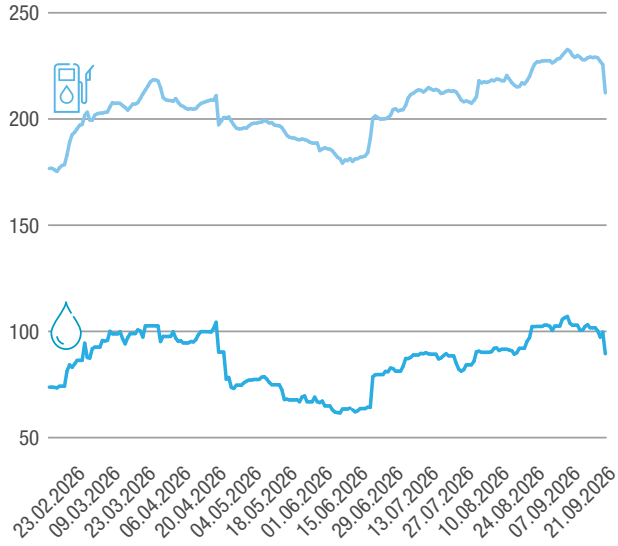


Alexander Zafiriou
Bereichsleiter Volkswirtschaft und Datenanalyse en2x

PRODUKTNOTIERUNGEN BEEINFLUSSEN TANKSTELLENPREISE

VERGLEICH PRODUKTEINKAUFSKOSTEN VS TANKSTELLENPREIS

in €-Cent je Liter Ottokraftstoff



Tankstellenpreis E10-Super-Ottokraftstoff in €-Cent/l

=

19 % Mehrwertsteuer auf alle Preisbestandteile

+

Logistik- und Vertriebskosten

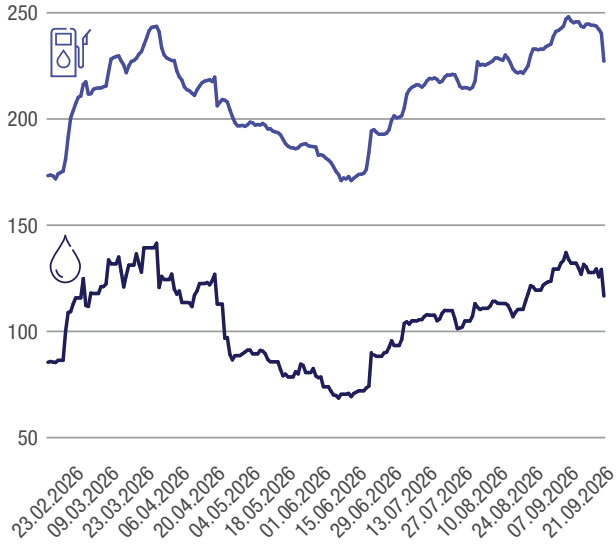
+

Energiesteuer

+

E10-Produkteinkaufskosten Inland inklusive CO_2-Preis (gem. BEHG) und Kosten der THG-Quote sowie Erdölbevorratungsbeitrag in €-Cent/l

in €-Cent je Liter Dieselkraftstoff



Tankstellenpreis Dieselkraftstoff in €-Cent/l

=

19 % Mehrwertsteuer auf alle Preisbestandteile

+

Logistik- und Vertriebskosten

+

Energiesteuer

+

Diesel-Produkteinkaufskosten Inland inklusive CO_2-Preis (gem. BEHG) und Kosten der THG-Quote sowie Erdölbevorratungsbeitrag in €-Cent/l

Quelle: Argus Media, www.clever-tanken.de; Grafik (Nr. 587c): en2x

Ein weiterer Kritikpunkt lautet, dass die Tankstellenpreise in Deutschland schneller und höher gestiegen seien als in europäischen Nachbarländern. Ist das wirklich so?

Zafiriou: Zur Einordnung der Diskussion über Preisentwicklungen an Tankstellen im europäischen Vergleich haben wir verschiedene europäische Länder anhand öffentlich zugänglicher Informationen betrachtet. Dabei hat sich gezeigt, dass in zahlreichen Ländern Preissteigerungen bei Kraftstoffen in einer mit Deutschland vergleichbaren Größenordnung zu beobachten waren. Die Daten zeigen zudem, dass länderspezifische Preisregulierungen eine Verzögerung der Preisanpassungen bewirken können. Die Preisbildung funktioniert in jedem Land anders. In manchen Märkten gibt es offizielle oder informelle Regulierungen bis hin zu Preisdeckeln sowie marktbeherrschende Staats- oder staatsnahe Unternehmen. Zudem gibt es unterschiedliche Marktstrukturen und individuelle Import- und Exportbedingungen.

Gab es zudem noch Besonderheiten in der Preisentwicklung zu bemerken?

Zafiriou: An dieser Stelle ist zu betonen, dass die Preissteigerungen und auch die Volatilitäten bei Rohöl und einzelnen Produkten, vor allem in den ersten Wochen des Iran-Konflikts, historische Dimensionen angenommen haben. Für das Verständnis der Preis- und Marktdynamik im Frühling 2026 ist auch festzuhalten, dass der Ölmarkt eine ausgeprägte Backwardation durchgemacht hat, also eine Marktsituation, in der Kontrakte mit kurzfristiger Lieferung deutlich höher bewertet werden als längerfristige Terminkontrakte. Auch hier wurden zeitweise historische Preisdifferenzen notiert. Dies wird allgemein als Indikator für eine akute Angebotsverknappung und eine hohe Bewertung sofortiger Verfügbarkeit verstanden und unterstreicht die insgesamt angespannte Lage auf den internationalen Energiemärkten.

Dennoch sind die Tankstellenpreise in Deutschland vergleichsweise hoch, oder?

Kumarasingham: Tatsache ist: Den größten Anteil am Kraftstoffpreis in Deutschland haben staatliche Steuern und Abgaben sowie regulierungsbedingte Kosten – mehr als 60 Prozent beim Benzinpreis und rund die Hälfte beim Dieselpreis - vor und auch während der Krise. Im europäischen Vergleich sind die Energiesteuer und die THG-Quoten-Kosten besonders hoch; hinzu kommt der CO_2-Preis aus dem nationalen Emissionshandel, den es so nur in Deutschland und Österreich gibt. Ebenso eingepreist ist die Umlage für die Krisenvorsorge durch den Erdölbevorratungsverband. Die Mehrwertsteuer auf alle Preisbestandteile verstärkt die Preisunterschiede. Die Unterschiede bei Steuern und Abgaben erklären einen wesentlichen Teil der Preisunterschiede zwischen den europäischen Ländern - Deutschland zählt zu Hochsteuerländern. Sonstige Preisbestandteile für Lagerung und Transport, Verwaltung und Betrieb sowie Marketing und Vertrieb inklusive Marge haben eine geringere Bedeutung.

Zafiriou: Eine Kurzstudie von Frontier Economius bestätigt das. Der deutsche Nettopreis für Diesel lag im Untersuchungszeitraum von Mai bis August 2026 im Durchschnitt niedriger als in allen EU-Nachbarstaaten sowie Spanien und Italien. Bei Benzin war er der zweitniedrigste im Vergleich. Die Analyse zeigt auch, dass die Netto-Preise dort, wo der Staat in den Markt eingreift, nicht niedriger waren als hierzulande. Luxemburg und Belgien wiesen im Vergleichszeitraum trotz ihrer staatlichen „Preisdeckel“ für Kraftstoffe höhere Nettopreise als Deutschland auf.

Welche Bedeutung haben die aktuellen Preisentwicklungen im weltweiten Maßstab?

Zafiriou: Grundsätzlich gilt in einer globalisierten Wirtschaft: Preise in einzelnen Ländern können sich auf Dauer nicht vollständig von internationalen Referenzpreisen abkoppeln (oft als „Law of One Price“ bezeichnet). Denn Anbieter und Käufer orientieren sich daran, zu welchen Preisen ein Produkt anderswo gehandelt wird. Das betrifft sowohl Kraftstoffe aus heimischer Produktion als auch importierte Ware. Für die Preisbildung ist dabei entscheidend, welche Alternative ein Lieferant hat: Er kann die Ware nach Deutschland liefern oder in ein anderes Land verkaufen, je nachdem, ob sich ein Import nach Europa lohnt (Importparität) oder ob es wirtschaftlicher wäre, die Ware von hier aus in andere Regionen zu exportieren (Exportparität). Steigen die Weltmarktpreise für Benzin, Diesel oder Kerosin stark an – wie seit Beginn des Iran-Konflikts –, können die dadurch möglichen Handelsspannen auch höhere Transportkosten ausgleichen. Dann werden selbst längere Transportwege wirtschaftlich sinnvoll, und Warenströme können sich schneller auch über große Distanzen verlagern.

Was für Konsequenzen kann das nach sich ziehen?

Zafiriou: Das bedeutet, dass Versorgungssicherheit in Zeiten einer Knappheit nicht ohne höhere Kosten zu haben ist und dass diese Knappheit bei Rohöl und Mineralölprodukten global spürbar geworden ist, unabhängig davon, ob Märkte zuvor aus dem Nahen Osten beliefert wurden oder nicht. Erste Länder in Asien und anderen Weltregionen haben im Verlauf der gegenwärtigen Krise Exportbeschränkungen für Ölprodukte erlassen und weitere Maßnahmen, etwa zur Verbrauchsreduzierung, ergriffen.

Die Bundespolitik hat auf die Folgen der aktuellen Krise mit einem sogenannten Kraftstoffmaßnahmenpaket reagiert. Kernpunkte sind die sogenannte Österreich-Regel, nach der Tankstellen nur noch einmal am Tag um 12 Uhr die Preise erhöhen dürfen, und eine Verschärfung des Kartellrechts. Wie bewerten Sie diese Maßnahmen?

Kumarasingham: Zunächst ist festzuhalten, dass die Begründung für die Gesetzesverschärfungen, insbesondere der Vorwurf einer „Preistreiberei“ der deutschen Mineralölbranche – der Realität nicht standhält. Der deutsche Kraftstoffmarkt gehört bereits heute zu den transparentesten Märkten in Europa. Jede Preisänderung an Tankstellen wird verpflichtend an die Markttransparenzstelle für Kraftstoffe gemeldet und ist nahezu in Echtzeit für Verbraucherinnen und Verbraucher über zahlreiche Apps sichtbar.

BENZIN (E10): NAHEZU 60 % DES TANKSTELLENPREISES SIND STEUERN UND REGULIERUNGSBEDINGTE KOSTEN

Zusammensetzung Tankstellenpreise in Deutschland, Beispiel: E10 (01.10.2026)

1 Notierung Inland inkl. BEHG, THG-Quote, EBV (Argus, OMR)

2 Zertifikatepreis: oberes Ende des Preiskorridors: 65 €/t CO_2; der tatsächliche CO_2-Preis kann noch darüber liegen (DEHSt)

3 Abschätzung für Quotenpreise: 300 bzw. 500 €/t CO_2 (14degrees.de: Market Report)

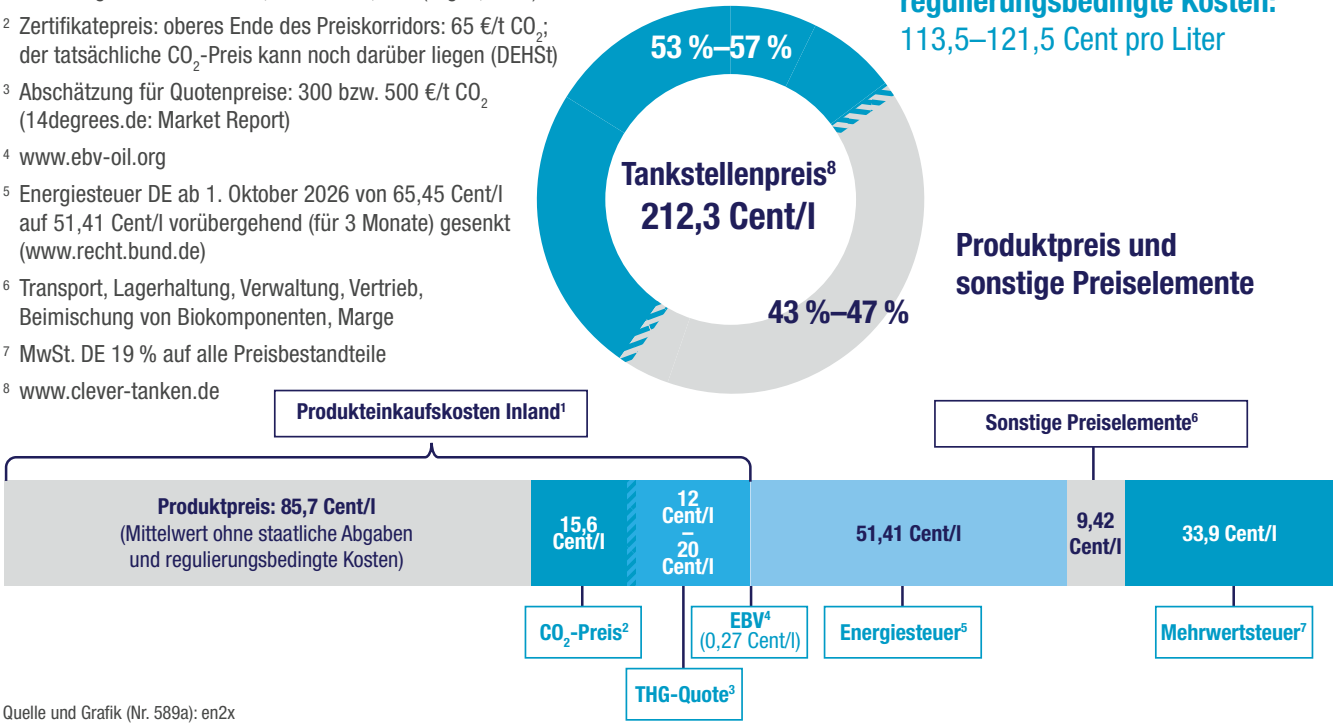
4 www.ebv-oil.org

5 Energiesteuer DE ab 1. Oktober 2026 von 65,45 Cent/l auf 51,41 Cent/l vorübergehend (für 3 Monate) gesenkt (www.recht.bund.de)

6 Transport, Lagerhaltung, Verwaltung, Vertrieb, Beimischung von Biokomponenten, Marge

7 MwSt. DE 19 % auf alle Preisbestandteile

8 www.clever-tanken.de



Quelle und Grafik (Nr. 589a): en2x

DIESEL: RUND DIE HÄLFTE DES TANKSTELLENPREISES SIND STEUERN UND REGULIERUNGSBEDINGTE KOSTEN

Zusammensetzung Tankstellenpreise in Deutschland, Beispiel: Diesel (01.10.2026)

1 Notierung Inland inkl. BEHG, THG-Quote, EBV (Argus, OMR)

2 Zertifikatepreis: oberes Ende des Preiskorridors: 65 €/t CO_2; der tatsächliche CO_2-Preis kann noch darüber liegen (DEHSt)

3 Abschätzung für Quotenpreise: 300 bzw. 500 €/t CO_2 (14degrees.de: Market Report)

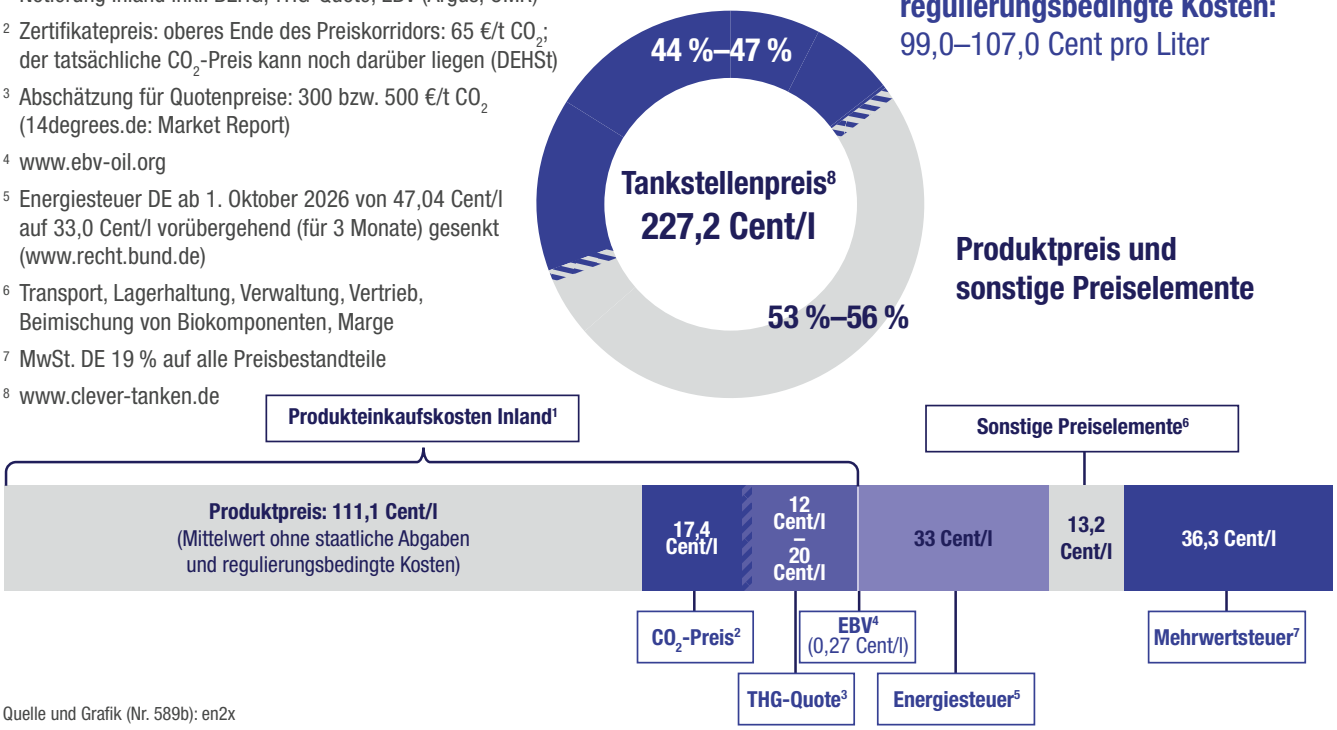
4 www.ebv-oil.org

5 Energiesteuer DE ab 1. Oktober 2026 von 47,04 Cent/l auf 33,0 Cent/l vorübergehend (für 3 Monate) gesenkt (www.recht.bund.de)

6 Transport, Lagerhaltung, Verwaltung, Vertrieb, Beimischung von Biokomponenten, Marge

7 MwSt. DE 19 % auf alle Preisbestandteile

8 www.clever-tanken.de



Quelle und Grafik (Nr. 589b): en2x



Erfahrungen aus Österreich zeigen zudem, dass eine Regulierung, nach der Tankstellen Preise nur einmal täglich – etwa um 12 Uhr – erhöhen dürfen, nicht zwingend zu einem niedrigeren Preisniveau führt. Vielmehr verringert sich in der Praxis lediglich die Preisdynamik – die Preise schwanken weniger.

Besonders kritisch sehen wir die neuerlichen Eingriffe in das Kartellrecht, denn sie schaffen erhebliche Rechtsunsicherheiten für eine gesamte Branche und werfen auch verfassungsrechtliche Fragen auf. Dies kann das Vertrauen sowohl heimischer Unternehmen als auch internationaler Investoren in den Standort Deutschland erschüttern. So stellt etwa die neue Missbrauchsaufsicht für den Kraftstoffmarkt ein deutliches Signal des Misstrauens gegenüber einer zentralen Industrie dar.

Das Bundeskartellamt hat in seiner Untersuchung von Raffinerien und Kraftstoffgroßhandel keinen Missbrauch feststellen können. Gleichwohl soll nun ein neues Instrument eingeführt werden, das der Kartellbehörde weitreichende Kontroll- und Eingriffsmöglichkeiten in Bezug auf die Kosten- und Preiskontrolle eröffnet – ein Ansatz, der im internationalen Vergleich so nicht etabliert ist und bislang im Wesentlichen aus regulierten Märkten wie etwa dem Strommarkt bekannt ist.

Hinzu kommt: Mit Blick auf die vorgenommenen Energiesteuersenkung wurde politisch angekündigt, dass diese durch kartellrechtliche oder steuerrechtliche Maßnahmen gegenüber der Mineralölwirtschaft gegenfinanziert werden soll. Diese Verbindung von weitreichenden Eingriffsmöglichkeiten mit potenziellen Abschöpfungsinstrumenten erzeugt zusätzliche Unsicherheiten bei den Marktteilnehmern. Wenn zudem Eingriffe auch gegenüber Unternehmen ermöglicht werden, die sich rechtskonform verhalten – wie es der neue § 32f GWB macht – verändert das die Logik des Wettbewerbsrechts spürbar. Unternehmen müssen künftig damit rechnen, nicht wegen eines Rechtsverstoßes, sondern bereits aufgrund von Marktbedingungen adressiert zu werden. Das schafft erhebliche Unsicherheiten und neue Compliance-Risiken und kann Investitionen in die Versorgungssicherheit erheblich beeinträchtigen.

Sie sprechen die temporären Senkungen der Energiesteuer auf Benzin und Diesel im Frühjahr und Herbst an. Hier wurden Vorwürfe laut, dass diese nicht vollständig an die Kundschaft weitergegeben wurde …

Kumarasingham: Solche Vorwürfe können wir nicht nachvollziehen. Die Energiesteuersenkung war ein gezieltes Instrument zur kurzfristigen Entlastung. Die en2x-Mitgliedsunternehmen haben die Steuersenkung vollständig an die Tankkundschaft weitergegeben. Gleichzeitig ist sie nur ein Bestandteil eines komplexen Preisgefüges, das maßgeblich durch internationale Faktoren geprägt wird. Deshalb lassen sich Veränderungen an der Zapfsäule nicht eins zu eins auf einzelne Maßnahmen zurückführen.

Darüber hinaus wurden in der Vergangenheit immer wieder Vorwürfe laut, die Mineralölkonzerne würden davon profitieren, dass sie im Rahmen einer vertikalen Integration sowohl Raffinerien als auch Tankstellennetze kontrollieren. Was sagen Sie dazu?

Kumarasingham: Diese Annahme entspricht so nicht mehr der aktuellen Marktentwicklung. In den vergangenen Jahren hat der Grad der vertikalen Integration im Tankstellenmarkt deutlich abgenommen. Hintergrund ist unter anderem, dass einige international tätige vertikal integrierte Unternehmensgruppen ihr Tankstellengeschäft in Deutschland veräußert haben. Gleichzeitig reduzieren international tätige Mineralölunternehmen ihre Raffineriekapazitäten hierzulande.

Hinzu kommt, dass sich die Marktstruktur insgesamt verändert: Neben klassischen Mineralölunternehmen sind zunehmend neue Marktteilnehmer aktiv, etwa aus dem Convenience-Bereich oder im Bereich alternativer, nichtfossiler Kraftstoffe.

Vor diesem Hintergrund zeigt sich ein deutlich differenzierteres Bild: Wenn man den angekündigten Verkauf der BP-Raffinerie Gelsenkirchen mit berücksichtigt, werden mehr als 70 Prozent der Raffineriekapazitäten in Deutschland von Unternehmen betrieben, die kein eigenes Tankstellennetz im Inland haben. Umgekehrt gehören rund 65 Prozent der Tankstellen zu Unternehmensgruppen, die keine Raffinerien in Deutschland betreiben.

Das bedeutet: Die häufig unterstellte enge vertikale Verknüpfung entlang der gesamten Wertschöpfungskette ist in dieser Form heute vielfach nicht mehr gegeben.

AKTUELLE LAGE UND HERAUSFORDERUNGEN

TANKSTELLENPREISE IN DEUTSCHLAND IM EUROPÄISCHEN VERGLEICH

Zusammenfassung der Kurzstudie von Frontier Economics zu Höhe, Zusammensetzung und Entwicklungen von Tankstellenpreisen im Kontext der Iran-Krise.



Dr. Jens Perner
Executive Director für Köln und Berlin bei Frontier Economics

MOTIVATION UND AUFGABENSTELLUNG

Vor dem Hintergrund der infolge des Iran-Krieges angestiegenen Tankstellenpreise und der damit einhergehenden Diskussionen zur Höhe der Tankstellenpreise in Deutschland hat en2x Frontier Economics mit der Erstellung einer Kurzstudie beauftragt. Diese wurde im Juni 2026 veröffentlicht und im September aktualisiert.

In dieser Untersuchung hat Frontier Economics analysiert, wie sich die Tankstellenpreise in Deutschland, Deutschlands Nachbarländern sowie den großen EU-Staaten Spanien und Italien zusammensetzen und wie sich die Preise in den einzelnen Ländern infolge der Iran-Krise entwickelt haben.

Die Schwerpunkte der Untersuchung lagen auf dem Einfluss der nationalen Umsetzung der Renewable Energy Directive (RED) auf die Kraftstoffkosten sowie auf den regulatorischen Eingriffen in die Preisbildung (vor allem Preisobergrenzen).

ERGEBNISSE UND FAZIT

Unterschiede bei den Tankstellenpreisen zwischen Deutschland und den Vergleichsländern lassen sich durch Steuern, Abgaben und die Umsetzung der RED erklären. Der krisenbedingte Preisanstieg ist dabei in Deutschland nicht systematisch höher als in den anderen Ländern. Ein für die Kunden positiver Preiseffekt von regulatorischen Preiseingriffen ist also nicht erkennbar.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass die Tankstellenpreise für Diesel und Benzin in Deutschland stark durch Steuern und Abgaben, die CO_2-Bepreisung und die THG-Quote getrieben werden.
Zudem zeigen die untersuchten Daten, dass der durchschnittliche, mittelfristige Preisanstieg durch die Iran-Krise nicht systematisch höher ist als in den Vergleichsländern. Dies gilt auch im Vergleich mit Ländern, die regulatorische Preiseingriffe oder selbstverpflichtende Preisobergrenzen eingeführt haben.

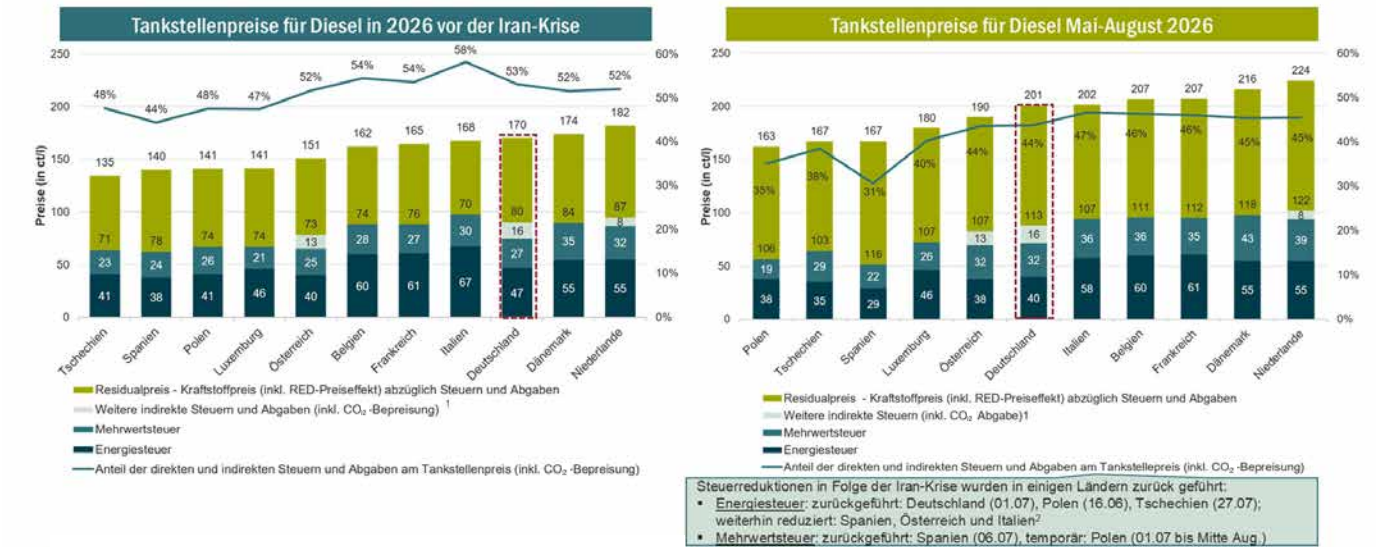


STEUERN UND ABGABEN ERKLÄREN GROßEN TEIL DER TANKSTELLENPREISE UND SIND IN DEUTSCHLAND VERGLEICHSWEISE HOCH

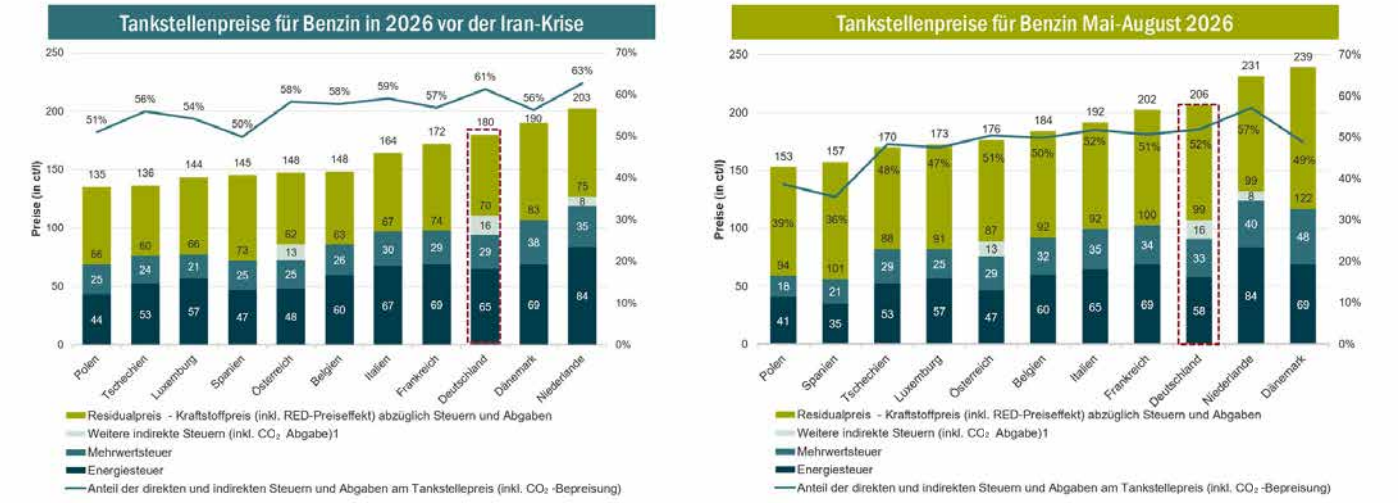
Die Untersuchung der durchschnittlichen Tankstellenpreise in Deutschland und den Vergleichsländern zeigt, dass Steuern und Abgaben einen erheblichen Anteil an den Tankstellenpreisen haben. In Deutschland haben die Steuern und Abgaben (Energiesteuer, Mehrwertsteuer, CO_2-Preis gemäß BEHG und Erdölbevorratungsabgabe) Anfang des Jahres (vor Beginn des Iran-Krieges) ca. 53 Prozent des Diesel-Tankstellenpreises und ca. 61 Prozent des Benzin-Tankstellenpreises ausgemacht. Der Einfluss der RED-Umsetzung (über die THG-Quote) ist hierbei noch nicht berücksichtigt.

Als Reaktion auf die infolge des Iran-Krieges gestiegenen Kraftstoffpreise wurden in Deutschland, wie auch in Polen, Spanien, Tschechien, Österreich und Italien, die Energiesteuern temporär abgesenkt, damit die Endverbraucher entlastet werden.

DIESEL: DIE UNTERSCHIEDE BEI STEUERN UND ABGABEN (INKL. CO_2-BEPREISUNG) ERKLÄREN EINEN GUTEN TEIL DER PREISUNTERSCHIEDE ZWISCHEN DEN LÄNDERN



BENZIN: HIER IST DER ANTEIL VON STEUERN UND ABGABEN AM ENDKUNDENPREIS NOCH HÖHER ALS BEI DIESEL



Quelle: Frontier Economics auf Basis von Daten von European Commission und Weekly Oil Bulletin
Hinweis: Wöchentliche Daten, Länder aufsteigend nach Kraftstoffpreis sortiert.
Zeitraum bis zur Iran-Krise (linke Abbildung): 05.01.2026–23.02.2026.
Zeitraum Mai-August (rechte Abbildung): Durchschnittsbetrachtung 04.05.2026–24.08.2026.
Die Wochenwerte sind anteilig nach der Anzahl der verfügbaren Beobachtungen je Monat gewichtet.
[1] Der RED-Preiseffekt ist hier noch nicht berücksichtigt.
[2] Die Energiesteuer in Italien wurde im Juli auf Vorkrisenniveau zurückgeführt, im August jedoch wieder reduziert.
Rundungsdifferenzen möglich.

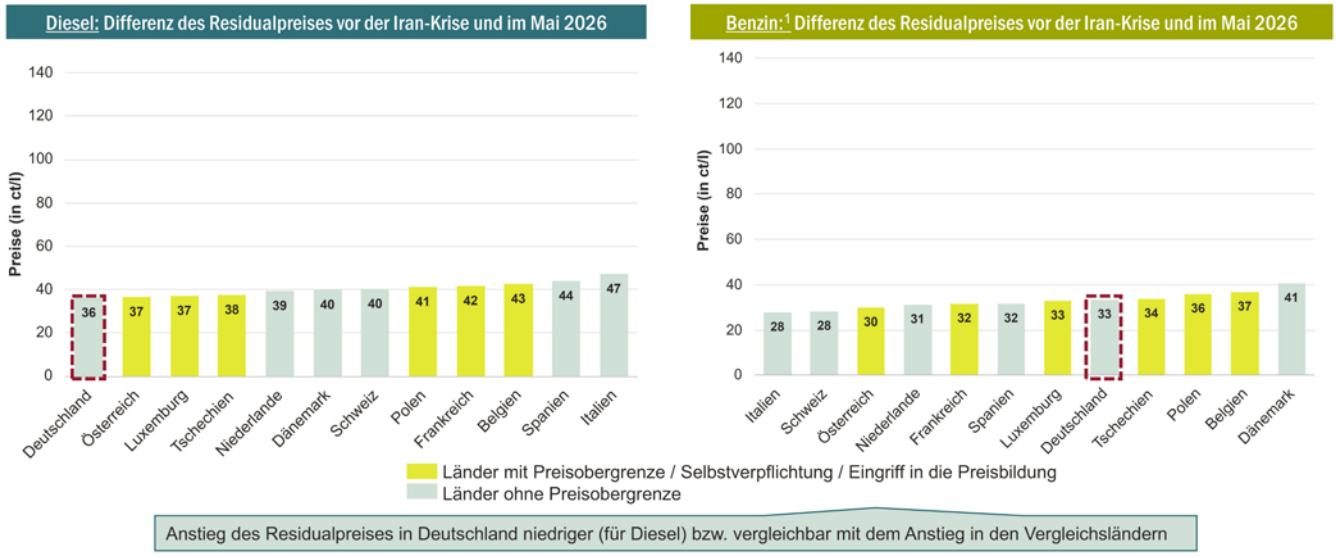
KRISENBEDINGTER PREISANSTIEG IN DEUTSCHLAND FÄLLT NICHT HÖHER AUS ALS IN DEN VERGLEICHSLÄNDERN

Der nach Abzug von Steuern und Abgaben (inklusive CO_2-Bepreisung in Deutschland und Österreich) verbleibende Tankstellenpreis (im Folgenden: „Residualpreis“) umfasst die Produkteinkaufskosten, Logistik-, Vertriebs- und Margenbestandteile sowie den Preiseffekt der nationalen RED-Umsetzung (in Deutschland über die THG-Quote). Die unten stehende Abbildung zeigt, dass der Preisanstieg in Deutschland im Ländervergleich niedrig (in Bezug auf die Diesel-Tankstellenpreise) bzw. im Mittelfeld der Vergleichsländer (in Bezug auf die Benzin-Tankstellenpreise) war.

Der Vergleich zeigt auch: In Ländern mit regulatorischen Eingriffen in die Preisbildung in Form von Preisobergrenzen (Belgien, Luxemburg, Polen und Tschechien) bzw. mit einer im Rahmen einer Selbstverpflichtung eingeführten Preisobergrenze (Frankreich) oder anderen regulatorischen Eingriffen in die Preisbildung (Österreich[1]) waren die Preise vergleichbar oder höher als in Deutschland.

[1] In Österreich gab es zum 01.04.2026 eine befristete Vorgabe zur Senkung der Netto-Verkaufspreise von Diesel und Benzin (E10) um je 5 ct/l.

KEINE HINWEISE AUF EINEN ÜBERDURCHSCHNITTLICHEN ANSTIEG DES RESIDUALPREISES SEIT DER IRAN-KRISE (BETRACHTUNG MAI 2026)



Quelle: Frontier Economics auf Basis von Daten von European Commission, Weekly Oil Bulletin und Touring Club Schweiz
Hinweis: [1] Super 95

DIE NATIONALE UMSETZUNG DER RED IST IN DEUTSCHLAND VERGLEICHSWEISE AMBITIONIERT – MIT ENTSPRECHENDEN PREISEFFEKTEN

Die Tankstellenpreise in der EU werden zudem durch die Umsetzung der Vorgaben der RED zur Senkung von Treibhausgasemissionen bzw. zum Einsatz erneuerbarer Kraftstoffe in den jeweiligen EU-Mitgliedstaaten beeinflusst.[2]

Über die nationalen Umsetzungen der europäischen RED-Vorgaben werden die Inverkehrbringer von fossilen Kraftstoffen dazu verpflichtet, bestimmte THG-Minderungsquoten oder Mindest-Erneuerbare-Energien-Quoten (EE-Quoten) zu erfüllen. Dieser Kostenaspekt wird in den Preis- und Kostenvergleichen in der Regel nicht quantifiziert ausgewiesen und im Kontext der politischen und medialen Diskussion der unterschiedlichen Niveaus der Tankstellenpreise kaum beachtet.

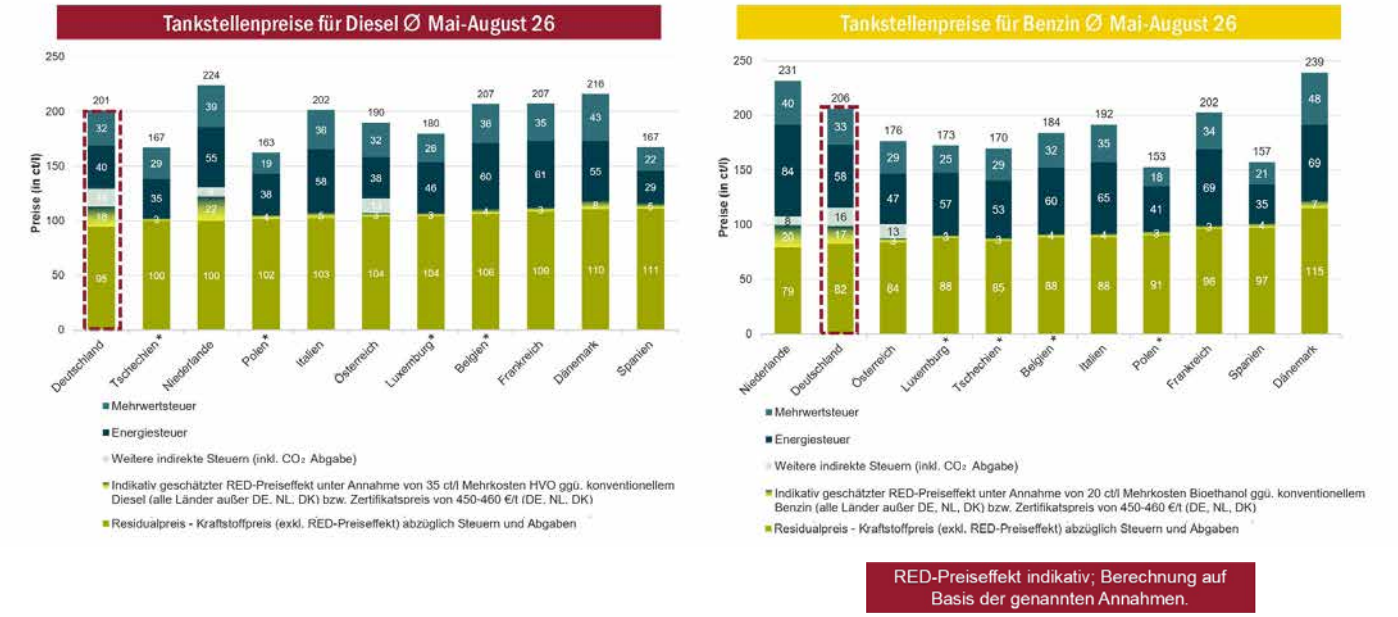
Unter Berücksichtigung des indikativ abgeschätzten RED-Preiseffekts (siehe Infokasten) gleichen sich die Residualpreise in den Vergleichsländern weiter an: Neben unterschiedlich hohen Steuern und Abgaben (einschließlich CO_2-Bepreisung) können damit auch die unterschiedlichen Ambitionen in der Umsetzung der RED in den Mitgliedstaaten Preisunterschiede der Kraftstoffe an den Tankstellen zwischen den Ländern erklären.

Unter Berücksichtigung des indikativ abgeschätzten RED-Preiseffekts lag der Anteil der regulierungsbedingten Preiskomponenten an den Tankstellenpreisen für Diesel und Benzin in Deutschland Anfang 2026 bei 60 Prozent bzw. 67 Prozent und im Mai 2026 bei 49 Prozent bzw. 56 Prozent. Der Anteil regulierungsbedingter Kosten (inklusive RED-Preiseffekt) zählt damit zu den höchsten im Ländervergleich. Vor der Iran-Krise verzeichneten lediglich Italien bei Diesel und die Niederlande bei Benzin einen leicht höheren Anteil.

[2] Seit 21.05.2025 soll die RED III umgesetzt sein. In den meisten EU-Mitgliedstaaten (wie auch in Deutschland) erfolgte die Umsetzung nicht fristgemäß. In vielen EU-Mitgliedstaaten ist die RED III auch heute noch nicht umgesetzt. Wir haben daher beim Vergleich der einzelnen Länder den aktuellen Stand der Umsetzung berücksichtigt – in den Ländern, in denen die RED III noch nicht umgesetzt ist, bezieht sich der Sachstand daher auf die nationale Umsetzung der RED II.

NETTOTANKSTELLENPREISE UNTERM DURCHSCHNITT DER EU-NACHBARN

UNTER BERÜCKSICHTIGUNG DES INDIKATIV ABGESCHÄTZTEN RED-PREISEFFEKTS FÄLLT DER RESIDUALPREIS DEUTLICH NIEDRIGER AUS



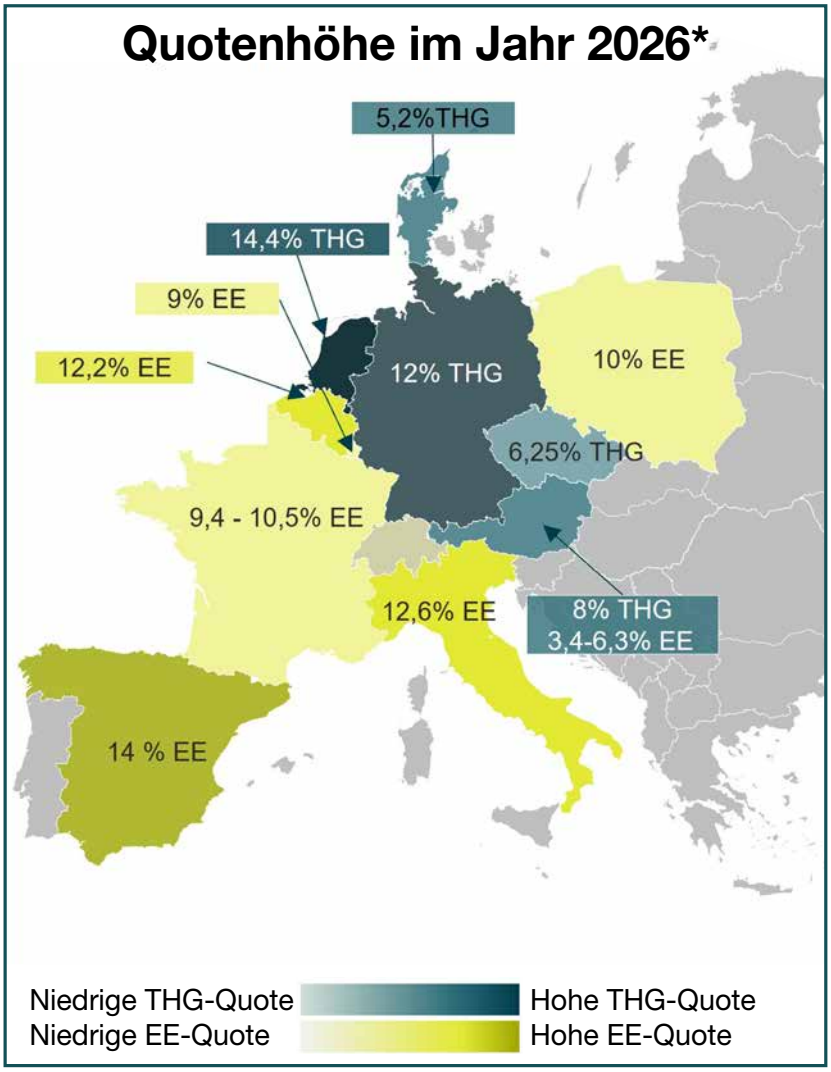
Quelle: Frontier Economics auf Basis von Daten von (alle Komponenten außer RED-Preiseffekt) European Commission, Weekly Oil Bulletin.
Hinweise: Wöchentliche Daten, Durchschnittsbetrachtung 04.05.2026–24.08.2026.
Die Wochenwerte sind anteilig nach der Anzahl der verfügbaren Beobachtungen je Monat gewichtet.
Länder aufsteigend nach Residualpreis sortiert.
* Länder mit regulatorischen Eingriffen in die Preisbildung; in CZ nur bis zum. 19.7.2026

UMSETZUNG DER EUROPÄISCHEN VORGABEN AUS DER RENEWABLE ENERGY DIRECTIVE (RED II/III) IM VERGLEICH: NATIONALE UNTERSCHIEDE UND ABSCHÄTZUNG DER KOSTENEFFEKTE

In Deutschland wird die RED (inzwischen RED III) über die THG-Quote und einige energetische Unterquoten für spezielle Kraftstoffe umgesetzt. Im Jahr 2026 soll eine THG-Minderung ggü. dem Einsatz fossiler Kraftstoffe von 12 Prozent erreicht werden, bei Verfehlung des Ziels droht die Zahlung einer Pönale in Höhe von 600 €/t CO_2. Das deutsche Quotenziel ist dabei vergleichsweise ambitioniert (siehe Abbildung unten). Alle anderen Länder, mit Ausnahme der Niederlande, verfolgen einein niedrigeres Ambitionsniveau.[3] Dies gilt auch für die Vergleichsländer, die eine EE-Quote anstatt einer THG-Quote verfolgen: Die RED III setzt das EE-Mindestziel mit einem doppelt so hohen Prozentwert an wie das Mindestziel für die THG-Quote. Näherungsweise kann also für eine Vergleichsrechnung zwischen EE- und THG-Zielen die EE-Quote durch zwei geteilt werden. Die EE-Ziele in den Vergleichsländern sind also deutlich weniger ambitioniert als die THG-Quoten in Deutschland.

[3] Bei einem Vergleich der Quotenvorgaben ist auch zu berücksichtigen, dass sich die Erfüllungsoptionen für die nationalen Quoten in den einzelnen Ländern unterscheiden. In Dänemark ist die THG-Quote zwar auf den ersten Blick vergleichsweise niedrig, allerdings ist dort in Elektrofahrzeugen eingesetzter Strom nicht auf die Quote anrechenbar.

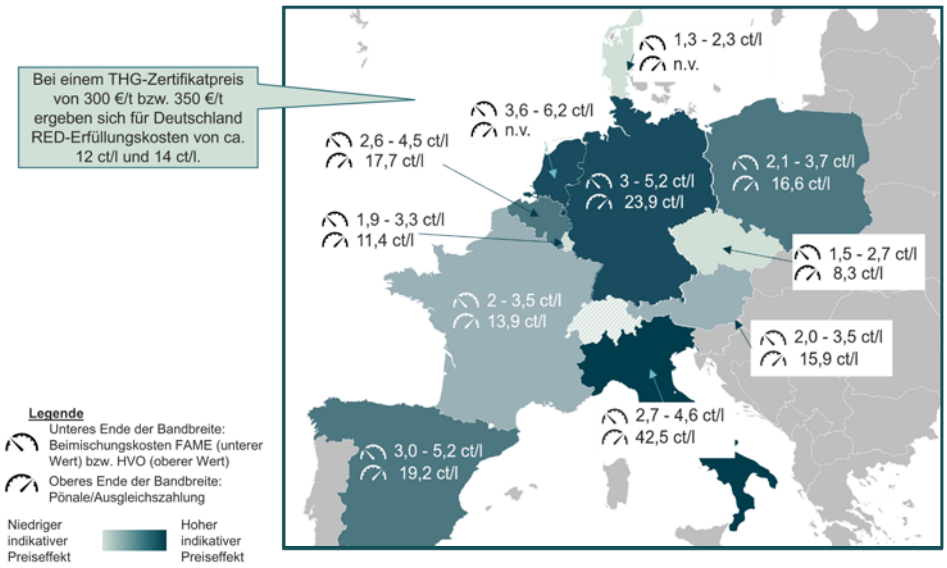
THG-MINDERUNGS- BZW. ERNEUERBARE-ENERGIEN-QUOTEN IN DEN VERGLEICHSLÄNDERN IM JAHR 2026



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: * In den EU-Zielvorgaben der RED III werden EE-Mindestziele doppelt so hoch angesetzt wie THG-Mindestziele, das heißt, länderspezifische EE-Ziele können näherungsweise durch zwei dividiert werden, damit eine Vergleichbarkeit mit THG-Quoten entsteht.

INDIKATIVE ABSCHÄTZUNG ZUR BANDBREITE DES RED-PREISEFFEKTS FÜR DIESEL IN DEUTSCHLAND UND DEN VERGLEICHSLÄNDERN (2026)



Quelle: Frontier Economics – eigene Berechnung

Hinweis: Die Abschätzung dient lediglich als grobe Indikation, da Unterquoten, Caps und Mehrfachanrechnungen unberücksichtigt blieben. Für das untere Ende der Bandbreite wurde eine durchschnittliche THG-Einsparung von Biokraftstoffen (FAME/HVO-Mix) von 85 Prozent unterstellt. Der angesetzte Mehrkostenaufschlag gegenüber fossilen Kraftstoffen von 20–35 ct/l leitet sich aus den historischen Spotpreisen von Januar 2024 bis Dezember 2025 ab, ist jedoch mit Marktunsicherheiten behaftet.

Auch in Bezug auf die Unterquote für fortschrittliche Biokraftstoffe hat sich Deutschland mit derzeit 2 Prozent ein ambitioniertes Ziel gesetzt.[4] Viele andere EU-Länder setzen dagegen zunächst nur das RED-Mindestniveau von rund 1 Prozent an. Zudem sind in Deutschland konventionelle Biokraftstoffe im Jahr 2026 auf 4,4 Prozent begrenzt, was deutlich unter dem RED-Maximum von 7 Prozent liegt (das z. B. in Österreich und Frankreich gilt). Hierdurch verlagert sich die Erfüllung der THG-Quoten stärker auf teurere Erfüllungsoptionen.

Die Abbildung oben zeigt am Beispiel von Diesel, in welcher Bandbreite der RED-Effekt auf den Tankstellenpreis – unter Beachtung der nationalen Quotenhöhen für das Jahr 2026 sowie den nationalen Pönalen bzw. Ausgleichszahlungen bei Zielverfehlung – theoretisch liegen könnte.[5] Die untere Grenze der Bandbreite ist dabei unter der Annahme abgeleitet, dass das Ziel vollständig über Biokraftstoffe (Beimischung von FAME-Kraftstoff im günstigen Fall, Beimischung von HVO im teureren Fall) erfüllt wird. Die Obergrenze bildet sich unter der Annahme, dass das Ziel verfehlt wird und die Pönale gezahlt werden muss.

In Deutschland lag der THG-Zertifikatpreis in den ersten Monaten des Jahres 2026 in der Größenordnung 300–350 €/t CO_2 und ist zuletzt noch weiter angestiegen (Ende Mai bis über 450 €/t CO_2). Bei einem THG-Zertifikatpreis von 300–350 €/t CO_2 ergeben sich RED-Erfüllungskosten von ca. 12–14 ct/l für Diesel, die entsprechend den Kraftstoffpreis an der Tankstelle erhöhen. In den Vergleichsländern existiert kein liquider Zertifikatemarkt für die THG-Quotenerfüllung, das heißt, es sind keine entsprechenden Daten zu Zertifikatpreisen öffentlich verfügbar. Für eine illustrative Abschätzung des RED-Preiseffekts für diese Länder (Abbildung 4 und 5) gehen wir deshalb wie folgt vor:

- Für Deutschland nehmen wir einen Zertifikatpreis von 300 €/t CO_2 (für den Zeitraum vor der Iran-Krise) bzw. von 350 €/t CO_2 an.
- Für die Niederlande und Dänemark, die (im Falle von Dänemark unter Berücksichtigung der Tatsache, dass dort Elektromobilität nicht auf die Quote angerechnet werden kann) ebenfalls vergleichsweise ambitionierte THG-Ziele eingeführt haben, greifen wir auf die THG-Zertifikatpreise in Deutschland zurück.
- Für alle anderen Länder nehmen wir an, dass die RED-Erfüllungskosten den Mehrkosten von Biokraftstoffen gegenüber fossilen Kraftstoffen entsprechen. Hierbei gehen wir vom oberen Rand der abgeschätzten Biokraftstoffkosten aus.

[4] Mit der Reform der Treibhausgasminderungsquote (THG-Quote) entfällt die Doppelanrechnung für fortschrittliche Biokraftstoffe in Deutschland. Zuvor konnten fortschrittliche Kraftstoffe bei der Erfüllung der THG-Quote doppelt angerechnet werden.

[5] Für Benzin (hier nicht dargestellt) leiten wir analog die Untergrenze der Bandbreite unter der Annahme ab, dass das Ziel vollständig über eine Beimischung von Biokraftstoffen erfüllt wird (in diesem Fall durch die Beimischung von Bioethanol). Die Obergrenze unterstellt ebenfalls analog zu Diesel eine vollständige Zielverfehlung und die Zahlung der Pönale.

NETTO-TANKSTELLENPREISE NIEDRIGER ALS BEI EU-NACHBARN

Die Kurzstudie von Frontier Economics zeigt: In der Iran-Krise sind die Tankstellenpreise hierzulande nicht stärker gestiegen als in anderen europäischen Ländern. Die Nettopreise für Benzin und Diesel lagen von Mai bis August 2026 hierzulande weitgehend unter denen der EU-Nachbarn.

Rund 20 Prozent der weltweiten Energieversorgung mit flüssigen Kohlenwasserstoffen, Kraftstoffen und Rohöl wurden durch die Sperrung der Straße von Hormus und die Beschädigung von Raffinerien und Ölförderanlagen in der Golfregion massiv beeinträchtigt. Hinzu kamen Raffinerieschäden infolge des russischen Angriffskrieges gegen die Ukraine, die das Angebot an Benzin, Kerosin, Heizöl und Diesel weiter verringert haben. Diese Knappheit hat die Preise weltweit in die Höhe getrieben. Dennoch gab es, Stand Oktober 2026, in Deutschland und Europa bislang keine gravierenden Versorgungsprobleme.

Dabei erschien die Situation im ersten Halbjahr 2026 zeitweilig paradox: Die Branche leistete mit ihrem Personal und ihrer Infrastruktur einen enormen Beitrag zur sicheren Energieversorgung. Das hat sie auch schon vorher getan. Die Krise hat die Bedeutung einer sicheren Versorgung mit Kohlenwasserstoffen jedoch noch einmal deutlicher werden lassen. Gleichzeitig wurden die Unternehmen nun aus Teilen der Politik und den Medien öffentlich stark kritisiert. Denn die Preise für Mineralölprodukte waren mit dem Beginn des Krieges kräftig gestiegen. Was sind die Gründe dafür? Wie steht Deutschland im Vergleich zu anderen europäischen Ländern da?



Dies analysierte Frontier Economics im Auftrag von en2x im Rahmen einer Kurzstudie aktualisiert. Das Ergebnis:

Die absolute Höhe der Tankstellenpreise ist in Deutschland getrieben durch Steuern, Abgaben und das vergleichsweise hohe Ambitionsniveau der nationalen Umsetzung der RED III.

- Steuern sowie weitere regulierungsbedingte Abgaben und Kosten erklären einen wesentlichen Teil des gehobenen deutschen Kraftstoffpreisniveaus.
- Die ambitionierte Umsetzung der RED-III-Vorgaben in Deutschland führt zu zusätzlichen Kostenbelastungen mit impliziten Preiseffekten und wird in der öffentlichen Diskussion in der Regel nicht berücksichtigt.

In Deutschland gibt es einen funktionierenden intensiven Preiswettbewerb: Staatliche Markteingriffe in anderen Ländern führten im Vergleich nicht zu geringeren Preiserhöhungen.

- Der Anstieg der Produktpreise abzüglich Steuern, Abgaben und regulierungsbedingter Kosten („Residualpreis“) ist in Deutschland für Diesel geringer als der bzw. für Benzin vergleichbar mit dem in wesentlichen anderen europäischen Ländern.
- Datenanalysen zeigen keinen strukturellen „Vorteil“ von regulatorischen Preiseingriffen, auch nicht im Vergleich zu Ländern mit regulatorischen „Preisobergrenzen“ oder Selbstverpflichtungen. Im Gegenteil: Länder mit Eingriffen in die Preisbildung weisen zumeist sogar höhere Preise auf.

Die kurzfristig nach Ausbruch des Iran-Krieges erfolgten Beschlüsse zu Änderungen des Wettbewerbsrechts und der Regelungen zu Preisanpassungen („Kraftstoffmaßnahmenpaket“) wurden ohne fundierte Analyse der Kraftstoffpreise im europäischen Vergleich und ohne Einschätzung der langfristigen Folgen für den Wirtschaftsstandort getroffen.

- Die Beschlüsse, insbesondere die Verschärfungen des Wettbewerbsrechts, vergrößern die Rechtsunsicherheit für die Unternehmen, verursachen zusätzliche Berichts- und Dokumentationspflichten und führen schlussendlich zu höheren rechtlichen Risiken für Unternehmen.

- In der Folge gefährden die schlechteren Standortbedingungen die Investitionsbereitschaft und perspektivisch auch die Versorgungssicherheit.



ZUR ERKLÄRUNG DER PREISUNTERSCHIEDE ZWISCHEN DEN VERGLEICHSLÄNDERN IST EIN GENAUER BLICK AUF DIE ZENTRALEN PREISBESTANDTEILE ERFORDERLICH

Welche regulatorischen Faktoren bestimmen die Kraftstoffpreise in den europäischen Vergleichsländern?

1. Energie- und Mehrwertsteuer
2. CO_2-Abgabe und weitere indirekte Steuern
3. RED-II/-III-Preiseffekt
4. Regulatorische Eingriffe in die Preisbildung

Nicht Gegenstand dieser Kurzstudie:

- Unterschiedliche Produkteinkaufskosten (aufgrund von Transportkosten, unterschiedlichen primären Importländern, Unterschieden in Strukturen auf dem Großhandelsmarkt in den einzelnen Ländern …).
- Unterscheidung in Vertriebskosten, Marge und weitere Kosten.

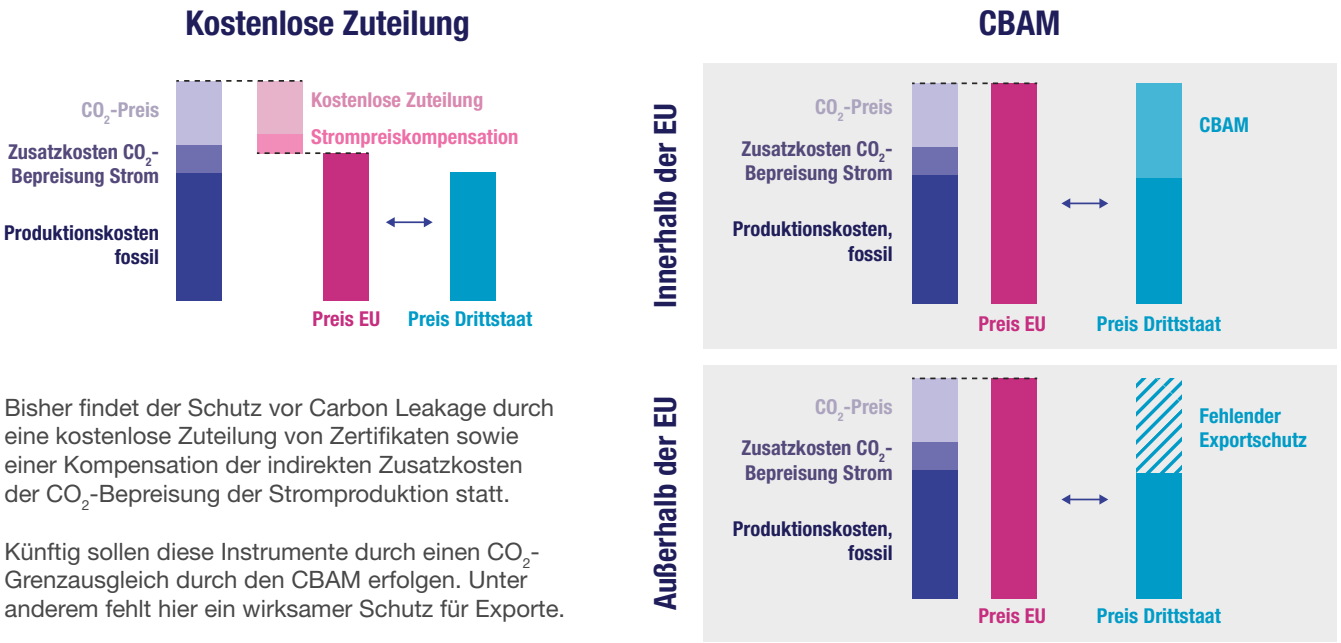
Quelle: Frontier Economics

DEUTSCHLANDS RAFFINERIE-STANDORTE STEHEN AUF DEM SPIEL: WIE DAS EU-ETS ANGEPASST WERDEN MUSS

Die EU-Kommission wolle das Europäische Emissionshandelssystem (EU-ETS) aufweichen, indem, anders als bisher geplant, länger kostenlose Emissionszertifikate ausgegeben werden. Auch die Versteigerung von Zertifikaten solle später enden, berichtete das „Handelsblatt“ unter Berufung auf hochrangige EU-Beamte Anfang Februar dieses Jahres. Offiziell bestätigt hat die EU-Kommission das bislang noch nicht. Einen konkreten Vorschlag will die Kommission im Juli vorlegen. Im EU-ETS 1 werden die Emissionen von europaweit rund 9.000 Anlagen der Energiewirtschaft und der energieintensiven Industrie erfasst. Zusammen verursachen diese Anlagen fast 40 Prozent der Treibhausgasemissionen in Europa.

Mit den Änderungen würde die EU-Kommission auf Forderungen von Industrieverbänden sowie zehn Mitgliedstaaten, darunter Deutschland, Frankreich und Italien, reagieren. Von einer Aufweichung des EU-ETS zu sprechen, liefert aber das falsche Signal. Vielmehr müsse eine Überarbeitung des Emissionshandelssystems darauf hinwirken, dass die Dekarbonisierung nicht zu einer Deindustrialisierung führt, wie es auch die EU-Mitglieder fordern. Chemieindustrie, Raffineriewirtschaft, Stahl-, Aluminium- und Zementindustrie, weitere energieintensive Industrien sowie die Industriegewerkschaft IGBCE kritisieren die zunehmende Belastung aus steigenden CO_2-Kosten und dem gleichzeitigen Fehlen der Transformationsvoraussetzungen, die es ermöglichen würden, diese CO_2-Kosten zu reduzieren. Sie warnen daher vor einem Auslaufen der kostenlosen Emissionsberechtigungen, welche nach und nach mit dem CBAM ersetzt werden sollen. Dieser sieht eine Art CO_2-Importzoll für importierte Güter vor. Die Höhe des Zolls orientiert sich am Preis der Emissionszertifikate, so dass theoretisch gleiche Wettbewerbsbedingungen entstehen. Das soll Carbon Leakage verhindern, also die Abwanderung CO_2-intensiver Unternehmen aus der EU. Die Einführung des CBAM erweist sich jedoch als komplex. Noch ist unklar, ob er tatsächlich vor Carbon Leakage schützen kann.
Der EU-ETS 1 müsse daher entsprechend angepasst und die kostenlose Zuteilung verlängert werden, andernfalls würde sich die ohnehin kritische Lage vieler Industrien in Deutschland noch weiter verschärfen.

CARBON-LEAKAGE-SCHUTZ IM EU-ETS



Bisher findet der Schutz vor Carbon Leakage durch eine kostenlose Zuteilung von Zertifikaten sowie einer Kompensation der indirekten Zusatzkosten der CO_2-Bepreisung der Stromproduktion statt.

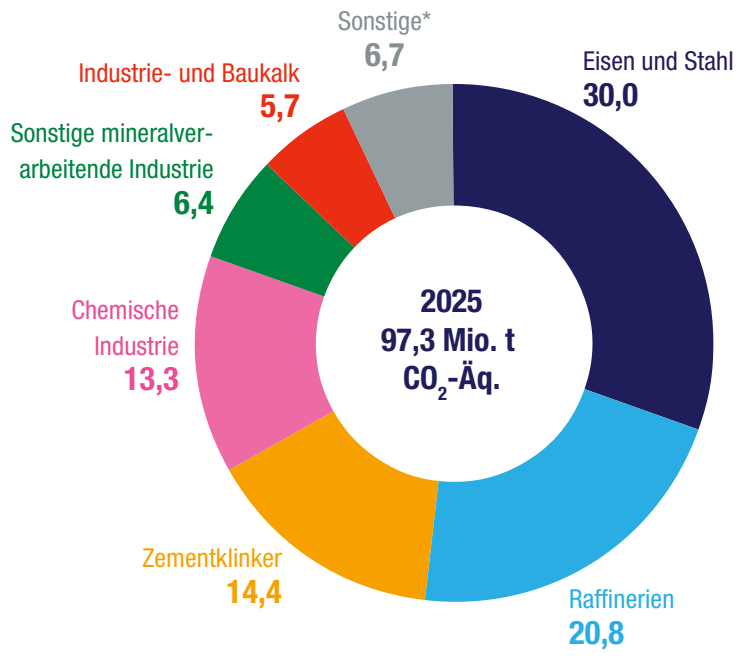
Künftig sollen diese Instrumente durch einen CO_2-Grenzausgleich durch den CBAM erfolgen. Unter anderem fehlt hier ein wirksamer Schutz für Exporte.

Quelle und Grafik (Nr. 600): en2x

ETS 1: RAFFINERIEN MIT HÖCHSTEM ZERTIFIKATZUKAUFBEDARF

EMISSIONEN IN INDUSTRIEBRANCHEN – 2025

in Mio. t CO_2eq



*Sonstige (2024; 2025): Papier und Zellstoff (4,0 Mio. t; 3,8 Mio. t), Nichteisenmetalle (2,5 Mio.t; 2,4 Mio. t), sonstige Verbrennungsanlagen (0,5 Mio. t; 0,5 Mio. t).

Quelle und Grafik (Nr. 565b): en2x

Industriebranche	Bereinigter Ausstattungs-grad 2025**
Sonstige Verbrennungsanlagen	108,6 %
Zementklinker	101,3 %
Chemische Industrie	90,8 %
Nichteisenmetalle	78,9%
Eisen und Stahl	106,8 %
Papier und Zellstoff	91,9 %
Sonstige mineral-verarbeitende Industrie	76,4 %
Industrie- und Baukalk	70,5 %
Raffinerien	70,9 %

Stand: 07.08.2026
** Unter Berücksichtigung möglicher Verrechnungen bei der Weiterverarbeitung von Kuppelgasen und bei Wärmeimporten.

Als Bestandteile einer energieintensiven Industrie benötigen Raffinerien Erdgas und große Mengen Wasserstoff. Zudem ist der Strombedarf hoch. Entsprechend groß ist der Bedarf an Emissionszertifikaten im Rahmen des europäischen Emissionshandels.

SO FUNKTIONIERT DER EU-ETS 1

Der EU-ETS 1 funktioniert nach dem Prinzip Cap & Trade. Eine Obergrenze (Cap) legt fest, wie viele Treibhausgasemissionen die emissionshandelspflichtigen Teilnehmer insgesamt jährlich ausstoßen dürfen. Der Cap reduziert sich in jedem Jahr weiter durch die sogenannte jährliche Reduktionsrate (Linear Reduction Factor, LRF).

Mit jedem Jahr stehen also insgesamt weniger Berechtigungen zur Verfügung. Die Mitgliedstaaten geben eine entsprechende Menge an Emissionsberechtigungen (sogenannte Zertifikate) an die Anlagenbetreiber aus, wobei die Zertifikate grundsätzlich versteigert werden sollen. Sektoren, die stark im internationalen Wettbewerb stehen, erhalten einen Teil der Zertifikate kostenlos.

Die Unternehmen können Emissionsberechtigungen frei auf dem Markt handeln (Trade). Dadurch bildet sich ein Preis für den Ausstoß von Treibhausgasen. Dieser Preis setzt für die beteiligten Unternehmen Anreize, ihre Treibhausgasemissionen zu reduzieren.



BIS 2040 SOLL DIE MENGE AN EMISSIONS-ZERTIFIKATEN IM EU-ETS 1 AUF NULL SINKEN

Nach den bisherigen Plänen der EU-Kommission soll parallel zur sektoralen Erweiterung des CBAM die Anzahl der zugeteilten Emissionsberechtigungen schrittweise sinken: Ab dem Jahr 2034 sollen die bereits vom CBAM betroffenen Branchen Stahl-, Aluminium-, Zement- und Düngemittelindustrie keine kostenlosen Zertifikate mehr erhalten. Für weitere Industriebereiche, darunter die Mineralölindustrie, endet die kostenlose Zuteilung im Jahr 2039. Dies ist der Fall, da zu diesem Zeitpunkt die jährlich verfügbare Menge an Zertifikaten (das sogenannte Cap) auf null sinken wird und somit auch keine Zertifikate mehr zur kostenlosen Zuteilung zur Verfügung stehen. Darüber hinaus bedeutet das Auslaufen des Caps, dass alle im EU-ETS 1 erfassten Anlagen ab dann gar keine Treibhausgase mehr emittieren dürfen. Da Raffinerien ihre THG-Emissionen bis dahin nicht auf null reduzieren werden können, müssten sie de facto in Deutschland den Betrieb einstellen, mit negativen Folgen für die Energiesicherheit und die strategische Versorgung (z. B. Verteidigung) sowie für industrielle Wertschöpfungsketten.

FAZIT

Die Voraussetzungen für eine vollständige Transformation der Branche hin zur CO_2-Neutralität bis zum Auslaufen des EU-ETS 1 sind nicht gegeben: Die fehlende Perspektive des EU-ETS nach 2040 verhindert heute bereits Investitionen in Transformation. Erneuerbarer Strom sowie grüner und blauer Wasserstoff in ausreichenden Mengen und zu international wettbewerbsfähigen Kosten sind nicht verfügbar. Zudem fehlen die notwendigen Netze für Hochspannungsstrom und Wasserstoff, ebenso die Infrastruktur für Carbon Management.

Der EU-ETS ist eine tragende Säule der EU-Industrie- und -Klimapolitik und hat sich als wirksames Instrument für eine kosteneffiziente Defossilisierung bewährt. Doch aktuell steht der EU-ETS 1 an einem Wendepunkt. Soll er auch künftig ein wirksames und zugleich die Wettbewerbsfähigkeit der verpflichteten Industrie stärkendes Klimaschutzinstrument bleiben, müssen die regulatorischen Rahmenbedingungen stärker an dem internationalen Wettbewerb und den realen Transformationsvoraussetzungen der Industrie ausgerichtet werden.

en2x-FORDERUNGEN

Aus Sicht von en2x sind in Bezug auf den EU-ETS 1 folgende Maßnahmen notwendig:

- Verstetigung der kostenlosen Zuteilung auf heutigem Niveau für Industriezweige, die im internationalen Wettbewerb stehen, und Weiterführung des Ausgleichs indirekter Kosten (national in Form der Strompreiskompensation), bis ein internationales Level-Playing-Field geschaffen wurde.
- Ausrichtung des linearen Reduktionsfaktors auf das europäische Klimaziel, das heißt Auslaufen des EU-ETS-Caps erst im Zieljahr (aktuell 2050) und Bereitstellung der so hinzugekommenen Zertifikate für die kostenlose Zuteilung.
- Wechsel von einem „Absolut-null"- zu einem „Netto-null"-System, das heißt Einbeziehung internationaler Carbon Credits und eines (bilanziellen) Ausgleichs durch CO_2-Entnahme.
- Stopp der Löschung von Zertifikaten durch die MSR und Rückgängigmachung der Invalidierung bereits ungültig gemachter Zertifikate.
- Berücksichtigung von nicht-dauerhaften CCU-Produkten im EU-ETS.

Die deutsche Politik auf Bundes- und Länderebene muss sich unbedingt dafür einsetzen, diese Punkte jetzt auf europäischer Ebene einzubringen, damit sie im Juli im Reformentwurf der EU-Kommission enthalten sein werden. Anschließend müssen diese Anpassungen schnellstmöglich umgesetzt werden. Dies darf nicht erst zu Beginn der nächsten Handelsperiode 2031 passieren, sondern muss unbedingt vorher stattfinden.


Laipni lūdzam
Eiropas Parlamentā
Sveiki atvykę į
Europos Parlamentą
Fáilte chuig
Parlaimint na hEorpa
Parlamento europeo
Europa Parlamentit
Europa-Parlamentet
Europäischen Parlament
Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο

KRITIS-DACHGESETZ VERABSCHIEDET

Mit der Verabschiedung des KRITIS-Dachgesetzes im Bundestag am 29. Januar 2026 wurde ein Meilenstein zur Umsetzung der EU-Richtlinie zum Schutz kritischer Infrastrukturen (Critical Entities Resilience Directive, CER) erreicht. Das Gesetz schafft bundesweit einheitliche Mindestanforderungen an den Schutz kritischer Einrichtungen. Ziel ist es, die Resilienz durch koordinierte sowie gezielte Unterstützungs- und Aufsichtsmaßnahmen sicherzustellen.

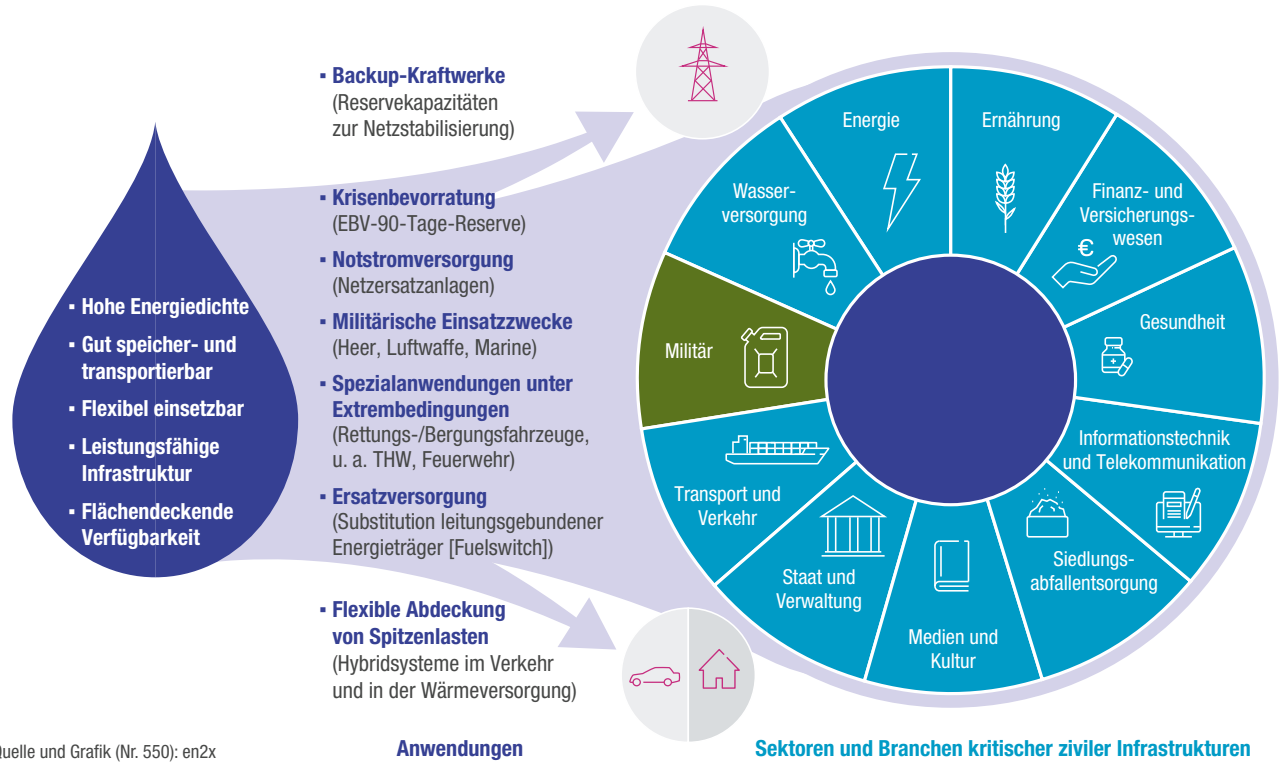
Dem vom Bundesinnenministerium (BMI) ausformulierten Gesetz soll eine Verordnung folgen, die unter anderem Regelungen für die verschiedenen Bereiche kritischer Infrastruktur beinhaltet.

Im Energiesektor betrifft die Umsetzung der Richtlinie unter anderem Raffinerien, Pipelines und Tankstellennetze. Diese Einrichtungen zählen aufgrund ihrer zentralen Bedeutung für die Versorgungssicherheit bereits heute zu den besonders schützenswerten Bereichen. Wesentliche en2x-Forderungen nach einem verbesserten Schutz sensibler Infrastrukturinformationen sind im Gesetz weitestgehend berücksichtigt worden. Das Gesetz beinhaltet Regelungen, die sensible Daten vor zu umfangreichen Transparenzvorgaben in Genehmigungsverfahren schützen sollen.

Nach Inkrafttreten des KRITIS-DachG steht noch die Ausgestaltung der erforderlichen KRITIS-Verordnung an. Diese Verordnung wird Regelungen zur Erstellung des Lagebilds, zu den Regelschwellenwerten sowie zu den methodischen und inhaltlichen Vorgaben der Risikoanalyse und zur Risikobewertung enthalten.

Für den Bereich Mineralöl wurde die Nationale Risikoanalyse vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) bereits vorbereitet. Zudem setzt sich en2x für einen Branchenstandard zur Risikobewertung im Mineralölsektor ein, wobei bestehende und bewährte immissionsschutzrechtliche Standards für Resilienz und Nachweise zur Cybersicherheit anerkannt werden sollen. Ziel ist es dabei auch, unnötigen Aufwand durch Doppelregulierungen zu vermeiden.

FLÜSSIGE ENERGIETRÄGER:
NOTWENDIG FÜR DIE VERSORGUNGSSICHERHEIT



Quelle und Grafik (Nr. 550): en2x



RESILIENZ: „ENERGIEVERSORGUNG IST DIE SUPER-KRITIS“

Deutschland steht angesichts geopolitischer Veränderungen vor großen sicherheits- und energiepolitischen Herausforderungen. Für ein widerstandsfähiges Energiesystem bleiben eine leistungsfähige Kohlenwasserstoffwirtschaft und flüssige Energieträger unverzichtbar – im Normalbetrieb ebenso wie in Krisen- und Verteidigungsfällen.

Ob Krankenhäuser, Blaulichtfahrzeuge, Kommunikation, Datenverarbeitung oder Wasserversorgung – von der Energieversorgung hängt alles andere ab. Flüssige Energieträger sind leicht zu speichern und zu transportieren. Sie stehen deshalb auch zur Verfügung, wenn zum Beispiel Stromnetze ausfallen. Dann sichern sie den Betrieb kritischer Einrichtungen. Die Kohlenwasserstoffbranche ist zusammen mit der integrierten Infrastruktur daher von zentraler Bedeutung für die Versorgungssicherheit. Auf Raffinerien, Tankläger, Pipelines, Logistik und Importstrukturen werden wir nicht verzichten können. „Sie bilden die ‚superkritische Infrastruktur‘, ohne die alle anderen kritischen Bereiche ihre Funktion nicht erfüllen können“, so Prof. Christian Küchen, Hauptgeschäftsführer beim en2x – Wirtschaftsverband Fuels und Energie beim diesjährigen „Deutschlandforum Energieresilienz“ in Berlin.

WIE SICHER IST UNSERE KRITISCHE INFRASTRUKTUR?

„Allein der Flughafen Frankfurt verbraucht inklusive Flugtreibstoff fast ein Viertel des gesamten Endenergiebedarfs des Landes Hessen“, so Elias Spreiter vom Hessischen Ministerium für Wirtschaft und Energie in seinem Redebeitrag zur Veranstaltung. Doch in den Respekt für die Größe der dahinterstehenden Infrastrukturleistung mischt sich angesichts von zunehmenden Drohnensichtungen und Sabotagefällen auch Sorge: Was, wenn diese Versorgung nicht mehr sichergestellt werden kann? Wenn keine Flüge, keine Evakuierung im Notfall, keine Lieferungen wichtiger Lebensmittel mehr gewährleistet sind? „Es ist ein Paradox: Je besser und präziser unsere Versorgung im Normalfall gesichert ist, desto weniger robust sind wir meist auf die Ausnahmesituation vorbereitet“,



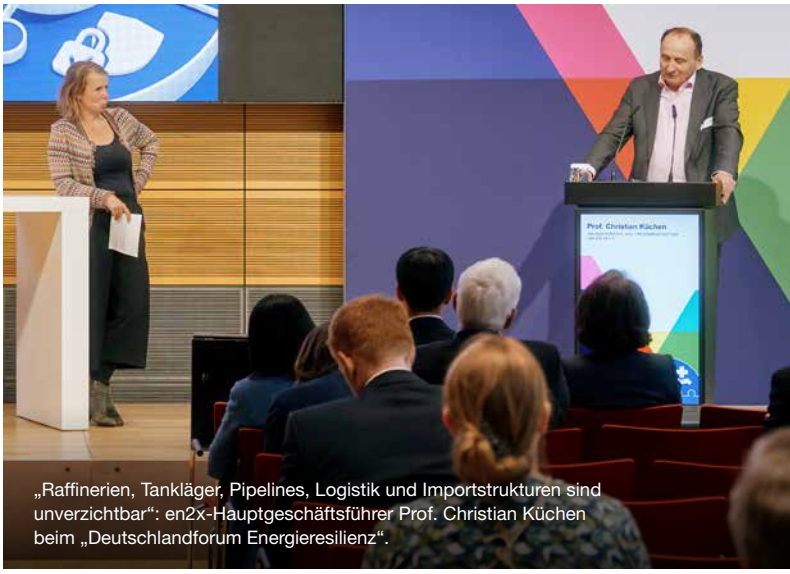
Rund 180 Teilnehmende kamen am 6. Mai 2026 zum „Deutschlandforum Energieresilienz“ von en2x.

warnte Spreiter. Das Problem: Während andere Länder auch längere Stromausfälle häufiger erleben und alle Betroffenen entsprechend gelernt haben, damit umzugehen, sind Energieversorgungslücken hierzulande bisher auf wenige Minuten im Jahr beschränkt. Tatsächlich zeigt sich: Deutschland muss aufpassen, diese Versorgungssicherheit im Krisenfall nicht zu gefährden. Auf dem „Deutschlandforum: Energieresilienz“, veranstaltet von en2x, ging es im Frühsommer 2026 genau um diese Problematik: „Wie sicher wird die kritische Infrastruktur (KRITIS) in Not- und Krisenfällen versorgt?“

Auch Michael Meister, damals Staatsminister für Bund-Länder-Zusammenarbeit im Bundeskanzleramt, konnte bereits Anfang dieses Jahres nach dem Brandanschlag auf eine Kabelbrücke in Berlin erleben, wie schnell der Krisenfall eintreten kann. Und welche Kaskaden Energiemangel auslösen kann: „Fehlende Stromversorgung schlägt sich auch auf die Kommunikationsinfrastruktur durch.“ Meisters Fazit aus solchen Ereignissen: „Wenn der Notfall eintritt, ist es gut, wenn man Reserven hat und sie zum Einsatz bringen kann.“ Zumindest bei Mineralöl gibt es systematisch vorgehaltene Reserven.

ZUKUNFTSTHEMA: KRISENBEVORRATUNG NICHT-FOSSILER ENERGIETRÄGER

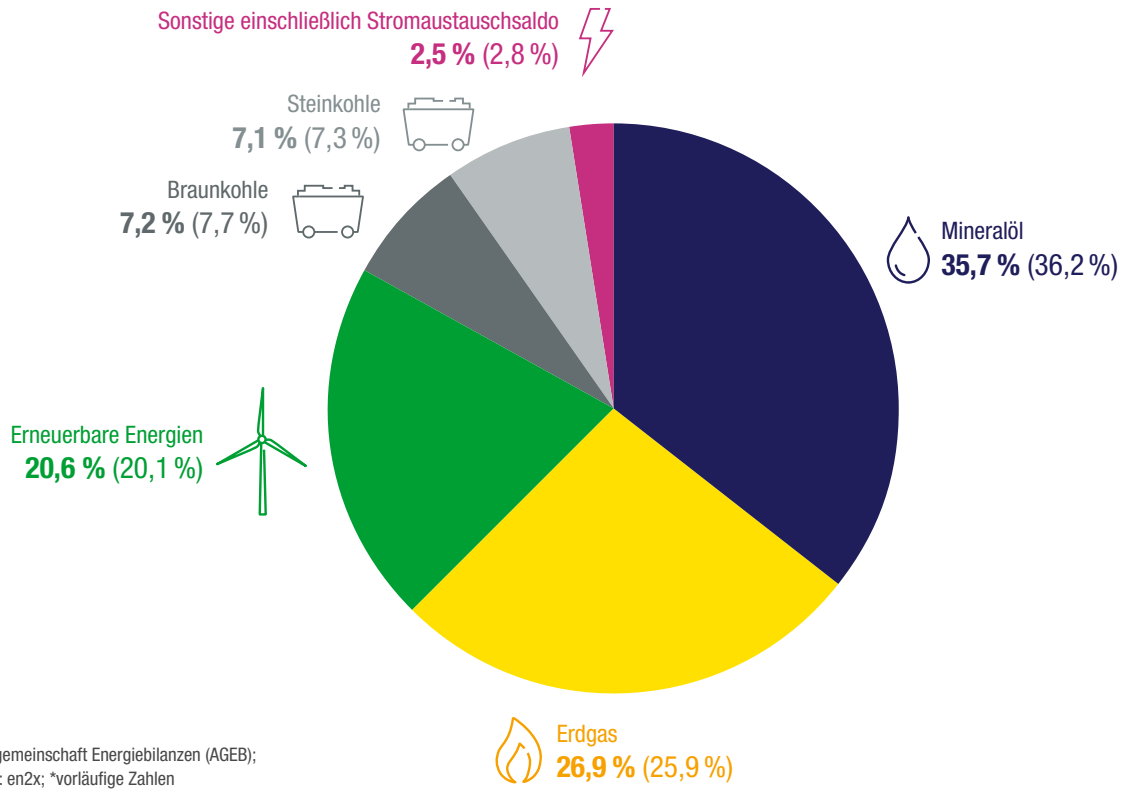
Britta Timm, Vorstandsmitglied des Erdölbevorratungsverbands (EBV), erlebt das unmittelbar selbst. Der EBV wurde 1978 als Folge der Ölkrise 1973 gegründet. Seitdem sind die Unternehmen der Mineralölwirtschaft verpflichtet, einen



„Raffinerien, Tankläger, Pipelines, Logistik und Importstrukturen sind unverzichtbar“: en2x-Hauptgeschäftsführer Prof. Christian Küchen beim „Deutschlandforum Energieresilienz“.

definierten Bestand an Rohöl und verarbeiteten Produkten vorzuhalten. Die Menge entspricht 90 Tagen Nettoimporten, berechnet auf Basis der vorangegangenen drei Kalenderjahre und wird einmal im Jahr angepasst. Ende 2025 verfügte der EBV über rund 19,5 Millionen Tonnen Rohöl-Äquivalente an 120 Standorten. Doch wie viel müssen es künftig sein, wenn durch die Umstellung auf alternative Energieträger der Bedarf sinken dürfte? Und, so fragte Britta Timm in Berlin: „Wie sichert man dann für die Anteile, die nicht mehr fossil sind, eine ausreichende Krisenbevorratung?“

PRIMÄRENERGIEVERBRAUCH IN DEUTSCHLAND NACH ENERGIETRÄGERN 2025* (2024)



Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB); Grafik (Nr. 005): en2x; *vorläufige Zahlen



Diskussion um sichere Energie (v. l.): Staatssekretärin Gitta Connemann, en2x-Vorsitzender Patrick Wendeler und Moderatorin Helene Bubrowski.

Bislang sind hier viele Fragen offen, vor allem fehlen klare regulatorische Vorgaben für die Krisenbevorratung nicht-fossiler Energieträger. Das ist nicht ohne Risiko: Die sinkende Nachfrage nach fossilen Treibstoffen könnte zu einem Abbau der Raffinerie- und Vorratskapazitäten führen. Wenn aber zugleich nicht sichergestellt ist, dass alternative Energieträger ebenso resilient verfügbar sind, läuft Deutschland möglicherweise in einen Versorgungsnotstand. Es ist keineswegs einfach, Resilienz auch bei Elektrizität und alternativen Molekülen aufzubauen. Batteriespeicher sind für längere Speicherzeiträume nur begrenzt geeignet; Transport und Speicherung von flüssigen Kohlenwasserstoffen hingegen sind im Krisenfall auch per Tanklaster möglich, um die Notversorgung kritischer Infrastruktur und des Militärs zu gewährleisten. Allerdings stehen alternative Treibstoffe und entsprechende Produktionskapazitäten bis auf Weiteres nicht in signifikanter Höhe zur Verfügung.

KOHLENWASSERSTOFFAGENDA ZUR STÄRKUNG DES STANDORTS

„Deutschland braucht eine Kohlenwasserstoffagenda für eine resiliente Versorgung und als Basis für die weitere Transformation hin zum Klimaschutz“, forderte darum der en2x-Vorsitzende Patrick Wendeler. Auch für Gitta Connemann, zum Zeitpunkt der Veranstaltung Parlamentarische Staatssekretärin im Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, stellte klar, dass der Erhalt und die Transformation von Raffineriestandorten entscheidend für die Versorgungssicherheit bleiben. Auf dem „Deutschlandforum“ betonte sie die Bedeutung der Branche für Deutschland: „Wir wären in weitaus schwierigerer Situation, wenn wir nicht den Raffineriestandort hätten, wie wir ihn haben.“ Mit der Energiewende wird zwar der Bedarf an flüssigen Energieträgern sinken, doch er wird absehbar hoch bleiben. Das gilt noch mehr für einen Krisen- oder gar den Verteidigungsfall. Dann kann sich der Bedarf der Bundeswehr gegenüber normalen Zeiten verzehnfachen, Darum sind Raffinerien, Lager und Transportstrukturen kein Auslaufmodell, sondern erfordern dringend Investitionen. „Resilienz kommt nicht mehr von allein“, so Hubertus Bardt, Geschäftsführer am Institut der deutschen Wirtschaft. (IW). „Resilienz kostet auch immer Geld.“ Doch diese Reserven sind nicht ohne Schwachpunkte: Zum einen ist ihr Umfang aus Kostengründen begrenzt. „Vorhaltekapazitäten, Lager, Einrichtungen zu unterhalten – das kostet alles Geld“, erläuterte Thomas Silberhorn, Bundestagsabgeordneter der CDU/CSU-Fraktion. Zum anderen soll durch die Energiewende die Nachfrage nach Öl und Gas sinken. Das hat Auswirkungen auf Investitionen in die dazugehörigen Produktionskapazitäten und Infrastrukturen.

Noch werden in Deutschland 14 große Rohölraffinerien betrieben, doch Simon Jastrzab, Bereichsleiter Umwelt und Technik bei en2x, warnte: „Nur wettbewerbsfähige Raffinerien und nur eine wettbewerbsfähige Infrastruktur sind in der Lage, die notwendigen Resilienzleistungen zur Verfügung zu stellen.“ Die besondere Herausforderung für die Betreiber liegt in der Transformation ihrer Prozesse. Ein erster Schritt wäre das „Co-Processing“, also die Verbindung von erneuerbaren und fossilen Rohstoffen in einem Raffinerieprozess, in weitgehend bestehender Anlagentechnologie. Für eine vollständige Umrüstung von Raffinerien auf klimaschonende Prozesse und Produkte sind europaweit Investitionen im dreistelligen Milliardenbereich erforderlich. Wenn sich diese Investitionen in Raffinerien und Leitungen nicht mehr rechnen, kann es schwierig werden mit der Notfallversorgung auch kritischer Infrastruktur.

WER SCHÜTZT DIE KRITISCHE ENERGIE-INFRASTRUKTUR?

Doch auch wenn es ausreichend Reserven und dazugehörige Infrastruktur gibt, so muss diese entsprechend geschützt werden. Beispielsweise gegen Angriffe durch Drohnen oder Attentate wie das auf das Stromnetz im Südwesten Berlins. Jastrzab stellte klar: „Drohnenabwehr sehen wir als hoheitliche Aufgabe des Staats“. Selbst wenn Raffineriebetreiber eine eigene Drohnenabwehr aufbauen wollten – sie hätten gar nicht die Befugnis dazu. Hier gibt es offenbar dringend Klärungsbedarf, Verantwortlichkeiten müssen sortiert werden. Dabei geht es nicht nur um Zuweisungen an den Staat oder an die Betreiber, sondern auch um eine Regelung der Zusammenarbeit zwischen ihnen.

Notwendig ist ein Plan für Deutschland, der auf zwei Ebenen wirksam werden muss: Erstens muss er die Vorbeugung an neue Szenarien und Gefahren anpassen. Und zweitens besser für den Ernstfall gerüstet sein – auch durch entsprechende Anpassungs- und Wiederherstellungsfähigkeiten. Denn den absoluten Schutz kann es nie geben. Aber man kann dafür sorgen, dass Deutschland besser vorbereitet ist und handlungsfähig bleibt, insbesondere im Bereich der kritischen Infrastruktur. Derzeit wird mit Hochdruck an diesen Themen gearbeitet, politisch und auch im Energiesektor selbst. Wer die „Super-KRITIS“ Energieversorgung schützt und aufrechterhält, schützt nicht nur Netze, Raffinerien und Speicher, sondern auch die Funktionsfähigkeit des Landes.


FEUERWEHR






NOTARZT








104
104

ZIEL MÄRKTE

AUS HEIMISCHEN RAFFINERIEN UND IMPORTIERT: KOHLENWASSERSTOFF-BASIERTE, ZUNEHMEND CO_2-NEUTRALE ENERGIETRÄGER UND GRUNDSTOFFE SICHERN DIE TRANSFORMATION VON INDUSTRIE, VERKEHR UND WÄRMEVERSORGUNG.

MOLEKÜLWENDE MUSS STROMWENDE ERGÄNZEN

WO KOHLENWASSERSTOFFE AUCH ZUKÜNFTIG GEBRAUCHT WERDEN

Die Energiewende wird in Deutschland bislang vor allem als Stromwende diskutiert. Für eine resiliente Energieversorgung der Zukunft reicht das jedoch bei weitem nicht aus: Auch flüssige und gasförmige Energieträger sowie kohlenstoffhaltige Rohstoffe müssen schrittweise treibhausgasarm werden und verlässlich zur Verfügung stehen. Denn Kohlenwasserstoffe werden weiterhin in vielen Anwendungen benötigt.

Kohlenwasserstoffe bleiben für die deutsche Energieversorgung unverzichtbar. Erneuerbarer Strom aus Sonnen- und Windenergie gewinnt zwar erkennbar an Bedeutung. Allerdings deckt Strom bislang lediglich 20 Prozent des Energiebedarfs. Fast 80 Prozent entfallen auf feste, flüssige und gasförmige Energieträger, die heute zu einem großen Teil aus überwiegend importiertem Erdgas und Mineralöl gewonnen werden.

KOHLENWASSERSTOFFE WERDEN WEITERHIN BENÖTIGT – ZUNEHMEND CO_2-NEUTRAL

Mit der schrittweisen Elektrifizierung von Fahrzeugflotte und Wärmeversorgung wird der Bedarf an gasförmigen und flüssigen Energieträgern zurückgehen, aber hoch bleiben. Aus heutiger Sicht dürften auch nach 2045 noch etwa 40 bis 60 Prozent der heutigen Kohlenwasserstoffnachfrage vorhanden sein. Es geht also um substanzielle Mengen. Gründe dafür sind unter anderem ihre hohe Energiedichte sowie ihre gute und sichere Speicher- und Transportfähigkeit. Gerade im Krisenfall sind sie daher unverzichtbar. Und natürlich für Anwendungen wie den Flug- und Schiffsverkehr.

Trotz fortschreitender Elektrifizierung wird es auch im kommenden Jahrzehnt bundesweit voraussichtlich mehr als 40 Millionen Kraftfahrzeuge mit Verbrennungsmotor und mehrere Millionen Heizungen für flüssige oder gasförmige Brennstoffe geben. Hybride Konzepte verbinden beide Energieträger in Fahrzeugen und Heizsystemen. Sie können die Spitzenlast verringern, auf die Stromnetze und Hausanschlüsse ausgelegt werden müssen, und so die Gesamtkosten des Energiesystems senken. Kohlenwasserstoffe bleiben zudem als Grundstoffe für andere Industrien, insbesondere die Chemie, erforderlich; auch Schmierstoffe für Windkraftanlagen stammen aus Raffinerien. Landwirtschaft, Feuerwehr, Katastrophenschutz und Militär benötigen ebenfalls weiterhin flexible, gut speicherbare Energieträger für Landmaschinen, Lösch- und Bergungsfahrzeuge sowie Notstromaggregate.

AUCH DIE MOLEKÜLWENDE BRAUCHT VERLÄSSLICHE GESCHÄFTSMODELLE

Investitionen in die Molekülwende benötigen genau wie Investitionen in die Stromwende belastbare und verlässliche Rahmenbedingungen. Sie sind eine wichtige Voraussetzung, um die gesetzten Klimaziele zu erreichen und zugleich Wertschöpfung und Wohlstand zu sichern. Es sind sehr hohe Investitionen erforderlich, da es sich um ein zeitlich, technisch sowie wirtschaftspolitisch sehr anspruchsvolles Projekt handelt. Darin liegt zugleich eine Chance für den Standort. Denn ohne einen globalen Markt für CO_2-arme und CO_2-neutrale Moleküle ist eine wettbewerbsfähige Energie- und Rohstoffversorgung Deutschlands kaum denkbar. Nur mit einer solchen können industrielle Wertschöpfung und qualifizierte Arbeitsplätze erhalten oder geschaffen werden. Wirtschafts-, Energie- und Klimapolitik müssen dafür die notwendigen Weichen stellen. Die Politik sollte die langfristige Bedeutung der Kohlenwasserstoffwirtschaft für Verkehr, Industrie, Wärme und Landwirtschaft anerkennen – ebenso wie die der Stahl-, Chemie- und Zementindustrie – und Rahmenbedingungen schaffen, die ihre Wettbewerbsfähigkeit stärken.

KOORDINATION DER VERSCHIEDENEN REGULIERUNGSBEREICHE DRINGEND ERFORDERLICH

Sowohl auf EU-Ebene als auch innerhalb der Bundesregierung sind die Zuständigkeiten für viele der relevanten Gesetze, Verordnungen und Richtlinien auf verschiedene Generaldirektionen bzw. Ministerien verteilt. Damit aber Investitionen in CO_2-reduzierte oder CO_2-neutrale Energieträger und Rohstoffe zu einem nachhaltigen Geschäftsmodell werden können, ist eine Koordination der verschiedenen Regelwerke unerlässlich.



ALTERNATIVE MOLEKÜLE: AKZEPTANZ SETZT BEZAHLBARKEIT VORAUS

Für die Attraktivität und Akzeptanz alternativer Kraftstoffe ist ihre Bezahlbarkeit eine entscheidende Voraussetzung. Dafür müssen unnötige Auflagen und Bürokratie vermieden und die Mehrkosten gegenüber fossilen Kraftstoffen in Grenzen gehalten werden. Da neue Produkte dennoch meist höhere Herstellungskosten als fossile haben, sind zusätzlich fiskalische Instrumente erforderlich, um die Wettbewerbsfähigkeit und eine verlässliche Nachfrage zu sichern.

Deutschland verfügt weiterhin über beträchtliche Raffineriekapazitäten, industrielles Know-how, eine etablierte Infrastruktur und qualifizierte Arbeitskräfte. Diese Ressourcen können für die Produktion nachhaltiger Energieträger und Grundstoffe genutzt werden. Die Weiterverwendung bestehender Anlagen kann den Investitionsbedarf senken, Projektlaufzeiten verkürzen und den Verwaltungsaufwand begrenzen. Ihre Umrüstung für kohlenstoffarme Kraftstoffe kann die Defossilisierung beschleunigen, industrielle Aktivität, Wertschöpfungsketten, Arbeitsplätze und Kompetenzen in Deutschland und Europa erhalten sowie die Energieversorgungssicherheit stärken. Zugleich fördert sie erschwingliche nachhaltige Kraftstoffe, wirkt unnötiger Deindustrialisierung entgegen und trägt dazu bei, Molekül- und Stromwende gemeinsam zum Erfolg zu führen.

BIOKRAFTSTOFFE SIND ZUNÄCHST VON BESONDERER BEDEUTUNG

Bei erneuerbaren flüssigen Kraftstoffen spielen Biokraftstoffe absehbar die zentrale Rolle. Nach Angaben der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung sparten sie im Quotenjahr 2024 fast zwölf Millionen Tonnen CO_2-Äquivalente gegenüber fossilen Kraftstoffen ein. Das entspricht etwa der Hälfte der im Straßenverkehr erreichten Emissionsminderung von rund 23 Millionen Tonnen CO_2-Äquivalenten aus Beimischungen und Bioreinkraftstoffen. Biodiesel mit 55 Prozent und Bioethanol mit 26 Prozent sind die wichtigsten Erfüllungsoptionen der gesetzlichen Treibhausgasminderungsquote. In Deutschland werden bislang vor allem Raps, Mais und Altspeisefette als biogene Rohstoffe genutzt; sie tragen im Verkehr und in der Wärmeversorgung zum Klimaschutz bei. Künftig sollen weitere Rest- und Abfallstoffe wie Stroh- und Holzreste sowie Algen erschlossen werden. Ihre Verarbeitung zu fortschrittlichen Biokraftstoffen erfordert allerdings ebenso hohe Investitionen in neue Technologien wie die Produktion strombasierter Kraftstoffe, die künftig eine wichtige Ergänzung sein können.

INNOVATIVE TECHNOLOGIEN BENÖTIGEN FÖRDER- UND DE-RISKING-INSTRUMENTE

Zu den strombasierten Kraftstoffen, auch Renewable Fuels of Non-Biological Origin (RFNBO), Power-to-X Fuels (PtX) oder eFuels genannt, zählt zum einen grüner Wasserstoff (H_2) als einfachste Form strombasierter Kraftstoffe, zum anderen synthetische flüssige Kohlenwasserstoffe (wie E-Methanol, E-Diesel). Letztere werden in der Luftfahrt (als eSAF) wie auch im Straßenverkehr als wichtige Ergänzungsoption diskutiert und regulativ gefordert.

Die Finanzierung innovativer Technologien sollte durch staatliche Förder- und De-Risking-Instrumente flankiert werden, die technisch-ökonomische Risiken von Investitionen in fortschrittliche Produktionsverfahren und Infrastruktur abfedern. Pioniere tragen hohe Risiken, während nachfolgende Investoren aus ihren Fehlern lernen und günstiger produzieren können. Dieser „First-Mover-Disadvantage“ muss so begrenzt werden, dass industrielle Investitionsentscheidungen möglich werden.

DIE MOLEKÜLWENDE BRAUCHT AUCH NEUE INFRASTRUKTUR

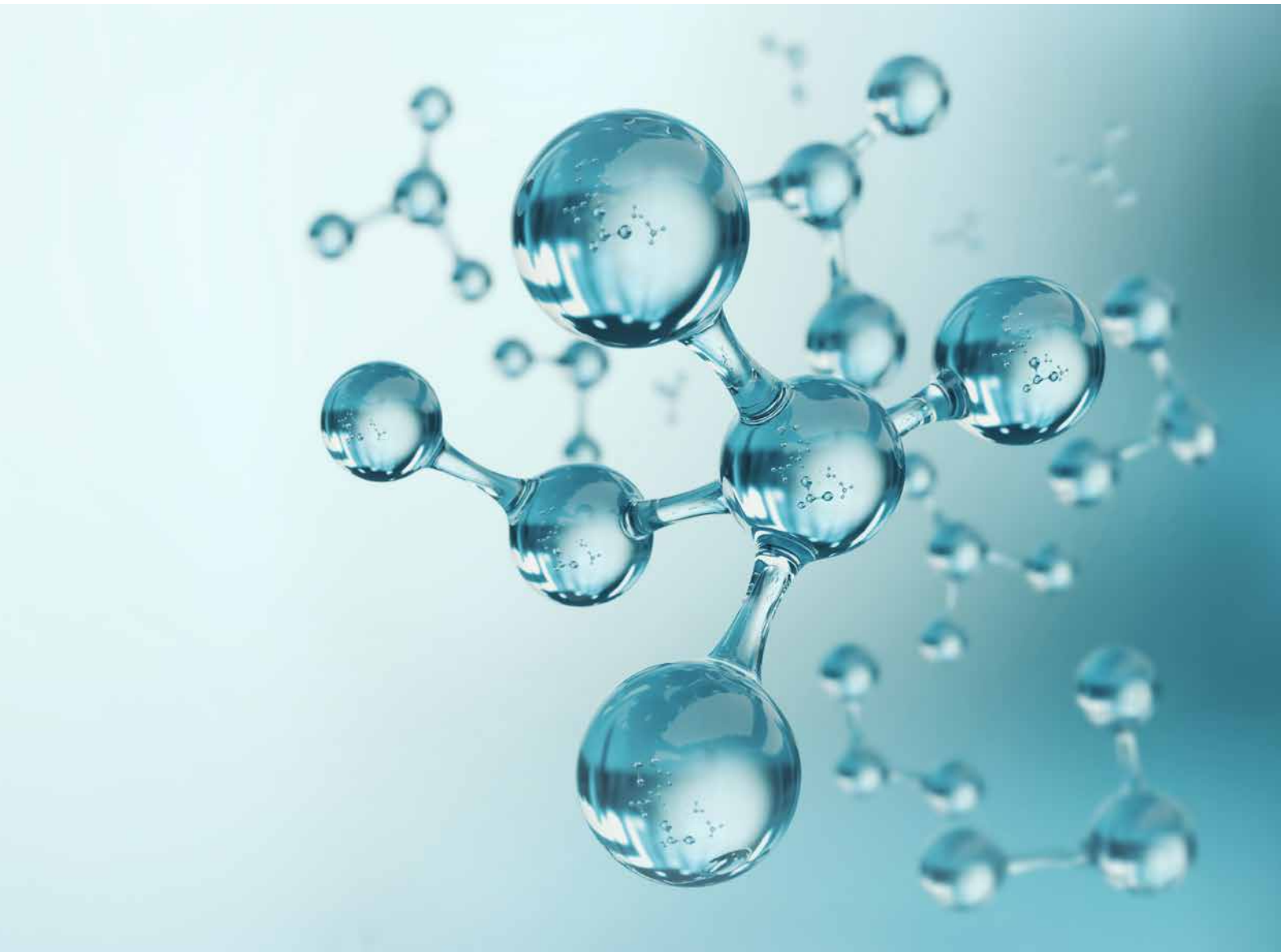
Auch wenn bestehende Produktionsstätten weiterhin genutzt werden können, sind doch neue Infrastrukturen notwendig. Dazu gehört das entstehende Wasserstoff-Kernnetz. Hier ist für Unternehmen eine verbindliche Klarheit über den Terminplan der Anbindung der Raffineriestandorte entscheidend, damit Investitionsentscheidungen, Beschaffungsstrategien und die Erfüllung regulatorischer Vorgaben verlässlich geplant werden können. Ebenso bedarf es eines Netzes, um CO_2 transportieren und als Rohstoff nutzen oder speichern zu können.

Klimaschonende Technologien müssen für Investoren attraktiver werden. Quoten schaffen zwar Nachfrage nach CO_2-neutralen und -reduzierten Energieträgern, doch

Marktteilnehmer und Banken können die Risiken kapitalintensiver Investitionen in neue Technologien zur Erschließung ungenutzter Biomassepotenziale und zur Produktion von RFNBO häufig nicht allein tragen. Deshalb bleiben finale Investitionsentscheidungen aus und Projekte gelten als „not bankable“ – zum Schaden des Wirtschaftsstandorts. Staatliche Instrumente zur Risikominderung und -verteilung sind daher entscheidend, wenn es darum geht, die Marktentwicklung anzustoßen und ein attraktives Marktumfeld zu schaffen. Künftig muss sich jede Regulierung daran messen lassen, ob sie private Klimaschutzinvestitionen von Unternehmen und Haushalten auslöst. Dafür braucht es glaubwürdige und verlässliche Vorgaben sowie die grundsätzliche Anerkennung der Molekülwende als Teil der Energiewende. Politische Beschränkungen der Einsatzbereiche klimaschonender Energieträger untergraben diese Verlässlichkeit. Kohlenwasserstoffe sollten überall dort eingesetzt werden können, wo sie zum Erreichen der Klimaziele beitragen. Eine breite Nachfragebasis ist Voraussetzung dafür, dass die notwendigen hohen Investitionen in ihre Herstellung fließen. Die Besonderheiten der verschiedenen Einsatzbereiche und Zielmärkte werden im Folgenden erläutert.

CO-PROCESSING UMFASSEND ERMÖGLICHEN

Co-Processing bezeichnet die gemeinsame Verarbeitung fossiler und erneuerbarer oder recycelter Rohstoffe. Das Verfahren spielt eine wichtige Rolle für die Energiewende und die Erfüllung der Treibhausgasminderungsquote im Straßenverkehr. Diese verpflichtet die Inverkehrbringer von Kraftstoffen, also Unternehmen der heutigen Mineralöl- bzw. Kohlenwasserstoffwirtschaft, zu festgelegten Treibhausgasminderungen und bestimmt die zulässigen Erfüllungsoptionen. Co-Processing erzeugt treibhausgasreduzierte Kraftstoffe in der Qualität bisheriger Produkte. Die Ertüchtigung bestehender Anlagen erfordert geringere Investitionen als der Bau neuer Produktionsstätten. Trotz jüngster gesetzlicher Anpassungen können in Deutschland noch nicht alle Ausgangsstoffe eingesetzt werden. Das ist ein Standortnachteil gegenüber anderen europäischen Ländern.



STRAßENVERKEHR

ERNEUERBARE KRAFTSTOFFE UND BATTERIEBETRIEB: BEIDES IST NÖTIG, UM EMISSIONEN WIRKUNGSVOLL ZU REDUZIEREN

Der Straßenverkehr hat einen erheblichen Anteil an den Treibhausgasemissionen. Dementsprechend groß ist auch das Einsparpotenzial. Um es zu heben, müssen alle verfügbaren Optionen zur Emissionsminderung genutzt werden. Denn Elektronen und Moleküle haben gleichermaßen das Potenzial, Emissionen zu reduzieren.

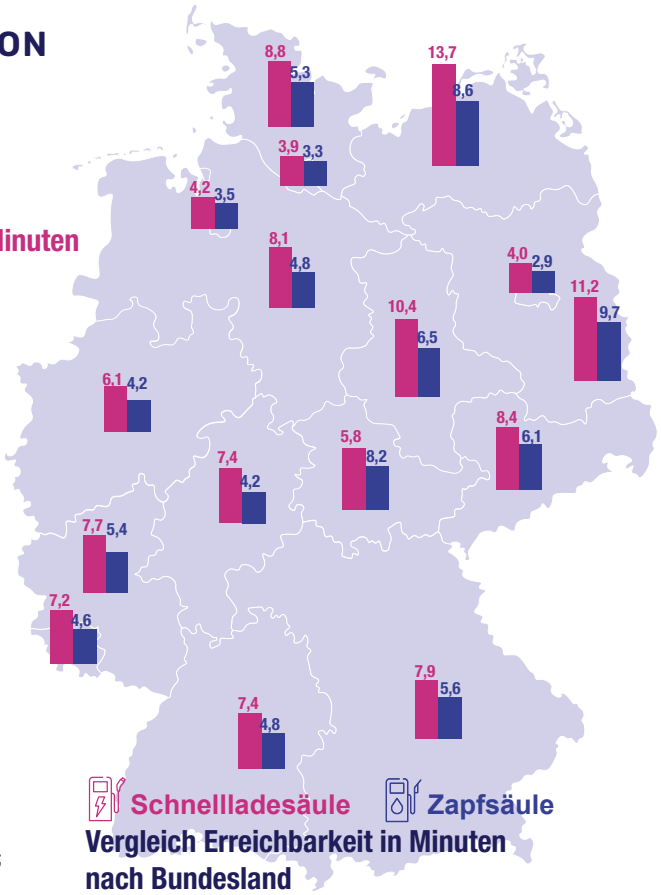
Gut ein Fünftel der Treibhausgas(THG)-Emissionen Deutschlands entfällt auf den Verkehrssektor. Innerhalb Deutschlands kommt der größte Teil aus dem Straßenverkehr. Davon entfallen rund 70 Prozent auf Pkw, Motorräder und leichte Nutzfahrzeuge, die restlichen rund 30 Prozent auf schwere Lkw und Busse. Mit Blick auf die gesetzten Ziele erfolgt der Rückgang der Emissionen in diesem Sektor vergleichsweise langsam. Hierbei spielen insbesondere auch die gestiegenen Fahrleistungen im Jahr 2024 gegenüber dem Vorjahr eine wichtige Rolle. Eine deutliche Erhöhung der Zulassungen von batterieelektrischen Fahrzeugen und damit einhergehend der weitere Ausbau der Ladeinfrastruktur für Pkw und Lkw sind ein wesentlicher Teil der Lösung. Gleichzeitig muss auch der fossile Fußabdruck des Kraftstoffangebots durch einen stetig steigenden Anteil erneuerbarer Kraftstoffe im Markt kontinuierlich sinken.

VERGLEICH DER ERREICHBARKEIT VON ZAPF- UND SCHNELLLADESÄULEN

Durchschnittliche Erreichbarkeit Schnellladesäule
8,0 Minuten

Durchschnittliche Erreichbarkeit Zapfsäule
5,3 Minuten

- **89 %** der Bevölkerung erreichen die nächste Schnellladesäule in **unter 10 Minuten**
- **97 %** der Bevölkerung erreichen die nächste Zapfsäule in **unter 10 Minuten**



Vergleich Erreichbarkeit in Minuten nach Bundesland

Quelle: Neumeier, S. / Thünen-Erreichbarkeitsmodell (Tankstellen 09.2021, Ladesäulen 02.2025); Grafik (Nr. 586): en2x

E-MOBILITÄT: MARKTKRÄFTE BEIM LADEINFRASTRUKTURAUSBAU NUTZEN

Es hat sich gezeigt, dass sich der Ausbau der öffentlichen Ladeinfrastruktur für E-Fahrzeuge marktgetrieben positiv entwickelt. Als Betreiber öffentlicher Ladesäuleninfrastruktur für Pkw und Lkw haben die en2x-Mitgliedsunternehmen frühzeitig in die Elektromobilität investiert und den Hochlauf maßgeblich vorangetrieben. Etwa 15 Prozent der Schnellladepunkte werden von en2x-Mitgliedsunternehmen betrieben.

Hinsichtlich des weiteren Ausbaus sollte es grundsätzlich den wirtschaftlich handelnden Unternehmen überlassen werden, wo Ladeinfrastruktur bedarfsgerecht bereitgestellt wird. Nicht jede Tankstelle ist zugleich auch ein guter Ladeort. Insofern ist es zu begrüßen, dass die Bundesregierung auf Marktkräfte setzt und von einer Verpflichtung der Tankstellenbetreiber zu einem Ausbau von Ladeinfrastruktur abgesehen hat. Bereits heute ist von mehr als zwei Dritteln der deutschen Tankstellen der nächste Schnellladepunkt weniger als fünf Kilometer entfernt. Grundsätzlich ist es in Deutschland zudem möglich, innerhalb von acht Minuten zum nächsten öffentlichen Schnellladepunkt zu gelangen. Die Infrastruktur für Pkw deckt erfolgreich den Bedarf und wächst zuverlässig parallel zu den Fahrzeugzulassungen. Eine weitere Verschärfung der Ausbauziele wird daher von en2x abgelehnt. Nun muss für batterieelektrisch oder mit Wasserstoff betriebene Fahrzeuge im Schwerlastverkehr ein Aufbau neuer Tank- und Ladeinfrastrukturen erfolgen. Auch hier engagieren sich die Mitgliedsunternehmen des Verbands.

AUCH FÜR ALTERNATIVE KRAFTSTOFFE IST EIN ZÜGIGER MARKTHOCHLAUF ERFORDERLICH

Das ursprünglich einmal ausgelobte Ziel von 15 Millionen Elektroautos, die in Deutschland bis 2030 zugelassen sein sollen, wird von Expertinnen und Experten als nicht mehr erreichbar eingestuft und offiziell nicht weiterverfolgt. Bei gleichbleibenden Zulassungsquoten und CO_2-Flottengrenzwertzielen gilt ein Ziel von etwa sieben Millionen Elektrofahrzeugen als erreichbar. Noch heute sind rund zwei Drittel der Pkw- und nahezu alle Lkw-Neuzulassungen Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor. Erneuerbare Kraftstoffe können und müssen hier für zusätzlichen Klimaschutz sorgen. Das ist wichtig, denn die neu zugelassenen Pkw werden noch viele Jahre auf den Straßen unterwegs sein.

EU-FLOTTENREGULIERUNG MUSS ERNEUERBARE KRAFTSTOFFE BERÜCKSICHTIGEN

Die notwendigen Investitionen in alternative Kraftstoffe erfordern eine langfristige Perspektive. Nur für den Fahrzeugbestand ist es kaum möglich, die notwendigen Milliardeninvestitionen zu rechtfertigen. Daher ist es entscheidend, dass bei der anstehenden Revision der EU-Flottenregulierung für Neufahrzeuge die Treibhausgasminderungen durch alternative Kraftstoffe umfassend anerkannt werden. Darum sollte dort eine Kategorie für Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor geschaffen werden, die nur mit klimaschonenden Kraftstoffen betrieben werden, die der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU entsprechen. Diese Vehicles Exclusively running on Eligible Fuels (VEEF) müssen innerhalb der Flottenregulierung den batteriebetriebenen Fahrzeugen gleichgestellt werden. Das ist eine notwendige Voraussetzung für die Öffnung eines Investitionspfads in innovative Verfahren zur Herstellung von fortschrittlichen Biokraftstoffen und strombasierten Kraftstoffen. In der Folge müsste diese Fahrzeugkategorie auch beispielsweise bei der Lkw-Maut den E-Fahrzeugen gleichgestellt werden. Anders können die Potenziale nicht erschlossen werden.



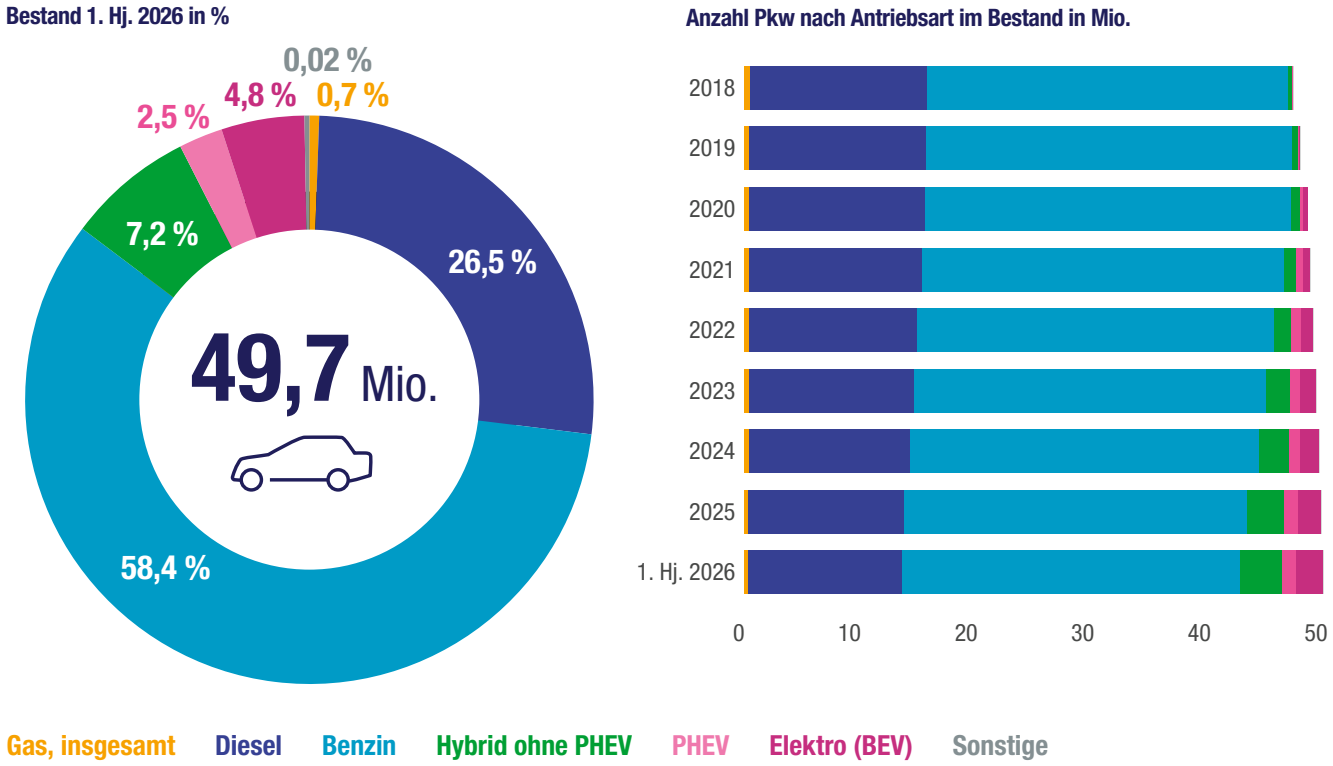
THG-QUOTE UND RED IV

Auch die THG-Quote ist ein entscheidendes politisches Instrument. Im Juni 2026 wurde von der Bundesregierung mit dem Zweiten Gesetz zur Weiterentwicklung der THG-Quote eine Anpassung vorgenommen, die keineswegs alle Herausforderungen gelöst hat. Erforderlich ist hier ein technologieoffener Rahmen, der sämtliche notwendigen Verfahren und Einsatzstoffe, wie z. B. die Nutzung von biogenen Altspeiseölen (UCOs), zulässt und die THG-mindernden Eigenschaften über ein einfaches und flexibles Bilanzierungssystem zuordnet. Die Renewable Energy Directive (RED) der EU sollte für den Straßenverkehr über 2030 hinaus verlässliche Zielpfade bis 2040 setzen. Nationale THG-Quotenpfade dürfen nicht eingeschränkt werden. Die RFNBO-Unterquote soll den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft über grünen Wasserstoff und PtX-Produkte im Straßenverkehr stärken.



VERBRENNUNGSMOTOR WEITERHIN TRAGENDE SÄULE INDIVIDUELLER MOBILITÄT

PKW-BESTAND STEIGT KONTINUIERLICH UM DURCHSCHNITTLICH 1%/a[1)]



Abkürzungen: BEV – Battery Electric Vehicle; PHEV – Plug-in Hybrid Electric Vehicle

[1)]Durchschnitt der vergangenen 20 Jahre.

Quelle: Kraftfahrt-Bundesamt (KBA); Grafik (Nr. 463b): en2x

Der Einsatz von grünem Wasserstoff ist bereits ohne grundlegende Umstellungen der Raffinerieprozesse möglich. Raffinerien können damit einen wichtigen Beitrag zum Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft leisten. Voraussetzung dafür ist, dass der Einsatz von grünem Wasserstoff unabhängig vom jeweiligen Endprodukt angerechnet werden kann. Zugleich sind die einsetzbaren Mengen in Raffinerien begrenzt. Deshalb müssen frühzeitig verlässliche Rahmenbedingungen geschaffen werden, damit auch Investitionen in weitere flüssige RFNBO-Kohlenwasserstoffe wirtschaftlich tragfähig werden. Anforderungen an strombasierte Kraftstoffe sollten sektorübergreifend harmonisiert und RFNBO-Strombezugskriterien praxistauglich weiterentwickelt werden – mit verlängerten Übergangsregeln und Schutz für Early Mover.

REFORM DER ENERGIEBESTEUERUNG IST EIN BESONDERS WIRKSAMER HEBEL

Erfahrungsgemäß sind die Kosten für alternative Kraftstoffe höher als die der fossilen Alternativen. Mit steigenden Quotenvorgaben werden diese zusätzlichen Kosten an Bedeutung gewinnen. Ein doppelt wirksames Instrument, das dazu beiträgt, zum einen den Kostenanstieg im Sinne der Verbraucherinnen und Verbraucher zu verringern und zum anderen das Angebot erneuerbarer Kraftstoffe zu steigern, ist die überfällige Reform der Energiebesteuerung.

Die EU-Kommission hat hierzu bereits im Sommer 2021 einen zielführenden Vorschlag vorgelegt, der im Kern die Mindeststeuersätze für Benzin und Diesel an der Klimawirkung orientiert. Für fortschrittliche bio- oder strombasierte Kraftstoffe würde dann ein Mindeststeuersatz gelten, der genauso niedrig wäre wie für Strom.

NEUE KRAFTSTOFFSORTEN ZULASSEN UND SCHUTZSORTEN ÄNDERN

Die Steigerung der Quotenverpflichtungen erfordert die Einführung neuer Kraftstoffsorten. Nur so können wichtige Beiträge zur Verringerung des Treibhausgasausstoßes erzielt werden. Da die Zahl der Tanks an Tankstellen begrenzt bleibt, müssen dafür andere Sorten schrittweise aus dem Angebot entfallen. Im Benzinbereich ist in den vergangenen Jahren der Anteil von Super E10 deutlich angestiegen. Für die Zukunft ist Super E20 mit bis zu 20 Prozent Bioethanol-Anteil eine notwendige Option, wenn es darum geht, die mit der THG-Quote gesetzten Emissionsminderungsziele im Verkehrssektor kosteneffizient erreichbar zu machen. E20 braucht darum eine schnelle europäische Zulassung insbesondere durch eine Änderung der Fuel Quality Directive (Kraftstoffqualitätsrichtlinie) der EU. Die Verpflichtung, an allen Tankstellen Super E5 anzubieten, kann heute entfallen, da immer weniger ältere Fahrzeuge nicht für Super E10 zugelassen sind.

GMODG: WELCHE CHANCEN FÜR ERNEUERBARE BRENNSTOFFE RESULTIEREN AUS DEM NEUEN „HEIZUNGSGESETZ“?

Die Klimaziele auch im Gebäudebestand zu erreichen, stellt eine große Herausforderung dar. Mit dem neuen Gebäudemodernisierungsgesetz (GModG) ist eine Grundlage geschaffen worden, die alle verfügbaren Technologieoptionen zur Sanierung von Heizungsanlagen zulässt und gleichzeitig den zunehmenden Einsatz erneuerbarer Energieträger festlegt.

Deutschlandweit gibt es rund 4,7 Millionen Gebäude mit einer Öl- und knapp 600.000 mit einer Flüssiggasheizung. Dabei handelt es sich zumeist um Ein- und Zweifamilienhäuser in ländlichen Regionen oder am Rand von Ballungsgebieten. Viele dieser Gebäude liegen abseits der Gas- und Wärmenetze. Etliche lassen sich aus technischen oder finanziellen Gründen nicht ohne Weiteres auf einen anderen Energieträger umstellen. Um die Klimaziele zu erreichen, müssen die Treibhausgasemissionen dieser Gebäude daher auch mit effizienten und sozialverträglichen Lösungen auf Basis der vorhandenen Heizsysteme reduziert werden können. Eine sinnvolle Modernisierungsoption sind dabei z. B. hybride Systeme, etwa die Kombination einer Ölheizung mit einer Wärmepumpe kleiner Leistung. Sie ermöglichen eine schrittweise Modernisierung unter Beibehaltung eines flüssigen Energieträgers, können an kalten Tagen Spitzenlasten abdecken oder den Strombedarf reduzieren und stärken durch die dezentrale Bevorratung flüssiger Brennstoffe zugleich die Resilienz der Energieversorgung.



HEIZUNGSABSATZ AUF HISTORISCHEM TIEFSTAND

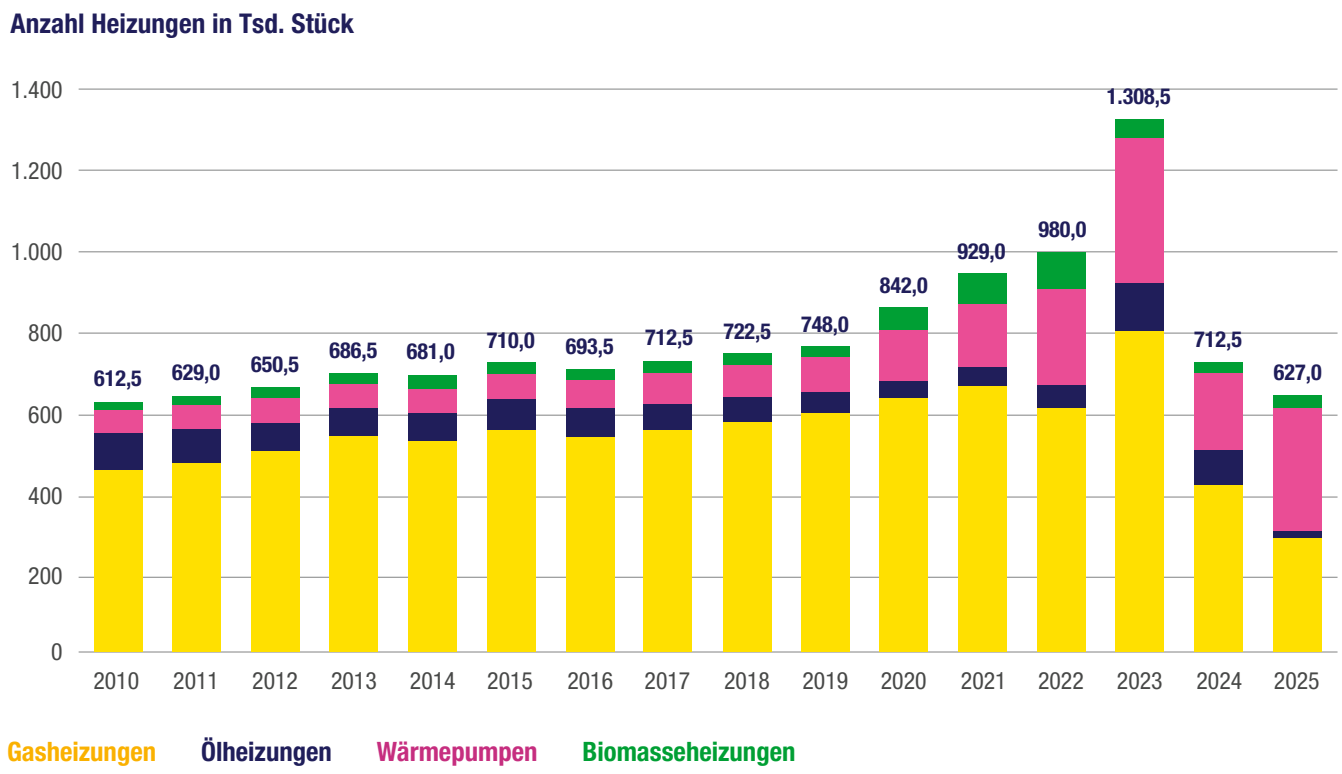
Der Absatz von Heizungen in Deutschland fiel 2025 auf den niedrigsten Stand seit 15 Jahren. Demnach setzten die Hersteller nur rund 627.000 Anlagen ab – 12 Prozent weniger als im bereits schwachen Vorjahr. Laut Bilanz des Bundesverbands der Deutschen Heizungsindustrie (BDH) war der Heizungsmarkt in Deutschland damit das zweite Jahr in Folge rückläufig. Mit Blick auf das Erreichen der Klimaziele sind dies schlechte Nachrichten.

Im neuen GmodG ist anders als zuvor vorgesehen, dass die Inverkehrbringer von Brennstoffen wie Gas, Flüssiggas oder Heizöl einen wachsenden Anteil erneuerbarer Brennstoffe beimischen müssen: die sogenannte Bioquote. Aus Sicht von en2x bei geeigneter Ausgestaltung ein sinnvoller Weg, einen Beitrag zum Erreichen der Klimaziele zu leisten.

ERNEUERBARE BRENNSTOFFE: „BIOTREPPE“ UND QUOTE

Gemäß GModG ist der Einbau einer Ölheizung in Bestands- wie auch Neubauten weiterhin möglich. Es besteht jedoch eine individuelle Verpflichtung für Eigentümer, die in ein bestehendes Gebäude eine Gas-, Öl- oder Flüssiggasheizung einbauen, neu eingebaute Heizungen ab 2029 anteilig mit einem erneuerbaren Brennstoff zu betreiben. Dessen Höhe steigt dann in der Folgezeit in vier Stufen von 10 Prozent im Jahr 2029 bis auf 60 Prozent im Jahr 2040 an. Diese sogenannte Biotreppe kann auch massenbilanziell erfüllt werden, was die praktische Umsetzung der Anforderungen deutlich vereinfachen dürfte. Alternativ kann dieser Pflicht zur Einbindung erneuerbarer Energie unter anderem auch durch den Einbau einer Wärmepumpen-Öl-Hybridheizung Genüge getan werden.

ABSATZ WÄRMEERZEUGER IN DEUTSCHLAND 2010–2025
HEIZUNGSINDUSTRIE IN WIRTSCHAFTLICH HERAUSFORDERNDER LAGE



Quelle: BDH; Grafik (Nr. 598): en2x

Zusätzlich ist eine sogenannte Grüngas-/Grünheizölquote auf den gesamten Brennstoffabsatz vorgesehen, die von den Inverkehrbringern der Brennstoffe, nicht von den Verbrauchenden, erfüllt werden muss. Dies soll durch ein bis zum 1.12.2026 durch die Bundesregierung vorzulegendes Gesetz geregelt werden. Diese Quote soll 2028 in Höhe von bis zu 1 Prozent erneuerbarem Anteil starten und ebenfalls bilanziell erfüllt werden können. Ab dem Jahr 2045 müssen dann vollständig klimaneutrale Brennstoffe angeboten werden, damit ein angemessener Beitrag des Gebäudesektors zur Einhaltung der Ziele nach § 3 Absatz 2 des Bundes-Klimaschutzgesetzes sichergestellt wird. Die Quote kann auch bilanziell erfüllt werden.

WIE GEHT ES WEITER?

Das GModG bietet den Menschen mit Wohneigentum mehr Entscheidungsfreiheit als das vorangegangene Gebäudeenergiegesetz (GEG) und könnte daher die Akzeptanz in der Bevölkerung erhöhen. Die zunehmende Berücksichtigung erneuerbarer flüssiger und gasförmiger Brennstoffe kann zudem einen Beitrag zur Minderung von Treibhausgasemissionen leisten. Zur Versorgung der Gebäude müssen die erforderlichen Mengen erneuerbarer Brennstoffe auch erzeugt und bereitgestellt werden. Der zu definierende „Hochlaufpfad“ der Grünölquote sollte daher in kleinen Stufen und mit zunächst moderaten Steigerungen erfolgen, um den Aufbau einer entsprechenden Infrastruktur zu ermöglichen. Sobald sich eine geeignete Versorgungsstruktur etabliert hat, können die prozentualen Steigerungen größer werden, um schließlich eine 100 Prozent erneuerbare Brennstoffversorgung im Jahr 2045 zu ermöglichen. Kritisch ist aus Verbandssicht, dass durch Landesrecht weitergehende Anforderungen an die Erzeugung und Nutzung von Wärme gestellt werden können. Bundeslandspezifische Anforderungen an die Höhe der „Quote“ oder „Treppe“ könnten zu Unsicherheiten bei der Kundschaft und zu Mehraufwänden bei den beratenden, installierenden und beliefernden Unternehmen führen. Die Ermächtigung der Bundesländer, über das Bundesrecht hinausgehende Regelungen zu erlassen, sollte deshalb im Zuge einer möglichen Gesetzesnovelle begrenzt werden.

Die 1. BImSchV (Erste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes) regelt den Betrieb kleiner und mittlerer Feuerungsanlagen und legt fest, welche Brennstoffe dort eingesetzt werden dürfen. Da sie bei Heizöl noch auf eine veraltete Fassung der DIN 51603-1 aus dem Jahr 2008 verweist, ist eine Aktualisierung dringend nötig, um rechtliche Klarheit für moderne und erneuerbare Heizölqualitäten zu schaffen. Nach Angaben des Bundesumweltministeriums haben die Arbeiten zur Anpassung der Verordnung bereits begonnen.

OHNE RAFFINERIE KEINE CHEMIE

Rund 20 Prozent der heutigen Raffinerieerzeugnisse fließen hierzulande als Vorprodukte zur stofflichen Nutzung direkt in die chemische und pharmazeutische Industrie. Raffinerieprodukte bilden mit einem Anteil von mehr als 70 Prozent die wichtigste Rohstoffbasis in der organischen Chemieindustrie in Deutschland.

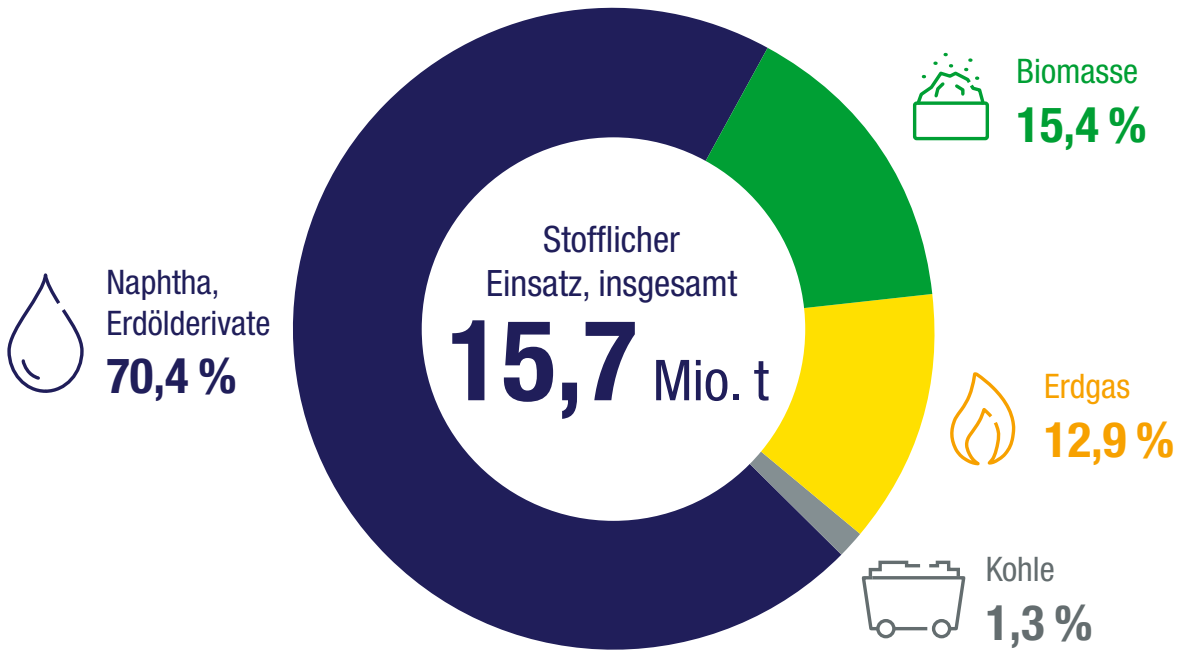
Die Raffinerien in Deutschland sind zumeist Bestandteil von regionalen petrochemischen Clustern, die über eine vielfältige Pipelineinfrastruktur miteinander vernetzt sind. Dazu zählen der Cluster Nord/Unterelbe (Heide, Stade, Brunsbüttel), die Cluster Rheinland (Wesseling, Leverkusen, Dormagen) und Ruhrgebiet (Gelsenkirchen, Marl), das bayerische Chemiedreieck (Burghausen und Burgkirchen/Gendorf) und das mitteldeutsche Chemiedreieck (Zeitz, Böhlen, Leuna und Schkopau) sowie der Cluster Rhein-Main/Rhein-Neckar (Frankfurt-Höchst, Ludwigshafen, Karlsruhe).

KOHLENWASSERSTOFFE WERDEN DAUERHAFT BENÖTIGT

Vor allem Naphtha (Rohbenzin), aber auch andere Vor- und Zwischenprodukte verarbeiten die Unternehmen der Chemiebranche unter anderem zu Kunst-, Schaum- und Dämmstoffen oder nutzen sie als Grundstoff für die Herstellung einer Vielzahl von Produkten wie beispielsweise Nylon, Harzen, Waschmitteln, Lacken und Farben. Auch die Hersteller von Pharmazeutika und Kosmetika sowie die Lebensmittelindustrie sind auf Kohlenwasserstoffe angewiesen. Die Raffinerieproduktion ist damit der Ausgangspunkt vieler industrieller Wertschöpfungsketten. Auch für diese Anwendungen werden Kohlenwasserstoffe dauerhaft benötigt. Durch den hohen Anteil von Rohstoffen aus Raffinerien wirken sich Veränderungen bei Raffineriekapazitäten unmittelbar auf die Rohstoffversorgung der chemischen Industrie und zahlreicher weiterer Branchen aus.

Investitionen in neue Verarbeitungsanlagen sowie die aufwendigere Beschaffung steigern die Herstellungskosten CO_2-neutraler Produkte. In der chemischen Industrie fehlt aufgrund des internationalen Wettbewerbsdrucks jedoch vielfach die Möglichkeit, die hohen Kosten erneuerbarer Einsatzstoffe über steigende Produktpreise im Markt zu erlösen.

ROHSTOFFBASIS DER ORGANISCHEN CHEMIE IN DEUTSCHLAND 2024



Quelle: Verband der Chemischen Industrie (VCI); Grafik (Nr. 464): en2x; Anteile 2024

„CHEMIEAGENDA 2045“ IST EIN WICHTIGES SIGNAL

Die Bundesregierung sollte der kurzfristigen und nachhaltigen Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit der eng verbundenen Raffinerie- und Chemieindustrie darum höchste Priorität einräumen. Darauf aufbauend muss sie bessere und verlässliche Rahmenbedingungen für den Transformationsprozess dieser Industrien schaffen.

Vor diesem Hintergrund ist die im März 2026 vorgestellte „Chemieagenda 2045“ ein wichtiges industriepolitisches Startsignal. Sie wurde vom Bundeswirtschafts- und Bundesumweltministerium gemeinsam mit dem Verband der Chemischen Industrie (VCI) und der Industriegewerkschaft Bergbau, Chemie, Energie (IGBCE) vorgelegt. Auch en2x hat an Teilen mitgearbeitet. Die Agenda sieht vor, Verbundstrukturen gezielt zu stärken, um die Produktion resilient und zukunftsfähig aufzustellen. Dafür ist insbesondere eine zusammen mit Industrie und Gewerkschaften auszuarbeitende Zukunftsstrategie für Raffinerien vorgesehen.

Zudem sollen in den Absatzmärkten für Raffinerieprodukte geeignete Rahmenbedingungen geschaffen werden. So will sich Deutschland für die Neufassung der EU-Energiesteuerrichtlinie einsetzen, um künftig Kraft- und Heizstoffe nach ihrer Klimawirkung besteuern zu können. Darüber hinaus sollen unter anderem auch De-Risking-Instrumente für den Markthochlauf fortschrittlicher kapitalintensiver Technologien und innovativer Produkte geschaffen werden. Aus Sicht von en2x und VCI kommt es nun darauf an, diese Erkenntnisse und Absichten auch rasch praktisch umzusetzen und dabei die Wettbewerbsfähigkeit der Standorte im Visier zu haben – insbesondere im Hinblick auf hohe Energiekosten und unnötige Bürokratie. Hier besteht weiterhin Gesprächsbedarf mit der Politik.

TRANSFORMATIONSPFADE INTEGRIERT BETRACHTEN, STATT ZIELMÄRKTE ISOLIERT ZU REGULIEREN

Damit aus den industriepolitischen Absichten konkrete Investitionen werden, brauchen die eng miteinander verflochtene Raffinerie- und Chemieindustrie verlässliche und wettbewerbsfähige Rahmenbedingungen. Investitionen können erleichtert werden, wenn eine breite Nachfragebasis für klimaschonende Moleküle und Produkte geschaffen wird. Das reduziert die Risiken für einzelne Investitionsentscheidungen, weil Raffinerien nicht nur spezifische Anwendungen, sondern zugleich zentrale Zielsektoren wie Verkehr, Wärme, Chemie und Industrie mit erneuerbaren und CO_2-neutralen Einsatzstoffen versorgen können. Deshalb müssen Transformationspfade integriert betrachtet werden, statt Zielmärkte isoliert zu regulieren.

WETTBEWERBSFÄHIGE ENERGIEKOSTEN UND VERLÄSSLICHE INFRASTRUKTUREN ALS VORAUSSETZUNGEN

Eine geeignete Regulierung der Zielmärkte ist ein wichtiger Baustein für die Transformation der Raffinerie- und Chemieindustrie. Sie allein reicht jedoch nicht aus: Es muss nicht nur die Nachfrage nach klimaschonenden Molekülen und Produkten gestärkt werden, sondern diese müssen an den heimischen Standorten auch wettbewerbsfähig hergestellt werden können. Eine zentrale Rolle kommt dabei der Reduktion der hohen Belastungen in Deutschland zu. Insbesondere dauerhaft wettbewerbsfähige Energiekosten sind eine entscheidende Voraussetzung.

Zugleich müssen die für neue Produktionsverfahren erforderlichen Infrastrukturen rechtzeitig zur Verfügung stehen. Dazu gehören leistungsfähige Stromnetze ebenso wie Netze für Wasserstoff und Infrastrukturen für die Abscheidung, Nutzung und Speicherung von CO_2. Ihr Aufbau braucht verlässliche Rahmenbedingungen sowie Planungs- und Genehmigungsverfahren, die eine zügige Umsetzung ermöglichen.



LUFT- UND SCHIFFFAHRT

MOLEKÜLE BLEIBEN MITTEL DER WAHL

Luft- und Schifffahrt bleiben auf speicherbare Kraftstoffe angewiesen – vor allem wenn längere Strecken zurückzulegen sind. Der künftige Einsatz erneuerbarer Kraftstoffe in diesen Sektoren ist politisch nahezu unumstritten. Dennoch fehlt es trotz klarer Ziele an finalen Investitionsentscheidungen zum Markthochlauf nachhaltiger Flugkraftstoffe.

Es wird erwartet, dass der globale Flug- und Schiffsverkehr weiter zunehmen wird. Nach den Corona-bedingten Einbrüchen zu Beginn der 2020er Jahre stehen die Zeichen weltweit wieder auf Wachstum. Für den Klimaschutz ist das eine Herausforderung: Beide Sektoren verursachen zusammen bereits heute etwa 5 bis 6 Prozent der globalen CO_2-Emissionen. Gerade auf langen Strecken bleiben elektrische Antriebe für Flugzeuge und Schiffe auf absehbare Zeit keine realistische Option. Molekülbasierte Antriebsmittel bleiben somit die erste Wahl. Doch auch sie müssen langfristig treibhausgasneutral zur Verfügung stehen.

SCHIFFFAHRT: WELCHER KRAFTSTOFF MACHT DAS RENNEN?

Aufgrund der Diversität und Komplexität von Schiffen gibt es in diesem Sektor diesbezüglich keine einheitliche Lösung für alle Segmente und Typen. Fossiles LNG kann je nach Motorentechnik und Berechnungsmethode bei den direkten CO_2-Emmissionen der Verbrennung um bis zu 25 % geringere Werte gegenüber dem bisher verwendeten Schweröl oder Diesel ermöglichen. Die Technologie gilt als eine Brückentechnologie, bis der Markt die erneuerbaren Alternativen



in größerer Menge anbietet. Bio- und E-Methanol sowie E-Ammoniak werden als vielversprechende Alternativen für den globalen Schiffsverkehr gehandelt, für Schiffe mit LNG-Antrieb auch Bio- bzw. E-LNG, doch eine industrielle Produktion und flächendeckende Versorgung mit den alternativen Schiffskraftstoffen sind aktuell noch nicht gewährleistet.

FuelEU MARITIME FOKUSSIERT AUF DIE CO_2-INTENSITÄT DER GENUTZTEN ENERGIE

Mit der EU-Verordnung FuelEU Maritime steigt der Druck auf die EU-Schifffahrt weiter. Die Verordnung schreibt vor, dass die jährliche durchschnittliche CO_2-Intensität der in den Schiffen genutzten Energie gegenüber 2020 schrittweise sinken muss – bis 2050 um insgesamt 80 Prozent. Dazu können die Reedereien verschiedene Optionen, unter anderem die zuvor beschriebenen, nutzen. Allerdings erhöhen die verschiedenen Erfüllungsoptionen auch die Unsicherheit, denn noch ist unklar, welche Technologie sich am Ende durchsetzen wird. Zudem besteht das Risiko einer Verlagerung des europäischen Seeverkehrs ins EU-Ausland, wo keine oder nur schwache Vorgaben zur THG-Reduktion greifen („Carbon Leakage"). Diese Verlagerung von Emissionen befürchtet vor allem der internationale Branchenverband der Reedereien, der World Shipping Council – ebenso wie eine sinkende Wettbewerbsfähigkeit der EU im Handel mit anderen Wirtschaftsblöcken.

MIT SAF EMISSIONEN REDUZIEREN

Der globale Wettbewerb und die Gefahr von Carbon Leakage sind auch Herausforderungen für die Treibhausgasreduktion in der Luftfahrt. Bereits heute zugelassene Sustainable Aviation Fuels (SAF) verfügen über die gleichen chemischen und technischen Eigenschaften wie konventionelles Kerosin. Deshalb können sie zeitnah und ohne Anpassung der Tankinfrastruktur und der Flugzeugantriebe als Beimischung zu fossilem Kerosin zur Reduktion der Klimawirkung der Luftfahrt beitragen. Doch damit zukünftig ausreichende Mengen CO_2-neutraler Flugkraftstoffe zur Verfügung stehen, müssen jetzt schnell die entsprechenden Produktionskapazitäten aufgebaut werden. EU-Kommission und EU-Parlament haben sich Ende April 2023 im Rahmen des Fit-for-55-Pakets unter dem Namen ReFuelEU Aviation auf steigende Quoten für SAF geeinigt: von 2 Prozent im Jahr 2025 bis auf 70 Prozent im Jahr 2050. Darin enthalten ist eine europäische Unterquote für strombasiertes, synthetisches Kerosin (eSAF). Dessen Anteil an der Gesamtquote soll bis 2050 auf 35 Prozent anwachsen. Das restliche klimaschonende Kerosin kann somit aus Biomasse bzw. Rest- und Abfallstoffen stammen. Wie auch die Schifffahrt ist die Luftfahrt zudem teilweise im EU-ETS abgabepflichtig.

INVESTITIONSBEDINGUNGEN: QUOTEN ALLEIN REICHEN NICHT AUS

Feste und steigende Beimischungsquoten sind ein erster Schritt. Sie allein reichen für den Markthochlauf erneuerbarer Moleküle jedoch noch nicht aus. Gerade für innovative neue Technologien wie eSAF, aber auch für neuartige auf Biomasse basierende Kraftstoffe, die mit hohen Anfangsinvestitionen verbunden sind, sind verlässliche Preisperspektiven und Finanzierungsinstrumente erforderlich. Eventuell wäre auch die Einführung einer zweckgebundenen SAF-Abgabe, die nach dem Vorbild der Luftverkehrssteuer entfernungsabhängig erhoben wird, ein denkbarer Weg, den Aufbau entsprechender Produktionskapazitäten z. B. mit Hilfe von Ausschreibungen abzusichern. Denn bislang gibt es, Stand August 2026, keine finalen Investitionsentscheidungen zur großtechnischen Produktion von eSAF. Die bestehenden Herausforderungen sind vielschichtig und werden in der AG SAF der Bundesregierung intensiv diskutiert. Daher ist es sehr zu begrüßen, dass das Bundesverkehrsministerium plant, Investitionen in erste Produktionsanlagen zur Herstellung von eSAF in Deutschland und Europa durch einen Doppelauktionsmechanismus zu fördern.

KOMPLEXITÄT DER ANFORDERUNGEN REDUZIEREN

Durch die ReFuelEU Aviation und die FuelEU Maritime werden bereits ambitionierte Vorgaben für die Verwendung erneuerbarer Flugkraftstoffe bzw. für die Verringerung der CO_2-Emissionen in der maritimen Schifffahrt getroffen. Die Defossilisierung beider Sektoren sollte daher nach Einschätzung von en2x ausschließlich über diese beiden Regelwerke erfolgen. Damit Doppelregulierung, Marktverzerrung und hohe Komplexität vermieden werden, ist eine kohärente Ausgestaltung der Vorgaben der Renewable Energy Directive (RED) entscheidend; eine sektorübergreifende Harmonisierung der Anforderungen an erneuerbare Kraftstoffe (z. B. zum Einsatz von Rohstoffen) ist notwendig, da in der Praxis verschiedene Produkte in einer Anlage hergestellt werden.



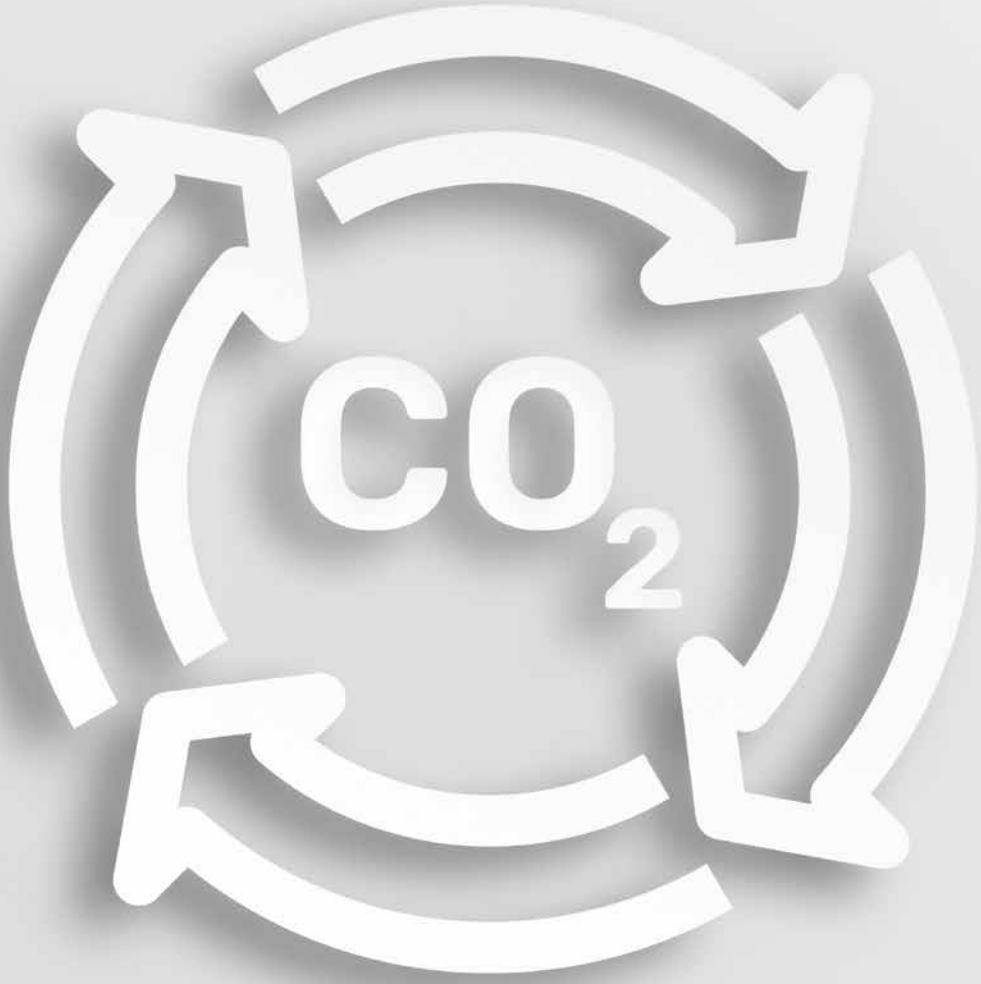
ROHSTOFFE UND TECHNOLOGIEN

ROHSTOFFE UND TECHNOLOGIEN

NUTZUNG ALTERNATIVER KOHLENSTOFFQUELLEN

Neben Wasserstoff werden weiterhin Kohlenstoff und Kohlenwasserstoffe als chemische Bausteine und Energieträger benötigt – in der Industrie für die Herstellung einer Vielzahl von Konsum- und Gebrauchsgütern oder im Verkehrssektor als Kraftstoff. Anstelle von fossilem Kohlenstoff müssen zunehmend alternative Kohlenstoffquellen erschlossen und Kohlenstoffkreisläufe geschlossen werden, damit die Treibhausgasneutralität erreicht werden kann.

Die Biomassenutzung, die Abscheidung von Kohlendioxid (CO_2) aus industriellen Punktquellen und aus der Luft sowie das Recycling von Kunststoffen sind entscheidend für die Umstellung der Rohstoffbasis. Es ist erforderlich, eine integrierte Kohlenstoffstrategie zu entwickeln, die nachhaltige Potenziale identifiziert sowie quantifiziert und diese mit den Bedarfen abgleicht. Daraus ergeben sich dann auch Importbedarfe für nachhaltigen Kohlenstoff.

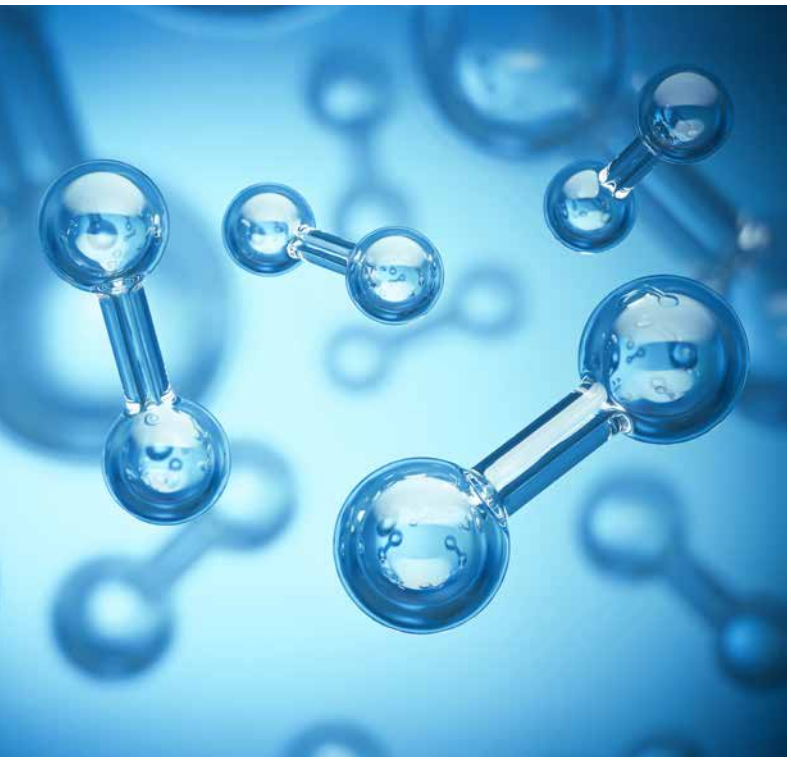


Die Bundesregierung muss eine umfassende Kohlenstoffstrategie vorlegen, die alle Kohlenstoffquellen (Biomasse, CO_2 sowie Kohlenstoff aus dem Recycling von Kunststoffen) betrachtet.

WASSERSTOFFHOCHLAUF BRAUCHT NEUJUSTIERUNG

Klimaneutraler und kohlenstoffarmer Wasserstoff sowie daraus erzeugte Derivate werden eine bedeutende Rolle in der Energiewende spielen, wenn es darum geht, die Emissionen in denjenigen Sektoren zu reduzieren, in denen Elektrifizierung wirtschaftlich nicht effizient bzw. technisch nicht möglich sind oder in denen Kohlenwasserstoffe aus Resilienzgründen erforderlich sind. Dabei sind sowohl die energetische Nutzung als auch die stoffliche Verwendung in industriellen Prozessen von Bedeutung.

Raffinerien stellen heute und zukünftig Kohlenwasserstoffe für verschiedene Anwendungen her. Der größte Teil des in den Produkten enthaltenen Wasserstoffs (mehr als 98 Prozent) stammt dabei aus Rohöl oder auch aus Biomasse, wenn diese gemeinsam mit Rohöl verarbeitet wird. Obwohl die übrigen 2 Prozent gering erscheinen, zählen Raffinerien heute zu den größten Verbrauchern von Wasserstoff, der überwiegend aus Erdgas mittels Dampfreformierung gewonnen wird. Dabei entsteht CO_2. Auch diese Bedarfe müssen zunehmend CO_2-neutral gedeckt werden. Kurzfristig besteht hier also ein großes Substitutionspotenzial durch kohlenstoffarmen Wasserstoff. Für den Hochlauf von erneuerbarem Wasserstoff spielen die Bedarfe in Raffinerien eine wesentliche Rolle: Rund zwei Drittel der Elektrolyseprojekte in Deutschland, die bereits eine finale Investitionsentscheidung erreicht haben, beruhen auf der Nachfrage und Zahlungsbereitschaft von Raffinerien.



DER DURCHBRUCH BLIEB BISLANG AUS

Damit die prognostizierten Wasserstoffmengen (130 TWh bis 2030, mindestens 360 TWh bis 2050) für die Transformation von Industrie und Verkehr erreicht werden können, müsste der Markthochlauf deutlich schneller vorankommen. Der Hochlauf stockt erheblich, trotz ambitionierter Strategien auf EU-, Bundes- und Länderebene und trotz der staatlichen Fördermittel für Wasserstoffprojekte in Milliardenhöhe. Raffinerien etwa zögern mit weiteren Abnahmeverträgen, eigene Elektrolyseprojekte wurden auf Eis gelegt, Elektrolysehersteller halten sich mit Investitionen zurück. Nicht aus mangelndem Interesse, sondern wegen regulatorischer Unsicherheit bzw. ökonomischer Risiken. Das Ziel von 10 GW heimischer Elektrolysekapazität bis 2030 „erscheint angesichts der aktuellen Projektpipeline kaum erreichbar“, so heißt es im Monitoringbericht zur Energiewende, den das Energiewirtschaftliche Institut (EWI) und BET Consulting im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWE) erstellt haben.

BUNDESWIRTSCHAFTSMINISTERIUM WILL WASSERSTOFFPOLITIK ANPASSEN

Bundeswirtschaftsministerin Katherina Reiche hat auf Grundlage des Monitoringberichtes von September 2025 Änderungen an der Wasserstoffpolitik angekündigt. So soll die in der Nationalen Wasserstoffstrategie enthaltene Vorgabe von 10 Gigawatt (GW) installierter Elektrolyseleistung bis 2030 in Deutschland entfallen und durch ein flexibles Ziel ersetzt werden, das sich an konkreten Projekten orientiert, heißt es im 10-Punkte-Papier des Bundeswirtschaftsministeriums.

Laut aktueller EWI-Analyse von Januar 2026 liegt die installierte Leistung von Elektrolyseuren in Deutschland bei 181 MW_{el}, weitere 1,3 GW_{el} haben eine finale Investitionsentscheidung (FID) oder sind im Bau. Demnach könnten Ende des Jahres 2027 bis zu 1,5 GW_{el} Elektrolysekapazität in Betrieb sein. Zählt man alle bis zum Jahr 2030 angekündigten Projekte zusammen, könnte laut EWI eine Gesamtkapazität von 8,7 GW_{el} erreicht werden.

EU DELEGATED ACT FÜR GRÜNEN WASSERSTOFF BREMST DEN HOCHLAUF AUS

Mit der größte Hemmschuh für potenzielle Wasserstoffprojekte bleiben die strengen Strombezugskriterien für die Produktion von grünem Wasserstoff. Gemäß dem Delegated Act der EU muss der Strom aus zusätzlich gebauten Wind- oder Solaranlagen stammen, die zeitgleich mit dem Elektrolyseur laufen und sich in geografischer Nähe befinden. Sie machen grünen Wasserstoff sehr teuer und sind ein wesentlicher Grund, warum Investitionsentscheidungen ausbleiben. „Neben der regulatorischen Komplexität und Unsicherheit führen auch hohe Investitions- und Betriebskosten in Verbindung mit einer relativ geringen Zahlungsbereitschaft der Verbraucher dazu, dass bislang nur so wenige Projekte den FID-Status erreicht haben“, sagt Dr.-Ing. Ann-Kathrin Klaas, Head of Research Area am EWI.

Laut dem 10-Punkte-Papier des BMWE sollen überkomplexe Vorgaben – wie die strenge Definition von grünem Wasserstoff auf EU-Ebene – abgebaut und durch pragmatische Kriterien ersetzt werden. Kohlenstoffarmer Wasserstoff (Low-Carbon Hydrogen) soll gleichberechtigt behandelt werden. Die Hochlaufphase werde im ersten Schritt auf Märkte konzentriert, in denen schon jetzt Zahlungsbereitschaft für Wasserstoff vorhanden sei (z. B. im Bereich der Raffinerien) oder Nachfrage angeregt werden könne, etwa über eine Förderung klimaneutraler Prozesswärme. Die Umsetzung des Wasserstoff-Kernnetzes sowie die Erschließung ausländischer Wasserstoffpotenziale und die Entwicklung von Importkorridoren sollen stufenweise und in enger Abstimmung mit Maßnahmen und Entwicklungen auf der Nachfrageseite erfolgen. Aus en2x-Sicht sind diese Anpassungen der Wasserstoffpolitik sinnvoll und richtig.

WASSERSTOFFBESCHLEUNIGUNGSGESETZ BESCHLOSSEN

Ende Februar hat der Bundestag das sogenannte Wasserstoffbeschleunigungsgesetz beschlossen. Ziel des Gesetzes ist es, die Genehmigungsverfahren zu vereinfachen, zu digitalisieren und bürokratische Hürden abzubauen. Dazu soll der Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur im überragenden öffentlichen Interesse liegen. Positiv ist, dass die vorgesehenen Beschleunigungsmaßnahmen auf weitere Anwendungen erweitert wurden, etwa für die Produktion von blauem Wasserstoff.

So sind Anlagen zur Erzeugung von Wasserstoff unter Nutzung von Anlagen zur Abscheidung von Kohlendioxid aufgenommen. Auch soll das Gesetz die Errichtung und Änderung von Anlagen zur Umwandlung von Wasserstoffderivaten und flüssigen organischen Wasserstoffträgern zu Wasserstoff erlauben. Außerdem werden Anlagen zum Import von erneuerbaren Kraftstoffen nicht-biogenen Ursprungs, beispielsweise Power-to-Liquid-Produkten wie E-Fuels, mit aufgenommen.

FAZIT

Das für die Wasserstoffstrategie zuständige Bundeswirtschaftsministerium will offenkundige regulatorische Hürden für den Wasserstoffhochlauf zugunsten pragmatischer, kostensenkender Vorgaben abbauen. Damit wäre ein wichtiger Schritt zur Schaffung eines wachsenden Angebots von klimaschonenden Wasserstoffvarianten getan. Bis zu einer funktionierenden und robusten Wasserstoffwertschöpfungskette ist es freilich noch ein weiter Weg.

Der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft lässt sich nur mit einem Bündel an Maßnahmen auf allen Stufen der Wertschöpfung erreichen. Neben Instrumenten und Maßnahmen zum Abbau der Risiken etwa bei der Regulatorik, der Finanzierung oder der Technologie muss der Bund den Infrastrukturausbau für den notwendigen Import von Wasserstoff unterstützen sowie langfristige Lieferabkommen mit Ländern abschließen, die erneuerbaren Wasserstoff günstig herstellen können.

en2x-FORDERUNGEN

- Die Importstrategie sollte den Fokus darauf legen, große Mengen von kohlenstoffarmem Wasserstoff und Derivaten zu wettbewerbsfähigen Preisen importieren zu können. Kleinteilige Anforderungen und Regelungen (etwa Herkunftsnachweise mit komplexen nationalen Zusatzkriterien) sollten entfallen.
- Schaffung eines internationalen Zertifizierungssystems für für kohlenstoffarmen Wasserstoff, das pragmatisch und international anschlussfähig ist, damit die EU/Deutschland als Abnehmer für Wasserstoffproduzenten im Ausland interessant werden.
- Kohlenstoffarmer Wasserstoff und daraus erzeugte Derivate sollten mindestens übergangsweise zur Emissionsreduktion beitragen und auf die THG-Minderungsquoten angerechnet werden können.
- Investitionen in erste industrielle Power-to-X-Anlagen müssen durch eine verlässliche Preisperspektive abgesichert werden. Dafür könnten langfristig wirkende Finanzierungsinstrumente und Ausschreibungsmodelle wie z. B. H2Global oder abgesicherte KfW-Darlehen geeignet sein.
- Der Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur (Netz und Speicher) sowie von Importpartnerschaften ist entscheidend für die Versorgungssicherheit. Das europäische Wasserstoff-Backbone und der Ausbau von Seehäfen müssen mit nationalen Maßnahmen synchronisiert werden.

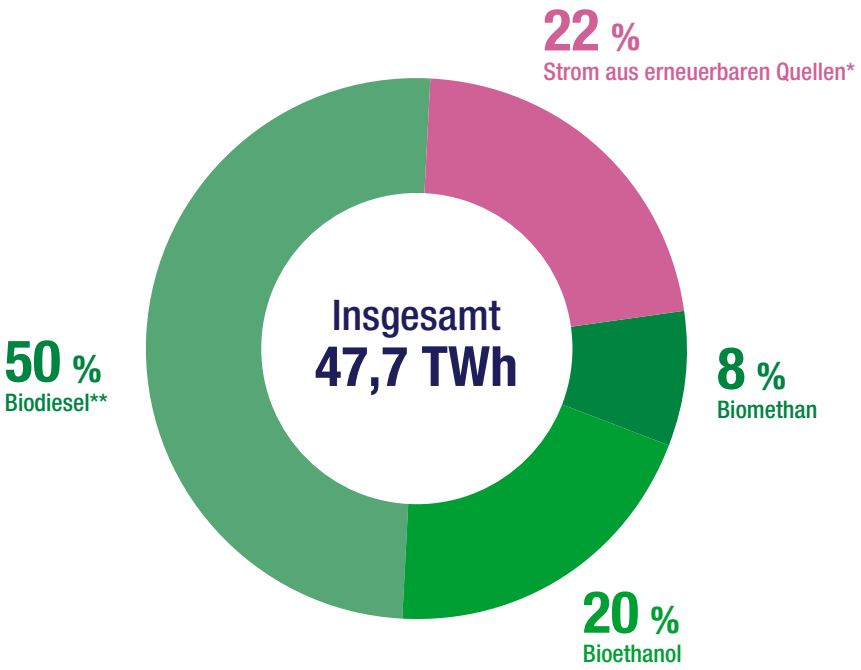
BIOGENE KOHLENWASSERSTOFFE WERDEN ZUR ENERGETISCHEN UND STOFFLICHEN NUTZUNG BENÖTIGT

Biomasse ist ein zentraler erneuerbarer Energieträger und die wichtigste nicht-fossile Kohlenstoffquelle. Mehr als die Hälfte der in Deutschland verbrauchten Primärenergie aus erneuerbaren Quellen stammt aus der Biomasse. Der Biomasseeinsatz in der Strom- und Fernwärmeversorgung macht etwa 40 Prozent aus, die Nutzung in den privaten Haushalten etwa 25 Prozent und der Verbrauch in den Sektoren Industrie, GHD sowie Verkehr jeweils etwa 10 Prozent. Verwendet werden neben der forst- und landwirtschaftlich bereitgestellten Biomasse (unter anderem Forstholz, Energiepflanzen wie Mais oder Raps und Gülle) auch Abfälle und Reststoffe wie Altspeiseöle und Fette, Bioabfälle oder Alt- und Gebrauchtholz. Es kommen eine Reihe von Nutzungspfaden zum Einsatz, vor allem die Vergärung zu Biogas, die direkte Verbrennung zur Wärmegewinnung, die Verarbeitung durch Veresterung, die Hydrierung zu Biodiesel oder die Fermentation zu Bioethanol für den Kraftstoffmarkt.

WACHSENDER BEDARF AN BIOMASSE FÜR VERKEHR UND INDUSTRIE

Bioethanol und Biodiesel decken derzeit nahezu den gesamten Bedarf an erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehr. Sie werden mit etablierten Verfahren (Umesterung und Hydrierung mit anschließender Raffination) hergestellt und fossilen Produkten beigemischt (z. B. B7 und E10). Dabei wird in zunehmendem Umfang abfallbasierte Biomasse (wie z. B. Altspeiseöl oder Tierfette) verwendet. Biokraftstoffe werden weiterhin eine zentrale Rolle bei der Treibhausgasminderung im Verkehrssektor spielen, da nicht alle Anwendungen elektrifizierbar und strombasierte synthetische Kraftstoffe derzeit noch nicht in ausreichendem Maßstab verfügbar sind. Das gilt insbesondere für den Flugverkehr, der die schnell steigenden Quotenvorgaben für alternative Flugtreibstoffe (SAF – Sustainable Aviation Fuels) derzeit ausschließlich mit

ERNEUERBARE ENERGIEN IM VERKEHR 2025



* Auf Basis des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch.
** Inklusive hydrierter Pflanzenöle (HVO) im Verkehrssektor (ohne Land- und Forstwirtschaft, Militär und Baugewerbe).

Quelle: AGEE-Stat (Februar 2026); Grafik (Nr. 410): en2x



Bio-SAF erfüllt. Die Schifffahrt ist ebenfalls auf Biokraftstoffe (Bio-LNG, Biodiesel, HVO) angewiesen, um die THG-Minderungsvorgaben der FuelEU-Maritime-Verordnung erfüllen zu können. Und auch im Straßenverkehr wird die große Bestandsflotte mit Verbrennungsmotoren Biokraftstoffe benötigen. Zunehmende Bedeutung wird die stoffliche Nutzung von Biomasse als erneuerbarer Kohlenstoffquelle vor allem in der Chemieindustrie erhalten.

ENERGETISCHE VS. STOFFLICHE NUTZUNG? POTENZIALANALYSEN MÜSSEN AUSGEWEITET WERDEN

Die Bundesregierung ist gefordert, die Weichen für die zukünftige Biomassenutzung zu stellen. Für die Nationale Biomassestrategie (NABIS) hält en2x einen Ansatz für erforderlich, der eine pragmatische und flexible Nutzung aller nachhaltigen Biomassepotenziale ermöglicht und starre Nutzungskaskaden oder pauschale Nutzungsvorgaben vermeidet. Insbesondere die bislang angelegte Priorisierung der stofflichen Nutzung sollte kritisch überprüft werden, um eine stärker bedarfsorientierte und effiziente Nutzung der verfügbaren Rohstoffe zu gewährleisten und bezahlbaren Klimaschutz zu ermöglichen. Für eine fundierte Neubewertung der Biomassepotenziale sind weitere umfassendere Analysen – insbesondere für fortschrittliche Biomasse aus Abfällen und Reststoffen – dringend erforderlich. Diese müssen zusätzlich Faktoren wie technologische Entwicklungen, die sektorale Bedarfsentwicklung, Nachhaltigkeitsanforderungen, alternative Anbaubiomasse (z. B. Zwischenfrüchte) sowie die Rolle von Biomasseimporten berücksichtigen.

REGULIERUNG MUSS KONVENTIONELLE UND FORTSCHRITTLICHE BIOKRAFTSTOFFE ALS LÖSUNGEN ERMÖGLICHEN

Sowohl fortschrittliche Biokraftstoffe als auch strombasierte Kraftstoffe erfordern noch erhebliche Entwicklungsarbeiten, um die notwendige technologische Reife für einen Markthochlauf zu erreichen. Gleichzeitig sind die Investitionskosten für Biokraftstoffe aus innovativen Verfahren beträchtlich. Damit sich diese Kraftstoffe im Markt etablieren können, muss die Regulierung eine verlässliche und ausreichend hohe Nachfrage nach Biokraftstoffen sicherstellen. Quoten werden dabei über das Jahr 2030 hinaus ein wichtiges Instrument bleiben. Entscheidend sind zudem faire Marktbedingungen, etwa durch verlässliche Zertifizierungssysteme. Gleichzeitig muss die Verwendung von Biokraftstoffen aus konventioneller Anbaubiomasse im Verkehrssektor gemäß Renewable Energy Directive der EU (RED III) auch in Deutschland möglich sein.



UMSETZUNG DER RED-III-VORGABEN ZUR NACHHALTIGEN BIOMASSENUTZUNG

Das Bundesumweltministerium hat im August 2025 einen Referentenentwurf zur Anpassung der bestehenden Nachhaltigkeitsverordnungen für Biomassestrom (BioSt-NachV) und für Biokraftstoffe (Biokraft-NachV) vorgelegt. Damit sollen die RED-Anforderungen an die Nachhaltigkeit und die THG-Einsparung eins zu eins umgesetzt werden. Der Entwurf zielt außerdem darauf ab, die Betrugsprävention beim Import von regenerativen Kraftstoffen entsprechend den im Koalitionsvertrag von CDU, CSU und SPD getroffenen Vereinbarungen zu verbessern. Der Referentenentwurf sieht in diesem Kontext unter anderem die Abschaffung des Ausnahmefalls der Anerkennung von unwirksamen Nachhaltigkeitsnachweisen in der Biokraft-NachV vor.

ERHALT DES VERTRAUENSSCHUTZES

Die mit der Verordnung vorgeschlagene Abschaffung des Vertrauensschutzes ist aus en2x-Sicht kein geeignetes Instrument der Betrugsprävention. Sie verlagert erhebliche rechtliche und finanzielle Risiken auf rechtstreue Unternehmen am Ende der Lieferkette, beeinträchtigt den Handel und kann zu Marktaustritten sowie zu weniger Wettbewerb führen. Zielführender ist es, die materiellen Kontrollen bei Zertifizierungsstellen und Behörden zu stärken und den Zugang zum Nachhaltige-Biomasse-System (Nabisy) wirksamer zu kontrollieren.

CO-PROCESSING VOLLUMFÄNGLICH ERHALTEN UND ANRECHENBAR AUSGESTALTEN

Im Rahmen der Treibhausgasminderungsquote soll das Co-Processing in Raffinerien neu geregelt werden. Co-Processing im Sinne des Kabinettsbeschlusses bezeichnet die gemeinsame Verarbeitung biogener und fossiler Rohstoffe in integrierten Raffinerieprozessen. Mit dem Kabinettsbeschluss zur Weiterentwicklung der THG-Quote im Zuge der Umsetzung der RED III soll die Anrechenbarkeit von Co-Processing ausgeweitet werden. Künftig soll die Mitverarbeitung biogener Rohstoffe aus Anhang IX Teil A und Teil B der Erneuerbare-Energien-Richtlinie – also fortschrittlicher Rohstoffe sowie abfallbasierter Rohstoffe – ermöglicht werden. Zugleich soll die Anrechnung nicht mehr auf den Pfad der Co-Hydrierung beschränkt sein, sondern auch bei anderen raffinerietechnischen Verfahren erfolgen können.

Diese Ausweitung ist aus Sicht von en2x ein wichtiger Schritt und unbedingt zu erhalten. Vor dem Hintergrund eines zu erwartenden Rückgangs des Kraftstoffbedarfs im Straßenverkehr infolge des Hochlaufs der Elektromobilität sowie steigender THG-Minderungsquoten kann Co-Processing einen wichtigen Beitrag dazu leisten, fossilen Rohöleinsatz schrittweise durch biogene Einsatzstoffe zu ersetzen. Damit wird die Nutzung von Biomasse im Verkehrssektor gestärkt, die Wettbewerbsfähigkeit deutscher Raffinerien auch im europäischen Vergleich unterstützt und ein Beitrag zu einer langfristig resilienten Energieversorgung geleistet.

FAZIT

Da CO_2-neutrale Wasserstoffderivate frühestens ab 2030 in größeren Mengen zur Verfügung stehen werden, ist Biomasse mittel- bis langfristig der bedeutendste Rohstoff für die Herstellung CO_2-neutraler Kohlenwasserstoffe – sowohl als Kraftstoffe für den Verkehr als auch als Einsatzstoffe für die Industrie. Biokraftstoffe aus konventionellen Rohstoffen leisten bereits heute einen wesentlichen Beitrag zum Klimaschutz im Verkehrssektor.

Für die Transformation von Raffineriestandorten ist Biomasse daher ein zentraler Feedstock. Entsprechend hoch ist die Bedeutung einer verlässlichen und zielgerichteten politischen Regulierung der Biomassenutzung, einschließlich der künftigen Rolle sowohl konventioneller als auch fortschrittlicher Biokraftstoffe.

en2x-FORDERUNGEN

- Alle nachhaltig verfügbaren Biomassemengen sollten möglichst flexibel genutzt werden können. Dazu muss das Potenzial des Co-Processings umfassend nutzbar werden und die Produkte müssen bilanziell anrechenbar sein.
- Die Zugangsbedingungen/-kontrollen für das Nachhaltige-Biomasse-System (Nabisy) müssen anspruchsvoller ausgestaltet werden, damit unwirksame Nachhaltigkeitsnachweise frühzeitig ausgeschlossen werden.
- Bestehende Quotensysteme müssen auch für die Zeit nach 2030 weiterentwickelt werden, um eine ausreichende Nachfrage nach Biokraftstoffen zu schaffen.
- Zertifizierungs- und Kontrollsysteme müssen verlässlich ausgestaltet und stärker kontrolliert werden, damit faire Marktbedingungen gewährleistet sind.
- Die nationale Regulierung muss den internationalen Handel mit Biomasse, globale Marktentwicklungen und regulatorische Entwicklungen in anderen Regionen berücksichtigen.

CHEMISCHES RECYCLING

KUNSTSTOFFABFÄLLE ALS ALTERNATIVE ROHSTOFFQUELLE FÜR DIE RAFFINERIEN

Eine Raffinerie stellt aus Mineralöl eine Vielzahl an Produkten her. Viele davon werden auch in einer klimaneutralen Zukunft weiterhin benötigt. Das gilt beispielsweise für Vorprodukte der chemischen Industrie oder Schmierstoffe, aber auch für Kraft- und Brennstoffe, insbesondere im Luft- und Seeverkehr. Um diese Produkte zukünftig treibhausgasarm bereitzustellen, braucht es alternative Rohstoffquellen. Dafür kommen Sekundärrohstoffe aus dem Recycling von Kunststoffen infrage. Diese können in chemischen Recyclingverfahren so verarbeitet werden, dass sie als Ersatz für Rohöl verwendet und zu neuen Produkten verarbeitet werden können.

CHEMISCHES RECYCLING – EIN BAUSTEIN DER KREISLAUFWIRTSCHAFT

Die Europäische Union will bis 2050 eine kreislauforientierte und klimaneutrale Wirtschaft aufbauen. In diesem Kontext hat die Bundesregierung im Dezember 2024 eine Nationale Kreislaufwirtschaftsstrategie (NKWS) verabschiedet. Es gilt, den primären Rohstoffverbrauch in Deutschland insgesamt zu senken und Stoffkreisläufe zu schließen.

Das chemische Recycling von Kunststoffabfällen könnte dazu einen relevanten Beitrag leisten und die Transformation hin zu einem ressourcensparenden zirkulären System unterstützen. Das Abfallpotenzial ist beträchtlich: Jährlich fallen rund 5,7 Millionen Tonnen in Deutschland an. Rund zwei Drittel davon werden verbrannt – lediglich 35 Prozent werden stofflich verwertet. Dabei kommen überwiegend werkstoffliche, das heißt mechanische Recyclingverfahren zum Einsatz.

Chemische Recyclingverfahren haben derzeit nur einen marginalen Anteil (rund 26.000 Tonnen). Laut der NKWS sollen chemische Recyclingverfahren nur dann zum Einsatz kommen, wenn keine Möglichkeit einer werkstofflichen Verwertung besteht oder wenn hohe Standards für das Endprodukt gefordert sind.

PYROLYSEVERFAHREN FÜR RAFFINERIEN EINE RELEVANTE OPTION

Bei chemischen Recyclingverfahren werden die chemischen Bindungen der Kunststoffe durch spezielle Verfahren aufgespalten. Die Spaltprodukte können dann zu neuen Produkten verarbeitet werden. Bei dem Pyrolyseverfahren z. B. werden die Kunststoffabfälle thermochemisch und unter Ausschluss von Sauerstoff behandelt. Neben festen und gasförmigen Anteilen entsteht so ein flüssiges Pyrolyseöl, das in Raffinerien verarbeitet werden kann. Zudem ist es grundsätzlich möglich, bestimmte aufgereinigte Kunststoffabfälle direkt in Verarbeitungsanlagen von Raffinerien einzuspeisen. Chemisches Recycling bietet so die Möglichkeit, den Einsatz von fossilem Mineralöl zu reduzieren bzw. dieses zu ersetzen.

Im Vergleich zum mechanischen Recycling können vielfältigere Abfallströme verarbeitet werden, besonders nicht sortierbare Abfälle, die dem mechanischen Recycling absehbar nicht zur Verfügung stehen. Die aus dem Recycling resultierenden Produkte können zudem auch im hochsensitiven Lebensmittelbereich wiederverwendet werden. So kann auch die Zahl der möglichen Recyclingzyklen erhöht und gleichzeitig die Palette an Recyclingprodukten erweitert werden.



Das chemische Recycling ist daher als Ergänzung und nicht als Konkurrenz zum mechanischen Recycling zu verstehen.

CHEMISCHES RECYCLING ALS ZUKUNFTS-TECHNOLOGIE ANERKENNEN

Chemisches Recycling muss als ressourcenschonendes und klimaschonendes Verfahren anerkannt werden. In der aktuellen Gesetzgebung in Deutschland wird das Verfahren noch nicht explizit berücksichtigt. Die schwarz-rote Koalition will das ändern. Sie hat in ihrem Koalitionsvertrag festgehalten, das chemische Recycling in das Kreislaufwirtschaftsgesetz (KrWG) aufnehmen zu wollen. Damit das volle Potenzial dieser Recyclingtechnologie ausgeschöpft werden kann, müssen darüber hinaus verschiedene technische und regulatorische Herausforderungen gelöst werden.

CO-PROCESSING IST FÜR CHEMISCHES RECYCLING UNERLÄSSLICH

Co-Processing, also das gemeinsame Verarbeiten eines recycelten Stoffstroms mit fossilem Mineralöl in bestehenden Anlagen, ist unerlässlich für einen zügigen und kostengünstigen Hochlauf von chemischem Recycling. Dazu ist es wichtig, dass recycelte Produkte aus dem Co-Processing auf Produktquoten und Rezyklateinsatzquoten anrechenbar sind. Zudem muss das Co-Processing über den gesamten Raffinerieprozess hinweg möglich sein und darf nicht auf einzelne Verfahren beschränkt werden.

ALLOKATION DURCH EIN MÖGLICHST FLEXIBLES BILANZIERUNGSSYSTEM ERMÖGLICHEN

In einer Raffinerie entsteht immer eine Vielzahl an Produkten, die nicht voneinander getrennt hergestellt werden können (sogenannte Kuppelproduktion). Beim Co-Processing von Sekundärrohstoffen wie Pyrolyseöl gemeinsam mit fossilem Mineralöl in Raffinerien muss die recycelte Eigenschaft daher auf die verschiedenen Produkte aufgeteilt werden. Für eine möglichst einfache Allokation sollte hierbei auf ein Bilanzierungssystem zurückgegriffen werden, mit dem die recycelte Eigenschaft flexibel den Produkten zugewiesen werden kann.

ABFALLENDE EUROPARECHTLICH EINHEITLICH DEFINIEREN

Bei der Verarbeitung von Sekundärrohstoffen aus dem Kunststoffrecycling sollten Raffinerien keine zusätzlichen immissionsschutzrechtlichen Auflagen erhalten, wie sie für die konventionelle Abfallverwertung gelten. Das Ende der Abfalleigenschaft sollte deshalb schon vor der Verarbeitung in einer Raffinerie definiert werden. Dies wäre beispielsweise durch die Definition einer neuen Stoffkategorie „Kreislaufwirtschaftsgut“ möglich, die auch für Kunststoffabfälle für das Recycling gilt. Der Circular Economy Act der EU-Kommission schlägt die Einführung einer solchen Kategorie vor. Genaue und nachvollziehbare Regelungen, die das Ende der Abfalleigenschaft feststellen, sollten europaweit einheitlich umgesetzt werden, um den grenzüberschreitenden Transport zu vereinfachen und für gleiche Wettbewerbsbedingungen zu sorgen.

HOCHLAUF DES CHEMISCHEN RECYCLINGS BESCHLEUNIGEN

Die Investitionen in neue Anlagen oder Anlagenumrüstung sowie die kostenintensiven Sekundärrohstoffe machen Produkte aus dem chemischen Recycling teurer als solche aus der Verarbeitung fossiler Eingangsstoffe. Dafür, dass dennoch ein Markt für diese Produkte geschaffen werden kann, sind neben der Anrechenbarkeit auf Quoten zudem Förderinstrumente für die Hochlaufphase sowie die Verfügbarkeit von ausreichend erneuerbaren Energien essenziell.

FAZIT

Neben Biomasse und Carbon-Capture-Technologien ist das chemische Recycling eine weitere wichtige Kohlenstoffquelle, die im Zuge der Transformation von fossilen zu treibhausgasneutralen Molekülen erschlossen werden muss. Große Teile von heute nicht recycelbaren Kunststoffresten können mit dieser Technologie mit im Stoffkreislauf gehalten werden. Für den Hochlauf der Technologie werden verlässliche Rahmenbedingungen, besonders zur Mitverarbeitung von chemischen Rezyklaten, benötigt. Die Bundesregierung muss Maßnahmen ergreifen, um Investitionen in das chemische Recycling zu ermöglichen und den Einsatz von zirkulären Kunststoffen zu fördern.

en2x-FORDERUNGEN

- Chemisches Recycling muss als Zukunftstechnologie berücksichtigt werden. Ein regulatorischer Ausschluss des chemischen Recyclings darf nicht erfolgen.
- Die Mitverarbeitung von Sekundärrohstoffen aus recycelten Kunststoffabfällen muss in Raffinerien regulatorisch möglich sein, das heißt, chemisches Recycling und die daraus hergestellten Produkte müssen zur Erfüllung von Produktquoten und Rezyklateinsatzquoten anerkannt werden.
- Die Allokation der recycelten Eigenschaft sollte durch ein möglichst flexibles Bilanzierungssystem erfolgen.
- Das Abfallende der Kunststoffe muss unbedingt vor der Verarbeitung in Raffinerien und europarechtlich einheitlich definiert werden.
- Der Hochlauf des chemischen Recyclings muss neben Quoteninstrumenten weiter unterstützt werden, z. B. durch Förderung.

CARBON MANAGEMENT

CCUS: DER RECHTSRAHMEN STEHT, DOCH ANREIZE FEHLEN

Damit weniger CO_2 in die Atmosphäre gelangt und langfristig Treibhausgasneutralität erreicht werden kann, werden zunehmend alternative Kohlenstoffquellen, geschlossene Kohlenstoffkreisläufe und negative CO_2-Emissionen benötigt. In diesem Kontext ist neben der Biomassenutzung und dem chemischen Recycling das Carbon Management ein wichtiger Baustein.

Carbon Management umfasst die Abscheidung, Nutzung und Speicherung von Kohlendioxid (Carbon Capture and Storage – CCS, Carbon Capture and Utilization – CCU, bzw. Carbon Capture, Utilization and Storage – CCUS) sowie Verfahren zur aktiven Entnahme von CO_2 aus der Atmosphäre (Carbon Dioxide Removal – CDR). Diese technischen Verfahren sollen in Zukunft die natürlichen Kohlenstoffsenken (Wälder, Moore, Böden und Ozeane) ergänzen.

CARBON MANAGEMENT IST ENTSCHEIDEND FÜR DEN FORTBESTAND DER KOHLENWASSERSTOFFWIRTSCHAFT

Für zahlreiche auf Basis von Erdöl und Erdgas hergestellte Alltagsprodukte, wie z.B. Kunststoffe, Dämmstoffe, Klebstoffe, Waschmittel, Kosmetika und nicht zuletzt Kraftstoffe, wird auch in der Zukunft Kohlenstoff benötigt. Wenn es darum geht, den Kohlenstoffbedarf zu decken, werden die Abscheidung und Nutzung von CO_2 zunehmend relevant. Das CO_2 kann aus Industrieprozessen oder der Luft abgeschieden werden. Damit auch die Herstellungsverfahren der Produkte langfristig defossilisiert werden können, müssen darüber hinaus auch Verfahren zur dauerhaften CO_2-Speicherung in geeigneten geologischen Formationen (CCS) in großem Umfang eingesetzt werden können. Alternativ ist der bilanzielle Ausgleich mit abgeschiedenem und gespeichertem CO_2, welches der Atmosphäre zuvor entnommen wurde, möglich.

Bei Letzterem spricht man vom Ausgleich durch Negativemissionen. Diesem kommt zusätzlich die Rolle zu, die Liquidität im europäischen Emissionshandelssystem EU-ETS zu erhalten und der Kohlenwasserstoffwirtschaft die nötige Zeit zu verschaffen, bis eine vollständige Emissionsreduktion technisch und wirtschaftlich möglich ist. Ein bilanzieller Ausgleich durch Negativemissionen ist nach aktueller Rechtslage jedoch nicht möglich. Ohne diese Technologien werden die Kohlenwasserstoffindustrie und weitere Industrien in Deutschland und Europa langfristig den Betrieb einstellen müssen.

WICHTIGER MEILENSTEIN: BUND SCHAFFT RECHTSRAHMEN FÜR CCUS

Mit der Änderung des Kohlendioxid-Speicherungsgesetzes (KSpG) im November 2025 und der Novelle des Hohe-See-Einbringungsgesetzes (HSEG) sowie der Ratifizierung der Änderung des Londoner Protokolls für den Meeresschutz Ende Januar dieses Jahres liegt nun ein übergeordneter Rechtsrahmen für CCUS in Deutschland vor. Damit sind zentrale Weichen für die Speicherung, den Abtransport und den Export von abgeschiedenem Kohlendioxid gestellt.

Das novellierte KSpG, das jetzt Kohlendioxid-Speicherungs- und -Transportgesetz (KSpTG) heißt, ermöglicht die kommerzielle CO_2-Speicherung sowie den kommerziellen CO_2-Transport in Deutschland, Letzteren auch zu Nutzungszwecken. Diese Grundlagen sind aus en2x-Sicht ein wichtiger Schritt zur Unterstützung der Transformationsbemühungen der deutschen Industrie. Für den Aufbau der CO_2-Infrastruktur wird im neuen KSpTG das überragende öffentliche Interesse festgestellt. Der Mineralölindustrie stehen damit grundsätzlich der CO_2-Transport im noch zu bauenden Leitungsnetz und die nationale CO_2-Speicherung offen.

Eine bundesweite Speicherung von CO_2 in Deutschland an Land lässt das KSpTG nicht zu. Allerdings können die Bundesländer per Landesgesetz die dauerhafte Speicherung zum kommerziellen Einsatz im industriellen Maßstab ermöglichen (Opt-in-Klausel). Aus en2x-Sicht wäre eine stärkere Nutzung der Opt-in-Möglichkeit zur Onshore-Speicherung wichtig, da damit die CCS-Kosten gesenkt werden könnten und die heimische Wertschöpfung gestärkt würde. Das HSEG ermöglicht die Ausfuhr von CO_2 über den Seeweg zu Speicherstätten vor der Küste. Nur in speziellen Schutzgebieten bleibt die Speicherung verboten. Zudem wird durch die Ratifizierung der Änderung des Londoner Protokolls der Transport von CO_2 zur Speicherung in anderen Staaten ermöglicht. Für Industrien mit hohen prozessbedingten Emissionen sind die Gesetzesänderungen von großer Bedeutung.



Die Gesetzesnovelle öffnet neue Wege für CO_2-Exporte und Offshore-Speicherung in der Nordsee: Das Northern-Lights-Projekt ist bislang das einzige kommerzielle CO_2-Speicherangebot in Europa. Es verfügt über mehrere Lizenzen in der dänischen Nordsee. Foto: Ruben Soltvedt

FAZIT

Wirtschaftlichkeit von CCUS nicht gegeben: Weite Teile der Politik haben mittlerweile anerkannt, dass die Abscheidung, Nutzung und Speicherung von CO_2 für die Defossilisierung der Industrie unverzichtbar sind. Der jetzt realisierte Rechtsrahmen für CCUS in Deutschland ist zu begrüßen. Er allein wird jedoch nicht zu einem Hochlauf von Carbon Management in Deutschland führen.

Die Kosten für Abscheidung, Transport und Speicherung sind zu hoch, so dass CCUS-Projekte derzeit nicht wirtschaftlich sind. Dazu müssten die Investitionsrisiken für Infrastrukturbetreiber und Industrie in der Anfangsphase durch den Bund finanziell abgesichert werden. Ohne ein De-Risking, etwa durch Klimaschutzverträge oder eine gezielte Förderung in der Hochlaufphase, dürfte ein CCUS-Hochlauf nicht gelingen.

en2x-FORDERUNGEN

- Nach Schaffung des Rechtsrahmens muss die CO_2-Transportinfrastruktur nun zeitnah auf- und ausgebaut werden. Für das CO_2-Netz ist eine Anschubfinanzierung, vergleichbar mit dem Amortisationskonto beim H_2-Kernnetz, nötig, damit zu hohe Netzkosten für Erstanwender vermieden werden. Auch andere Transportmöglichkeiten (Schiff und Bahn) sowie notwendige zusätzliche Infrastrukturen (Terminals, Kompression, Zwischenspeicher) müssen bei Förderung und Infrastrukturausbau berücksichtigt werden.
- Die Förderinstrumente Klimaschutzverträge und Bundesförderung Industrie und Klimaschutz müssen unbedingt mit der Möglichkeit zur Förderung von CCU-/CCS-Projekten weitergeführt werden.
- Die Förderung von CCU-/CCS-Projekten muss auch der Mineralölindustrie offenstehen.
- Die Speicherung von CO_2 muss auch auf dem deutschen Festland stattfinden. Die Bundesländer sollten deswegen möglichst zügig Gebrauch von der Opt-in-Möglichkeit im KSpTG machen.
- Um auch auf internationale Speicherpotenziale zurückgreifen zu können, muss die Regulierung Selbiges ermöglichen.
- Die Herstellung von CCU-Produkten muss zum Business Case werden. Nötig dafür sind langfristige Investitionssicherheit (durch verlässliche Regulierung) sowie Anreize für CCU-Produkte (z. B. Quoten), auch für stoffliche Produkte.
- Die gesamte CO_2-Wertschöpfungskette, auch über den Anwendungsbereich des KSpTGs hinaus, sollte von beschleunigten Genehmigungsverfahren profitieren. Damit dies möglich ist, müssen entsprechende Kapazitäten in den Behörden aufgebaut werden.

PRODUKTION UND INFRASTRUKTUR

DEUTSCHLAND BRAUCHT STARKE RAFFINERIEN, DAMIT DER BEDARF AN KRAFTSTOFFEN UND WICHTIGEN GRUNDSTOFFEN STETS GEDECKT IST. FÜR IMPORT UND TRANSPORT VON WASSERSTOFF UND SEINEN DERIVATEN IST EINE PASSENDE INFRASTRUKTUR ERFORDERLICH.

☑ AUSZEICHNUNG DER IEEKN

ENERGIEEFFIZIENZ: en2x-NETZWERK BELEGT DEN ERSTEN PLATZ

Das Energieeffizienznetzwerk der Mitglieder des en2x – Wirtschaftsverband Fuels und Energie e. V. ist auf der 9. Jahresveranstaltung der Initiative Energieeffizienz- und Klimaschutznetzwerke (IEEKN) für seine Erfolge ausgezeichnet worden.

Die Ehrung fand im Beisein der Parlamentarischen Staatssekretärin Rita Schwarzelühr-Sutter (Bundesumweltministerium) und des Unterabteilungsleiters Dr. Axel Bree (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie) im Haus der Deutschen Wirtschaft in Berlin statt. Die IEEKN wählt jährlich besonders engagierte und erfolgreiche Netzwerke aus. Diesmal kam das Netzwerk von en2x auf Platz eins. „Die Auszeichnung ist eine wichtige Anerkennung der Arbeit und der weiterhin hohen Ambitionen unserer Mitgliedsunternehmen, die Effizienz von Raffinerieprozessen im Sinne der Wirtschaftlichkeit und des Klimaschutzes stetig weiter zu verbessern“, erklärt Volker Dziuba, der für en2x das Netzwerk koordiniert.

Die von den teilnehmenden en2x-Mitgliedern betriebenen Raffinerien konnten laut Dziuba mit ihren im Rahmen des Netzwerks umgesetzten Maßnahmen in den Jahren 2021 und 2022 jährlich fast 22.000 Tonnen CO_2-Äquivalente sowie 136.000 MWh Endenergie einsparen. Als Ziel für die aktuell laufende Einsparungsrunde (2023 bis 2025) wurden noch höhere jährliche Minderemissionen von 158.263 Tonnen CO_2-Äquivalente sowie 648.590 MWh jährliche Energieeinsparung verabredet. Zum Vergleich: Dies entspricht der Energieeinsparung von 65.000 Einfamilienhäusern, die ihren typischen Energieverbrauch von durchschnittlich 20 MWh pro Haus durch Effizienzmaßnahmen halbieren.

UNTERNEHMEN WISSEN, WELCHE MAßNAHMEN AM EFFIZIENTESTEN SIND

„Die deutliche Steigerung ist dabei sowohl auf den Zuwachs an Mitgliedern als auch auf eine höhere Zahl an Effizienzmaßnahmen, die jeder Teilnehmer umsetzen konnte, zurückzuführen“, berichtet Simon Jastrzab, Bereichsleiter Umwelt und Technik bei en2x. „Das zeigt, dass die Unternehmen sehr genau wissen, wo und wie sich am wirksamsten Energie und Emissionen einsparen lassen.“

Allerdings sei es nicht nachvollziehbar, dass die Ampelkoalition in der nationalen Umsetzung der Europäischen Energieeffizienzrichtline über die EU-Anforderungen hinausgegangen ist, so Jastrzab weiter. „Das war nicht nur unnötig, sondern ein weiterer Nachteil für den Industriestandort Deutschland, der bereits unter hohen Kosten und bürokratischen Auflagen leidet. Daher unterstützen wir die im Koalitionsvertrag formulierte Absicht der aktuellen Bundesregierung, das deutsche Energieeffizienzgesetz auf die EU-Vorgaben zurückzuführen.“

Zu den en2x-Mitgliedern gehören Unternehmen aus der derzeitigen Mineralölwirtschaft sowie Anbieter erneuerbarer Kraft- und Brennstoffe. Sie sichern einen Großteil der heutigen Energieversorgung Deutschlands für Mobilität sowie Wärme und liefern erhebliche Mengen an chemischen Grundprodukten. In dem Branchennetzwerk sind mittlerweile alle Raffineriestandorte in Deutschland vertreten. Ein Vorläuferverband von en2x, der damalige Mineralölwirtschaftsverband (MWV), war Gründungsmitglied der heutigen IEEKN.



Foto: Claudius Pflug

UNTERNEHMEN WISSEN SEHR GENAU, WO UND WIE SICH AM WIRKSAMSTEN ENERGIE UND EMISSIONEN EINSPAREN LASSEN.

IED – INDUSTRIAL EMISSIONS DIRECTIVE

Eine über die EU-Regelungen hinausgehende nationale Umsetzung der EU-Richtlinie zu Industrieemissionen könnte Raffinerien im internationalen Wettbewerb benachteiligen und damit den Transformationsprozess behindern.

Auch in einer treibhausgasneutralen Volkswirtschaft werden Raffinerieprodukte in den Sektoren Verkehr, Industrie und Gebäude weiterhin in großen Mengen benötigt. Kraft- und Brennstoffe sowie Einsatzstoffe für die chemische Industrie werden dann jedoch auf der Basis erneuerbarer Rohstoffquellen hergestellt. Auf dieser Grundlage werden Raffinerien auch in der Zukunft eine bedeutende Rolle in der Energie- und Grundstoffversorgung Deutschlands spielen. Ihre Transformation und ihr sicherer Betrieb sind somit auch notwendige Bedingungen für den Erhalt der Versorgungssicherheit.

UMWELTSCHUTZ UND TRANSFORMATION ZUR KLIMANEUTRALITÄT MÜSSEN HAND IN HAND GEHEN

Diese Transformation, also der komplette Wandel der Rohstoffbasis sowie die Anpassung und Neueinführung von Produktionsverfahren, erfordert Investitionen, die schnell im dreistelligen Millionen- oder auch im Milliardenbereich für einzelne Vorhaben liegen können. Damit dieser Umbau gelingen kann, müssen die Weiterentwicklung der Umweltvorschriften und der Transformationsprozess Hand in Hand gehen. In diesem Kontext spielen die geänderte EU-Richtlinie zu den Industrieemissionen (IED) und vor allem ihre nationale Umsetzung eine wichtige Rolle.

Die Industrieemissionsrichtlinie (2010/75/EU) bildet EU-weit die Grundlage für die Genehmigung, den Betrieb, die Überwachung sowie die Stilllegung von umweltrelevanten Industrieanlagen. Sie ist das wichtigste EU-Instrument zur Vermeidung und Verringerung der Umweltverschmutzung von Luft, Wasser und Boden durch industrielle Tätigkeiten. In den Genehmigungen werden auf der Grundlage der besten verfügbaren Techniken (BVT) Emissionsgrenzwerte für die von einer Anlage emittierten Schadstoffe festgelegt.

Große Industrieanlagen und Tierhaltungsbetriebe sind verpflichtet, über ihre Umweltleistung Bericht zu erstatten und diese zu überwachen sowie Anstrengungen zur Verminderung ihrer Emissionen zu unternehmen. Vom Regelungsregime der Richtlinie werden ca. 55.000 Industrieanlagen in Europa erfasst, darunter ca. 13.000 in Deutschland inklusive der meisten Raffinerien.

NEUE EU-VORGABEN ZU INDUSTRIE-EMISSIONEN – IED 2.0

Die Änderung der Industrieemissionsrichtlinie EU 2024/1785 ist am 15. Juli 2024 in Kraft getreten. Ihre Bestimmungen müssen bis zum 1. Juli 2026 in deutsches Recht umgesetzt werden. Neben den Schadstoffemissionen müssen mit den sogenannten Umweltleistungswerten auch weitere Aspekte des Produktionsprozesses berücksichtigt werden, damit der Ressourcen- und Energieverbrauch verringert wird. Zusätzlich soll die Richtlinie Innovationen zur Transformation der Industrie zur Klimaneutralität und Kreislaufwirtschaft vorantreiben.

SCHLUSSFOLGERUNGEN ZU DEN BESTEN VERFÜGBAREN TECHNIKEN SIND VERBINDLICH

Wie auch schon in der bisherigen IED sind die BVT-Merkblätter (BREF – Best Available Techniques Reference Document), welche Erläuterungen über die angewandten Verfahren einschließlich der auftretenden Emissionen sowie über die besten verfügbaren Techniken zur Emissionsminderung/-vermeidung in den Industrieanlagen enthalten, maßgeblich für die Technologiestandards in den einzelnen Industriesektoren. Sie werden in einem Informationsaustausch zwischen Mitgliedstaaten, Industriezweigen und Nichtregierungsorganisationen, dem sogenannten Sevilla-Prozess, erarbeitet und bei Bedarf novelliert. Umfangreiche BVT-Merkblätter sowie die daraus abgeleiteten zusammengefassten BVT-Schlussfolgerungen (BAT Conclusion – Best Available Techniques Conclusion) liegen für mehr als 30 industrielle Tätigkeiten/Bereiche vor, unter anderem auch für das Raffinieren von Mineralöl und Gas in Raffinerien (Fassung von 2015, Umfang 720 Seiten). Bis zum Abschluss der Aktualisierung und ggf. Novellierung der BVT-Dokumente für einen Bereich gelten dort die Anforderungen der bisherigen IED (Richtlinie 2010/75/EU). Das für Raffinerien wichtige REF-BREF wird voraussichtlich ab 2029 überarbeitet werden.

Die sogenannten BVT-Schlussfolgerungen sind als verbindliche Grundlage für die Erteilung von Genehmigungen heranzuziehen. So soll erreicht werden, dass in den EU-Mitgliedstaaten ähnliche Standards für umweltrelevante Auflagen angewendet und gerechtere Wettbewerbsbedingungen geschaffen werden.

ÜBERAMBITIONIERTE ERFÜLLUNG DER EU-RICHTLINIE DROHT

Das damalige Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (BMUV) hat zur Umsetzung der IED im November 2024 erste Referentenentwürfe für ein Artikelgesetz und eine Mantelverordnung vorgelegt, durch die mehrere Gesetze bzw. Verordnungen geändert werden sollen, um die IED in deutsches Recht umzusetzen. Das betrifft unter anderem das Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) und das Kreislaufwirtschaftsgesetz (KrWG) sowie eine Reihe von Verordnungen des Bundes zum Immissionsschutz (BImSchV). Erst später, im August 2025, wurden weitere anzupassende Gesetze, Verordnungen und Verwaltungsvorschriften, insbesondere aus dem Wasserrecht, in eine neue Version der Entwürfe integriert. Im Januar 2026 verabschiedete dann das Bundeskabinett nochmals überarbeitete Entwürfe.

In der Zwischenzeit wurden im europäischen Omnibusverfahren Änderungen an der IED vorgeschlagen. Die finale Verabschiedung dieses Verfahrens steht aber noch aus. Zwar wurden vorgeschlagene Änderungen aus dem europäischen Omnibusverfahren zu Transformationsplänen oder beim Chemikalienverzeichnis aufgenommen, die Regierungsentwürfe sind nach Ansicht von en2x allerdings weiterhin ambitioniert und gehen in einigen Teilen über eine Eins-zu-eins-Umsetzung der EU-Richtlinie hinaus. Im Rahmen des Omnibus könnte die EU sogar noch weitergehende Entlastungen für Unternehmen beschließen, etwa bei der Methodik zur Festlegung der Grenzwerte nach Art. 15.3 der IED. Diese parallel laufenden Verfahren sorgen für Unsicherheit bei den Unternehmen.

Für weitere Unsicherheit sorgt, dass auf EU-Ebene noch eine Reihe von erforderlichen Rechtsakten (Delegated Acts, Implementing Acts) nicht verabschiedet worden sind, etwa zu den zu veröffentlichenden Inhalten aus den Umweltmanagementsystemen. Die Entwürfe für diese Rechtsakte müssen jedoch noch erarbeitet werden. Ihre Auswirkungen auf den Betrieb der Industrieanlagen können daher bisher nicht bewertet werden.

NATIONALER UMSETZUNGSPROZESS SOLLTE VERSCHOBEN WERDEN, DAMIT KLARHEIT ÜBER DIE EUROPÄISCHEN VORGABEN ENTSTEHT

Wegen dieser parallel verlaufenden Prozesse ist eine Menge Rechtsunsicherheit entstanden. en2x spricht sich daher für eine Verschiebung des nationalen Umsetzungsprozesses aus. Zwar sind in den aktuellen Entwürfen bereits Erleichterungen wie der Entfall von Transformationsplänen und Chemikalienmanagementsystemen übernommen worden, weitere Anpassungen auf EU-Ebene sind jedoch weiterhin möglich. Dazu zählt insbesondere der mögliche Verzicht auf die Festlegung der strengstmöglichen Grenzwerte nach





Art. 15 Abs. 3 der IED. Branchenabschätzungen zeigen, dass die Wahl des Grenzwertniveaus innerhalb der BVT-Bandbreiten erhebliche zusätzliche Kosten verursachen kann, die für Raffineriestandorte ein relevantes wirtschaftliches Risiko darstellen. Vor diesem Hintergrund kommt der vollständigen und konsistenten Umsetzung der in der IED vorgesehenen Ausnahmeregelungen, einschließlich vereinfachter Verfahren und standortbezogener Besonderheiten, eine zentrale Bedeutung zu.

DOPPELREGULIERUNG MUSS VERMIEDEN WERDEN

Wo immer möglich sollten bestehende Regulierungen dazu genutzt werden, die EU-Vorgaben zu erfüllen. Dies ist z. B. in der 11. BImSchV nach Inkrafttreten des Industrieemissionsportals (IEP) zusammen mit der novellierten IED nicht der Fall. Die Vorgaben dieser Verordnung in Deutschland sind mit dem Inkrafttreten der IEP-Verordnung auf europäischer Ebene entbehrlich. § 27 BImSchG und die 11. BImSchV sollten daher ersatzlos gestrichen werden. Der Regierungsentwurf sieht hingegen nur einen einmaligen Entfall der Meldung für 2024 vor.

SCHMIERSTOFFRAFFINERIEN SIND KEINE KRAFTSTOFFRAFFINERIEN

Nach der vom BMUKN vorgesehenen Änderung der 4. BImSchV würden Schmierstoffraffinerien künftig wie Kraftstoffraffinerien behandelt und erstmals unter die Vorgaben der IED fallen. Die Folgen wären ein deutlicher bürokratischer Mehraufwand und erhebliche Kostensteigerungen für diese Anlagen, ohne dass ein zusätzlicher Umweltnutzen entstünde. Der entsprechende Anhang der IED wurde nicht geändert und es gab keine Beanstandung des bisherigen deutschen Rechts. Gründe für die Verschärfung sind daher nicht ersichtlich.

ERHEBLICHES KOSTENRISIKO

Laut Referentenentwurf zum Mantelgesetz ist mit einem geringen jährlichen Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft in Höhe von lediglich 326.000 Euro zu rechnen. Dies erscheint in Anbetracht der erheblichen bürokratischen Folgelasten, die den Betreibern von Industrieanlagen durch die Umsetzung der IED in deutsches Recht entstehen, nicht realistisch. Laut Entwurf sind auch alle diese Kosten durch EU-Recht vorgegeben. Der Entwurf geht jedoch an einigen Stellen über EU-Recht hinaus.

Die gesamten Kostenrisiken durch verschärfte Grenzwertanforderungen liegen für große Industriestandorte wie Raffinerien mehrere Größenordnungen (bis zu dreistelliger Millionenbereich pro Standort) darüber und sind damit ein wesentliches Entscheidungskriterium bei der Frage, ob und wie diese Standorte in Zukunft weiterbetrieben werden sollen.

FAZIT

Sollten die nationalen Regulierungsvorschläge der Bundesregierung zur IED umgesetzt werden, ergäben sich für die Raffineriestandorte in Deutschland erhebliche Belastungen, die die Wettbewerbsfähigkeit der Raffinerien im EU-Vergleich deutlich schwächen würden. Die Regierungsentwürfe gehen in einigen Teilen über eine Eins-zu-eins-Umsetzung der EU-Richtlinie über Industrieemissionen hinaus und würden zu neuer Bürokratie sowie hohen zusätzlichen Kosten für die Betreiber führen. Im schlimmsten Fall könnten sich die damit für jede einzelne Raffinerie verbundenen Kosten im dreistelligen Millionenbereich bewegen. Die neue Bundesregierung muss die Umsetzung der IED so gestalten, dass die Industrieunternehmen die Anforderungen effizient und EU-rechtskonform erfüllen können, ohne dabei im internationalen Wettbewerb das Nachsehen zu haben. Auf zusätzliche, erschwerende Regulierungen, die über die EU-Vorgaben hinausgehen, sollte verzichtet werden. Geeignete Vorschläge seitens der Industrie zum Bürokratieabbau sowie zur Vereinfachung von Anforderungen und Regelungen liegen bereits vor.

en2x-FORDERUNGEN

- Mögliche Änderungen durch den EU-Omnibus, insbesondere an Art. 15.3, sollten abgewartet werden, bevor die nationale Umsetzung der IED fortgesetzt wird.
- Ebenso sollten, solange Delegated Acts und Implemented Acts der EU nicht vorliegen, durch eine verfrühte nationale Umsetzung der IED keine Fakten geschaffen werden.
- Die Vorgaben der EU-Richtlinie über Industrieemissionen (IED) sollten eins zu eins umgesetzt werden. Darüber hinausgehende nationale Regelungen sind zu vermeiden.
- Doppelregulierungen sind zu vermeiden und bestehende Regelungen wo immer möglich als Umsetzung anzuerkennen (z. B. bei der 11. BImSchV).
- Von einer Erweiterung des IED-Scopes auf Schmierstoffraffinerien in der 4. BImSchV sollte abgesehen werden.
- Die von der Bundesregierung und unter anderem vom BDI identifizierten Vorschläge zu Vereinfachung und Bürokratieabbau sollten so weit wie möglich berücksichtigt werden.

DER VERBAND

ÜBER en2x

Die Mitgliedsunternehmen von en2x sorgen für eine zuverlässige Versorgung mit Rohstoffen und Energie, vor allem mit Kohlenwasserstoffen. Das umfasst Kraftstoffe für den Verkehr, flüssige Brennstoffe für den Wärmemarkt sowie (Vor-)Produkte für viele Industriezweige. Zudem bauen unsere Mitglieder die Infrastruktur für Elektromobilität immer weiter aus.

Im stetigen Dialog mit der Politik arbeitet en2x an guten Bedingungen für den Industriestandort Deutschland im globalen Wettbewerb. Dazu gehört auch eine resiliente Energie- und Rohstoffversorgung. Gleichzeitig möchten wir die Transformation der Branche hin zur Verringerung ihrer Treibhausgasemissionen und ihres Einsatzes fossiler Rohstoffe unterstützen.

UNSER NAME

Der Name „en2x“ (gesprochen „n to x“) ist abgeleitet von „energy to x“.

Das „x“ steht für die Vielfalt an Energieträgern, Herstellungs- und Einsatzoptionen: von modernen Biofuels und synthetischen Kraft- und Brennstoffen über CO_2-neutralen Wasserstoff und klimaschonende Rohstoffe für die chemische Industrie bis hin zu Ladestrom für die Elektromobilität.

Der Name symbolisiert zudem den Übergang von heute weitgehend fossilen Geschäftsmodellen hin zu treibhausgasneutralen Produkten.

WETTBEWERBSFÄHIGKEIT UND VERSORGUNGSSICHERHEIT

AUF DEM WEG ZU NETTO NULL CO_2

Schon mal von Kohlenwasserstoffen gehört? Anders als etwa bei der Frage nach Stahl oder Zement wird die Antwort wohl nicht in jedem Fall „Ja“ lauten. Eigentlich ist das erstaunlich. Denn die chemischen Verbindungen aus Kohlenstoff und Wasserstoff spielen in unserem Leben eine zentrale Rolle. Sei es als Kraftstoffe, etwa für die Fahrt zur Arbeit, als Brennstoffe für warme Räume oder als Grundstoffe für die Industrie. Kurz gesagt: Ohne Kohlenwasserstoffmoleküle geht in Deutschland (fast) nichts.

KOHLENWASSERSTOFFE SIND ELEMENTAR FÜR DEN WIRTSCHAFTSSTANDORT DEUTSCHLAND

Und das wird sich – trotz fortschreitender Elektrifizierung – erstmal nicht ändern. Kohlenwasserstoffe bleiben unverzichtbar für die Mobilität, besonders in der Luft- und Schifffahrt. Aber auch für den Erhalt von Wertschöpfungsketten, denn Industrien wie beispielsweise die Chemie-, Pharma- oder Bauwirtschaft werden weiterhin (Vor-)Produkte aus der Raffinerie brauchen. Zudem sind flüssige Energieträger entscheidend für die Sicherung der Versorgung im Krisenfall.

OHNE MOLEKÜLWENDE KEINE ENERGIEWENDE

Gleichzeitig ist Klimaschutz eine der größten Herausforderungen unserer Zeit. Die Mitglieder von en2x investieren in die Transformation ihres Produktportfolios und in die Entwicklung und Bereitstellung erneuerbarer und kohlenstoffarmer Energieträger und Rohstoffe. Dazu gehören insbesondere



Wasserstoff und seine Derivate wie biogene Kraft- und Einsatzstoffe. Diese Transformation nennen wir Molekülwende. Dazu kommt der Aufbau von Infrastruktur für die E-Mobilität.

Unsere Branche kann jetzt und in Zukunft wichtige Beiträge zur Minderung von Treibhausgasemissionen, aber auch für ein resilientes Energiesystem und die Zukunftsfähigkeit des Industriestandorts Deutschland leisten.

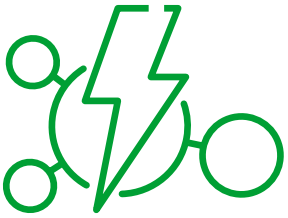
Voraussetzung dafür ist jedoch ein regulatorischer Rahmen, der langfristig Planungs- und Investitionssicherheit für die Industrie gewährleistet und für ein Level Playing Field im globalen Wettbewerb sorgt. Daran möchten wir mit unserer Expertise und unserer Praxiserfahrung gemeinsam mit der Politik arbeiten.

DIE BEITRÄGE UNSERER BRANCHE
FÜR DIE ZUKUNFTSFÄHIGKEIT DEUTSCHLANDS

FUELS UND ENERGIE

Die Mitgliedsunternehmen von en2x versorgen Deutschland zuverlässig mit Kohlenwasserstoffen für den Verkehr, den Wärmemarkt und die Industrie. Zunehmend stellen unsere Mitglieder Fuels und Energie treibhausgasreduziert bereit, zum Beispiel:

- alternative Fuels und Wasserstoff
- Ladestrom, um die Elektrifizierung des Straßenverkehrs voranzutreiben
- Grund- und Rohstoffe, um die chemische Industrie zu defossilisieren
- Prozess-/Fernwärme aus Raffinerien für Industrie und Heizung



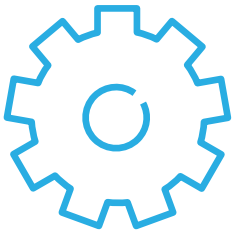
INNOVATION

Mit neuartigen Technologien, Produkten und Dienstleistungen treiben unsere Mitglieder Innovationen für die Transformation der Wirtschaft voran. Dabei geht es um in großem Maßstab umsetzbare und bezahlbare Lösungen. Unsere Aktivitäten:

- Forschung und Entwicklung gemeinsam mit wissenschaftlichen Institutionen
- Initiierung und Unterstützung von Pilotprojekten und Reallaboren
- Joint Ventures mit Start-ups im Energiesektor



TECHNOLOGIE



Unsere Mitglieder entwickeln und betreiben Technologien, die zu einer Verringerung von Treibhausgasemissionen beitragen können. Unter anderem durch:

- Aufbau und Skalierung von Produktionsanlagen für alternative Energien
- Auf- und Ausbau der Produktion von grünem Wasserstoff
- Weiterverarbeitung von Rest- und Abfallstoffen aus anderen Industriezweigen
- CO_2-Abscheidungs- und -Nutzungstechnologien

DIALOG

Wir wollen an der Gestaltung einer CO_2-neutralen Zukunft mitwirken und suchen den kontinuierlichen Austausch über unseren Beitrag zur Energiewende.

- Diskussion mit Politik, NGOs, Wirtschaft sowie Verbraucherinnen und Verbrauchern über mögliche Wege zum Erreichen der Klimaziele
- Auseinandersetzung mit Kritik an unserer Branche und ihren Produkten
- Information über Transformation und Lösungsangebote unserer Mitglieder

en2x-MITGLIEDER

Air Products GmbH
www.airproducts.de

AVIA AG
www.avia.de

BMV Mineralöl Versorgungsgesellschaft mbH
www.bmvmineraloel.de

BP Europa SE
www.bp.de

EHG Energie Handel GmbH
www.e-h-g.net

Enilive Deutschland GmbH
www.eni.com/de

Esso Deutschland GmbH
www.esso.de

FinCo Energie GmbH
www.fincoenergies.com

GKG Mineraloel Handel GmbH & Co. KG
www.gkg-oel.de

Gunvor Deutschland GmbH
Gunvor Raffinerie Ingolstadt GmbH
www.gunvor-deutschland.de

H&R GmbH & Co. KGaA
www.hur.com

HOLBORN Europa Raffinerie GmbH
www.holborn.de
Holborn European Marketing Co. Ltd.
www.holborn.com.cy

JET Tankstellen Deutschland GmbH
www.jet.de

MB Energy GmbH
www.mbenergy.com

Mitsubishi International GmbH
www.mitsubishicorp.com

MOL Germany GmbH
www.molgermany.de

Neste Germany GmbH
www.neste.de

Nynas GmbH & Co. KG (Mitgliedschaft ruht)
www.nynas.com

OrangeGas Germany GmbH
www.ogcleanfuels.com

OMV Deutschland GmbH
www.omv.de

ORLEN Deutschland GmbH
www.orlen-deutschland.de

Phillips 66 Continental GmbH
www.phillips66.com

Präg Energie GmbH & Co. KG
www.praeg.de

Raffinerie Heide GmbH
www.heiderefinery.com

Propan Rheingas GmbH & Co. KG
www.rheingas.de

Rosneft Deutschland GmbH
www.rosneft.de

Ruhr Oel GmbH
www.ruhroelrefinery.com

SCHARR FUELS GmbH
www.scharr.de/fuels

Shell Deutschland GmbH
www.shell.de

STX Group
www.stxgroup.com

team energie GmbH & Co. KG
www.team.de

TotalEnergies Marketing Deutschland GmbH
www.totalenergies.de

VARO Energy Marketing AG
Varo Energy Refining GmbH
www.varoenergy.com

WEKO-PETROL GmbH
www.oktan.de/weko-petrol

FÖRDERKREIS WÄRMEMARKT

Bosch Thermotechnik GmbH | Wetzlar
www.bosch-thermotechnik.de

Bosch Thermotechnik GmbH | Wetzlar
www.buderus.de

BBS Bundesverband Energie Anlagen Sicherheit e. V.
www.bbs-gt.de

CEMO GmbH
www.cemo.de

Danfoss GmbH | Burner Components
www.danfoss.com

DEHOUST GmbH
www.dehoust.com

Herrmann GmbH u. Co. KG
www.herrmann-burners.de

Hoval AG | Hauptsitz Liechtenstein
www.hoval.com

Innospec Deutschland GmbH
www.innospecinc.com

Laudon GmbH & Co. KG
www.laudon.de

Roth Werke GmbH
www.roth-werke.de

Schütz GmbH & Co. KGaA
www.schuetz-energy.net

Vaillant GmbH
www.vaillant-group.com

Max Weishaupt GmbH
www.weishaupt.de

Wolf GmbH
www.wolf.eu

FÖRDERKREIS PIPELINES

Deutsche Transalpine Oelleitung GmbH
www.tal-oil.com

Fernleitungs-Betriebsgesellschaft mbH
www.fbg.de

HES Wilhelmshaven TANK TERMINAL GmbH
www.hesinternational.eu

Mero Germany GmbH
www.mero-germany.de

Mineralölverbundleitung GmbH
www.mvl-schwedt.de

Nord-West Oelleitung GmbH
www.nwowhv.de

Rhein-Main-Rohrleitungstransportgesellschaft mbH
www.rmr-gmbh.de

RRP N. V. Rotterdam-Rijn Pij. Mij.
www.rrpweb.nl

WEITERES FÖRDERMITGLIED

Erdölbevorratungsverband
www.ebv-oil.org

Stand 01.10.2026

KONTAKTIEREN SIE UNS

www.en2x.de

info@en2x.de

en2x

DATA INSIGHTS

DATEN, TRENDS UND TRANSFORMATION

Vorläufige Zahlen

2025

ENERGIE- UND ROHSTOFF MÄRKTE SIND VERLETZLICH.

EDITORIAL

Liebe Leserinnen und Leser,

die Versorgungskrise des Jahres 2026 war nicht ohne Vorläufer. Bereits das Jahr 2025 zeigte, wie verletzlich die internationalen Energie- und Rohstoffmärkte gegenüber geopolitischen Konflikten sind. Der Zwölftagekrieg zwischen Israel und Iran im Juni 2025 führte nicht nur zu starken Marktreaktionen. Durch Angriffe auf Energieinfrastruktur, darunter Gasanlagen, Öllager und Raffinerien, kam es auch zu tatsächlichen physischen Beeinträchtigungen der Versorgung in der Region. Die Marktverschiebungen infolge des Ukrainekrieges konnten dagegen durch die hohe Liquidität und Anpassungsfähigkeit der internationalen Märkte weitgehend aufgefangen werden. Rückblickend war der Konflikt ein Vorgeschmack darauf, wie schnell Spannungen im Nahen Osten die Energiemärkte erfassen können.

Für die Mineralölwirtschaft standen 2025 zugleich gegenläufige Entwicklungen nebeneinander. Die Raffinerien in Deutschland arbeiteten, bei einer um ca. 10 Millionen Tonnen reduzierten Kapazität, mit einer Auslastung von 89,1 Prozent deutlich stärker als im Vorjahr. Gleichzeitig ging der Absatz von Mineralölprodukten weiter zurück. Mineralöl blieb mit einem Anteil von 35,7 Prozent am Primärenergieverbrauch dennoch der wichtigste Energieträger in Deutschland.

Gerade in einem von Unsicherheit und strukturellem Wandel geprägten Umfeld sind belastbare Daten unerlässlich. Sie helfen, kurzfristige Marktreaktionen von langfristigen Trends zu unterscheiden und Entwicklungen bei Versorgungssicherheit, Wettbewerbsfähigkeit und Transformation sachgerecht einzuordnen. Die vorliegende Ausgabe stellt hierfür zentrale Kennzahlen zur Mineralölwirtschaft im Jahr 2025 bereit: von Verbrauch, Versorgung und Außenhandel über Raffinerien und Preise bis hin zu Steuern, Klimaschutz und Transformation.

Die diesjährige Ausgabe enthält neben den nach wie vor vorläufigen Branchenzahlen für 2024 auch die vorläufigen Zahlen für das Jahr 2025.

Wir wünschen Ihnen maximalen Nutzen bei der Verwendung der bereitgestellten Informationen.

Mit freundlichen Grüßen aus Berlin



Prof. Christian Küchen

Hauptgeschäftsführer
en2x – Wirtschaftsverband Fuels und Energie e. V.



Alexander Zafiriou

Bereichsleiter Volkswirtschaft und Datenanalyse
en2x – Wirtschaftsverband Fuels und Energie e. V.

BRANCHEN KENN ZAHLEN AUF EINEN BLICK



10 AUF EINEN BLICK



Die Mineralölwirtschaft (Mineralölverarbeitung, Groß- und Einzelhandel) liefert aufgrund ihrer Integration in die Gesamtwirtschaft die Basis für eine Wertschöpfung von 52 Mrd. € und 584 Tsd. Beschäftigte. Neben den direkten Effekten sind auch indirekte und induzierte Effekte berücksichtigt.



Deutschland war 2025* mit einem Anteil von 14,2 % weiterhin der bedeutendste Raffineriestandort Europas. Die Rohölverarbeitungskapazität sank infolge der Abschaltung der Rohöldestillation in Wesseling und anderer kleinerer Kapazitätsreduktionen um rund 10 Mio. t auf 93 Mio. t.



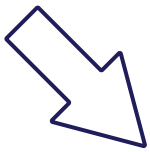
Die Rohölimporte sanken 2025* auf 75,1 Mio. t und lagen damit 4 % unter dem Vorjahr. Zuvor waren sie 2024* auf 78,5 t gestiegen (plus 2 % gegenüber 2023).



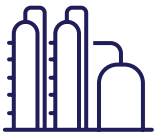
Die Mineralölbranche leistete 2025 einen wesentlichen Beitrag zum Bundeshaushalt. Rund ein Drittel der Steuern, die allein dem Bund zustehen (Bundessteuern), entfällt auf Kraftstoffe.



Im nationalen Emissionshandelssystem (nEHS) wurden 2024 insgesamt 294 Mio. t CO_2-Äquivalente aus der Verbrennung von Brennstoffen bilanziert. Das sind rund 11 Mio. t mehr als im Vorjahr (2023: 283 Mio. t). Die Emissionen aus Raffinerieprodukten lagen 2024 mit 190,7 Mio. t CO_2-Äquivalenten nahezu auf Vorjahresniveau (2023: 191,7 Mio. t).



Der Primärenergieverbrauch in Deutschland ist 2025* auf 10.553 PJ gesunken und hat damit ein weiteres historisches Tief erreicht. Gegenüber 2024* ging er um 1,7 % zurück. Der Anteil von Mineralöl am Primärenergieverbrauch sank von 36,2 auf 35,7 %. Mineralöl blieb auch 2025 der wichtigste Energieträger in Deutschland.



Mit 89,1 % lag die Raffinerieauslastung 2025* deutlich über dem Vorjahreswert von 83 % und auch über dem Zehnjahresmittel von 82,5 %.



Nach dem kurzfristigen Aufwärtstrend im Jahr 2022 ist der Inlandsabsatz 2025* erneut leicht zurückgegangen. Gegenüber 2024* sank er um 0,3 % und lag damit 12,5 % unter dem Vor-Corona-Niveau von 2019.



Die im europäischen Emissionshandelssystem EU-ETS 1 erfasste Industrie verursachte 2025 insgesamt 97,3 Mio. t CO_2-Äquivalente. Auf Raffinerien entfielen davon 20,8 Mio. t. Das entspricht einem Rückgang von rund 4,6 % gegenüber dem Vorjahr, in dem die Raffinerieemissionen bei 21,8 Mio. t lagen.



Durch den Einsatz von Biokraftstoffen konnten 2025 rund 11,4 Mio. t CO_2-Äquivalente eingespart werden. Gleichzeitig gingen die verursachten Emissionen von 1,3 auf 0,5 Mio. t CO_2-Äquivalente zurück. Die Nettoeinsparungen lagen so mit rund 10,9 Mio. t CO_2-Äquivalenten leicht über dem Vorjahreswert (2024: 10,7 Mio. t CO_2-Äquivalente).

*Vorläufige Zahlen.

DIE BRANCHE IM ÜBERBLICK

		2023	2024*	2025*
Energieverbrauch				
Primärenergieverbrauch	PJ	10.658	10.571	10.553,0
Davon Anteil Mineralöl	%	36,4	36,2	35,7
Endenergieverbrauch	PJ	8.123	8.141	8.252,5
Davon Anteil Mineralöl	%	37,0	37,5	36,2
Mineralölbilanz				
Rohöleinsatz	Mio. t	79,3	86,3	83,1
Produkteneinsatz	Mio. t	14,9	15,9	14,2
Inlandsabsatz Mineralölprodukte (netto)	Mio. t	88,4	88,0	n.v.
Raffinerien				
Raffinerieauslastung	%	74,9	82,8	87,9
Rohöldestillationsanlagen	Mio. t	104,1	104,1	93,3
Versorgung und Außenhandel				
Rohölimport	Mio. t	77,2	78,5	75,1
Inlandsförderung Rohöl	Mio. t	1,7	1,6	1,6
Mineralölprodukt-Import	Mio. t	36,0	34,0	33,5
Mineralölprodukt-Export	Mio. t	24,6	29,2	25,5
Steuereinnahmen Bund und Länder				
Durchschnittlicher Einfuhrpreis Rohöl (UK Brent)	$/bbl	82,5	80,5	69,0
Energiesteuer (ehem. Mineralölsteuer)	Mrd. €	36,7	35,1	37,6
Kfz-Steuer	Mrd. €	9,5	9,7	9,6
Klimaschutz				
Industrieemissionen im EU-ETS 1	Mio. t CO_2-Äq.	101,0	102,1	97,3
Davon Raffinerieemissionen	Mio. t CO_2-Äq.	21,3	21,8	20,8
Emissionen der Brennstoffe im nEHS	Mio. t CO_2-Äq.	283,3	294,3	-
Davon durch Raffinerieprodukte[1)]	Mio. t CO_2-Äq.	191,1	190,7	-
Einsparungen der Biokraftstoffe[2)]	Mio. t CO_2-Äq.	10,7	10,9	-
Mobilität				
Pkw-Bestand	Mio.	49,1	49,3	49,5
Davon BEV	%	2,9	3,3	4,1
Davon PHEV	%	1,9	2,0	2,3
Davon ICE	%	95,3	94,7	93,6
Anzahl der Tankstellen		14.442	14.376	14.308
Wärmemarkt				
Bestand Heizungen	Mio.	21,6	21,6	21,7
Davon Ölheizungen	Mio.	5,0	4,8	4,7

Abkürzungen: BEV – Battery Electric Vehicle; PHEV – Plug-in Hybrid Electric Vehicle, ICE – Internal Combustion Engine

[1)] Diesel, Benzin, Heizöl (EL), Flüssiggas, Heizöl (HS), Kerosin, Flugbenzin, sonstige Brennstoffe.

[2)] Bioethanol, Bio-LNG, Biomethan, Biomethanol, Bionaphtha, Btl-FTD, CP-HVO, FAME, HVO, Pflanzenöl.

Tabelle (Nr. 2-001): en2x

VOLKSWIRTSCHAFTLICHE KENNZAHLEN DER MINERALÖLWIRTSCHAFT 2022

	Wertschöpfung	Beschäftigung	Produktionswert
Mineralölverarbeitung	22,3 Mrd. €	219.190 Personen	89,1 Mrd. €
Großhandel	22,2 Mrd. €	198.950 Personen	22,1 Mrd. €
Einzelhandel	7,8 Mrd. €	167.260 Personen	7,0 Mrd. €

Quelle: Studie „Die gesamtwirtschaftliche Bedeutung des Handels und der Verarbeitung von Mineralöl“ – Economic Trends Research (ETR); Neben den direkten Effekten sind auch indirekte und induzierte Effekte berücksichtigt.

***Vorläufige Zahlen.**

ENERGIE VERBRAUCH DEUTSCHLAND



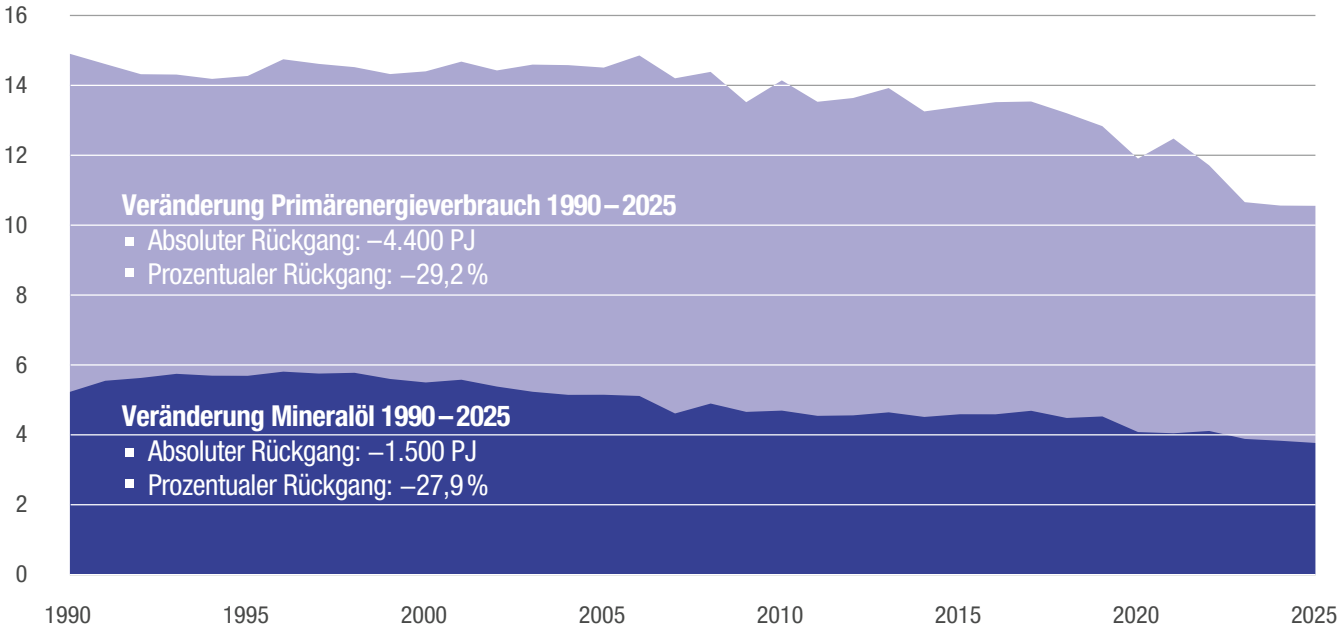
ENERGIEVERBRAUCH DEUTSCHLAND

Der Primärenergieverbrauch in Deutschland ist 2025 auf 10.553 PJ gesunken und erreichte damit ein weiteres historisches Tief. Der Rückgang fiel mit 1,7 % deutlicher aus als im Vorjahr (2024: rund 1 %).

Der Anteil von Mineralöl am Primärenergieverbrauch sank 2025 gegenüber dem Vorjahr von 36,2 % auf 35,7 %. Trotz dieses leichten Rückgangs blieb Mineralöl auch 2025 der wichtigste Energieträger in Deutschland.

PRIMÄRENERGIEVERBRAUCH IN DEUTSCHLAND 1990–2025*

in Tsd. Petajoule (PJ)



Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB); Grafik (Nr. 434): en2x

*Vorläufige Zahlen.

PRIMÄRENERGIEVERBRAUCH IN DEUTSCHLAND NACH ENERGIETRÄGERN 1990–2025*

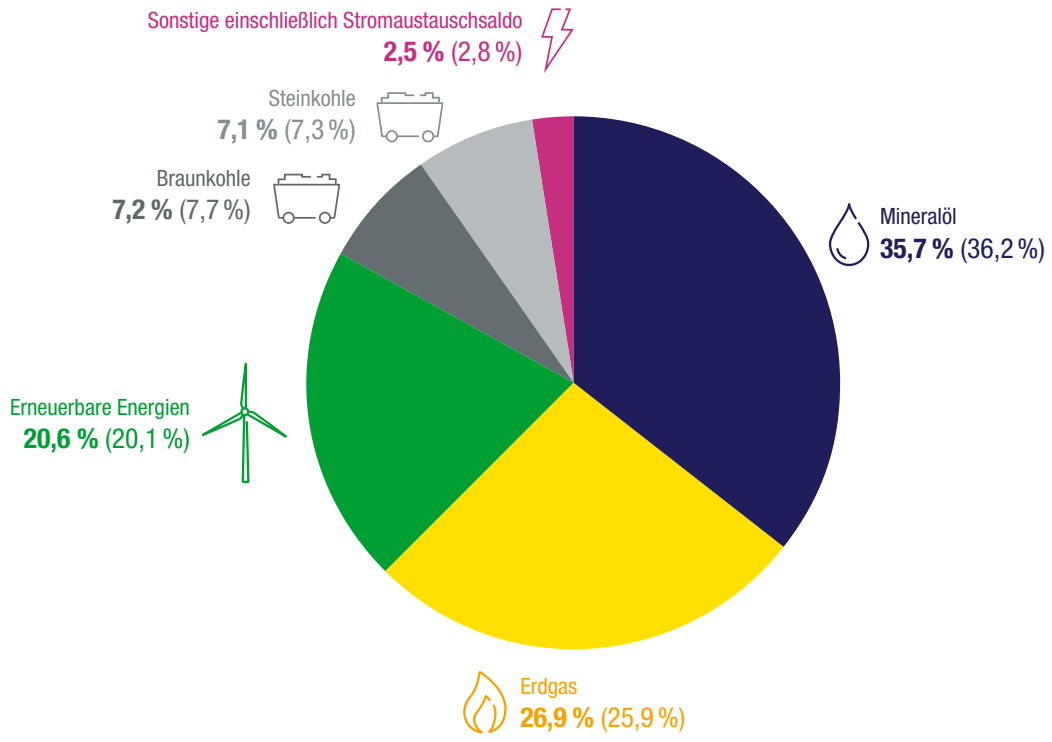
in Petajoule (PJ)

Jahr	Steinkohle	in %	Braunkohle	in %	Mineralöl	in %	Erdgas	in %	Kernenergie	in %	Erneuerbare Energien[1)]	in %	Sonstige Energieträger[2)]	in %	Gesamt
1990	2.306	15,5	3.201	21,5	5.228	35,1	2.304	15,5	196	1,3	1.668	11,2	3	0	**14.905**
1995	2.060	14,4	1.734	12,2	5.689	39,9	2.812	19,7	275	1,9	1.682	11,8	17	0,1	**14.269**
2000	1.949	13,3	1.633	11,1	5.577	38	3.158	21,5	432	2,9	1.868	12,7	61	0,4	**14.679**
2005	1.808	12,5	1.596	11	5.147	35,5	3.269	22,5	790	5,4	1.779	12,3	121	0,8	**14.508**
2010	1.714	12,1	1.512	10,7	4.693	33,2	3.183	22,5	1.321	9,3	1.533	10,8	185	1,3	**14.142**
2015	1.729	12,9	1.565	11,7	4.589	34,3	2.781	20,8	1.692	12,6	1.001	7,5	36	0,3	**13.393**
2016	1.693	12,5	1.511	11,2	4.588	33,9	3.068	22,7	1.696	12,5	923	6,8	41	0,3	**13.519**
2017	1.502	11,1	1.507	11,1	4.688	34,6	3.167	23,4	1.808	13,4	833	6,2	33	0,2	**13.538**
2018	1.428	10,8	1.481	11,2	4.482	34	3.098	23,5	1.844	14	829	6,3	40	0,3	**13.202**
2019	1.084	8,4	1.163	9,1	4.527	35,3	3.220	25,1	1.921	15	819	6,4	99	0,8	**12.833**
2020	896	7,5	958	8	4.080	34,3	3.145	26,4	1.988	16,7	702	5,9	137	1,1	**11.905**
2021	1.112	8,9	1.127	9	4.045	32,4	3.310	26,5	1.981	15,9	754	6	147	1,2	**12.477**
2022	1.142	9,8	1.168	10	4.111	35,1	2.727	23,3	2.069	17,7	379	3,2	114	1	**11.711**
2023	860	8,1	895	8,4	3.883	36,4	2.626	24,6	2.079	19,5	79	0,7	236	2,2	**10.658**
2024	774	7,3	809	7,7	3.830	36,2	2.733	25,9	2.127	20,1	0	0	298	2,8	**10.571**
2025*	754	7,1	756	7,2	3.767	35,7	2.841	26,9	2.170	20,6	0	0	265	2,5	**10.553**

[1)] Wasserkraft, Photovoltaik, Biomasse, erneuerbare Abfälle, Geo- und Solarthermie, Wärmepumpen, ab 1995 einschl. Windkraft. | [2)] Grubengas, nicht erneuerbare Abfälle, Pumpstromerzeugung, Saldo des Stromaußenhandels. | Rundungsdifferenzen möglich

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB); Tabelle (Nr. 1-001): en2x

PRIMÄRENERGIEVERBRAUCH IN DEUTSCHLAND NACH ENERGIETRÄGERN 2025* (2024)



Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB); Grafik (Nr. 005): en2x

***Vorläufige Zahlen.**

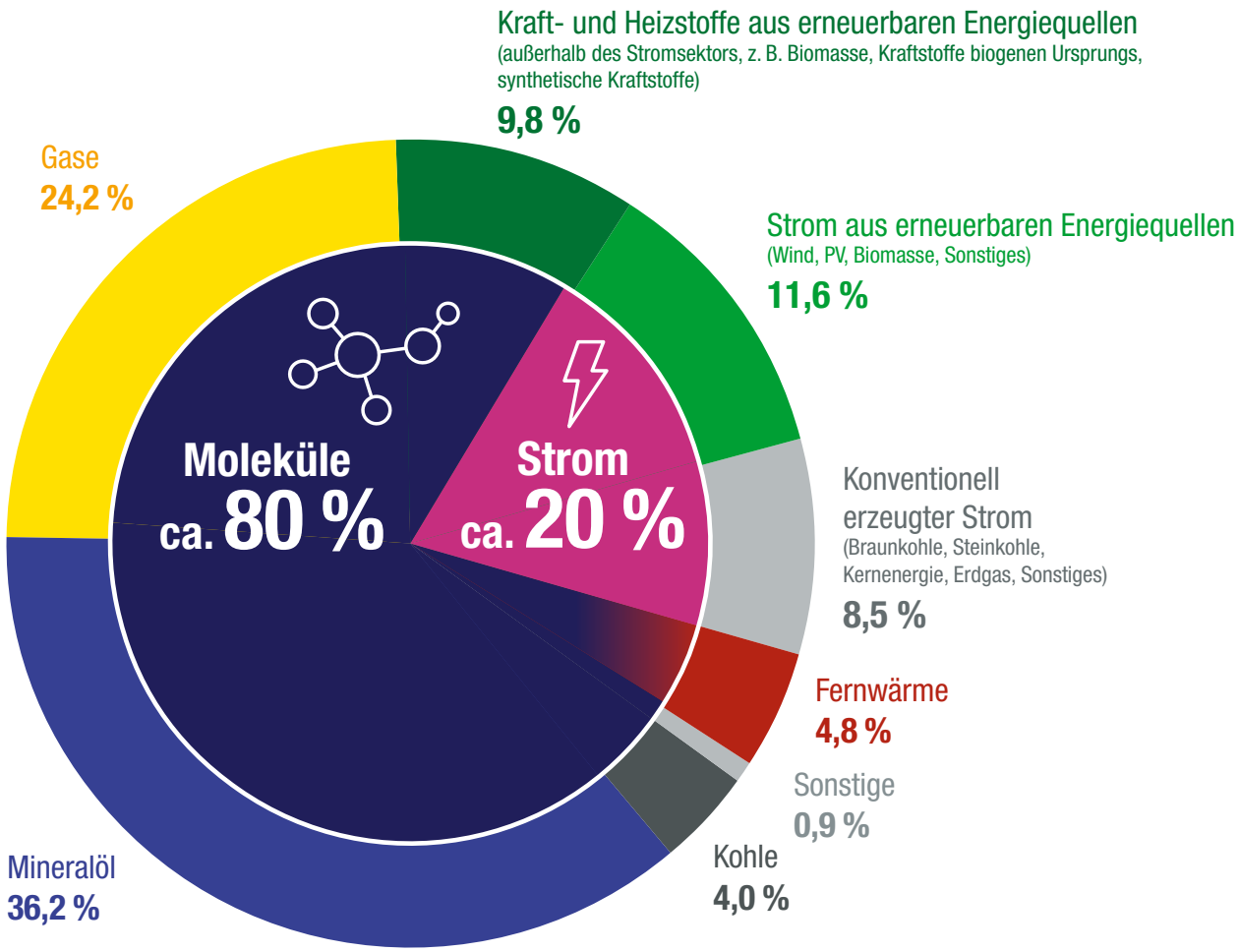
ENDENERGIEVERBRAUCH NACH ENERGIETRÄGERN 2015–2025

in Petajoule (PJ)

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Steinkohle	382	378	366	360	339	277	375	311	279	287	271
Braunkohle	84	87	88	86	79	90	86	81	66	62	61
Mineralöl	3.388	3.441	3.510	3.374	3.456	3.025	2.920	3.080	3.008	2.973	2.988
Gase	2.162	2.227	2.244	2.215	2.207	2.155	2.354	2.105	1.942	1.939	1.994
– Darunter Erdgas/Erdölgas	2.055	2.130	2.150	2.107	2.107	2.062	2.262	2.011	1.831	1.836	1.898
Erneuerbare Energien	656	656	674	689	698	720	761	803	754	753	808
Sonstige Energieträger	63	66	66	77	77	72	79	81	74	75	76
Strom	1.854	1.863	1.867	1.845	1.800	1.742	1.802	1.723	1.635	1.668	1.656
Fernwärme	402	410	411	405	408	381	442	379	365	384	399
Insgesamt	**8.990**	**9.128**	**9.226**	**9.051**	**9.065**	**8.462**	**8.820**	**8.563**	**8.123**	**8.141**	**8.252**

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB); Tabelle (Nr. 1-002): en2x

ENDENERGIEVERBRAUCH IN DEUTSCHLAND NACH ENERGIETRÄGERN 2025



Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB), Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW); Rundungsdifferenzen möglich; Grafik (Nr. 336c): en2x

ENDENERGIEVERBRAUCH INDUSTRIE NACH ENERGIETRÄGERN 2015–2025

in Petajoule (PJ)

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Steinkohle	363	368	358	353	336	275	373	309	275	285	270
Braunkohle	69	73	74	72	67	78	73	70	57	56	56
Mineralöl	99	110	108	85	85	102	97	112	95	80	81
Gase	886	909	941	924	897	886	923	813	778	783	761
– Darunter Erdgas/Erdölgas	779	812	847	817	796	793	830	720	667	680	665
Erneuerbare Energien	110	116	115	113	113	112	118	121	116	121	121
Sonstige Energieträger	63	66	66	77	77	72	79	81	74	75	76
Strom	810	816	821	814	786	744	772	725	669	670	664
Fernwärme	173	179	172	151	143	129	138	132	118	117	114
Insgesamt	**2.573**	**2.637**	**2.657**	**2.589**	**2.504**	**2.398**	**2.572**	**2.362**	**2.181**	**2.188**	**2.142**

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB); Tabelle (Nr. 1-003): en2x

ENDENERGIEVERBRAUCH HAUSHALTE, GEWERBE, HANDEL, DIENSTLEISTUNGEN NACH ENERGIETRÄGERN 2015–2025

in Petajoule (PJ)

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Steinkohle	19	9	7	7	2	2	2	2	4	2	1
Braunkohle	14	14	14	14	12	11	12	10	9	6	5
Mineralöl	805	783	772	711	784	794	624	629	604	595	571
Gase	1.270	1.313	1.298	1.285	1.306	1.264	1.424	1.284	1.157	1.154	1.232
– Darunter Erdgas/Erdölgas	1.270	1.313	1.298	1.285	1.306	1.264	1.424	1.284	1.157	1.154	1.232
Erneuerbare Energien	439	433	449	462	474	468	519	557	507	509	552
Strom	1.004	1.005	1.006	989	971	956	983	944	909	935	924
Fernwärme	228	231	239	254	265	252	304	247	247	267	286
Insgesamt	**3.779**	**3.787**	**3.785**	**3.724**	**3.814**	**3.748**	**3.869**	**3.673**	**3.436**	**3.467**	**3.572**

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB); Tabelle (Nr. 1-004): en2x

ENDENERGIEVERBRAUCH VERKEHR NACH ENERGIETRÄGERN 2015–2025

in Petajoule (PJ)

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Mineralöl	2.484	2.548	2.630	2.578	2.587	2.129	2.199	2.340	2.309	2.298	2.336
Gase	6	5	5	5	5	5	8	8	7	2	1
– Darunter Erdgas/Erdölgas	6	5	5	5	5	5	8	8	7	2	1
Biokraftstoffe	107	108	109	113	112	141	124	126	132	123	134
Strom	40	42	40	42	42	42	47	53	58	63	68
Insgesamt	**2.638**	**2.704**	**2.784**	**2.738**	**2.746**	**2.316**	**2.379**	**2.527**	**2.506**	**2.486**	**2.539**

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB); Tabelle (Nr. 1-005): en2x

MINERALÖL WIRTSCHAFT

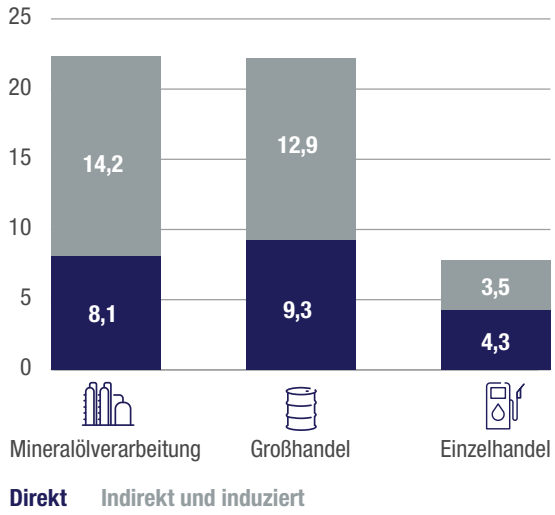
MINERALÖLWIRTSCHAFT

Die Mineralölwirtschaft (Mineralöl-verarbeitung, Groß- und Einzelhandel) liefert aufgrund ihrer Integration in die Gesamtwirtschaft die Basis für eine Wertschöpfung von 52 Mrd. € und 584 Tsd. Beschäftigte. Neben den direkten Effekten sind auch indirekte und induzierte Effekte berücksichtigt.

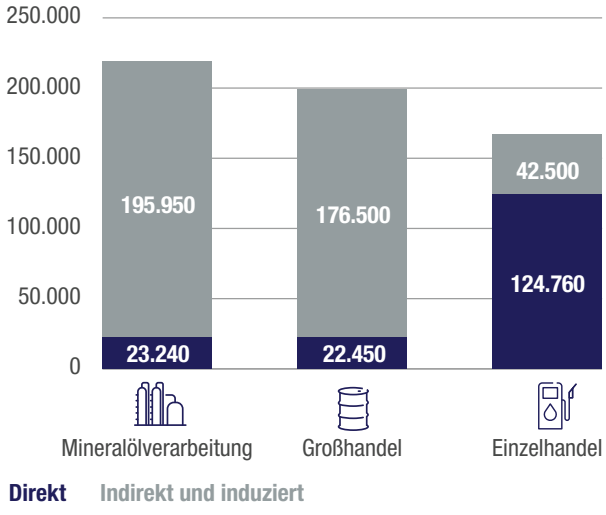


MINERALÖLWIRTSCHAFT SPIELT EINE ZENTRALE ÖKONOMISCHE ROLLE

Wertschöpfung (2022) in Mrd. €



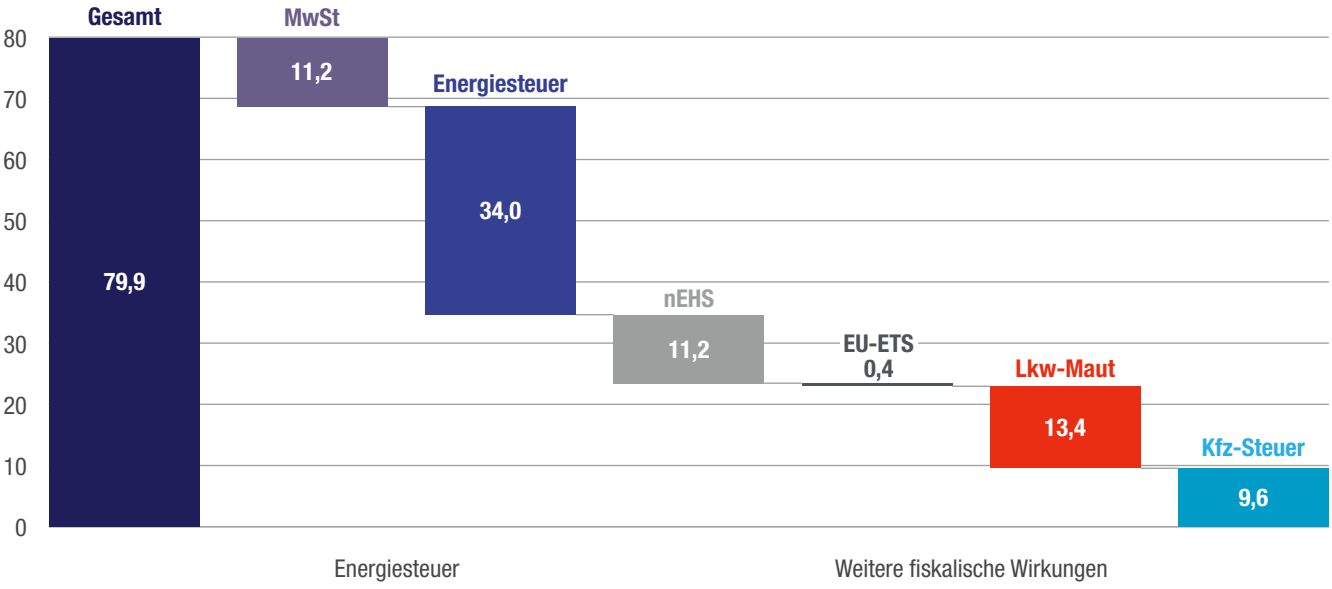
Beschäftigung (2022) in Personen



Quelle: Studie „Die gesamtwirtschaftliche Bedeutung des Handels und der Verarbeitung von Mineralöl" – Economic Trends Research (ETR); die Einzeleffekte der Branchen können aufgrund von branchenübergreifenden Vorleistungsverflechtungen nicht unmittelbar zum Gesamteffekt addiert werden. Die hier dargestellten Ergebnisse sind bereits bereinigt. Grafik (Nr. 503): en2x

STAATLICHE EINNAHMEN AUS DER NUTZUNG VON FLÜSSIGEN ENERGIETRÄGERN 2025

in Mrd. €



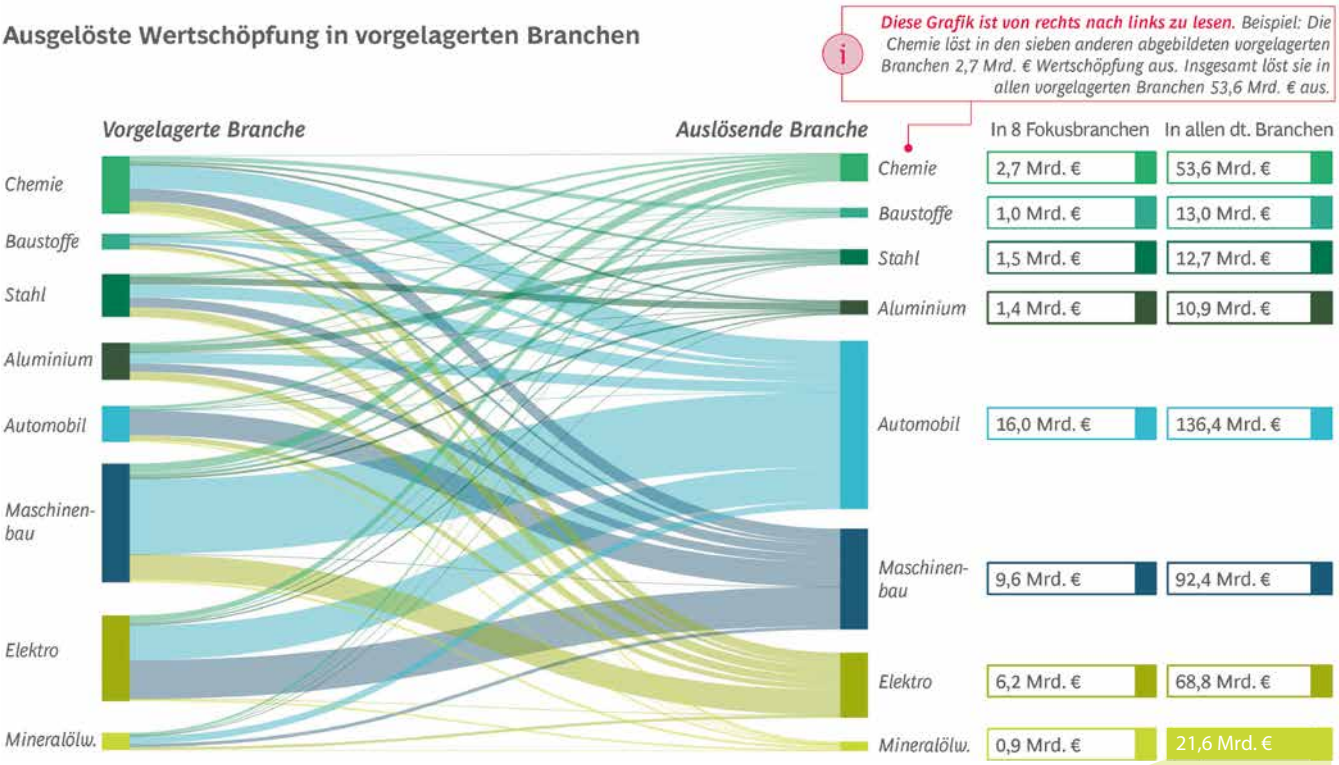
nEHS – nationaler Emissionshandel

EU-ETS – europäischer Emissionshandel

Nicht betrachtet sind mögliche Effekte der Dienstwagenbesteuerung

Quelle: Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt), Bundesministerium der Finanzen, Generalzolldirektion, Bundesministerium für Verkehr; Grafik (Nr. 504b): en2x

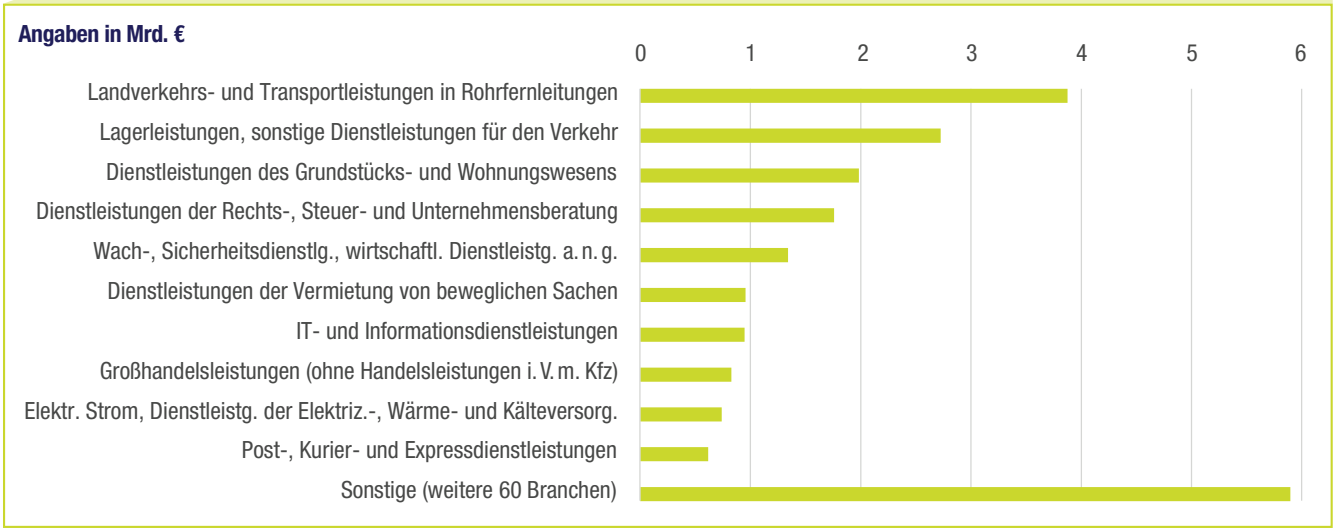
ENGE VERFLECHTUNG DER MINERALÖLWIRTSCHAFT MIT ANDEREN BRANCHEN



Hinweis: Aussagen über indirekte Wertschöpfung sind nur für einzelne Fokusbranchen (rechts) möglich. Eine Addition über verschiedene Fokusbranchen hinweg ist aufgrund von Doppelungen unzulässig.

Quelle: „Transformationspfade für das Industrieland Deutschland"; S. 45, Abbildung 40: „Hohe Verflechtung zwischen einzelnen Branchen unterstreicht Abhängigkeiten". BCG, IW, BDI, OECD Inter-Country Input-Output (ICIO) Tables (2023); Analyse BCG und IW

Durch Mineralölwirtschaft ausgelöste indirekte Wertschöpfung in anderen Branchen **(Top 10)**



Quelle: Statistisches Bundesamt (2022): Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen, Input-Output-Rechnung des Jahres 2019 (Revision 2019) ohne Weiterverarbeitungsproduktion, Fachserie 18, Reihe 2, Wiesbaden; Statistisches Bundesamt (2024): Bereichsübergreifende Unternehmensstatistik, Tabellenblatt 48112-0002, Berechnungen ETR – Economics Trends Research; Grafik (Nr. 519) en2x

INFO: TRANSFORMATIONSPFADE FÜR DAS INDUSTRIELAND DEUTSCHLAND

Studie von Boston Consulting Group (BCG) und dem Institut der deutschen Wirtschaft (IW) im Auftrag des Bundesverbands der deutschen Industrie (BDI), September 2024

Rund ein Fünftel der deutschen Industriewertschöpfung ist mittelfristig gefährdet – vor allem durch hohe Energiekosten und schrumpfende Märkte für bisherige deutsche Kerntechnologien. Dies ist eines der zentralen Ergebnisse der BDI-Transformationspfade-Studie. Die enormen Verwerfungen auf den Energiemärkten infolge des Ukrainekrieges haben insbesondere für energieintensive Industriesektoren einen nachhaltigen Wettbewerbsnachteil zur Folge. Gestiegene Preise für fossile Energieträger haben die Produktionskosten ganzer Sektoren um teilweise über 25 Prozent wachsen lassen. Vor allem Produzenten in energieintensiven Sektoren droht deswegen auch am Ende der Dekade gegenüber Wettbewerbern in China und den USA noch ein erheblicher Kostennachteil, womit die Gefahr einer schleichenden Abwanderung von Produktion und Investitionen weiter zunimmt.

Durch die enge Verflechtung der deutschen Industrie werden Betroffenheiten einzelner Sektoren zu einem Risiko in der Breite. Neben der direkten Wertschöpfung einzelner Branchen wird auch ein großer Teil der indirekten Wertschöpfung, die durch Vorleistungen in anderen Branchen ausgelöst wird, hierzulande generiert. Der Einkauf von Vorleistungen z.B. durch Raffinerien löst Wertschöpfung in vorgelagerten Branchen aus (z.B. durch die Erneuerung oder Modernisierung von Produktionsanlagen, Verkehrs- und Transportleistungen, bauliche Aktivitäten am Standort). Gleichzeitig liefern Raffinerien Kohlenwasserstoffe als Vorprodukte an die chemische Industrie und nehmen Zwischenprodukte der Petrochemie wieder auf, um sie zu Endprodukten weiterzuverarbeiten.

Die acht in der Studie betrachteten Fokusbranchen Chemie, Baustoffe, Stahl, Aluminium, Automobil, Maschinenbau, Elektroindustrie sowie Mineralölwirtschaft lösen indirekt etwa 409 Mrd. Euro zusätzliche Wertschöpfung durch den Einkauf von Vorleistungen in allen deutschen Branchen aus; innerhalb der acht Fokusbranchen werden insgesamt rund 39 Mrd. Euro Wertschöpfung ausgelöst. Zusätzlich tragen insbesondere die Grundstoffindustrien auch zur Wertschöpfung in nachgelagerten Sektoren bei. Die Mineralölwirtschaft löst in den acht betrachteten Fokusbranchen 0,9 Milliarden Euro Wertschöpfung aus, in allen deutschen Branchen sind es insgesamt 21,6 Milliarden Euro – mehr als das 20-Fache. Dieses Verhältnis verdeutlicht, wie sehr die Mineralölwirtschaft als integraler Bestandteil vieler industrieller Wertschöpfungsketten mit der gesamten Volkswirtschaft vernetzt ist.

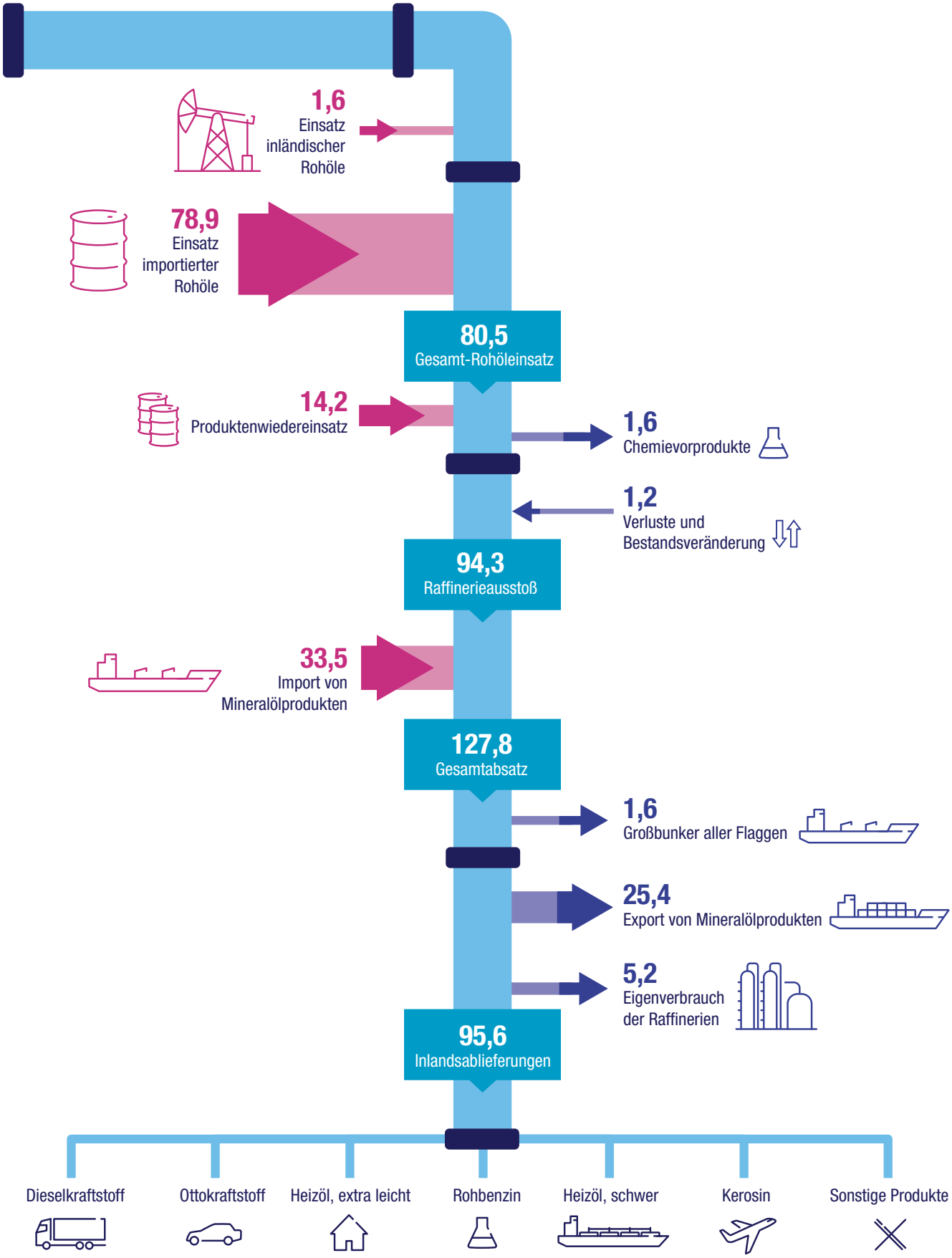


www.transformationspfade.com/home/downloadbereich

MINERALÖL BILANZ

MINERALÖLBILANZ 2025*

in Mio. t

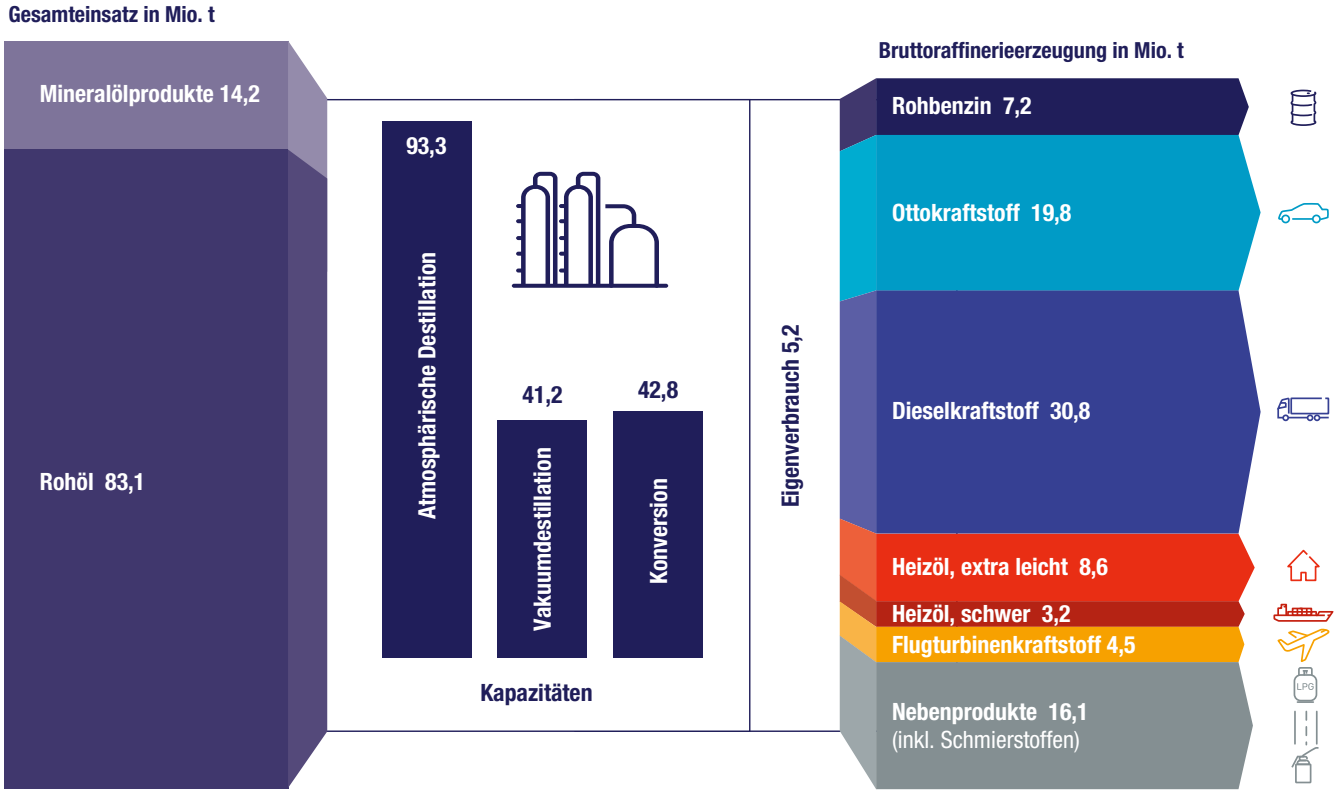


Quelle und Grafik (Nr. 373): en2x; Rundungsdifferenzen möglich

***Vorläufige Zahlen.**



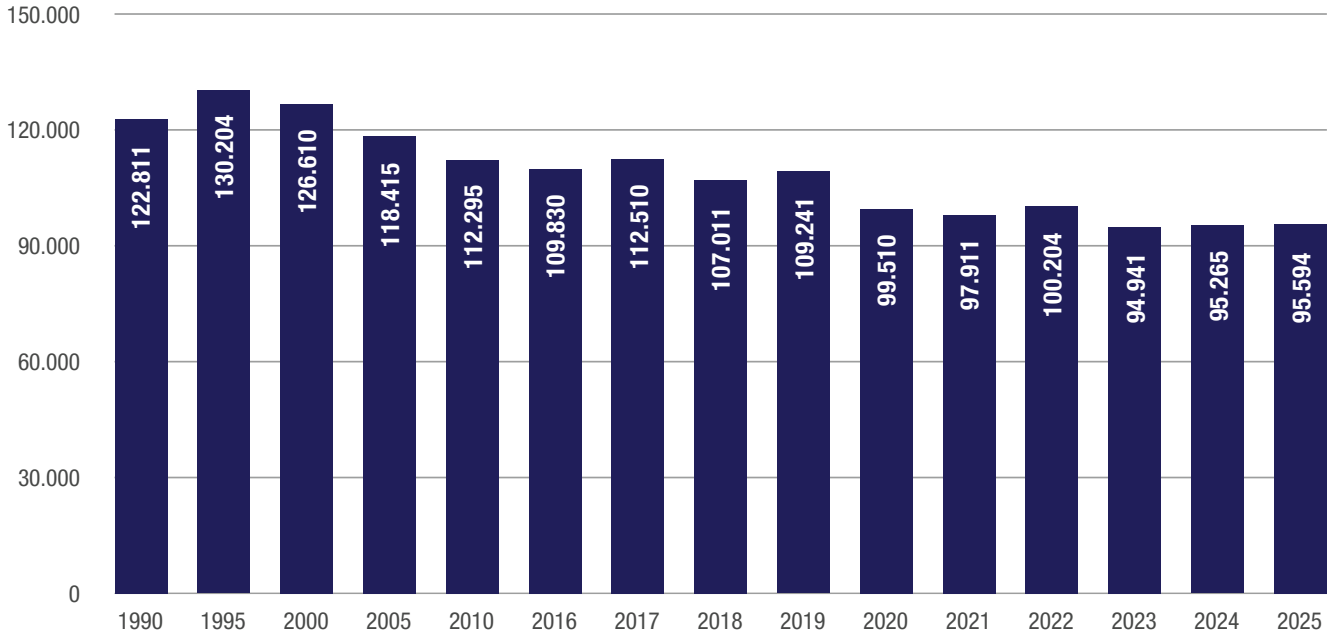
RAFFINERIEBILANZ 2025*



Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA); Grafik (Nr. 476): en2x

BRUTTO-MINERALÖLABSATZ IN DEUTSCHLAND 1990–2025*

in Tsd. t



Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA); Grafik (Nr. 368): en2x

***Vorläufige Zahlen.**

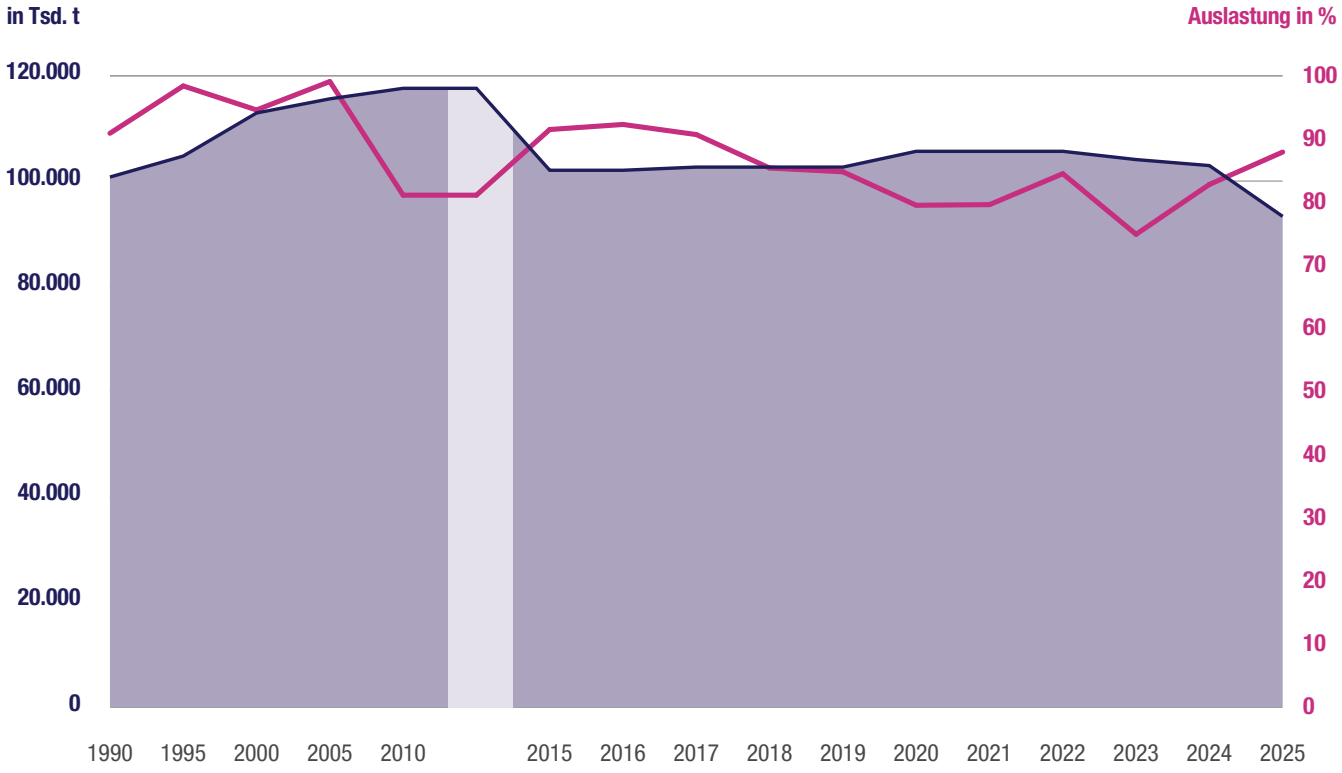
RAFFINERIE KAPAZITÄTEN

RAFFINERIEKAPAZITÄTEN

Deutschland war 2025 mit einem Anteil von 14,2 % weiterhin der bedeutendste Raffineriestandort Europas. Die Rohölverarbeitungskapazität in Deutschland ging im Berichtsjahr jedoch deutlich zurück. Ausschlaggebend dafür war insbesondere die Abschaltung der Rohöldestillation am Standort Wesseling der Raffinerie Rheinland. Dadurch und durch andere kleinere Kapazitätsreduktionen verringerte sich die deutsche Verarbeitungskapazität gegenüber dem bisherigen Niveau um etwa 10 Mio. t auf 93 Mio. t.



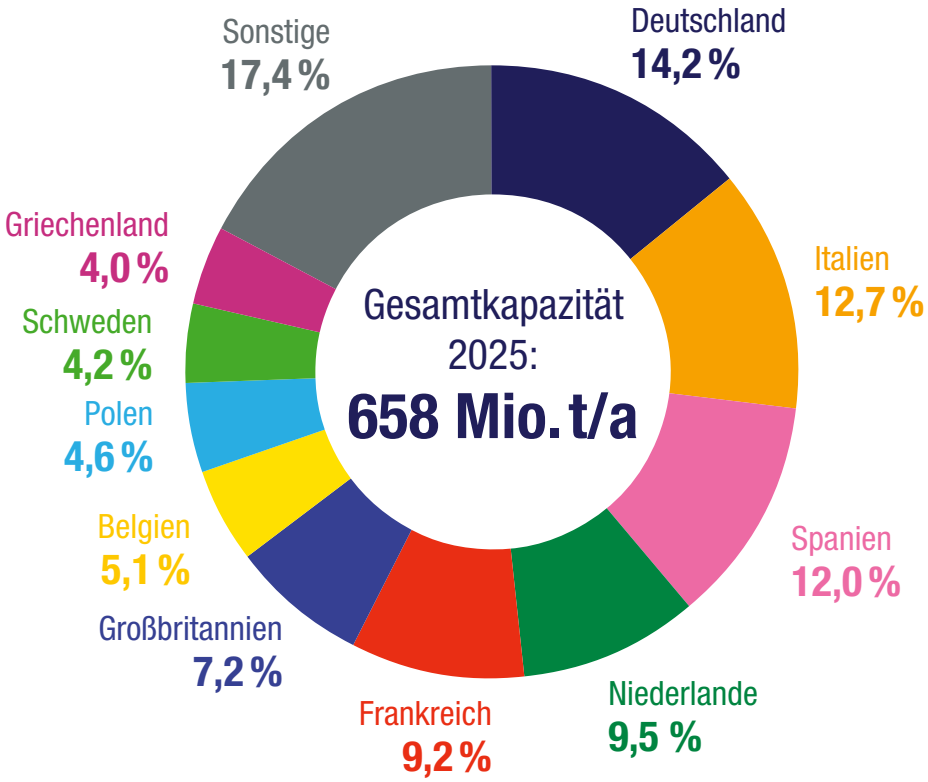
ROHÖLVERARBEITUNGSKAPAZITÄT DER RAFFINERIEN IN DEUTSCHLAND
1990–2025 (ATMOSPHÄRISCHE DESTILLATION)



Quelle und Grafik (Nr. 380): en2x

DEUTSCHLAND IST BEDEUTENDSTER RAFFINERIESTANDORT IN EUROPA

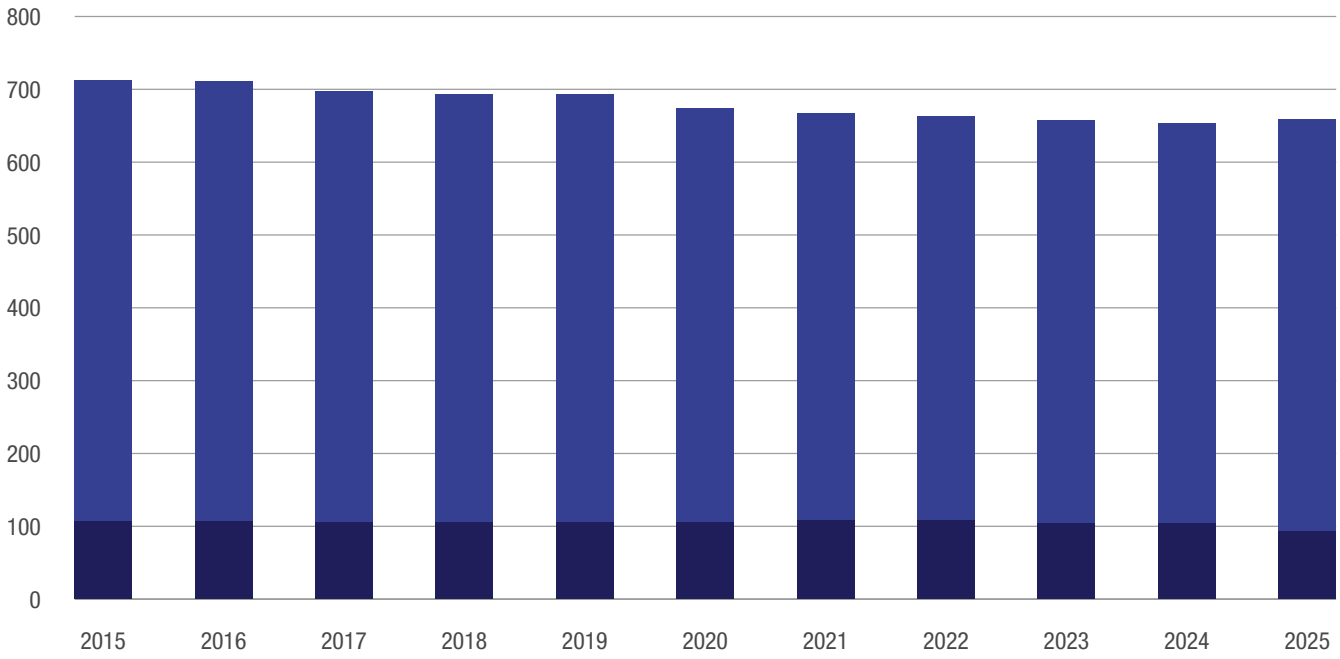
Anteil der 10 Länder mit den größten Raffineriekapazitäten für atmosphärische Destillation



Quelle: www.concawe.eu/refineries-map, en2x; Grafik (Nr. 479b): en2x; Rundungsdifferenzen möglich

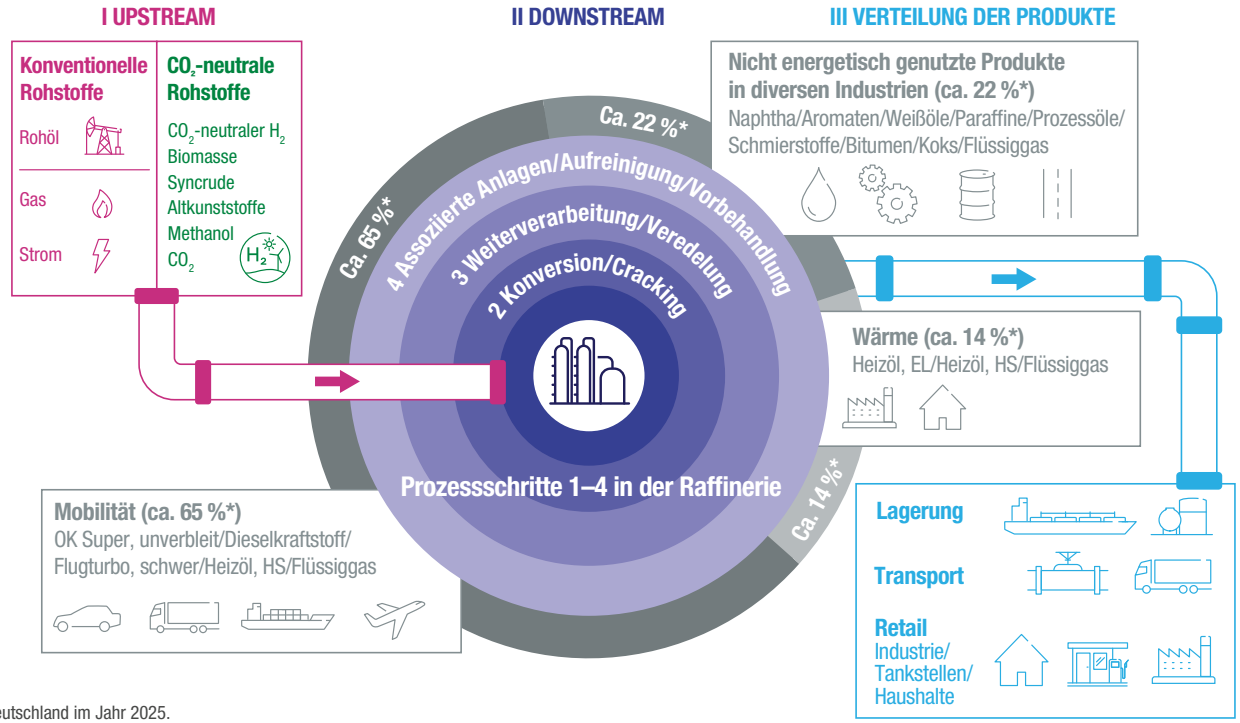
ENTWICKLUNG DER EUROPÄISCHEN RAFFINERIEKAPAZITÄTEN

in Mio. t/a



Quelle: www.concawe.eu/refineries-map, en2x; Grafik (Nr. 479a): en2x

ROHSTOFFVERARBEITUNG IN DER RAFFINERIE UND VERSORGUNG MIT KONVENTIONELLEN UND ERNEUERBAREN PRODUKTEN



*In Deutschland im Jahr 2025.

1 DESTILLATION

Atmosphärische Destillation
Vakuumdestillation

2 KONVERSION/CRACKING

Hydrocracker
Katalytische Cracker (z. B. Fluid Catalytic Cracking)
Thermische Cracker (z. B. Visbreaker)
Koker
Rückstandsvergasung
Sonstige

3 WEITERVERARBEITUNG/ VEREDELUNG

Katalytische Reformieranlagen
Alkylierung/Dimerisierung/ Veretherung (ETBE)
Mischanlagen (Benzin, Mitteldestillat, Heizöl, Schmierstoff, Bitumen)
Olefinanlage
Anlagen zur Gasseparation
BTX-Aromatenextraktionsanlage
Anlagen zur Bitumenproduktion
Schmierölraffinationsanlagen

4 ASSOZIIERTE ANLAGEN/ VORBEHANDLUNG/ AUFREINIGUNG

Steam Reformer
H_2-Elektrolyseanlage
Entschwefelungsanlagen
Dampferzeugung
Kondensatrückgewinnung
Stromerzeugung
Abwasseraufbereitung
Schwefelrückgewinnung
Entstickungsanlagen
Staubabscheider
Heizgasaufbereitung und -verteilung
Sicherheitsfackelsystem
Kühlwasserkreislauf
Lager- und Verladeanlagen

Zukünftig:
Anlagen zum Einsatz von CO_2-neutralen Rohstoffen
Fischer-Tropsch-Anlagen
Methanol-to-X-Konversionsanlagen
CO_2-Processing (CCS und CCU)

Quelle und Grafik (Nr. 462): en2x

ROHÖLDESTILLATIONSANLAGEN 1990–2025

Atmosphärische Destillation in Tsd. t (Stand: Jahresende)

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017
Deutschland, gesamt	100.765	104.750	112.940	115.630	117.630	102.055	102.155	102.655
	2018	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**
Deutschland, gesamt	102.655	102.655	105.655	105.655	105.655	104.086	104.086	93.286

Quelle und Tabelle (Nr. 4-001): en2x

ROHÖLDESTILLATIONSANLAGEN NACH STANDORTEN

Atmosphärische Destillation in Tsd. t (Stand: Jahresende)

Gesellschaft	Standort	1978	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Nynas GmbH und Co. KG	Hamburg	–	1.825	1.825	1.825	–	–	–
Raffinerie Heide GmbH	Heide	5.600	4.200	4.200	4.200	4.200	4.200	4.200
HOLBORN Europa Raffinerie GmbH	Hamburg	–	5.150	5.150	5.150	5.150	5.150	5.150
Hamburg/Schleswig-Holstein		**21.380**	**11.175**	**11.175**	**11.175**	**9.350**	**9.350**	**9.350**
Erdöl-Raffinerie Emsland	Lingen/Ems	4.500	4.700	4.700	4.700	5.256	5.256	5.256
Wilhelmshavener Raffinerieges. mbH	Wilhelmshaven	–	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000
Niedersachsen		**17.450**	**7.700**	**7.700**	**7.700**	**8.256**	**8.256**	**8.256**
Rheinland Raffinerie, Werk Godorf	Godorf	9.000	9.300	9.300	9.300	9.300	9.300	9.300
Rheinland Raffinerie, Werk Wesseling	Wesseling	6.000	7.300	7.300	7.300	7.300	7.300	–
Ruhr Oel GmbH, BP Gelsenkirchen	Gelsenkirchen	17.000	12.800	12.800	12.800	12.500	12.500	9000
Nordrhein-Westfalen		**50.100**	**29.400**	**29.400**	**29.400**	**29.100**	**29.100**	**18.300**
MIRO Mineraloelraffinerie Oberrhein GmbH & Co. KG	Karlsruhe	–	14.900	14.900	14.900	14.900	14.900	14.900
Baden-Württemberg/Hessen		**18.100**	**14.900**	**14.900**	**14.900**	**14.900**	**14.900**	**14.900**
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH	Neustadt/Vohburg	–	10.300	10.300	10.300	10.300	10.300	10.300
Gunvor, Raffinerie Ingolstadt	Ingolstadt	–	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000
OMV Deutschland GmbH	Burghausen	3.400	3.700	3.700	3.700	3.700	3.700	3.700
Bayern		**30.300**	**19.000**	**19.000**	**19.000**	**19.000**	**19.000**	**19.000**
PCK Raffinerie GmbH Schwedt	Schwedt	9.300	11.480	11.480	11.480	11.480	11.480	11.480
Brandenburg		**9.300**	**11.480**	**11.480**	**11.480**	**11.480**	**11.480**	**11.480**
TOTAL Raffinerie Mitteldeutschland GmbH	Spergau	–	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000
Sachsen-Anhalt		**8.600**	**12.000**	**12.000**	**12.000**	**12.000**	**12.000**	**12.000**
Bundesrepublik Deutschland		**179.430**	**105.655**	**105.655**	**105.655**	**104.086**	**104.086**	**93.286**

Quelle und Tabelle (Nr. 4-002): en2x; Summendifferenzen durch Rundungen bedingt

STRUKTUR DER WEITERVERARBEITUNGSANLAGEN 1990–2025

in Tsd. t (Stand: Jahresende)

		KONVERSIONSANLAGEN								
	Vakuum-destillation	Katalyt. Crackanl.	Hydro-cracker	Allg. therm. Crackanl.	Visbreaker	Koker	Rückstands-vergasung	Sonstige	Katalyt. Reformier-anlagen	Schmieröl-raffinations-anlagen
1990	40.905	12.655	7.850	20400	–	–	–	–	16.550	1.270
1995	45.490	14.700	8.320	3.870	–	–	–	–	16.090	980
2000	45.258	17.766	7.990	2.220	9.696	5.900	0	2.800	17.026	990
2005	50.660	18.700	8.470	1.550	8.720	6.210	1.545	1.000	17.215	1.020
2010	54.783	17.380	11.710	800	9.050	6.410	1.590	1.325	15.871	960
2016	47.852	16.882	11.940	–	8.228	6.460	1.590	1.370	14.465	1.175
2017	47.852	16.016	11.940	–	8.628	6.750	1.590	1.370	14.819	1.175
2018	47.852	16.016	11.940	–	8.628	6.750	1.590	1.370	14.819	1.175
2019	47.852	16.016	11.940	–	8.628	6.750	1.590	1.370	14.819	1.175
2020	47.852	16.016	11.940	–	8.628	6.750	1.590	1.370	14.819	1.175
2021	47.852	16.016	11.940	–	8.628	6.750	1.590	1.370	14.819	1.175
2022	47.852	16.016	11.940	–	8.628	6.750	1.590	1.370	14.819	1.175
2023	46.578	16.016	12.467	–	8.628	6.889	1.590	1.370	14.864	756
2024	46.554	16.017	12.467	–	8.630	6.889	1.590	1.546	14.843	756
2025	41.154	16.017	10.567	–	6.480	6.889	1.260	1.546	14.043	756

Quelle und Tabelle (Nr. 4-003): en2x; Summendifferenzen durch Rundungen bedingt.

KONVERSIONSANLAGEN NACH STANDORTEN

Katalytische Crackanlagen, Hydrocracker, allgemeine thermische Crackanlagen, Visbreaker, Coker und sonstige Rückstandskonversion in Tsd. t (Stand: Jahresende)

Gesellschaft	Standort	1978[1)]	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Raffinerie Heide GmbH	Heide	430	1.900	1.900	1.900	1.900	1.900	1.900
HOLBORN Europa Raffinerie GmbH	Hamburg	–	1.150	1.150	1.150	1.150	1.150	1.150
H&R Oelwerke Schindler	HH-Neuhof	–	100	100	100	100	100	100
Hamburg/Schleswig-Holstein		**2.620**	**3.150**	**3.150**	**3.150**	**3.150**	**3.150**	**3.150**
Erdöl-Raffinerie Emsland	Lingen/Ems	1.840	2.900	2.900	2.900	2.900	3.066	3.066
H&R Chemisch-Pharmazeutische Spez. GmbH	Salzbergen	–	270	270	270	270	270	270
Niedersachsen		**2.550**	**3.170**	**3.170**	**3.170**	**3.170**	**3.336**	**3.336**
Rheinland Raffinerie, Werk Godorf	Godorf	1.925	3.750	3.750	3.750	3.750	3.750	3.750
Rheinland Raffinerie, Werk Wesseling	Wesseling	2.300	3.380	3.380	3.380	3.380	3.380	–
Ruhr Oel GmbH, BP Gelsenkirchen	Gelsenkirchen	2.920	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	6.500
Nordrhein-Westfalen		**7.995**	**14.630**	**14.630**	**14.630**	**14.630**	**14.630**	**10.250**
MIRO Mineraloelraffinerie Oberrhein GmbH & Co. KG	Karlsruhe	–	6.400	6.400	6.400	6.400	6.400	6.400
Baden-Württemberg/Hessen		**1.980**	**6.400**	**6.400**	**6.400**	**6.400**	**6.400**	**6.400**
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH	Neustadt/Vohburg	–	4.320	4.320	4.320	4.320	4.820	4.820
Gunvor, Raffinerie Ingolstadt	Ingolstadt	–	1.450	1.450	1.450	1.450	1.450	1.450
OMV Deutschland GmbH	Burghausen	1.400	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800
Bayern		**4.800**	**7.570**	**7.570**	**7.570**	**7.570**	**8.070**	**8.070**
PCK Raffinerie GmbH Schwedt	Schwedt	–	5.914	5.914	5.914	5.914	6.093	6.093
Brandenburg		**–**	**5.914**	**5.914**	**5.914**	**5.914**	**6.093**	**6.093**
TOTAL Raffinerie Mitteldeutschland GmbH	Spergau	–	5.160	5.460	5.460	5.460	5.460	5.460
Sachsen-Anhalt		**500**	**5.160**	**5.160**	**5.460**	**5.460**	**5.460**	**5.460**
Bundesrepublik Deutschland		**21.115**	**45.994**	**45.994**	**45.994**	**45.994**	**47.139**	**42.759**

Summendifferenzen durch Rundungen bedingt. | [1)] Höchststand der Raffineriekapazitäten in Deutschland, ohne Rückstandskonversion.

Quelle und Tabelle (Nr. 4-004): en2x



STRUKTUR DER WEITERVERARBEITUNGSANLAGEN 2025

Vakuumdestillation, Konversionsanlagen, katalytische Reformieranlagen und Schmierölverarbeitungsanlagen in Tsd. t

(Stand: Jahresende)

		KONVERSIONSANLAGEN									
Gesellschaft	**Standort**	**Vakuum-destillation**	**Katalyt. Crack-anl.**	**Hydro-Cracker**	**Allg. therm. Crack-anl.**	**Vis-breaker**	**Koker**	**Rück-stands-ver-gasung**	**Sons-tige**	**Katalyt. Refor-mier-anlagen**	**Schmieröl-raffina-tions-anlagen**
Raffinerie Heide	Heide	2.000	–	990	–	910	–	–	–	930	–
Nynas	Hamburg-Harburg	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
H&R Oelwerke Schindler	HH-Neuhof	852	–	–	–	–	–	–	100	–	516[1]
HOLBORN Europa Raffinerie GmbH	Hamburg	1.030	1.150	–	–	–	–	–	–	960	–
TOTAL Bitumen Deutschland GmbH & Co.	Brunsbüttel	950	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Hamburg/Schleswig-Holstein		**4.832**	**1.150**	**990**	**–**	**910**	**–**	**–**	**100**	**1.890**	**516**
Erdöl-Raffinerie Emsland	Lingen/Ems	2.716	–	1.577	–	–	1.489	–	–	1.051	–
H&R Chemisch-Pharma-zeutische Spez. GmbH[2]	Salzbergen	380	–	–	–	–	–	–	270	–	240
Niedersachsen		**3.096**	**–**	**1.577**	**–**	**–**	**1.489**	**–**	**270**	**1.051**	**240**
Rheinland Raffinerie, Werk Godorf	Godorf	4.700	–	2.600	–	1.150	–	–	–	2.000	–
Rheinland Raffinerie, Werk Wesseling	Wesseling	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Ruhr Oel GmbH	Gelsenkirchen	4.900	1.500	2.800	–	–	1.700	500	–	1.400	–
Nordrhein-Westfalen		**9.600**	**1.500**	**5.400**	**–**	**1.150**	**1.700**	**500**	**–**	**3.400**	**–**
MIRO Mineraloelraffinerie Oberrhein GmbH & Co. KG	Karlsruhe	7.200	4.500	–	–	–	1.900	–	–	2.400	–
Baden-Württemberg/Hessen		**7.200**	**4.500**	**–**	**–**	**–**	**1.900**	**–**	**–**	**2.400**	**–**
Bayernoil Raffinerie-gesellschaft mbH	Neustadt/ Vohburg	3.500	1.450	2.600	–	770	–	–	–	1.594	–
Gunvor, Raffinerie Ingolstadt	Ingolstadt	1.250	1.450	–	–	–	–	–	–	830	–
OMV Deutschland GmbH	Burghausen	–	–	–	–	–	1.800	–	–	–	–
Bayern		**4.750**	**2.900**	**2.600**	**–**	**770**	**1.800**	**–**	**–**	**2.424**	**–**
PCK Raffinerie GmbH Schwedt	Schwedt	6.276	3.067	–	–	1.850	–	–	1.176	1.678	–
Brandenburg		**6.276**	**3.067**	**–**	**–**	**1.850**	**–**	**–**	**1.176**	**1.678**	**–**
TOTAL Raffinerie Mitteldeutschland GmbH	Spergau	5.400	2.900	–	–	1.800	–	760	–	1.200	–
Sachsen-Anhalt		**5.400**	**2.900**	**–**	**–**	**1.800**	**–**	**760**	**–**	**1.200**	**–**
Bundesrepublik Deutschland		**41.154**	**16.017**	**10.567**	**0**	**6.480**	**6.889**	**1.260**	**1.546**	**14.043**	**756**

Summendifferenzen durch Rundungen bedingt. | [1] Netto-Einsatzkapazität zur Grundölerzeugung. | [2] Bis 01.04.1994 Wintershall AG, dann bis Dez. 2001 SRS Schmierstoffraffinerie Salzbergen.

Quelle und Tabelle (Nr. 4-005): en2x

ENTSCHWEFELUNGSANLAGEN FÜR MINERALÖLE, INSGESAMT, NACH STANDORTEN, 2016–2025

in Tsd. t

Gesellschaft	Standort	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Raffinerie Heide	Heide	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830
HOLBORN Europa Raffinerie GmbH	Hamburg	5.040	5.040	5.040	5.040	5.040	5.040	5.040	5.040	5.040	5.040
Hamburg/Schleswig-Holstein		**7.820**	**7.870**	**7.870**	**7.870**	**7.870**	**7.870**	**7.870**	**7.870**	**7.870**	**7.870**
Erdöl-Raffinerie Emsland	Lingen/Ems	3.410	3.410	3.410	3.410	3.410	3.410	3.410	3.767	3.767	3.767
Niedersachsen		**3.410**	**3.410**	**3.410**	**3.410**	**3.410**	**3.410**	**3.410**	**3.767**	**3.767**	**3.767**
Rheinland Raffinerie, Werk Godorf	Godorf	7.300	7.300	7.300	7.300	7.300	7.300	7.300	7.300	7.300	7.300
Rheinland Raffinerie, Werk Wesseling	Wesseling	6.150	6.150	6.150	6.150	6.150	6.150	6.150	6.150	6.150	–
Ruhr Oel GmbH, BP Gelsenkirchen	Gelsenkirchen	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.700	7.700	6.400
Nordrhein-Westfalen		**20.950**	**20.950**	**20.950**	**20.950**	**20.950**	**20.950**	**20.950**	**21.150**	**21.150**	**13.700**
MIRO Mineraloelraffinerie Oberrhein GmbH & Co. KG	Karlsruhe	15.400	15.400	15.400	15.400	15.400	15.600	15.600	15.600	15.600	15.600
Baden-Württemberg/Hessen		**15.400**	**15.400**	**15.400**	**15.400**	**15.400**	**15.600**	**15.600**	**15.600**	**15.600**	**15.600**
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH	Neustadt/Vohburg	7.100	7.550	7.550	7.550	7.550	7.550	–	–	–	–
Gunvor, Raffinerie Ingolstadt	Ingolstadt	4.800	4.800	4.800	4.800	4.800	4.800	4.950	4.950	4.950	4.950
OMV Deutschland GmbH	Burghausen	1.570	1.850	1.850	1.850	1.850	1.850	1.850	1.850	1.850	1.850
Bayern		**13.470**	**14.200**	**14.200**	**14.200**	**14.200**	**14.200**	**6.800**	**6.800**	**6.800**	**6.800**
PCK Raffinerie GmbH Schwedt	Schwedt	11.460	11.544	11.544	11.544	11.544	11.544	11.544	11.544	11.945	11.945
Brandenburg		**11.460**	**11.544**	**11.544**	**11.544**	**11.544**	**11.544**	**11.544**	**11.544**	**11.945**	**11.945**
TOTAL Raffinerie Mitteldeutschland GmbH	Spergau	11.600	11.200	11.200	11.200	11.200	11.200	11.500	11.500	11.500	11.500
Sachsen-Anhalt		**11.600**	**11.200**	**11.200**	**11.200**	**11.200**	**11.200**	**11.500**	**11.500**	**11.500**	**11.500**
Bundesrepublik Deutschland		**84.160**	**84.574**	**84.574**	**84.574**	**84.574**	**84.774**	**77.674**	**78.231**	**78.632**	**71.182**

Summendifferenzen durch Rundungen bedingt.

Quelle und Tabelle (Nr. 4-006): en2x



MINERALÖL VERBRAUCH

MINERALÖLVERBRAUCH

Nach dem kurzfristigen Aufwärtstrend im Jahr 2022 ist der Inlandsabsatz 2025 erneut leicht zurückgegangen. Gegenüber 2024 sank er um 0,3 % und lag damit 12,5 % unter dem Vor-Corona-Niveau.

Die Lieferungen von Rohbenzin blieben 2025 nahezu stabil und gingen gegenüber dem Vorjahr lediglich um 0,1 % zurück. Über die vergangenen zehn Jahre betrachtet, haben sie sich jedoch insgesamt um knapp 25 % verringert.

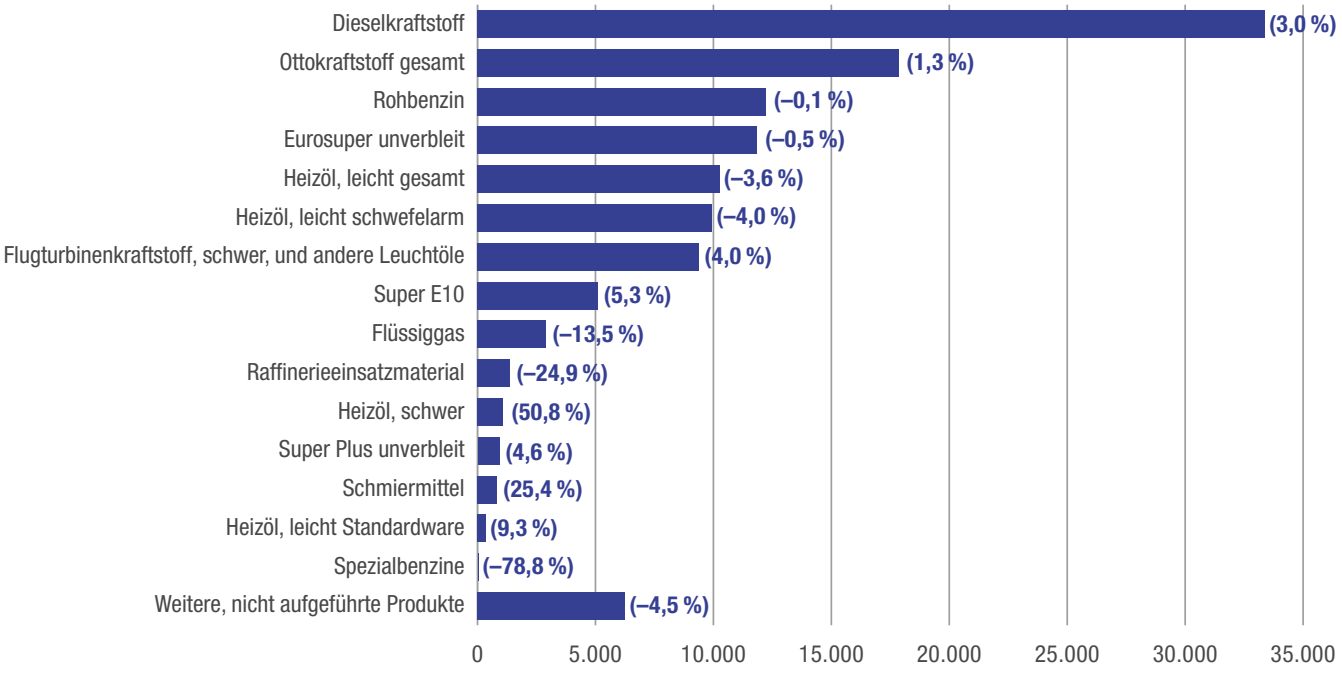
Der Absatz von Dieselkraftstoff stieg 2025 gegenüber dem Vorjahr um 3 %. Auch der Absatz von Ottokraftstoff erhöhte sich und lag 1,3 % über dem Vorjahreswert. Die Absatzmengen von Flugturbinenkraftstoff nahmen nach dem Rückgang von 4,7 % im Jahr 2024 wieder um 4 % zu. Damit lagen sie 2025 nur noch 8 % unter dem Vorkrisenniveau von 2019.

Der Absatz von leichtem Heizöl ging 2025 gegenüber dem Vorjahr um 3,6 % zurück. Damit setzte sich der rückläufige Trend fort, er fiel jedoch mit 6,2 % geringer aus als 2024. Nach Erhebungen des Bundesverbands des Schornsteinfegerhandwerks sank der Bestand an Ölheizungen 2025 um rund 144.000 Anlagen. Zusammen mit dem geringeren Verbrauch je Anlage durch modernere und effizientere Geräte dürfte dies zum Rückgang der Absatzmengen beigetragen haben.

ABSATZ VON MINERALÖLPRODUKTEN IN DEUTSCHLAND 2025*

VERÄNDERUNGEN ZU 2024* IN %

in Tsd. t



Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA); Grafik (Nr. 335c): en2x

***Vorläufige Zahlen.**

BRUTTO-INLANDSABSATZ 1990–2025*

in Tsd. t

Jahr	Insgesamt	Darunter: Otto-kraftstoff	Diesel-kraftstoff	Heizöl, extra leicht	Heizöl, schwer	Bitumen
1990	**122.811**	31.274	21.817	31.803	8.477	2.929
1995	**130.204**	30.306	26.208	34.785	8.744	3.576
2000	**126.610**	28.807	28.922	27.875	6.213	3.348
2005	**118.415**	23.431	28.531	25.380	6.044	2.907
2010	**112.295**	19.615	32.128	21.005	5.256	2.519
2016	**109.830**	18.238	37.901	15.812	2.898	2.273
2017	**112.510**	18.296	38.703	15.836	3.080	2.146
2018	**107.011**	17.837	37.475	13.256	1.848	2.143
2019	**109.241**	17.966	37.848	15.061	1.560	2.025
2020	**99.510**	16.259	35.071	15.625	807	2.019
2021	**97.911**	16.428	34.980	11.206	1.328	2.011
2022	**100.204**	16.915	34.644	12.188	888	2.023
2023	**94.942**	17.344	33.271	11.482	652	1.835
2024*	**95.265**	17.639	32.413	10.666	723	1.795
2025*	**95.594**	17.877	33.379	10.286	1.090	n. v.

Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA); Tabelle (Nr. 5-001): en2x

INLANDSABSATZ NACH PRODUKTEN 2016–2025*

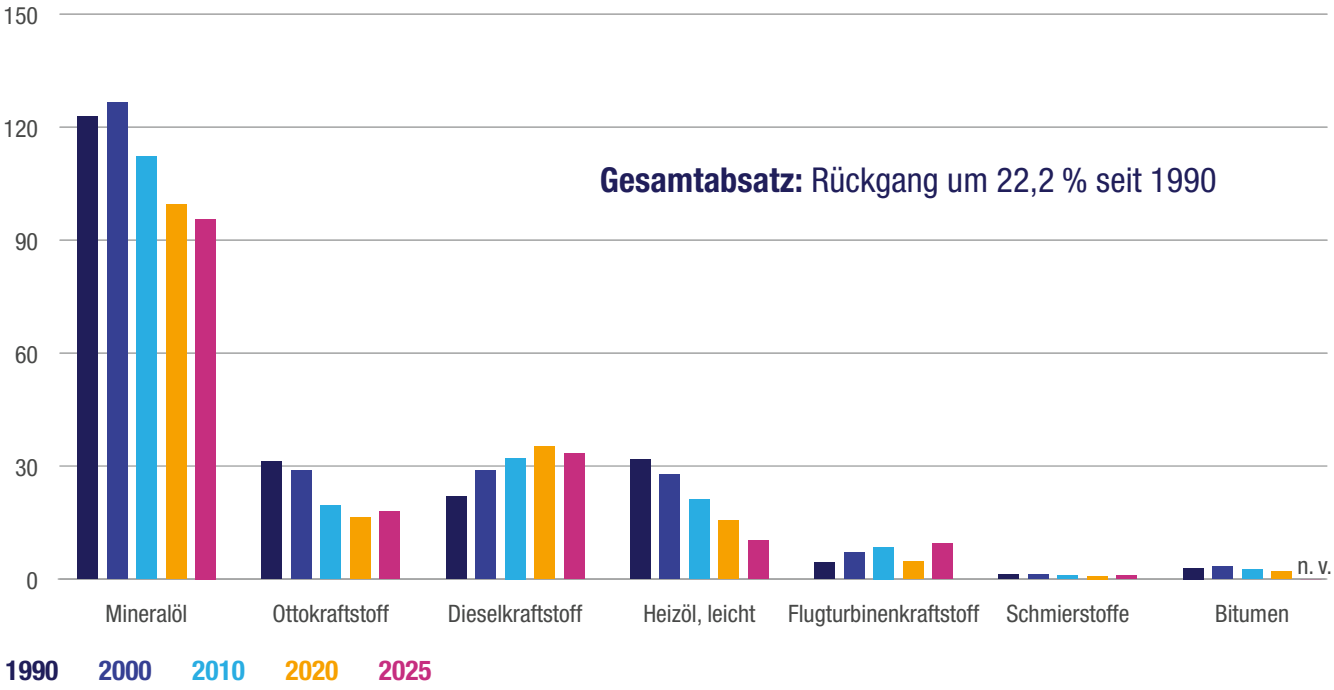
in Tsd. t

Mineralölprodukte	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*	2025*
Hauptprodukte										
Rohbenzin	15.798	15.605	11.439	11.264	11.804	13.694	12.798	10.703	12.238	12.223
Ottokraftstoff	18.238	18.296	17.837	17.966	16.259	16.428	16.915	17.344	17.639	17.877
Dieselkraftstoff	37.901	38.703	37.475	37.848	35.071	34.980	34.644	33.271	32.413	33.379
Heizöl, extra leicht	15.812	15.836	13.256	15.061	15.625	11.206	12.188	11.482	10.666	10.286
Heizöl, schwer	2.898	3.080	1.848	1.560	807	1.328	888	652	723	1.090
Benzinkomponenten	–	156	3.356	3.438	3.497	2.879	2.671	2.343	2.809	n. v.
Mitteldestillatkomponenten	–	1	736	526	1.087	1.052	948	871	1.119	n. v.
Komponenten von schwerem Heizöl	–	–	1.222	1.261	1.474	959	1.039	844	692	n. v.
Nebenprodukte										
Flüssiggas	3.094	4.326	3.625	3.889	3.493	3.740	3.359	3.023	3.351	2.900
Raffineriegas	489	439	402	438	389	362	378	317	246	n. v.
Spezialbenzin	44	81	151	197	172	155	173	173	92	15
Testbenzin	141	146	134	134	123	136	116	102	99	n. v.
Flugbenzin	10	10	9	8	5	4	4	3	4	n. v.
Flugturbinenkraftstoff, schwer	9.179	9.968	10.239	10.239	4.739	6.129	9.078	9.479	9.016	9.383
– Davon Militärverbrauch	90	35	24	88	68	112	83	91	n. v.	n. v.
Andere Leuchtöle (z. B. Petroleum)	20	19	21	19	18	26	15	1	4	n. v.
Schmierstoffe	1.036	1.032	1.011	977	814	873	803	707	655	821
Bitumen	2.273	2.146	2.143	2.025	2.019	2.011	2.023	1.835	1.795	n. v.
Petrolkoks	1.072	1.088	935	987	905	792	869	680	388	n. v.
Wachse, Paraffine, Vaseline etc.	285	283	165	128	139	134	106	89	85	n. v.
Andere Rückstände	1.540	1.295	1.006	1.277	1.071	1.022	1.191	1.023	1.230	n. v.
Brutto-Inlandsabsatz	**109.830**	**112.510**	**107.011**	**109.241**	**99.510**	**97.911**	**100.204**	**94.942**	**95.265**	**95.594**
Doppelzählung aus Recycling	6.272	6.522	5.482	6.304	5.839	6.100	6.902	6.583	7.309	n. v.
Insgesamt	**103.558**	**105.989**	**101.529**	**102.937**	**93.671**	**91.811**	**93.302**	**88.359**	**87.956**	**n. v.**

***Vorläufige Zahlen.** Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA); Tabelle (Nr. 5-002): en2x

ABSATZ VON MINERALÖL UND MINERALÖLPRODUKTEN IM VERGLEICH: 1990–2025*

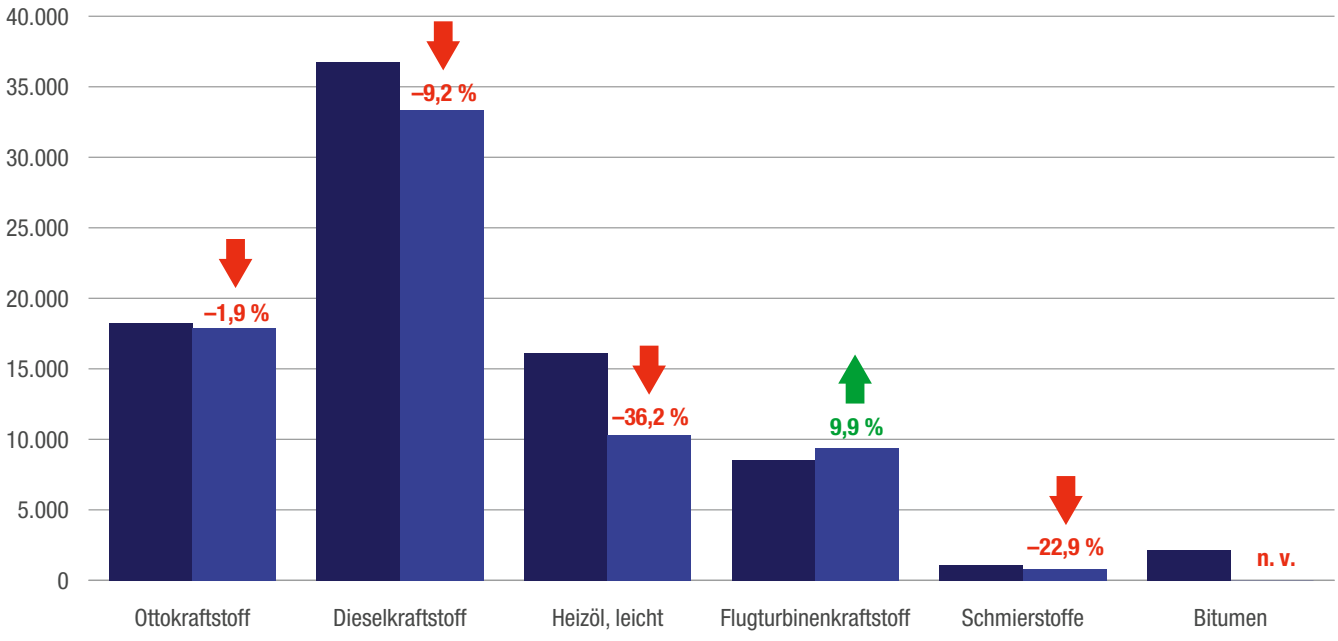
in Mio. t



Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA); Grafik (Nr. 382c): en2x

VERÄNDERUNG DES JAHRESINLANDSABSATZES 2025* VS. VOR 10 JAHREN

in Tsd. t



Quelle und Grafik (Nr. 486): en2x

*Vorläufige Zahlen.

SEKTORALER VERBRAUCH VON DIESELKRAFTSTOFF 2016–2025*

in Tsd. t

Sektor	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025*
Straßenverkehr	34.834	35.649	34.625	34.921	32.105	31.978	31.778	30.449	29.566	30.525
Schienenverkehr	323	266	221	252	253	260	245	235	224	230
Küsten- und Binnenschifffahrt	261	238	249	264	236	246	217	222	232	220
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen u. übrige Verbraucher	2.483	2.550	2.380	2.411	2.477	2.496	2.404	2.365	2.391	2.404
Gesamt	**37.901**	**38.703**	**37.475**	**37.848**	**35.071**	**34.980**	**34.644**	**33.271**	**32.413**	**33.379**

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB); Tabelle (Nr. 5-003): en2x

MONATLICHER INLANDSABSATZ VON OTTOKRAFTSTOFFEN 2016–2025*

in Tsd. t

Monat	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*	2025*
Januar	1.345	1.417	1.369	1.362	1.472	1.032	1.234	1.271	1.307	1.435
Februar	1.396	1.342	1.318	1.285	1.376	1.011	1.276	1.306	1.311	1.349
März	1.507	1.619	1.480	1.460	1.292	1.369	1.387	1.450	1.429	1.511
April	1.527	1.494	1.469	1.475	982	1.264	1.351	1.377	1.481	1.515
Mai	1.571	1.611	1.563	1.578	1.241	1.314	1.339	1.529	1.570	1.572
Juni	1.548	1.586	1.601	1.537	1.375	1.477	1.667	1.506	1.482	1.279
Juli	1.606	1.584	1.563	1.616	1.588	1.500	1.531	1.483	1.582	1.615
August	1.591	1.616	1.597	1.617	1.491	1.579	1.677	1.502	1.572	1.516
September	1.581	1.535	1.462	1.519	1.516	1.539	1.280	1.540	1.515	1.514
Oktober	1.536	1.537	1.504	1.586	1.492	1.512	1.411	1.555	1.519	1.568
November	1.529	1.530	1.492	1.443	1.191	1.440	1.415	1.411	1.461	1.457
Dezember	1.501	1.425	1.418	1.489	1.242	1.392	1.348	1.416	1.479	1.547
Jahresabsatz	**18.238**	**18.296**	**17.837**	**17.966**	**16.259**	**16.428**	**16.915**	**17.344**	**17.708**	**17.877**

Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA); Tabelle (Nr. 5-004): en2x

MONATLICHER INLANDSABSATZ VON DIESELKRAFTSTOFF 2016–2025*

in Tsd. t

Monat	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*	2025*
Januar	2.680	2.954	2.791	2.960	2.808	2.199	2.651	2.394	2.273	2.394
Februar	2.849	2.802	2.826	2.960	2.938	2.188	2.548	2.559	2.519	2.507
März	3.167	3.466	3.119	3.105	3.016	2.938	3.086	2.995	2.656	3.015
April	3.262	3.146	3.183	3.230	2.526	2.878	2.737	2.531	2.768	2.890
Mai	3.091	3.346	3.153	3.277	2.711	2.795	2.676	2.930	2.636	2.753
Juni	3.217	3.317	3.175	3.050	2.812	3.086	3.057	2.792	2.676	2.546
Juli	3.340	3.300	3.301	3.410	3.256	3.238	3.028	2.783	2.896	2.992
August	3.274	3.408	3.323	3.237	2.956	3.195	3.314	2.868	2.770	2.814
September	3.402	3.264	3.151	3.146	3.135	3.128	2.763	2.807	2.815	2.994
Oktober	3.262	3.307	3.329	3.363	3.238	3.267	2.837	2.950	2.843	2.977
November	3.334	3.351	3.313	3.180	2.836	3.145	3.057	2.925	2.696	2.731
Dezember	3.023	3.041	2.810	2.930	2.839	2.925	2.891	2.737	2.535	2.766
Jahresabsatz	**37.901**	**38.703**	**37.475**	**37.848**	**35.071**	**34.980**	**34.644**	**33.271**	**32.082**	**33.379**

Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA); Tabelle (Nr. 5-005): en2x

***Vorläufige Zahlen.**

MONATLICHER INLANDSABSATZ VON EXTRA LEICHTEM HEIZÖL 2016–2025*

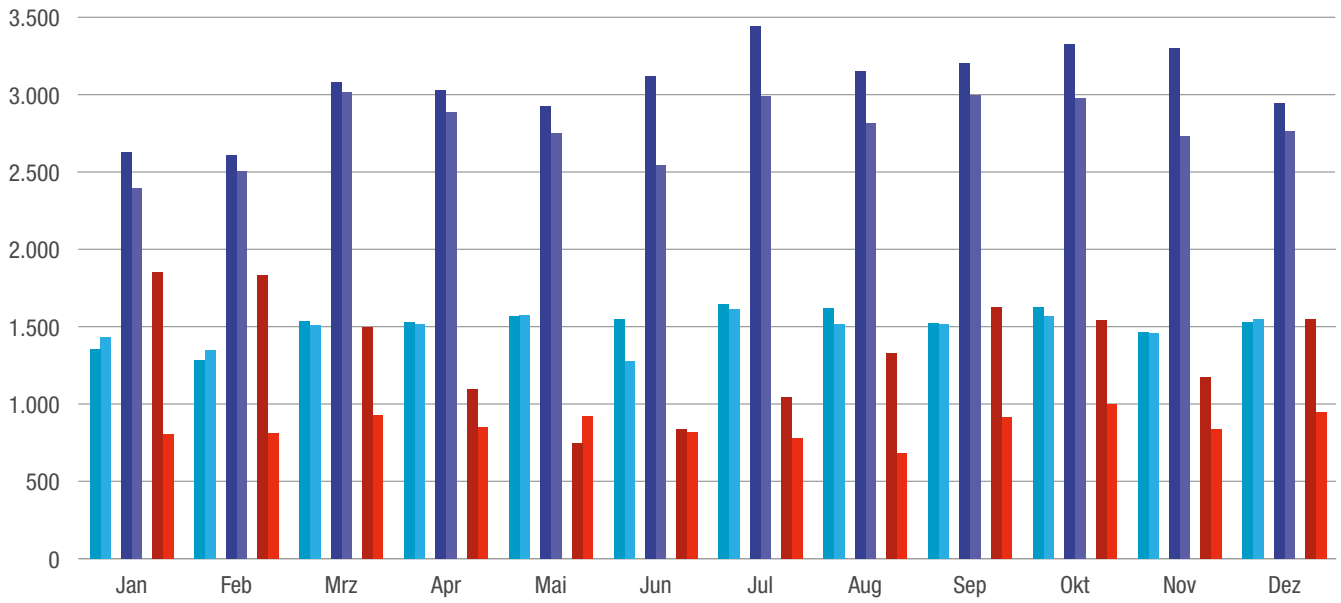
in Tsd. t

Monat	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*	2025*
Januar	1.790	1.475	1.066	1.872	1.244	608	892	868	1.033	802
Februar	1.869	1.314	1.445	1.446	1.496	767	945	1.037	708	810
März	1.706	1.471	1.595	1.181	2.005	834	1.137	1.091	729	926
April	1.314	1.114	914	992	1.883	901	809	958	740	852
Mai	962	1.518	781	992	1.695	851	955	1.057	775	920
Juni	820	1.282	638	1.120	1.266	815	718	884	900	816
Juli	759	1.271	815	1.357	1.038	657	1.049	793	799	779
August	1.211	1.183	977	1.286	625	841	1.082	752	970	682
September	1.007	1.323	1.139	1.267	934	1.095	1.222	763	1.101	915
Oktober	1.460	1.279	1.407	1.247	1.104	1.379	1.123	1.056	1.137	998
November	1.403	1.423	1.156	1.211	1.017	1.192	1.051	1.060	944	836
Dezember	1.512	1.183	1.322	1.092	1.317	1.268	1.203	1.162	938	949
Jahresabsatz	**15.812**	**15.836**	**13.256**	**15.061**	**15.625**	**11.206**	**12.188**	**11.482**	**10.773**	**10.286**

Summendifferenzen durch Rundungen bedingt. | Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA); Tabelle (Nr. 5-006): en2x

MONATLICHER INLANDSABSATZ VOR 10 JAHREN UND 2025*

in Tsd. t



Ottokraftstoff 2015 2025 | **Dieselkraftstoff** 2015 2025 | **Heizöl, extra leicht** 2015 2025

Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA); Grafik (Nr. 482a): en2x

INFO:

- Monatliche Mengen werden bei den vorläufigen Zahlen 2024 und 2025 unterjährig vom BAFA nicht aktualisiert. So kommt es bei der Monatskumulation zu Abweichungen im Vergleich zur Jahresmenge (Seite 124, Nr.5-002).
- Alle Zahlen finden Sie auf der en2x-Website bzw. im en2x-Worknet im Mitgliederbereich.

***Vorläufige Zahlen.**

VERSORGUNG UND AUßENHANDEL

MINERALÖLVERSORGUNG UND AUßENHANDEL

Die Rohölimporte sanken 2025 auf 75,1 Mio. t und lagen damit 4 % unter dem Vorjahr. Zuvor waren sie 2024 auf 78,5 Mio. t gestiegen (plus 2 % gegenüber 2023).

Die Dieselimporte nach Deutschland gingen 2025 um 4,2 % zurück, während die Einfuhren von Ottokraftstoff um 1,6 % und von Rohbenzin um 0,8 % zunahmen.

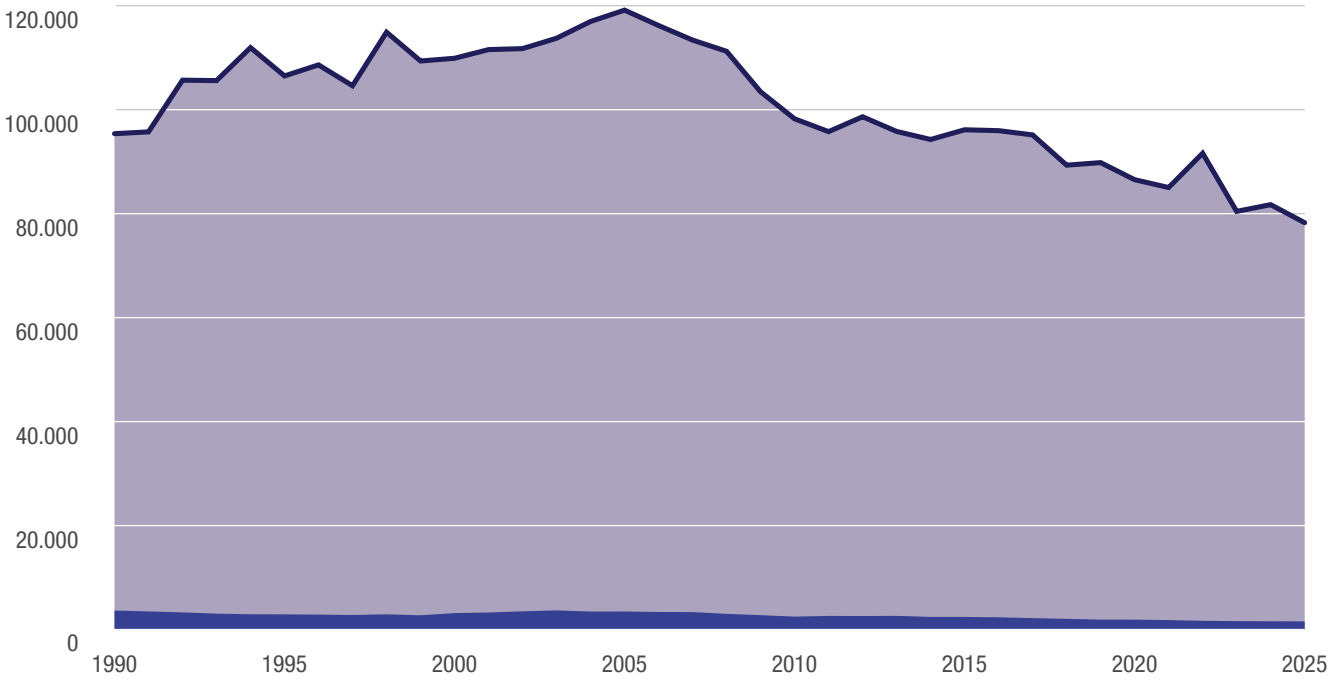
Mit 89,1 % lag die Raffinerieauslastung 2025 deutlich über dem Vorjahreswert von 83 % und auch über dem Zehnjahresmittel von 82,5 %.

Im Jahr 2025 waren die USA (17 %; 12,43 Mio. t) und Norwegen (16 %; 12,36 Mio. t) die größten Rohöllieferanten, wie in den beiden vorigen Jahren, nachdem die Lieferungen aus Russland im Jahr 2023 eingestellt worden waren.

Die Ausfuhr von Mineralölprodukten sank 2025 im Vergleich zum Vorjahr um 12,9 %, auch die Einfuhr ging um 1,5 % zurück. Insgesamt übertraf die Einfuhr mit 33,5 Mio. t die Ausfuhr von 25,4 Mio. t.

ROHÖLVERSORGUNG IN DEUTSCHLAND 1990–2025*

in Tsd. t

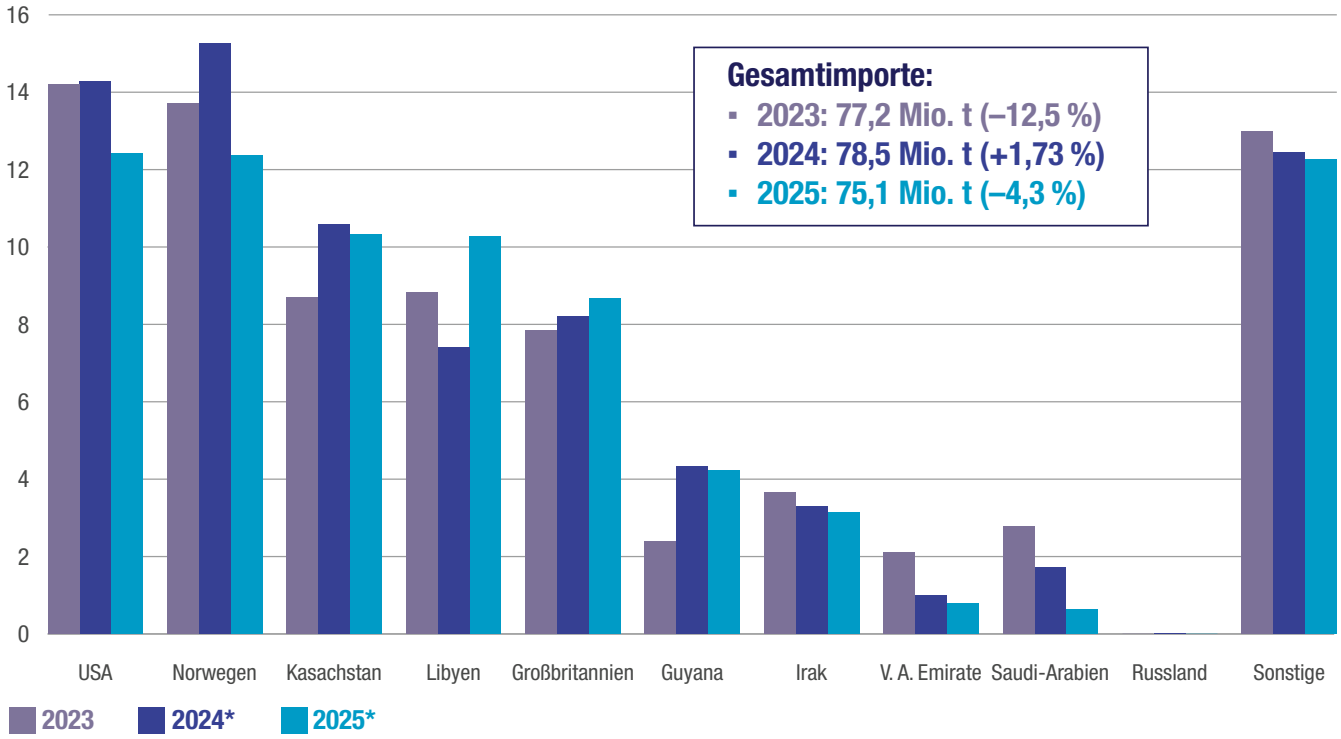


Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), Statistisches Bundesamt; Grafik (Nr. 381): en2x

*Vorläufige Zahlen.

ROHÖLIMPORTE NACH DEUTSCHLAND, VERGLEICH 2021–2025*

in Mio. t

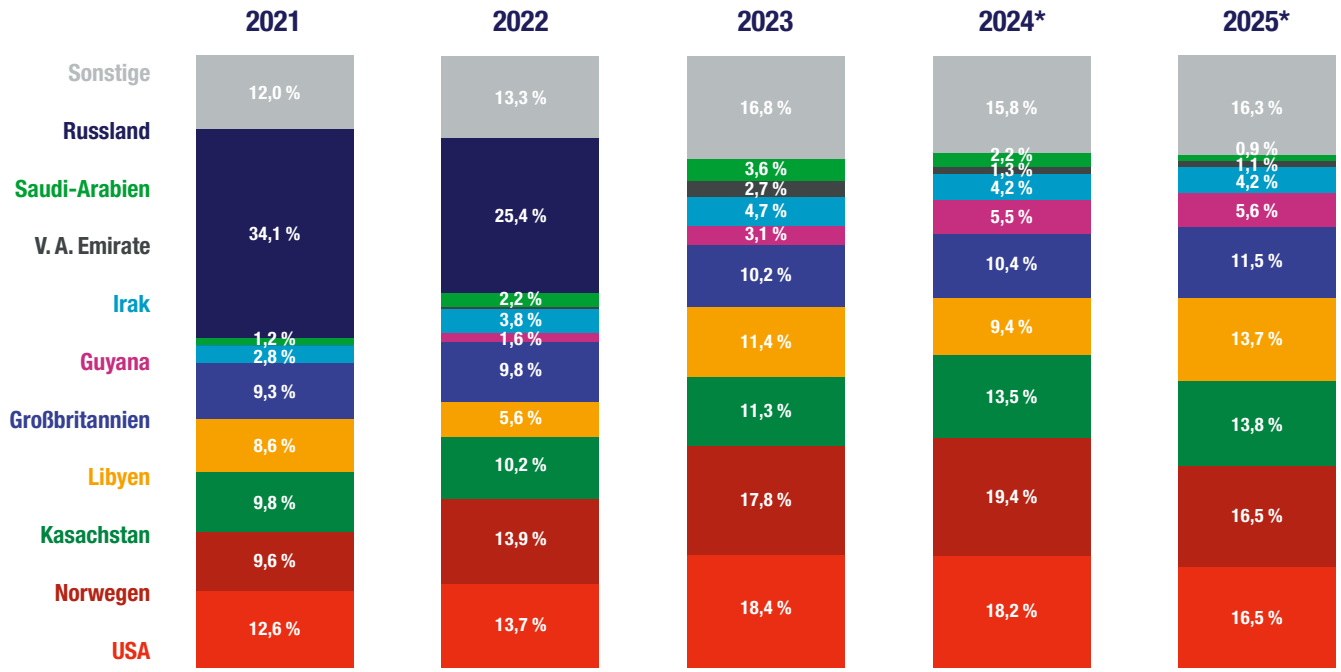


Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA); Grafik (Nr. 439): en2x

ROHÖLIMPORTE NACH DEUTSCHLAND 2021–2025*

TOP-10-ERSATZLIEFERLÄNDER NACH DEM INKRAFTTRETEN DES RUSSLAND-EMBARGOS

in %

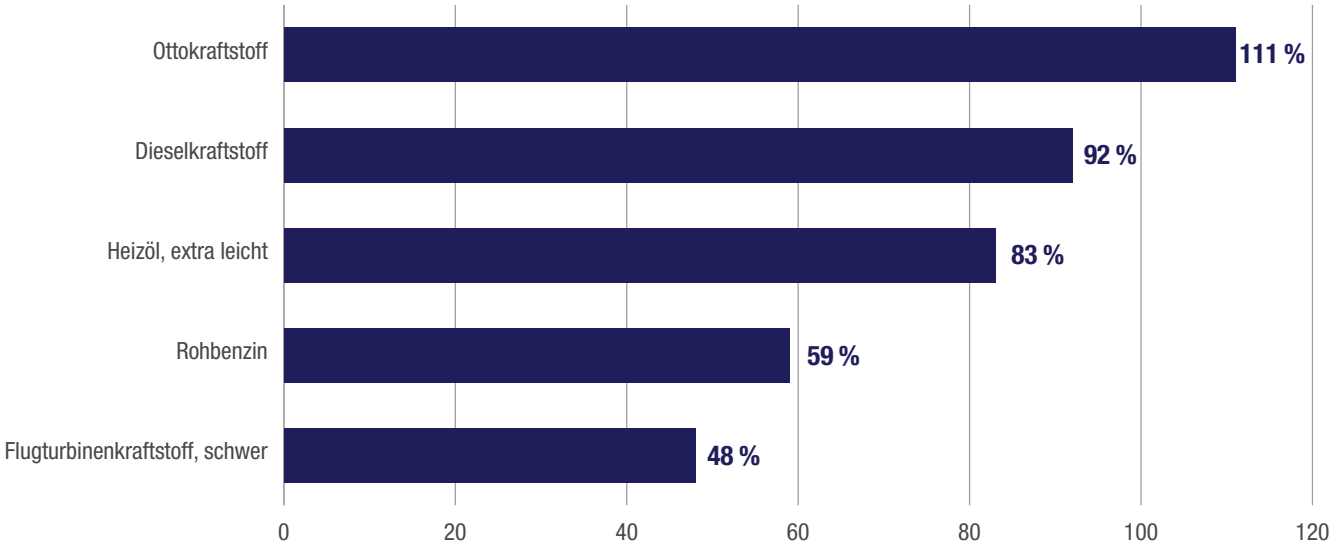


Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA); Angaben in % aller Rohölimporte; Grafik (Nr. 422): en2x

***Vorläufige Zahlen.**

EIGENVERSORGUNGSGRAD AUSGEWÄHLTER MINERALÖLPRODUKTE IN DEUTSCHLAND 2025*

in %



Der Eigenversorgungsgrad wird als Verhältnis der inländischen Erzeugung zum Inlandsabsatz berechnet. Er beschreibt, in welchem Umfang die inländische Erzeugung rechnerisch ausreichen würde, den Inlandsbedarf zu decken. Dabei wird nicht berücksichtigt, ob die erzeugten Produkte tatsächlich im Inland abgesetzt oder exportiert wurden.

Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA); Grafik (Nr. 477a): en2x

ROHÖL- UND PRODUKTENEINSATZ DER RAFFINERIEN 1990–2025*

in Tsd. t

Jahr	Inlandsrohöl	Importrohöl	Rohöl, gesamt	Produkteneinsatz[1)]	Einsatz, gesamt
1990	3.674	87.886	**91.560**	15.781	**107.341**
1995	2.959	100.131	**103.090**	12.636	**115.726**
2000	3.100	103.698	**106.798**	11.173	**117.971**
2005	3.487	111.057	**114.544**	11.614	**126.158**
2010	2.392	92.986	**95.378**	11.685	**107.063**
2015	2.366	91.025	**93.391**	11.228	**104.618**
2016	2.353	91.867	**94.220**	11.969	**106.189**
2017	2.191	90.913	**93.104**	14.186	**107.289**
2018	2.144	85.532	**87.676**	15.277	**102.952**
2019	1.891	85.121	**87.013**	16.214	**103.226**
2020	1.876	82.114	**83.990**	15.367	**99.357**
2021	1.817	82.322	**84.139**	15.298	**99.437**
2022	1.714	87.598	**89.312**	15.078	**104.390**
2023	n. v.	n. v.	**79.246**	14.890	**94.136**
2024*	n. v.	n. v.	**86.340**	15.954	**102.295**
2025*	n. v.	n. v.	**83.109**	14.188	**97.298**

Summendifferenzen durch Rundungen bedingt. | [1)] Einschl. Wiedereinsatz zum Schmierölblending.

Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA); Tabelle (Nr. 6-001): en2x

***Vorläufige Zahlen.**

BESTÄNDE VON ROHÖL UND MINERALÖLPRODUKTEN 2015–2025*[1)]

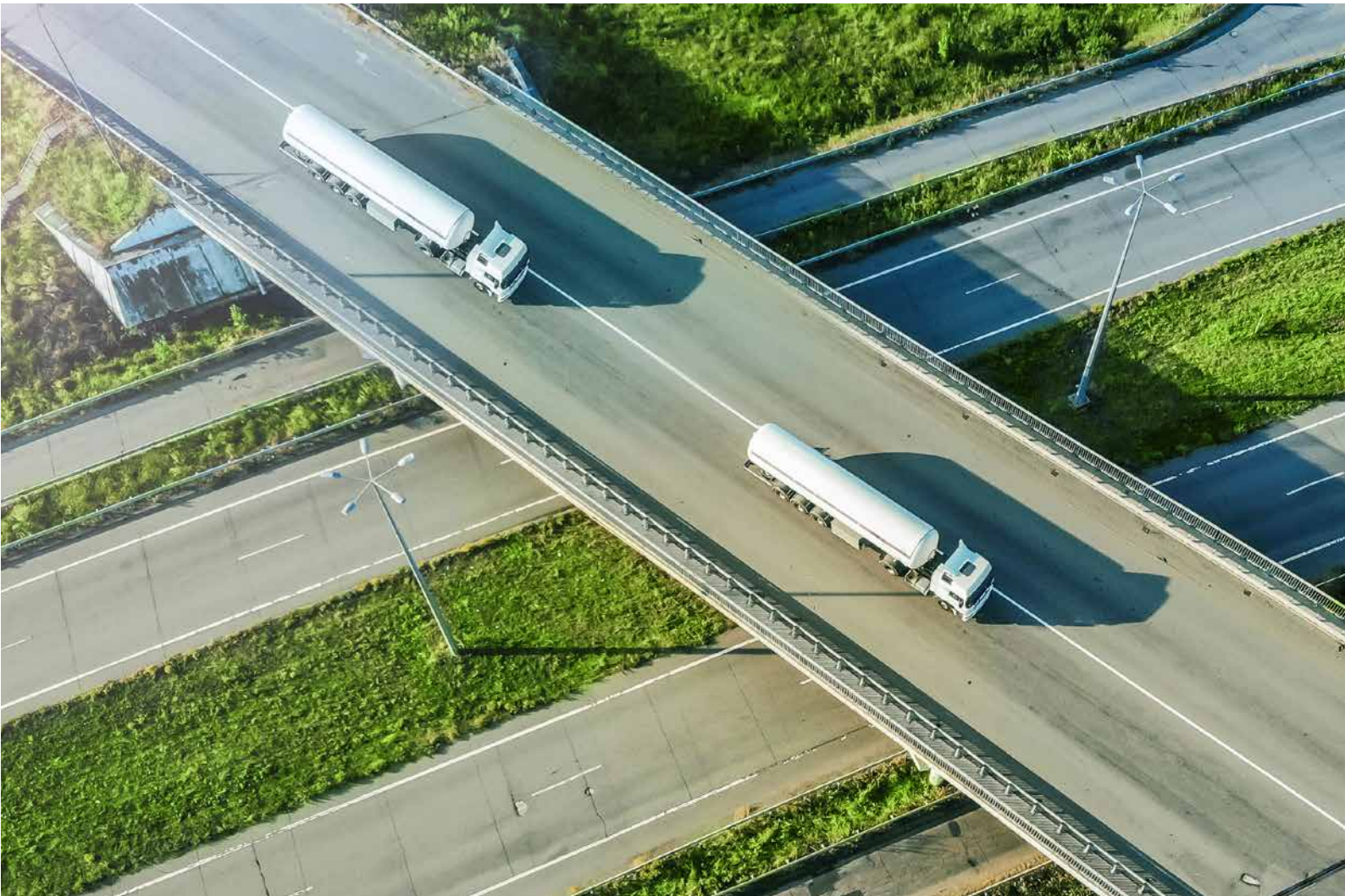
in Tsd. t (Stand: Jahresende)

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*	2025*[1)]
Gesamt-Rohölbestand	**19.987**	**18.931**	**19.097**	**18.498**	**18.965**	**19.070**	**17.940**	**18.344**	**17.265**	**16.617**	**15.771**
Produktenbestände im Vertriebssystem, in Raffinerien und Lager (einschl. EBV)											
Rohbenzin	288	414	391	319	299	305	298	287	276	263	259
Ottokraftstoff	3.011	3.123	2.915	2.822	2.954	3.002	2.884	3.045	2.636	2.758	2.792
Benzinkomponenten	434	419	385	421	444	416	427	403	388	391	n.v.
Dieselkraftstoff	5.572	5.966	5.876	5.853	5.939	6.043	5.986	5.989	5.552	6.260	6.092
Heizöl, extra leicht	2.741	2.784	2.665	2.222	2.398	2.152	1.970	2.097	2.237	2.284	1.849
Mitteldestillatkomponenten	512	501	489	498	520	430	423	458	350	388	n.v.
Heizöl, schwer	392	367	381	368	304	362	306	593	528	516	544
HS-Komponenten	610	833	811	841	783	656	996	768	885	697	n.v.
Übrige Produkte	2.591	2.447	2.375	2.356	2.471	2.320	2.363	2.244	2.187	2.181	2.655
Gesamt-Produktenbestand	**16.151**	**16.854**	**16.287**	**15.700**	**16.113**	**15.686**	**15.654**	**15.884**	**15.039**	**15.738**	**14.191**
Gesamtbestände an Rohöl und Mineralölprodukten	**36.138**	**35.784**	**35.383**	**34.198**	**35.078**	**34.756**	**33.594**	**34.228**	**32.304**	**32.355**	**29.963**

Summendifferenzen durch Rundungen bedingt. | [1)] Bestände des Erhebungskreises, d. h. der Mineralölgesellschaften, die in die amtliche Mineralölberichterstattung einbezogen sind, und des Erdölbevorratungsverbandes sowie Einlagerungen im Rahmen der Bundesrohölreserve. Sie beinhalten also auch die aufgrund des Erdölbevorratungsgesetzes gehaltenen Bestände. Im Ausland lagernde Produktenbestände sowie Bestände im Vertriebs- und Handelsbereich, die bereits als Absatz gemeldet wurden, sind nicht berücksichtigt; desgl. nicht Verbraucherbestände.

Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA); Tabelle (Nr. 6-003): en2x

***Vorläufige Zahlen.**



GESAMTEINSATZ UND ERZEUGUNG DER RAFFINERIEN NACH PRODUKTEN 2015–2025*[2)]

in Tsd. t

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*	2025*[2)]
Rohöleinsatz	94.220	93.104	87.676	87.013	83.990	84.139	89.312	79.246	86.340	83.109
Produkteneinsatz	11.969	14.186	15.277	16.214	15.367	15.298	15.078	14.890	15.954	14.188
Gesamteinsatz	**106.189**	**107.289**	**102.952**	**103.226**	**99.357**	**99.437**	**104.390**	**94.136**	**102.295**	**97.298**
Erzeugung										
Rohbenzin	7.860	7.635	6.373	6.662	6.820	7.381	7.465	7.323	7.723	7.180
Ottokraftstoff	20.402	19.904	19.446	19.211	18.308	17.600	19.138	17.717	19.855	19.786
Benzinkomponenten	470	1.071	2.477	2.216	2.431	2.727	2.392	2.174	2.597	n.v.
Dieselkraftstoff	33.315	32.278	31.497	30.506	30.500	29.534	32.618	28.803	31.403	30.800
Heizöl, extra leicht	11.652	11.870	10.151	11.897	12.174	10.265	10.813	9.191	9.427	8.581
Mitteldestillatkomponenten	1.133	1.561	1.495	1.639	1.966	2.126	2.199	2.007	2.108	n.v.
Heizöl, schwer	5.902	5.265	5.178	4.340	4.032	4.948	4.523	3.656	4.244	3.245
HS-Komponenten	1.471	2.110	2.118	2.694	2.188	2.473	2.423	2.297	1.792	n.v.
Summe Hauptprodukte	**82.205**	**81.695**	**78.736**	**79.164**	**78.419**	**77.053**	**81.571**	**73.168**	**79.150**	**69.592**
Flüssiggas	2.744	3.419	3.224	3.232	2.885	3.025	2.768	2.438	3.592	2.004
Raffineriegas	3.937	4.051	3.742	3.835	3.538	3.481	3.790	3.357	4.263	n.v.
Spezialbenzin	–	198	110	352	476	575	591	459	438	331
Testbenzin	1	61	64	61	61	52	49	30	38	n.v.
Flugturbinenkraftstoff, schwer	5.317	5.347	5.101	5.077	2.519	2.892	4.463	4.495	4.780	4.526
Andere Leuchtöle (z.B. Petroleum)	9	9	2	4	–	13	33	26	32	n.v.
Bitumen	4.065	4.289	4.083	3.915	3.755	4.108	3.672	3.110	3.288	n.v.
Petrolkoks	1.887	1.911	1.715	1.704	1.682	1.727	1.844	1.574	1.789	n.v.
Wachse, Paraffine, Vaseline etc.	122	94	219	306	311	313	269	330	416	n.v.
Andere Rückstände	1.190	1.393	1.238	1.337	1.227	1.335	1.433	1.650	1.500	n.v.
Summe Nebenprodukte	**19.273**	**20.771**	**19.499**	**19.825**	**16.452**	**17.521**	**18.912**	**17.468**	**20.136**	**14.127**
Summe Schmierstoffe	**2.367**	**2.509**	**2.460**	**2.282**	**2.400**	**2.651**	**2.017**	**1.829**	**1.927**	**2.010**
Brutto-/Nettoraffinerieerzeugung[1)]	103.845	104.975	100.695	101.271	97.272	97.225	102.500	92.465	101.213	85.729
Sonstige Produkte	2.182	2.055	2.011	1.836	1.912	1.883	1.698	1.306	1.578	1.602
Statistische Differenzen/ Bestandsveränderungen	162	259	246	119	173	329	192	315	156	1.181
Durchschnittliche Rohölkapazität	**102.055**	**102.155**	**102.655**	**102.655**	**105.655**	**105.655**	**105.655**	**105.655**	**104.086[3)]**	**93.286**
Auslastung in %	**92,3**	**91,1**	**85,4**	**84,8**	**79,5**	**79,6**	**84,5**	**75,0**	**83,0**	**89,1**

Summendifferenzen durch Rundungen bedingt. | [1)] Einschl. Schmierölblending und Eigenverbrauch; ab 2025 Nettoraffinerieerzeugung. | [2)] Ab 2025 inkl. Bestandsveränderung.
[3)] Unterjährige Veränderung der Raffineriekapazität von 104.086 Tsd. t auf 102.943 Tsd. t.

Quelle: Bundesamt für Ausfuhrkontrolle (BAFA) und eigene Berechnungen; Tabelle (Nr. 6-004): en2x

***Vorläufige Zahlen.**

EINFUHR VON MINERALÖLPRODUKTEN 1990–2025*

in Tsd. t

Jahr	Mineralölprodukte	Jahr	Mineralölprodukte
1990	41.876	**2018**	40.337
1995	43.360	**2019**	42.136
2000	42.070	**2020**	34.836
2005	34.961	**2021**	36.814
2010	35.568	**2022**	35.555
2015	37.437	**2023**	36.019
2016	38.761	**2024***	34.016
2017	41.064	**2025***	33.490

Quellen: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA); Statistisches Bundesamt; Tabelle (Nr. 6-005): en2x

EINFUHR VON MINERALÖLPRODUKTEN 2015–2025*

in Tsd. t

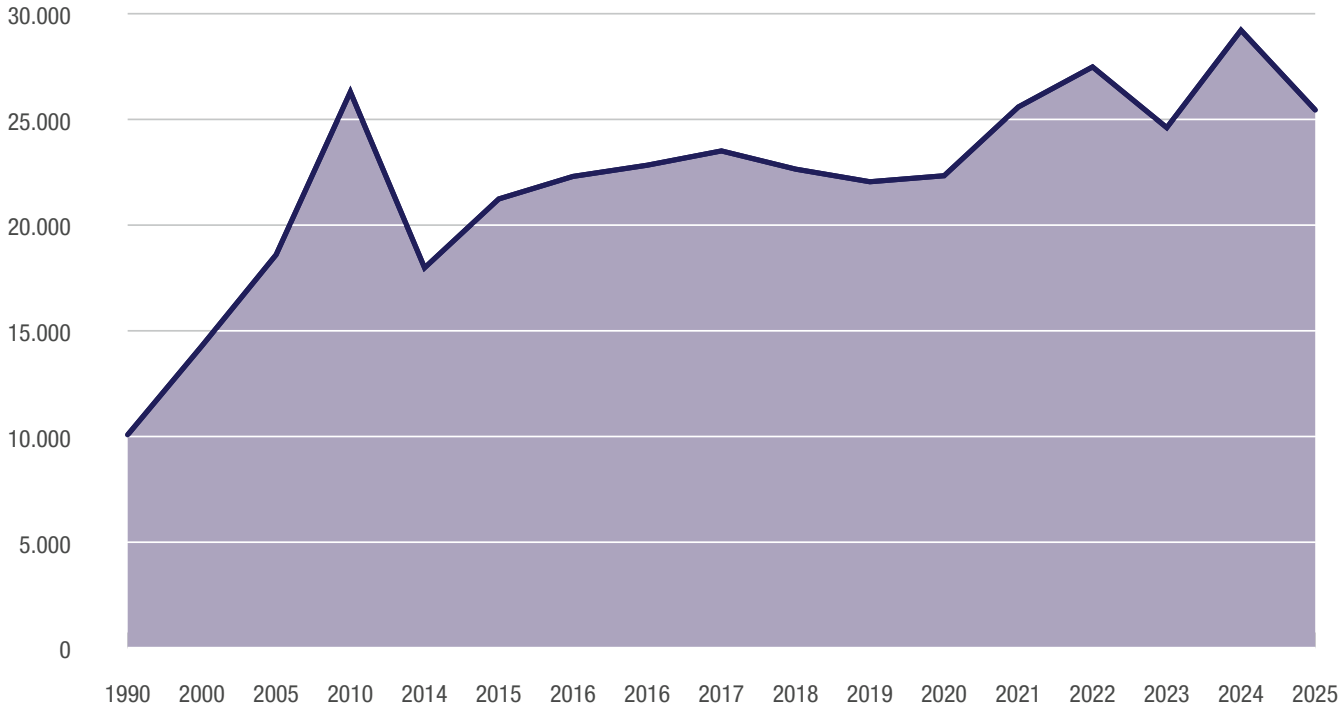
Mineralölprodukte	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*	2025*
Hauptprodukte											
Rohbenzin	6.909	7.276	7.799	7.125	6.881	7.390	8.989	7.265	4.799	5.618	5.660
Ottokraftstoff	1.497	1.029	1.421	1.606	2.090	1.352	1.716	1.354	2.764	2.235	2.270
Benzinkomponenten	422	484	736	834	1.073	542	582	475	686	943	n.v.
Dieselkraftstoff	14.116	15.414	15.403	15.060	15.881	14.222	14.607	13.395	14.435	13.000	12.455
Heizöl, extra leicht	3.35	3.275	3.380	2.780	3.315	3.039	1.725	1.947	2.173	1.833	1.892
Mitteldestillatkomponenten	592	549	672	710	700	503	210	285	203	336	n.v.
Heizöl, schwer	889	735	746	208	287	52	22	611	955	893	n.v.
HS-Komponenten	1.034	1.796	1.529	1.936	1.340	1.316	1.269	521	275	255	n.v.
Nebenprodukte											
Flüssiggas	732	790	943	1.080	1.224	1.265	1.452	1.324	1.208	1.225	1.206
Raffineriegas	–	–	–	–	–	–	–	–	23	67	n.v.
Spezialbenzin	57	71	59	138	178	108	108	109	97	89	291
Testbenzin	86	86	94	92	111	87	96	83	80	86	n.v.
Flugbenzin	11	11	11	10	10	6	6	6	5	4	n.v.
Flugturbinenkraftstoff, schwer	4.991	5.003	5.924	6.537	6.787	3.027	4.002	6.329	6.596	5.903	6.204
Andere Leuchtöle (z.B. Petroleum)	11	21	21	22	19	20	23	8	13	6	n.v.
Schmierstoffe	984	1.015	992	990	1.005	860	1.028	900	882	968	881
Bitumen	241	127	51	54	61	95	67	65	109	90	n.v.
Petrolkoks	615	596	712	622	672	572	490	563	460	209	n.v.
Wachse, Paraffine, Vaseline etc.	405	394	401	341	278	293	264	210	148	170	n.v.
Andere Rückstände	110	89	168	191	223	86	158	103	110	87	n.v.
Raffinerieeinsatzmaterial	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	224
Weitere, nicht aufgeführte Produkte	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	2.407
Gesamt	**37.437**	**38.761**	**41.064**	**40.337**	**42.136**	**34.836**	**36.814**	**35.555**	**36.019**	**34.016**	**33.490**

Summendifferenzen durch Rundungen bedingt. | Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA); Tabelle (Nr. 6-006): en2x

***Vorläufige Zahlen.**

AUSFUHR VON MINERALÖLPRODUKTEN 1990–2025*

in Tsd. t



Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA); Grafik (Nr. 378): en2x

AUSFUHR VON ROHÖL UND MINERALÖLPRODUKTEN 1990–2025*[1)]

in Tsd. t

Jahr	Rohöl	Mineralölprodukte	Jahr	Rohöl	Mineralölprodukte
1990	–	10.082	**2018**	–	22.647
1995	763	14.287	**2019**	106	22.051
2000	3.217	18.601	**2020**	–	22.335
2005	703	26.301	**2021**	–	25.588
2010	706	17.980	**2022**	95	27.482
2015	333	22.303	**2023**	46	24.610
2016	101	22.833	**2024***	–	29.219
2017	–	23.509	**2025*[1)]**	n.v.	25.448

[1)] Einschl. Großbunkerschaft und Lieferungen an Stationierungsstreitkräfte. I Quelle: Bundesamt für Ausfuhrkontrolle (BAFA); Tabelle (Nr. 6-007): en2x

***Vorläufige Zahlen.**

AUSFUHR VON MINERALÖLPRODUKTEN 2015–2025*[1)]

in Tsd. t

Mineralölprodukte	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024*	2025*[1)]
Hauptprodukte											
Rohbenzin	552	442	412	495	480	457	617	714	737	783	404
Ottokraftstoff	2.540	2.981	3.417	2.914	2.748	2.974	3.081	3.566	3.445	4.472	4.404
Benzinkomponenten	1.904	2.070	2.302	2.142	2.105	2.386	2.861	2.447	2.183	2.346	n. v.
Dieselkraftstoff	6.551	7.951	7.508	6.974	6.265	6.862	7.808	9.711	8.155	9.924	9.739
Heizöl, extra leicht	1.597	1.351	1.335	1.073	1.077	1.244	1.379	1.307	1.206	1.239	749
Mitteldestillatkomponenten	290	209	179	175	138	143	53	18	100	270	n. v.
Heizöl, schwer	2.038	1.523	884	1.538	1.286	1.796	2.662	2.651	2.119	2.533	2.129
HS-Komponenten	996	632	979	1.120	1.450	991	952	752	949	906	n. v.
Nebenprodukte											
Flüssiggas	259	189	201	161	252	241	275	302	238	489	494
Raffineriegas	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	n. v.
Spezialbenzin	221	369	200	191	290	135	281	280	253	497	432
Testbenzin	31	29	36	42	95	58	39	46	38	51	n. v.
Flugbenzin	1	1	1	2	2	2	3	2	2	1	n. v.
Flugturbo, leicht	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Flugturbo, schwer	1.217	863	1.294	1.354	1.399	685	958	1.676	1.552	1.606	1.249
Andere Leuchtöle (Petroleum)	–	–	–	–	–	–	6	25	28	29	n. v.
Schmierstoffe	1.185	1.270	1.522	1.574	1.552	1.510	1.716	1.351	1.260	1.378	1.309
Bitumen	1.377	1.819	2.020	1.874	1.776	1.772	1.897	1.485	1.231	1.468	n. v.
Petrolkoks	849	812	868	764	793	734	701	918	835	990	n. v.
Wachse, Paraff., Vaseline etc.	241	229	235	200	226	223	228	173	141	144	n. v.
Andere Rückstände	454	94	115	55	116	122	71	57	138	95	n. v.
Raffinerieeinsatzmaterial	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Weitere, nicht aufgeführte Produkte	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	4.537
Gesamt	**22.303**	**22.833**	**23.509**	**22.647**	**22.051**	**22.335**	**25.588**	**27.482**	**24.610**	**29.219**	**25.448**

Summendifferenzen durch Rundungen bedingt. | [1)] Einschl. Lagergut für ausländische Rechnung. | Quelle: Bundesamt für Ausfuhrkontrolle (BAFA); Tabelle (Nr. 6-008): en2x

***Vorläufige Zahlen.**



INFRA STRUKTUREN

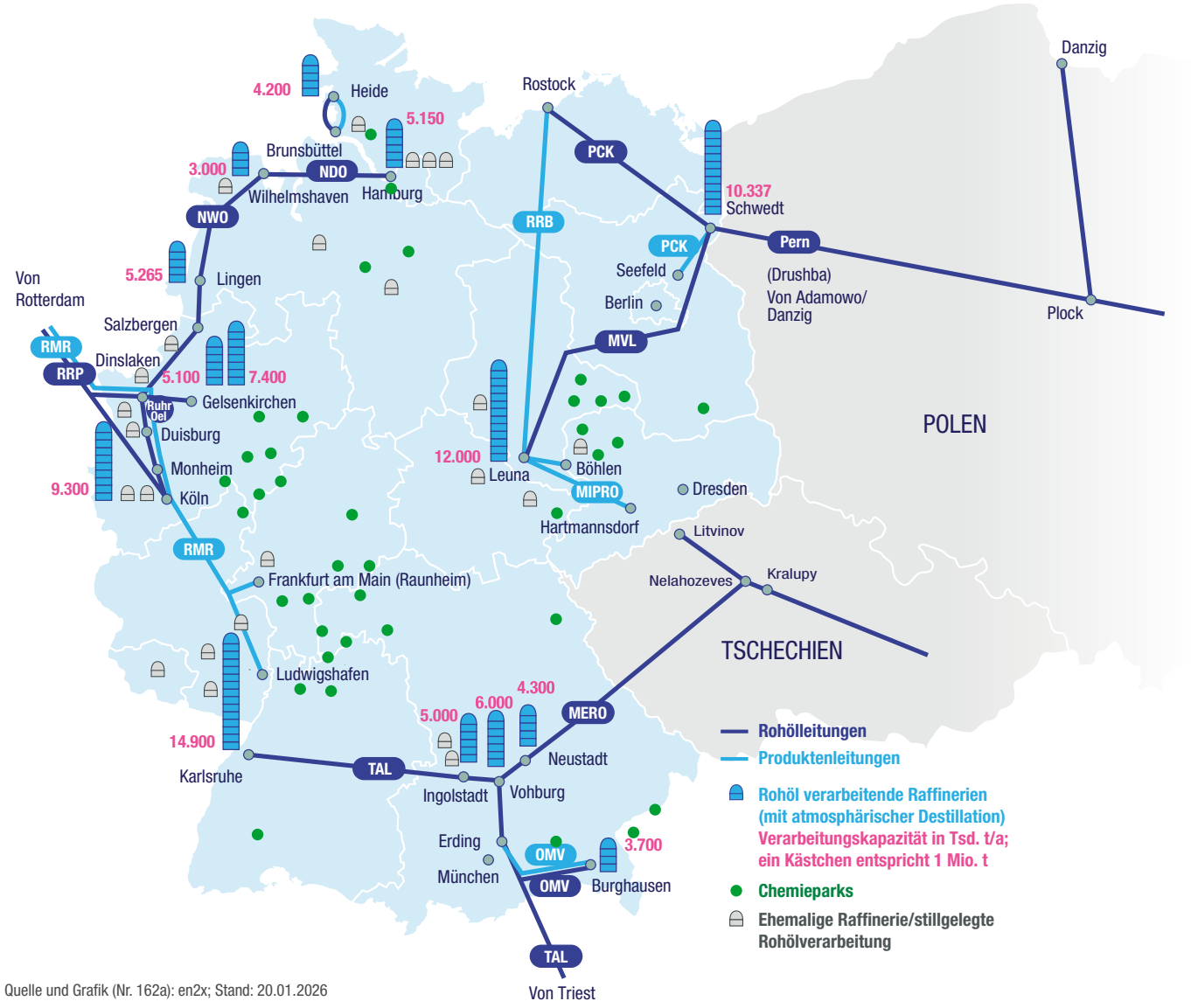
PIPELINES, LAGER UND TANKSTELLEN

INFRASTRUKTUREN

Die Anzahl der Tankstellen ist in den letzten zehn Jahren mit ca. 1,5 % nur geringfügig zurückgegangen. Bedeutende Änderungen gab es in der jüngeren Vergangenheit durch Betreiberwechsel bei rund 20 % der Tankstellen.



RAFFINERIEN, CHEMIEPARKS UND PIPELINES FÜR DEUTSCHLAND



Quelle und Grafik (Nr. 162a): en2x; Stand: 20.01.2026

Rohölleitungen
CEPS Central Europe Pipeline System (NATO)
MERO Mitteleuropäische Rohölleitung
MIPRO Mitteldeutsche Produktenleitung
MVL Mineralölverbundleitung
NEPS North European Pipeline System (NATO)
NDO Norddeutsche Oelleitung
NWO Nord-West Oelleitung
OMV Pipeline Burghausen – Tanklager Feldkirchen/Flughafen München
RMR Rhein-Main-Rohrleitungstransportgesellschaft
RRB Rohstoffpipeline Rostock-Böhlen
RRP Rotterdam-Rijn-Pijpleiding Maatchappij
SPSE Société du Pipeline Sud-Européen
TAL Transalpine Ölleitung

Chemieparks	
BASF Lampertheim GmbH	Lampertheim
BASF Schwarzheide GmbH	Schwarzheide
BASF SE	Ludwigshafen
Bayer Chemiepark Bergkamen	Bergkamen
Chemie- und Industriepark Zeitz	Elsteraue
Chemiepark Knapsack Cologne	Hürth/Köln
Chemiepark Marl	Marl
CHEMPARK Dormagen	Köln
CHEMPARK Krefeld-Uerdingen	Krefeld
CHEMPARK Leverkusen	Leverkusen
GENDORF Chemical Park	Burgkirchen a.d. Alz
GreenTech Park FLUXUM Gernsheim	Gernsheim
Henkel AG & Co. KGaA	Düsseldorf
Industrial Park Gersthofen	Gersthofen
Industrial Park Stade	Stade
Industrial Park Wiesbaden (Kalle Albert)	Wiesbaden
Industriepark Höchst	Frankfurt am Main
Industriepark Walsrode	Walsrode
Industry Center Obernburg	Erlenbach
Infrareal Holding, Standort Behringwerke	Marburg
Leuna Chemical Complex	Leuna

Quelle: Fachvereinigung Chemieparks im Verband der Chemischen Industrie e.V. (VCI)

Raffinerien (aktiv)		
Raffinerie Heide	Heide	Bis 1988 Deutsche Texaco AG, bis 2002 DEA AG, bis Oktober 2010 Shell, Deutschland; seit November 2010 Refinery Heide
HOLBORN Europa Raffinerie GmbH	Hamburg	
Erdöl-Raffinerie Emsland	Lingen/Ems	Bis 31.12.1999 Wintershall AG
Wilhelmshavener Raffinerieges. mbH	Wilhelmshaven	Einstellung der Verarbeitung Ende März 1985; Wiederinbetriebnahme durch Beta Raffineriegesellschaft Ende 1991, seit 1997 Wilhelmshavener Raffineriegesellschaft mbH, im März 2006 von ConocoPhillips übernommen; Raffinerieschließung Mitte 2011; Wiederinbetriebnahme durch HES Wilhelmshaven GmbH Mitte 2020
Rheinland Raffinerie, Werk Godorf/Wesseling	Godorf/Wesseling	Bis 1988 Union Rhein. Braunkohlen Kraftstoff A. G., Kapazität seit Januar 1994: 6 Mio. t
Ruhr Oel GmbH, Klesch Gelsenkirchen	Gelsenkirchen	Bis 1982 VEBA OEL AG, Werksgruppe Ruhr, bis 31.07.2026 BP
MIRO Mineraloelraffinerie Oberrhein GmbH & Co. KG	Karlsruhe	Im Juni 1997 Zusammenschluss der ESSO-Raffinerie, Karlsruhe, und der OMW, Karlsruhe, zur Mineralölraffinerie Oberrhein GmbH
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH	Ingolstadt/Vohburg	Ende 1997 Zusammenschluss der Erdölraffinerie Neustadt und der RVI Raffineriegesellschaft Vohburg/Ingolstadt zur Bayernoil
Gunvor, Raffinerie Ingolstadt	Ingolstadt	Im April 2007 von Petroplus übernommen und im August 2012 von Gunvor übernommen
OMV Deutschland GmbH	Burghausen	Bis 1988 Deutsche Marathon Petroleum GmbH, bis 30.06.1991 DMP Mineralöl Petrochemie GmbH
PCK Raffinerie GmbH Schwedt	Schwedt	
TOTAL Raffinerie Mitteldeutschland GmbH	Spergau	Neuinbetriebnahme zum 01.11.1997

Raffinerien (inaktiv)		
Deutsche BP Aktiengesellschaft	Stilllegung 1985	Hamburg
Elbe Mineralölwerke Raffineriezentrum Hamburg-Harburg	Übergang von Shell zu Nynas zum Jahreswechsel 2015/2016	Hamburg
ESSO AG	Teilstilllegung 1985	Hamburg
H&R Oelwerke Schindler	Stilllegung der atmosph. Destillation (Ende 1985); Umstellung auf Vakuumdestillation; ab 1988 BP oiltech GmbH	Hamburg
Nynas GmbH und Co. KG	Stilllegung 2023; Übergang von Shell zu Nynas zum Jahreswechsel 2015/2016	Hamburg
TOTAL Bitumen Deutschland GmbH & Co.	1988 wurden die 450.000 t der Vakuumdestillation zugeordnet	Brunsbüttel
Erdölwerke FRISIA GmbH	Stilllegung 1984	Emden
Gewerkschaft Erdöl-Raffinerie DEURAG-NERAG	Stilllegung 1986	Misburg
H&R Chemisch-Pharmazeutische Spez. GmbH	Bis 01.04.1994 Wintershall AG, dann SRS Schmierstoffraffinerie Salzbergen bis Dezember 2001	Salzbergen
Mobil Oil AG	Stilllegung 2011	Wilhelms-haven
Deutsche BP Aktiengesellschaft	Stilllegung 1982	Dinslaken
Deutsche Shell Aktiengesellschaft	Stilllegung 1984	Monheim
Erdöl-Raffinerie Duisburg (ERD) GmbH	Stilllegung 1988	Duisburg
ESSO AG	Stilllegung 1982	Köln
Caltex Deutschland GmbH	Stilllegung 1982	Raunheim
ESSO AG	Im Juni 1997 Zusammenschluss der ESSO-Raffinerie, Karlsruhe, und der OMW, Karlsruhe, zur Mineralölraffinerie Oberrhein GmbH	Karlsruhe
Oberrhein. Mineralölwerke GmbH	Im Juni 1997 Zusammenschluss der ESSO-Raffinerie, Karlsruhe, und der OMW, Karlsruhe, zur Mineralölraffinerie Oberrhein GmbH	Karlsruhe
Wintershall AG, Erdölraff. Mannheim	Stilllegung im März 1989	Mannheim
Elf-Gelsenberg oHG Erdöl-Raffinerie Speyer	Raffinerieschließung 01.04.1984	Speyer
Mobil Oil Raff. Wörth GmbH & Co. oHG	Raffinerieschließung zum 30.09.1995	Wörth/Rhein
Saarland-Raffinerie GmbH	Stilllegung Ende September 1985	Völklingen
Deutsche BP Aktiengesellschaft	Anfang 1989 von RVI übernommen	Vohburg
Deutsche Shell Aktiengesellschaft	Raffinerieschließung 31.07.1982	Ingolstadt
Erdölraffinerie Ingolstadt AG	Stilllegung der atmosph. Destillation Ende Juli 1985	Ingolstadt
Erdölraffinerie Neustadt GmbH & Co. oHG	Ende 1997 Zusammenschluss der Erdölraffinerie Neustadt und der RVI Raffineriegesellschaft Vohburg/Ingolstadt zur Bayernoil	Neustadt/Donau
ESSO-Raffinerie Ingolstadt	Im April 2007 von Petroplus übernommen und im August 2012 von Gunvor übernommen	Ingolstadt
RVI Raff.-Ges. Vohburg/Ingolstadt	Ende 1997 Zusammenschluss der Erdölraffinerie Neustadt und der RVI Raffineriegesellschaft Vohburg/Ingolstadt zur Bayernoil	Vohburg
Buna SOW Leuna Olefinverbund GmbH	Die Rohölverarbeitung in den SOW Boehlen wurde 1990 eingestellt	Boehlen
Addinol Mineralöl GmbH	Ab Ende 1997 nur noch reiner Blendingbetrieb	Lützkendorf
Hydrierwerk Zeitz	Raffinerieschließung zum 31.12.1995	Zeitz
Leuna-Werke AG	Raffinerieschließung zum 30.06.1997	Leuna

IMPORT-ROHÖL-FERNLEITUNGEN UND ANGESCHLOSSENE RAFFINERIEN IN DEUTSCHLAND 2025

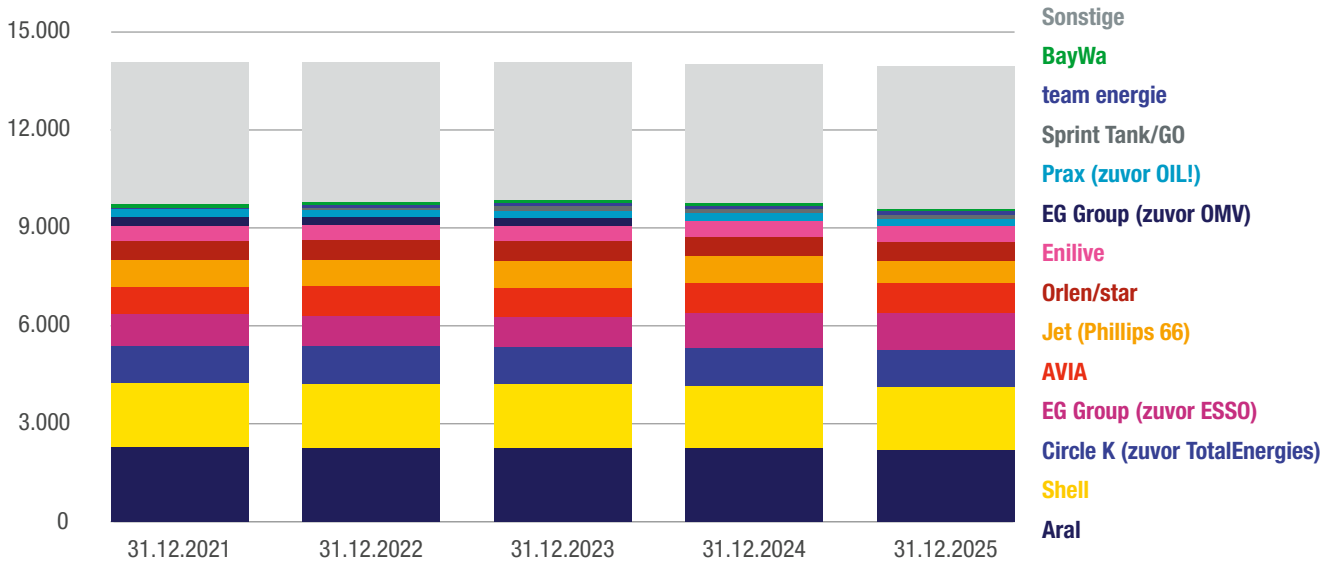
Gesellschaft	Streckenführung	Angeschlossene Raffinerien in Deutschland	Durchmesser in mm (lichte Weite)
Raffinerie Heide GmbH Hemmingstedt	Brunsbüttel–Heide	Raffinerie Heide GmbH, Heide	450
Nord-West-Oelleitung GmbH (NWO) Wilhelmshaven	Wilhelmshaven–Köln/Wesseling	Rheinland Raffinerie, Werk Wesseling Ruhr Oel GmbH, Klesch Gelsenkirchen Erdöl-Raffinerie Emsland, Lingen	710
N.V. Rotterdam-Rijn-Pijpleiding Mij Rotterdam (RRP)	Rotterdam–Venlo		910
	Venlo–Wesseling	Rheinland Raffinerie, Werk Godorf	610
		Rheinland Raffinerie, Werk Wesseling	
	Venlo–Wesel	Ruhr Oel GmbH, Klesch Gelsenkirchen	610
Ruhr Oel GmbH Gelsenkirchen-Buer	Wesel–Gelsenkirchen	Ruhr Oel GmbH, Klesch Gelsenkirchen	384
TAL Gruppe	Triest/Italien–Kufstein/Österreich		
Deutsche Transalpine Oelleitung GmbH, München	Ingolstadt/Deutschland	OMV Burghausen Bayernoil Raffinerie Gunvor Ingolstadt	1.000
	TAL-OR Ingolstadt–Karlsruhe	MIRO Mineraloelraffinerie Oberrhein	660
	TAL-NE Ingolstadt–Neustadt	Bayernoil Raffinerie	660
OMV Deutschland GmbH	Steinhöring–Burghausen	OMV Burghausen	324
Norddeutsche Oelleitungsgesellschaft mbH (NDO)	Wilhelmshaven–Hamburg	HOLBORN Hamburg	550
Mineralölverbundleitung (MVL)	Polnische Grenze–Schwedt	PCK Raffinerie Schwedt	400
	Schwedt–Spergau	TOTAL Raffinerie Mitteldeutschland	500/700
PCK Raffinerie GmbH	Rostock–Schwedt	PCK Raffinerie GmbH Schwedt	400

Quelle und Tabelle (Nr. 7-001): en2x

Anfangs-kapazität in Mio. t	Maximal-kapazität in Mio. t	Länge in km	Pump-stationen	Inbetrieb-nahme	Anfangs-investitionen in Mio. €	Länder	Bemerkungen
4,9	8,5	31	–	1959	3,6	Deutschland	
9,0	16,3	391	3	Ende 1958	152,9 (Ende 1968)	Deutschland	Anschluss Brögbern Erdöl-auslieferungs-GmbH (EAG), Lingen
							Länge inkl. Abzweigen und vorübergehende Stilllegung von Hünxe nach Wesseling
8,5	22,0	323	6	Juli 1960	76,7	Niederlande	Länge in
	14,0	Rotterdam–				Deutschland	Deutschland: 146 km
		Wesseling					
	6,3						
6,0	8,5	43	–	Nov. 1957	11,0	Deutschland	
						Italien Österreich	Länge Triest–Kufstein: 306 km
25,0	45,0	159	1	Okt. 1967	Ca. 400 (Triest–Ingolstadt)	Deutschland	Länge aller Pipelines in Deutschland: 447 km
9,0	21,0	266	3	Ende 1963 Umkehr		Deutschland	
		22	1	Dez. 1967			
3,4	3,8	62	1	Mitte 1967	10,2 (einschl. Prod.-Pipeline)	Deutschland	
8,0	11,5	144		Febr. 1983	74,1	Deutschland	
20,0	22,5	26	n. a.	Dez. 1963		Deutschland	Anschluss der Drushba
4,8	13,5	336	n. a.				Samara/GUS–Plock/Polen 2.280 km
3,0	6,8	201	n. a.	1969		Deutschland	Wird auch in umgekehrter Richtung genutzt (Schwedt–Rostock)

ENTWICKLUNG DES STRAßENTANKSTELLENBESTANDES 2021–2025

Anzahl an Tankstellen



Ausgewählte Betreiberwechsel seit 2018

01.10.2018 – 1.000 Tankstellen: ESSO → EG Group

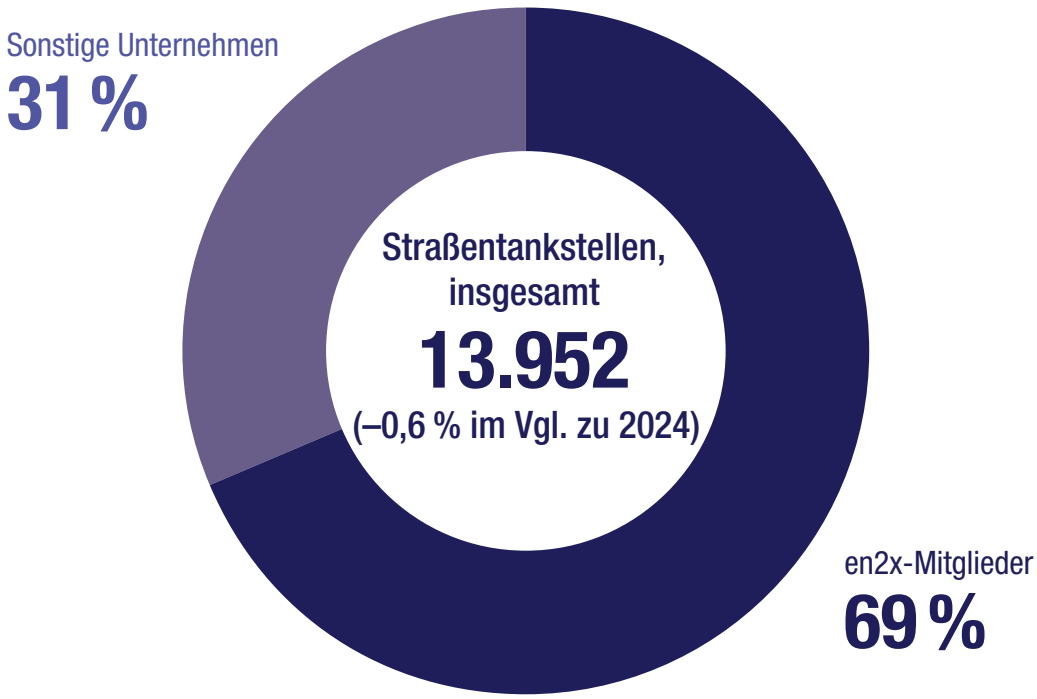
01.05.2022 – 285 Tankstellen: OMV → EG Group, davon 46 Standorte (je 23 OMV und EG Group) → AVIA

01.10.2023 – 230 Tankstellen: OIL! → Prax

01.01.2024 – 1.198 Tankstellen: TotalEnergies → Circle K (Couche-Tard)

Quelle: Energieinformationsdienst (EiD); Grafik (Nr. 426b): en2x

ANZAHL DER STRAßENTANKSTELLEN IN DEUTSCHLAND 2025



Quelle: Energieinformationsdienst (EiD); Grafik (Nr. 427a): en2x

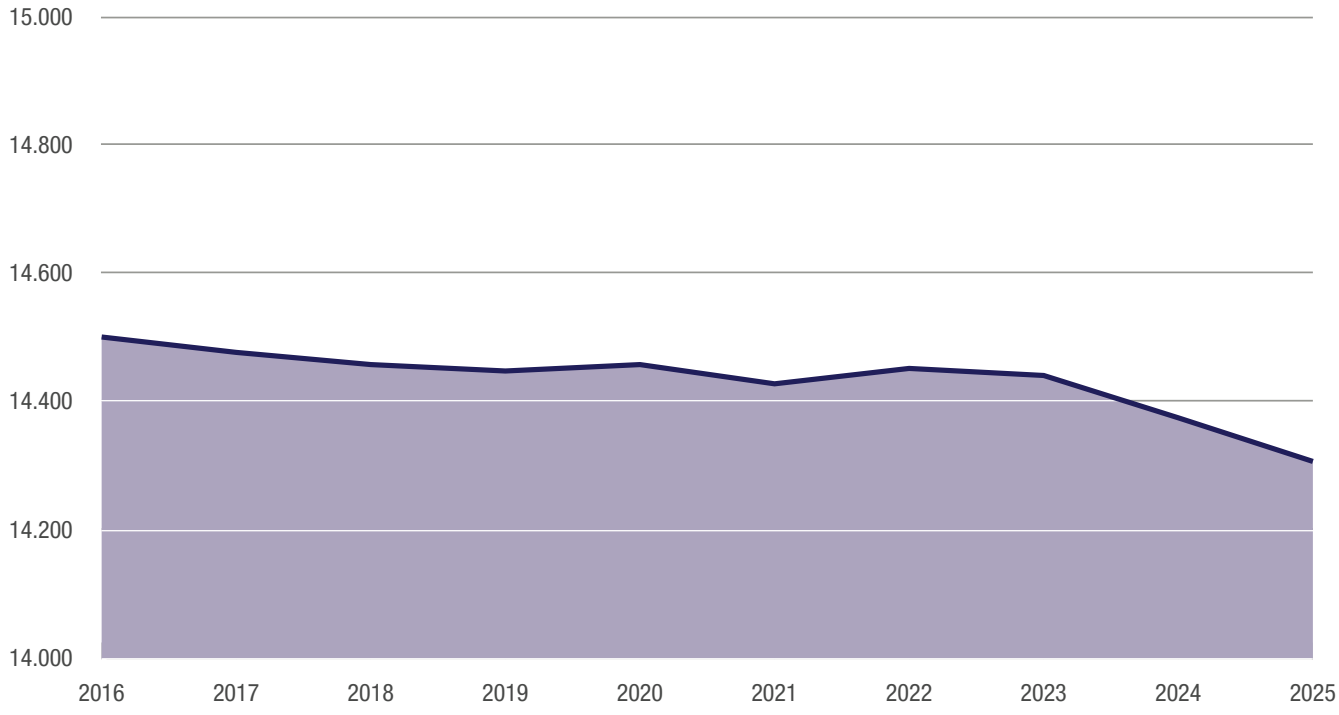
ENTWICKLUNG DES TANKSTELLENBESTANDES 1990–2025

Jahr	Tankstellen, insgesamt	Straßen-tankstellen	Autobahn-tankstellen	Jahr	Tankstellen, insgesamt	Straßen-tankstellen	Autobahn-tankstellen
1990	**19.317**	19.013	304	**2018**	**14.459**	14.099	360
1995	**17.957**	17.632	325	**2019**	**14.449**	14.091	358
2000	**16.324**	15.981	343	**2020**	**14.459**	14.100	359
2005	**15.187**	14.811	376	**2021**	**14.429**	14.070	359
2010	**14.744**	14.367	377	**2022**	**14.452**	14.093	359
2015	**14.531**	14.176	355	**2023**	**14.442**	14.084	358
2016	**14.502**	14.144	358	**2024**	**14.376**	14.018	358
2017	**14.478**	14.118	360	**2025**	**14.308**	13.952	356

Quelle: Energieinformationsdienst (EiD); Tabelle (Nr. 37): en2x

ENTWICKLUNG DES TANKSTELLENBESTANDES IN DEN LETZTEN 10 JAHREN

Anzahl an Tankstellen



Quelle: Energieinformationsdienst (EiD); Grafik (Nr. 426a): en2x

PREISE UND STEUERN

MINERALÖLPREISE UND STEUERN

Die Mineralölbranche leistete 2025 einen wesentlichen Beitrag zum Bundeshaushalt. Rund ein Drittel der Steuern, die allein dem Bund zustehen (Bundessteuern), entfällt auf Kraftstoffe.

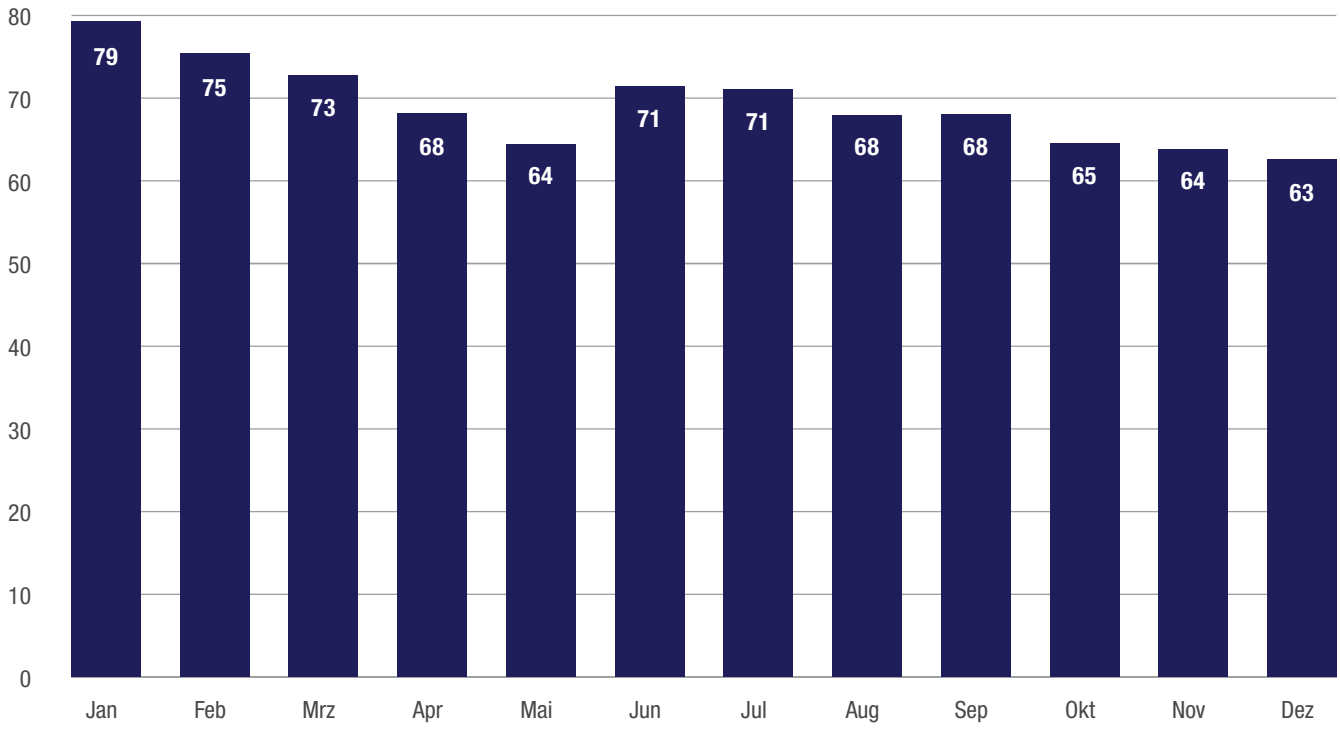
Die Energiesteuereinnahmen stiegen 2025 gegenüber dem Vorjahr um 7 %. Sie lagen damit nur noch 7,6 % unter dem Vor-Corona-Niveau von 2019. Gegenüber 2024, als der Abstand zum Vorkrisenniveau noch 10,3 % betrug, hat sich die Differenz somit verringert.

Der Jahresdurchschnittspreis für Rohöl ist im Vergleich zum Vorjahr um 14,3 % gesunken (2024: 80,5 $/bbl; 2025: 69,0 $/bbl).

Die Verbraucherpreise von Ottokraftstoff, Dieselkraftstoff und Heizöl sind 2025 erneut gesunken (OK: minus 2,8 %, DK: minus 2,3 %, HEL: minus 5,2 %). Sie liegen dennoch zwischen 20 und 40 % über dem Preisniveau vor der Corona-Pandemie.

DURCHSCHNITTLICHER ROHÖLPREIS 2025

(UK Brent) in $/bbl



Quelle: U.S. Energy Information Administration (EIA; www.eia.gov); Grafik (Nr. 376): en2x

MINERALÖLAUßENHANDEL 1990–2025

Ein- und Ausfuhrwerte von Rohöl und Mineralölprodukten[1] in Mio. €

Jahr	Einfuhrwert Rohöl	Einfuhrwert Produkte	Einfuhrwert Rohöl und Produkte	Ausfuhrwert Rohöl und Produkte[2]	Mineralöl-außenhandels-saldo
1990	10.326	7.813	18.138	2.374	15.764
1995	9.552	5.363[3]	14.915[3]	2.669[3]	12.246[3]
2000	23.530	12.414[3]	35.944[3]	5.884[3]	30.060[3]
2005	35.284	14.357[3]	49.642[3]	11.269[3]	38.373[3]
2010	41.599	18.795[3]	60.394[3]	11.470[3]	48.924[3]
2014	49.602	24.743[3]	74.345[3]	16.311[3]	58.034[3]
2015	32.488	18.171[3]	50.659[3]	13.088[3]	37.571[3]
2016	26.129	15.119[3]	41.248[3]	11.799[3]	29.449[3]
2017	32.458	19.094[3]	51.552[3]	14.094[3]	37.458[3]
2018	38.491	23.179[3]	61.669[3]	15.136[3]	46.533[3]
2019	36.792	22.260[3]	59.052[3]	14.750[3]	44.303[3]
2020	23.029	13.945[3]	36.974[3]	10.875[3]	26.099[3]
2021	35.483	20.760[3]	56.244[3]	17.840[3]	38.404[3]
2022	60.921	34.978[3]	95.899[3]	29.216[3]	66.684[3]
2023	45.246	28.207[3]	73.453[3]	22.873[3]	50.580[3]
2024	47.999	25.241[3]	73.240[3]	24.784[3]	48.456[3]
2025	35.816	22.459[3]	58.274[3]	17.255[3]	41.019[3]

[1] Ohne DDR-Transaktionen; bis einschl. 1990 nur alte Bundesländer. | [2] Einschl. Bunkerungen. | [3] Hochrechnung, da aufgrund von Schwierigkeiten beim Intrahandel keine Totalerfassung möglich.

Quelle: Statistisches Bundesamt; Tabelle (Nr. 8-001): en2x

EINFUHRPREISE FÜR ROHÖL UND MINERALÖLPRODUKTE 1990–2025*

in €/t

Jahr	Rohöl	Normalbenzin[2]	Superbenzin	Dieselkraftstoff	Heizöl, extra leicht	Heizöl, schwer
1990[1]	143	217	229	179	169	91
1995	95	125	137	[3]	116	73
2000	227	305	321	[3]	296	202
2005	314	454	441	[3]	421	227
2010	446		588	[3]	520	411
2015	356		567	[3]	473	368
2016	286		457	[3]	374	279
2017	358		529	[3]	456	353
2018	452		622	[3]	567	430
2019	428		594	[3]	548	414
2020	278		413	[3]	383	279
2021	436		630	[3]	538	480
2022	690		1.004	[3]	1.053	854
2023	586		613	[3]	794	678
2024*	572		684	[3]	719	603
2025*	477		622	[3]	606	393

EINFUHRPREISE FÜR ROHÖL 2023, NACH MONATEN

	€		€		€		€
Januar	568	**April**	487	**Juli**	473	**Oktober**	436
Februar	569	**Mai**	438	**August**	457	**November**	430
März	535	**Juni**	468	**September**	453	**Dezember**	422

[1] Nur alte Bundesländer. | [2] Ab 1988 unverbleites Normalbenzin. | [3] Ab 1993 werden Dieselkraftstoff und Heizöl, extra leicht, zusammen ausgewiesen, hier unter Heizöl, extra leicht.

Quellen: Statistisches Bundesamt, Bundesamt für Ausfuhrkontrolle (BAFA) und eigene Berechnungen; Tabelle (Nr. 8-002): en2x

***Vorläufige Zahlen.**

VERBRAUCHERPREISE FÜR MINERALÖLPRODUKTE 1990–2025

in ct./l

Jahr	Ottokraftstoffe[1]		Dieselkraftstoff	Heizöl, extra leicht[2]
	Normal ct./l	Super ct./l	ct./l	ct./l
1990	58,2	65,9	52,2	25,0
1995	76,8	86,7	57,8	21,9
2000	99,3	101,8	80,4	40,8
2005	120,0	122,3	106,7	53,2
2010	[1]	141,5	122,4	65,0
2015		139,4	117,1	58,8
2016		129,6	107,2	48,8
2017		136,5	115,6	56,6
2018		145,6	128,9	68,9
2019		143,2	126,7	67,3
2020		129,3	112,4	49,9
2021		157,9	139,9	70,7
2022		192,6	196,0	132,4
2023		184,9	173,7	103,4
2024		179,4	166,5	99,4
2025		174,4	162,7	94,2
MONATE 2025				
Januar		178,9	169,8	102,9
Februar		181,6	170,3	100,0
März		175,4	164,4	94,5
April		174,8	160,8	92,1
Mai		174,0	158,0	89,6
Juni		173,6	158,3	92,7
Juli		173,3	163,1	94,7
August		172,6	160,7	90,9
September		171,7	160,0	92,1
Oktober		172,7	160,5	91,4
November		173,9	165,2	97,6
Dezember		170,2	161,1	91,7

[1] Normalbenzin ab 1988 unverbleit; ab 2010 keine Notierungen mehr; Super ab 1997 Eurosuper, unverbleit. | [2] Bei Abnahme von 5.000 l, ab 1992 bei Abnahme von 3.000 l.

Quelle: Statistisches Bundesamt; Tabelle (Nr. 8-003): en2x

EINNAHMEN DES BUNDES UND DER LÄNDER AUS MINERALÖL- BZW. ENERGIE- UND KFZ-STEUER 1990–2025[1]

in Mrd. €

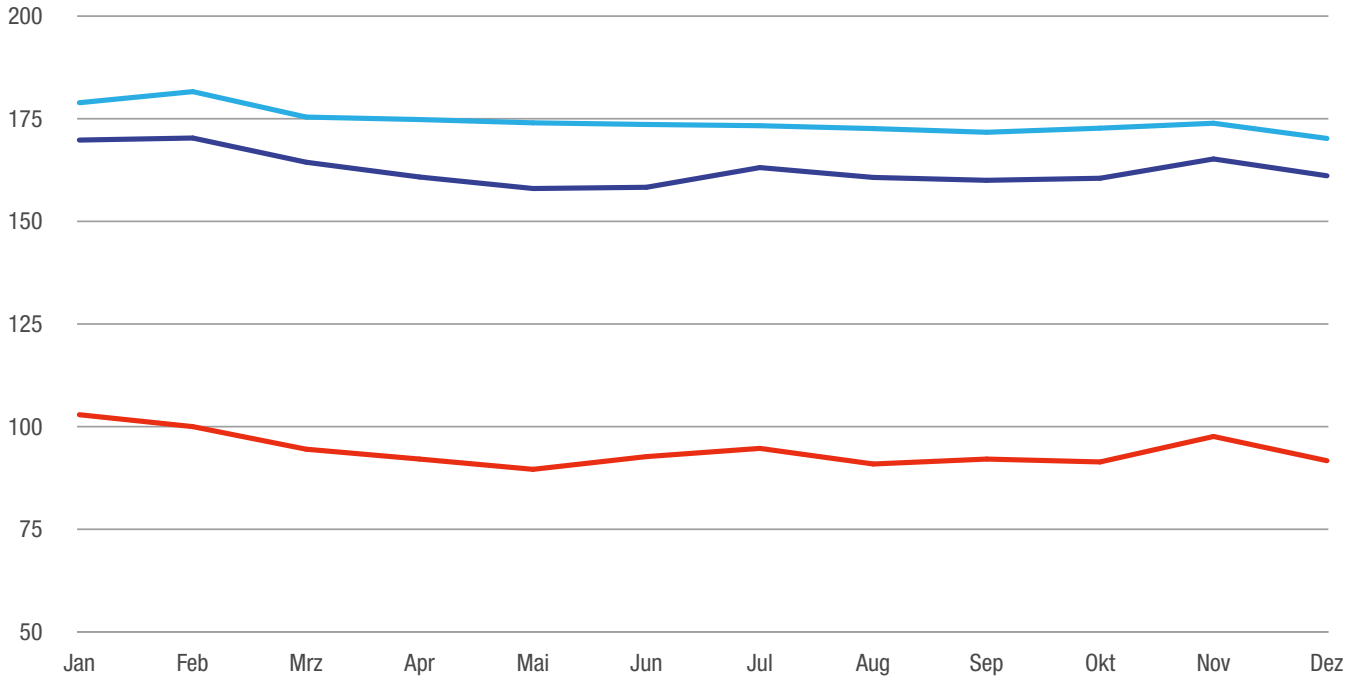
Jahr	Mineralöl-/ Energiesteuer[2]	Kfz-Steuer	Jahr	Energie-steuer[2]	Kfz-Steuer
1990	17,81[3]	4,31	**2018**	40,88	9,05
1995	32,92	7,06	**2019**	40,68	9,37
2000	37,83	7,02	**2020**	37,63	9,52
2005	39,71	8,67	**2021**	37,12	9,55
2010	39,84	8,49	**2022**	33,67	9,50
2015	39,59	8,81	**2023**	36,66	9,51
2016	40,09	8,95	**2024**	35,09	9,67
2017	41,02	8,95	**2025**	37,56	9,60

[1] Bis einschl. 1990 nur Aufkommen der alten Bundesländer. | [2] Sollzahlen (in einigen Jahren ergeben sich Abweichungen von den Istzahlen). | [3] Zzgl. neuer Bundesländer und Berlin (Ost) für 2. Halbjahr 1990, 1.031 Mrd. €.

Quelle: Bundesministerium der Finanzen; Tabelle (Nr. 8-004): en2x

VERBRAUCHERPREISE IM JAHRESVERLAUF 2025

in ct./l

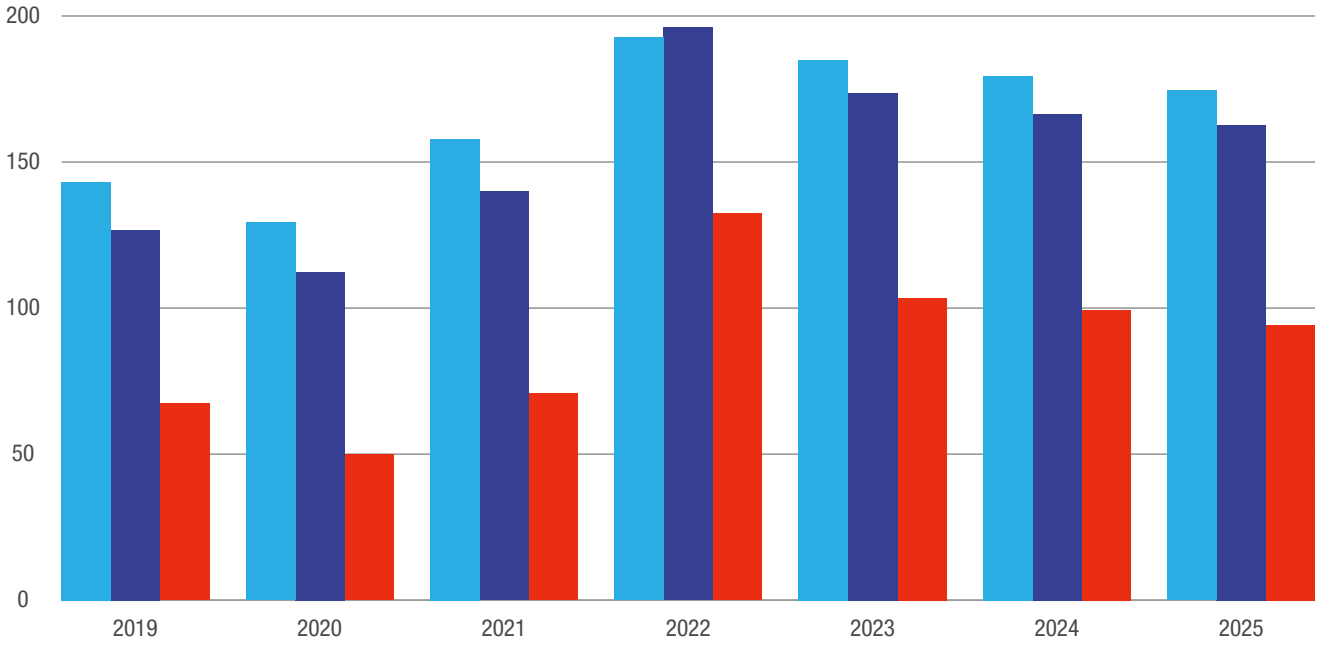


Ottokraftstoff Dieselkraftstoff Heizöl, extra leicht

Quelle: Statistisches Bundesamt; Grafik (Nr. 480a): en2x

JÄHRLICHE VERBRAUCHERPREISE IM VERGLEICH

in ct./l



Ottokraftstoff Dieselkraftstoff Heizöl, extra leicht

Quelle: Statistisches Bundesamt; Grafik (Nr. 480b): en2x

ENERGIESTEUERSÄTZE 1989–2025

in €

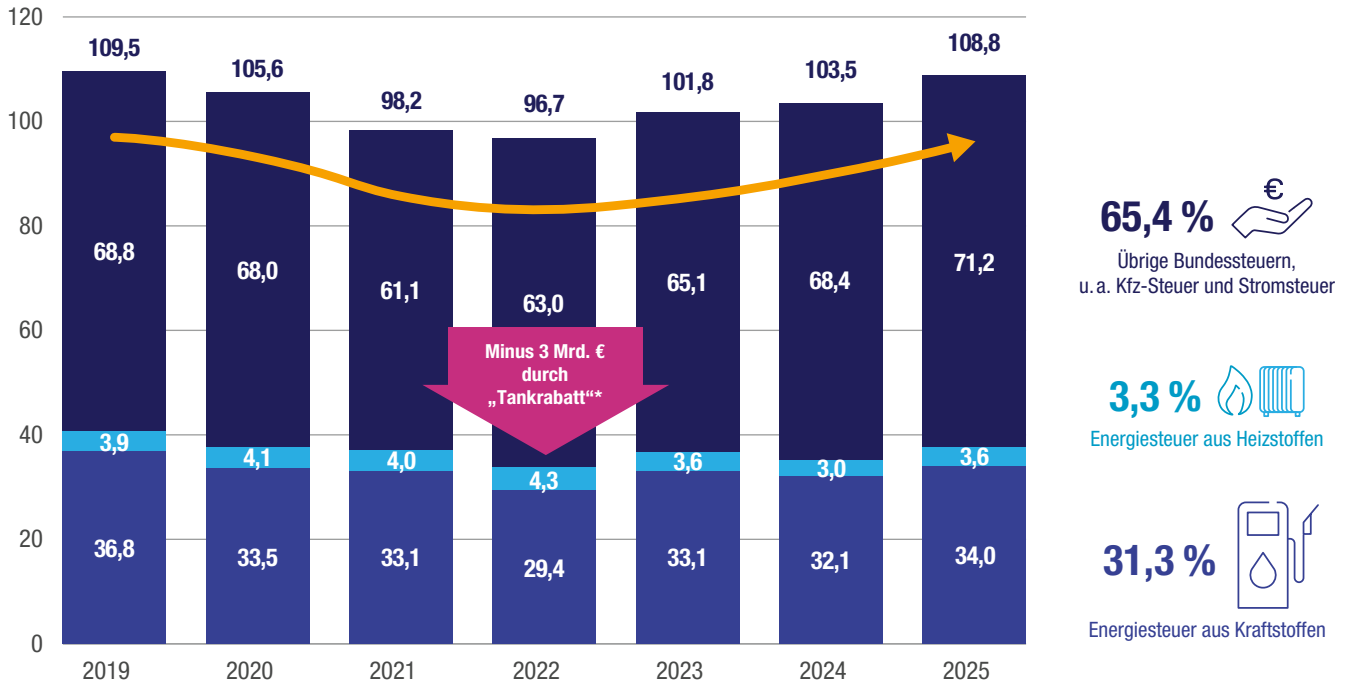
Änderungsdatum	Ottokraftstoff[1] Unverbleit	Ottokraftstoff[1] Verbleit	Dieselkraftstoff	Heizöl, extra leicht	Flüssiggas als Kraftstoff (Autogas)[2]	Erdgas als Kraftstoff[3]	Flüssiggas, Wärme	Erdgas, Wärme	Heizöl, schwer, Wärme	Heizöl, schwer, Strom	Strom
	€/100 l	€/100 l	€/100 kg	€/100 kg	€/100 kg	€/MWh	€/100 kg	€/100 kWh	€/t	€/t	€/MWh
01.01.1989	29,14	33,23	27,23	3,50	31,32		1,84	0,133	15,34	28,12	
01.01.1991	30,68	34,26	27,23	3,50	31,32		1,84	0,133	15,34	28,12	
01.07.1991	41,93	47,04	33,39	4,81	31,32		2,56	0,184	15,34	28,12	
	€/1.000 l[4]	€/1.000 l	€/1.000 l[4]	€/1.000 l	€/100kg	€/MWh	€/100kg	€/MWh	€/t	€/t	€/MWh
31.10.1995	501,07	552,20	317,00	40,90	12,32	9,56	3,83	1,841	15,34	28,12	
01.01.2000	562,42	613,55	378,36	61,35	13,83	10,69	3,83	3,476	17,89	17,89	12,70
	≤ 10 ppm[5]		≤ 10 ppm[5]	≤ 50 ppm[6]							
01.01.2004	654,50	721,00	470,40	61,35	18,03	13,90	60,60	5,50	25,00	25,00	20,50
01.01.2019	654,50	721,00	470,40	61,35	22,60	13,90	60,60	5,50	25,00	25,00	20,50
01.01.2020	654,50	721,00	470,40	61,35	271,79	13,90	60,60	5,50	25,00	25,00	20,50
01.01.2021	654,50	721,00	470,04	61,35	317,53	13,90	60,60	5,50	25,00	25,00	20,50
01.01.2022	654,50	721,00	470,04	61,35	363,94	13,90	60,60	5,50	25,00	25,00	20,50
01.01.2023	654,50	721,00	470,04	61,35	409,00	13,90	60,60	5,50	25,00	25,00	20,50[7]
01.01.2024	654,50	721,00	470,04	61,35	409,00	18,38	60,60	5,50	25,00	25,00	20,50[7]
01.01.2025	654,50	721,00	470,04	61,35	409,00	22,85	60,60	5,50	25,00	25,00	20,50[7]

[1] Bis 31.12.1963 wurden die Steuersätze für Motorenbenzin und Diesel u. a. nach Herstellungsverfahren differenziert. Die hier aufgeführten Waren beziehen sich auf die Herstellung „ohne besondere Merkmale“ | [2] Ermäßigter Steuersatz befristet bis 31.12.2018; ab 01.01.2019 ansteigend; ab 01.01.2023: 409 €/1.000 kg. | [3] Ermäßigter Steuersatz befristet bis 31.12.2023; ab 01.01.2024 ansteigend; ab 01.01.2027: 31,80 €/MWh. | [4] Für Kraftstoffe mit einem Schwefelgehalt von mehr als 50 ppm gilt ein um 15,30 €/1.000 l Erhöhter Steuersatz | [5] Für Kraftstoffe mit einem Schwefelgehalt von mehr als 10 ppm gilt ein um 15,30 €/1.000 l Erhöhter Steuersatz. | [6] Für extra leichtes Heizöl mit einem Schwefelgehalt von mehr als 50 ppm gilt ab 01.09.2009 ein um 15,00 €/1.000 l Erhöhter Steuersatz. | [7] In den Jahren 2024 und 2025 beträgt die Entlastung für Unternehmen des produzierenden Gewerbes 20 €/MWh, damit gilt im Ergebnis ein Satz von 0,5 €/MWh.

Quelle: Bundesministerium der Finanzen; Tabelle (Nr. 8-005): en2x

MAßGEBLICHER BEITRAG ZUM BUNDESHAUSHALT
RUND 1/3 DER BUNDESSTEUERN AUS KRAFTSTOFFEN

Bundessteuern in Mrd. €



65,4 % Übrige Bundessteuern, u. a. Kfz-Steuer und Stromsteuer

3,3 % Energiesteuer aus Heizstoffen

31,3 % Energiesteuer aus Kraftstoffen

Bundessteuern, gesamt, auf dem Weg zum Vor-Corona-Niveau

*Dreimonatige Absenkung der Kraftstoffsteuer infolge des Ukrainekrieges. | Quelle: Bundesministerium der Finanzen; Grafik (Nr. 446): en2x

EU-STEUERSÄTZE

(Stand: 23.07.2026)

	ENERGIESTEUER (€)							
	Otto-kraftstoff je 1.000 l	Diesel-kraftstoff je 1.000 l	Heizöl, extra leicht, je 1.000 l	Heizöl, schwer, ≤ 1 % Schwefel, je t	Erdgas, betrieblich, je MWh	Erdgas, nichtbetrieblich, je MWh	Strom, betrieblich, je MWh	Strom, nichtbetrieblich, je MWh
Belgien	600,16	600,16	17,26	16,35	0,32	0,77	0,50	23,62
Bulgarien	363,02	330,29	330,29	204,52	0,31	0,00	1,02	0,00
Dänemark	716,99	569,25	473,89	555,73	11,25	11,25	0,54	1,07
Deutschland	654,50	470,40	61,35[2)]	25,00	1,14	5,50	0,50	20,50
Estland	591,00	428,00	428,00	490,00	1,66	1,66	2,10	2,10
Finnland	672,00	487,00	265,30	305,40	5,85	5,85	0,63	22,53
Frankreich	690,20	670,50	154,30	171,40	55,55	55,55	25,79	29,98
Griechenland	700,00	410,00	280,00	38,00	1,50	0,30	5,00	5,00
Irland	502,88	371,85	172,14	214,02	3,19	3,19	1,00	1,00
Italien	713,40	632,40	403,21	63,72	0,34	4,73	12,50	22,70
Kroatien	442,31	380,00	56,14	21,24	0,54	1,08	0,50	1,00
Lettland	555,00	396,00	135,00	109,00	1,28	1,65	1,01	1,01
Litauen	562,00	553,60	113,60	139,86	0,28	0,42	0,52	1,01
Luxemburg	526,38	421,87	130,17	154,32	2,68	2,83	0,50	1,00
Malta	359,00	330,00	172,09	39,00	0,84	0,84	1,50	1,50
Niederlande	844,69	552,29	552,29	381,59	17,08	17,08	91,61	91,61
Österreich	515,00	425,00	128,00	60,00	1,66	1,66	15,00	15,00
Polen	471,40	397,70	54,48	16,20	0,32	0,32	1,17	1,17
Portugal	656,63	534,94	534,94	246,77	4,24	4,24	1,00	1,00
Rumänien	602,07	551,80	551,80	22,66	0,26	0,48	0,76	1,51
Schweden[1)]	142,27	150,79	358,84	377,73	10,85	10,85	0,54	32,62
Slowakei	514,00	368,00	368,00	111,50	0,37	0,37	1,32	1,32
Slowenien	517,24	442,86	191,61	145,14	2,29	2,29	2,33	1,53
Spanien	472,69	379,00	96,71	17,00	0,15	0,65	5,91	9,41
Tschechien	528,94	409,89	27,19	19,44	0,35	0,35	1,17	1,17
Ungarn	400,08	427,09	427,09	16,30	0,32	0,32	1,07	1,07
Zypern	359,00	330,00	74,73	15,00	2,60	2,60	5,00	5,00

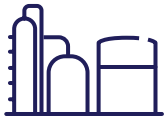
[1)] Teilweise haben Mitgliedstaaten ihre Steuersätze befristet gesenkt; aufgrund der Vielfalt können hier nicht alle Alternativen dargestellt werden. | [2)] Betrieblich: 46,01.

Quelle: https://ec.europa.eu/taxation_customs/tedb/#/home; Tabelle (Nr. 8-006): en2x



KLIMA SCHUTZ UND TRANSFORMATION

KLIMASCHUTZ UND TRANSFORMATION



EU-ETS 1
Die im europäischen Emissionshandelssystem EU-ETS 1 erfasste Industrie verursachte 2025 insgesamt 97,3 Mio. t CO_2-Äquivalente. Auf Raffinerien entfielen davon 20,8 Mio. t. Das entspricht einem Rückgang von rund 4,6 % gegenüber dem Vorjahr, in dem die Raffinerieemissionen bei 21,8 Mio. t lagen.

Obwohl die verifizierten Raffinerieemissionen 2025 um rund 1 Mio. t CO_2 zurückgingen, erhöhte sich die Kostenbelastung durch den Zukauf von Emissionszertifikaten um rund 8,5 Mio. € auf 447 Mio. €. Dazu trugen sowohl der um knapp 9 € gestiegene EUA-Preis als auch der Rückgang der kostenlosen Zuteilung der Industriebranche bei.



E10 und Biodiesel
Der Anteil von E10 am gesamten Benzinabsatz stieg 2025 auf 28,6 % (2024: 27,5 %). Beim Diesel entfielen 2025 rund 2,3 Mio. t auf Biodiesel. Das entsprach 7 % des gesamten Dieselabsatzes von 33 Mio. t. 2024 lagen die Biodieselmengen noch bei 2,1 Mio. t.



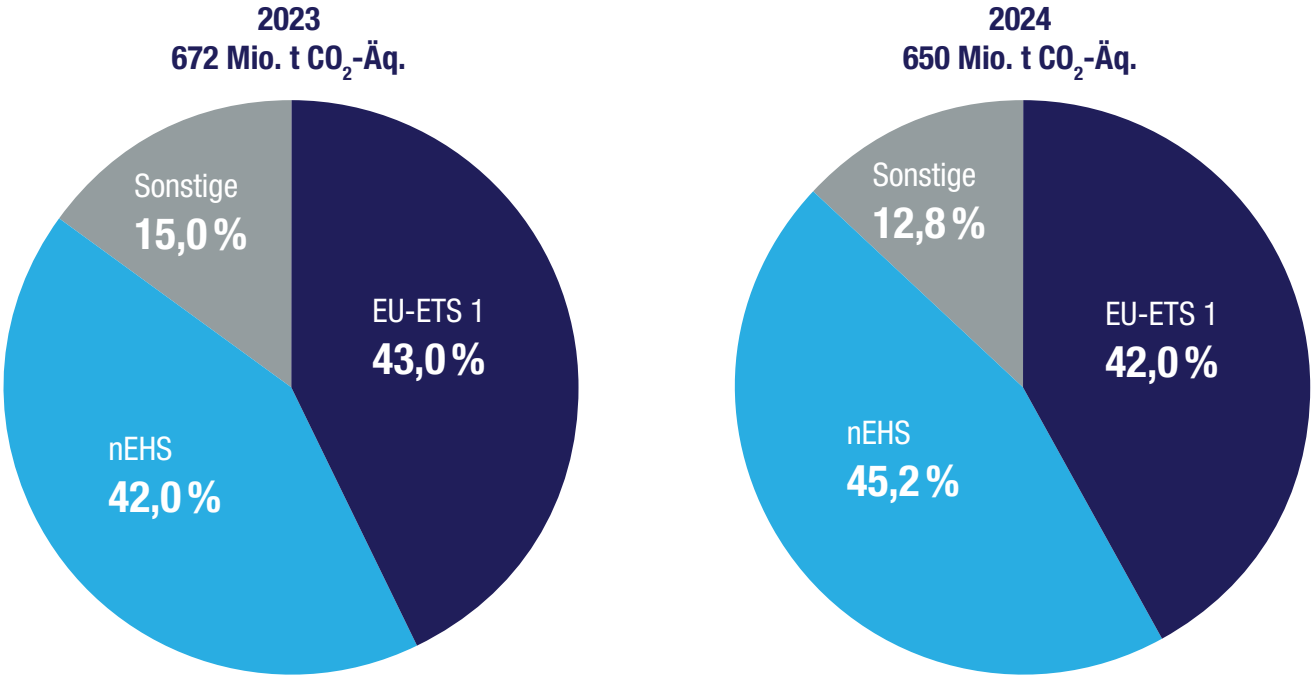
nEHS
Im nationalen Emissionshandelssystem (nEHS) wurden 2024 insgesamt 294 Mio. t CO_2-Äquivalente aus der Verbrennung von Brennstoffen bilanziert. Das sind rund 11 Mio. t mehr als im Vorjahr (2023: 283 Mio. t). Die Emissionen aus Raffinerieprodukten lagen 2024 mit 190,7 Mio. t CO_2-Äquivalenten nahezu auf Vorjahresniveau (2023: 191,7 Mio. t).



Emissionseinsparungen
Durch den Einsatz von Biokraftstoffen konnten 2025 rund 11,4 Mio. t CO_2-Äquivalente eingespart werden. Gleichzeitig gingen die verursachten Emissionen von 1,3 auf 0,5 Mio. t CO_2-Äquivalente zurück. Die Nettoeinsparungen lagen so mit rund 10,9 Mio. t CO_2-Äquivalenten leicht über dem Vorjahreswert (2024: 10,7 Mio. t CO_2-Äquivalente).

GESAMTEMISSIONEN IN DEUTSCHLAND – ANTEILE DER EMISSIONSHANDELSSYSTEME EU-ETS 1 UND nEHS – 2023–2024

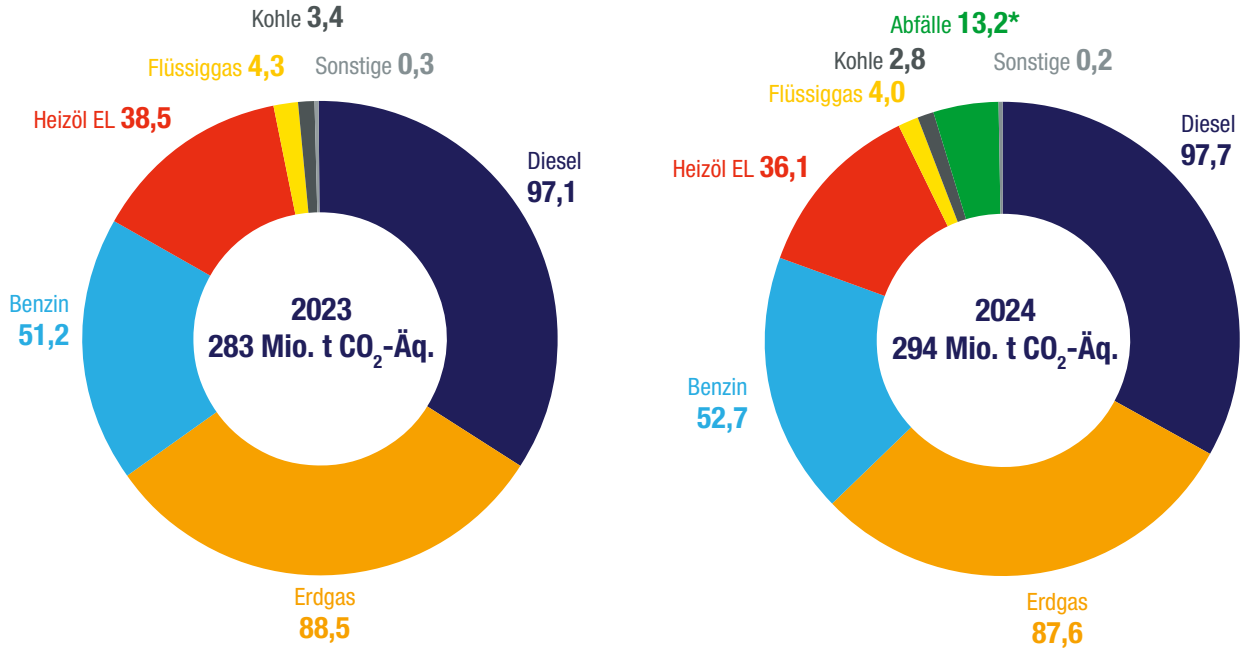
in %



Quelle: Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt); Grafik (Nr. 564): en2x

EMISSIONEN DER BRENNSTOFFE IM nEHS – 2023–2024

in Mio. t CO_2-Äq.

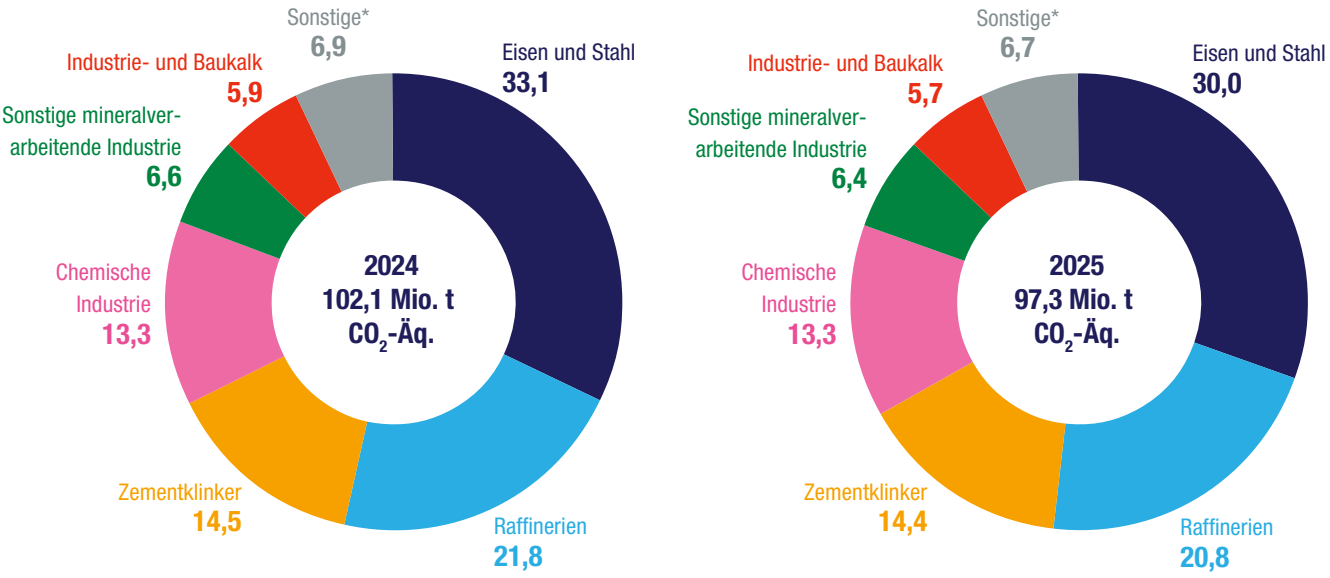


*Seit dem 01.01.2024 im nEHS berücksichtig

Quelle: Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt); Grafik (Nr. 566): en2x

EMISSIONEN DER INDUSTRIESEKTOREN IM EU-ETS 1 – 2024–2025

in Mio. t CO_2-Äq.

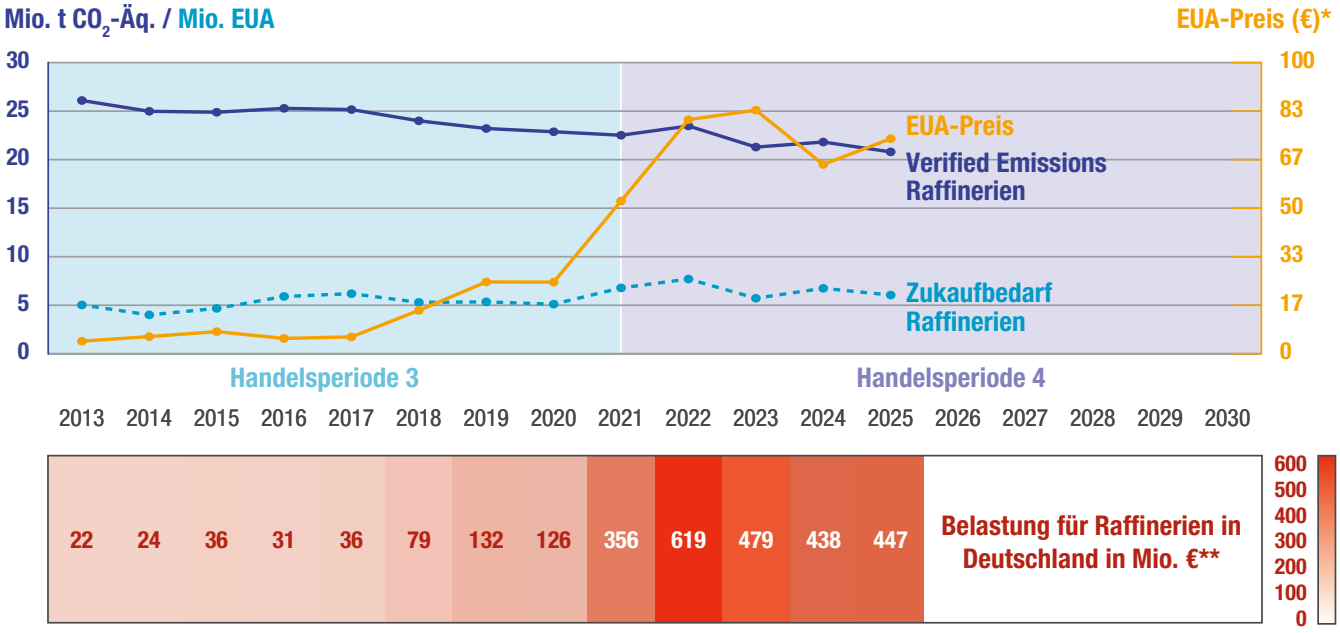


*Sonstige (2024; 2025): Papier und Zellstoff (4,0 Mio. t; 3,8 Mio. t), Nichteisenmetalle (2,5 Mio.t; 2,4 Mio. t), sonstige Verbrennungsanlagen (0,5 Mio. t; 0,5 Mio. t).

Quelle: Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt); Grafik (Nr. 565): en2x

EU-ETS 1: HOHE KOSTEN FÜR RAFFINERIEN IN DER 4. HANDELSPERIODE BEI SINKENDEN EMISSIONEN

Sprunghafter Anstieg der Preise für Emissionszertifikate bei im Vergleich zu anderen Industriebranchen hohem Zukaufbedarf



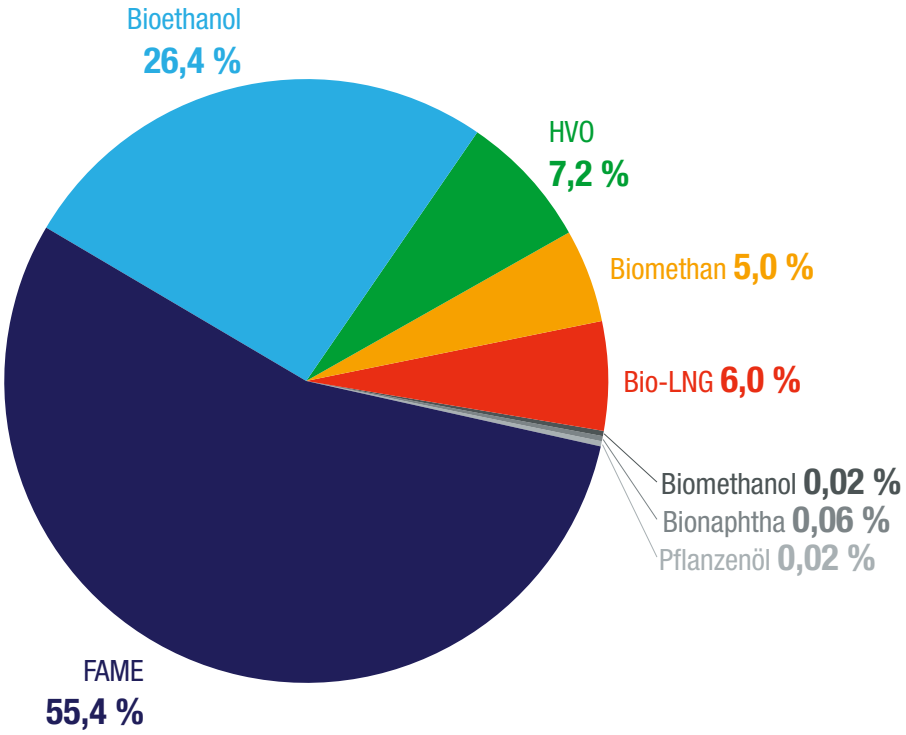
*EUA-Preis: Marktpreis eines EU-Emissionszertifikats (European Union Allowance) für den Ausstoß von einer Tonne CO_2.

**Belastung = Zukaufbedarf Raffinerien × EUA-Preis (Jahresdurchschnitt). Indikative Abschätzung: Da Unternehmen Zertifikate unterjährig zu unterschiedlichen Zeitpunkten und Preisen kaufen können, kann die tatsächliche Kostenbelastung von diesem vereinfachten Modell abweichen.

Quelle: Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt); Grafik (Nr. 616): en2x

BIOKRAFTSTOFFARTEN 2024

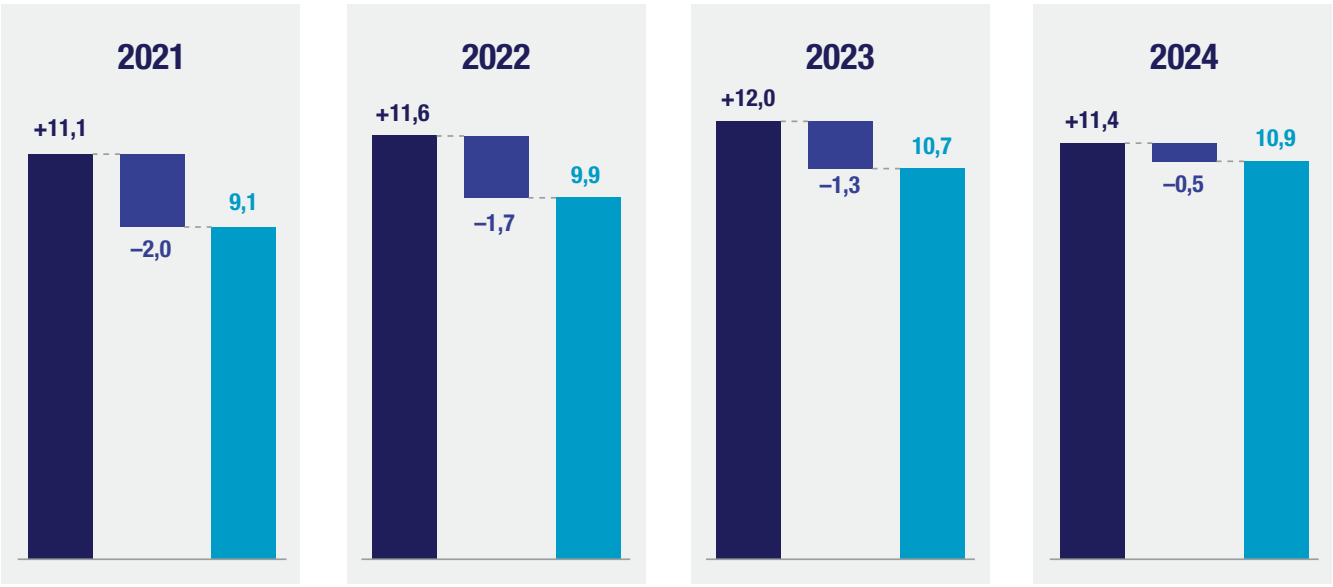
in %



Quelle: Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE); Grafik (Nr. 567): en2x

EMISSIONEN UND EINSPARUNGEN DER BIOKRAFTSTOFFE 2021–2024

in Mio. t CO_2-Äq.



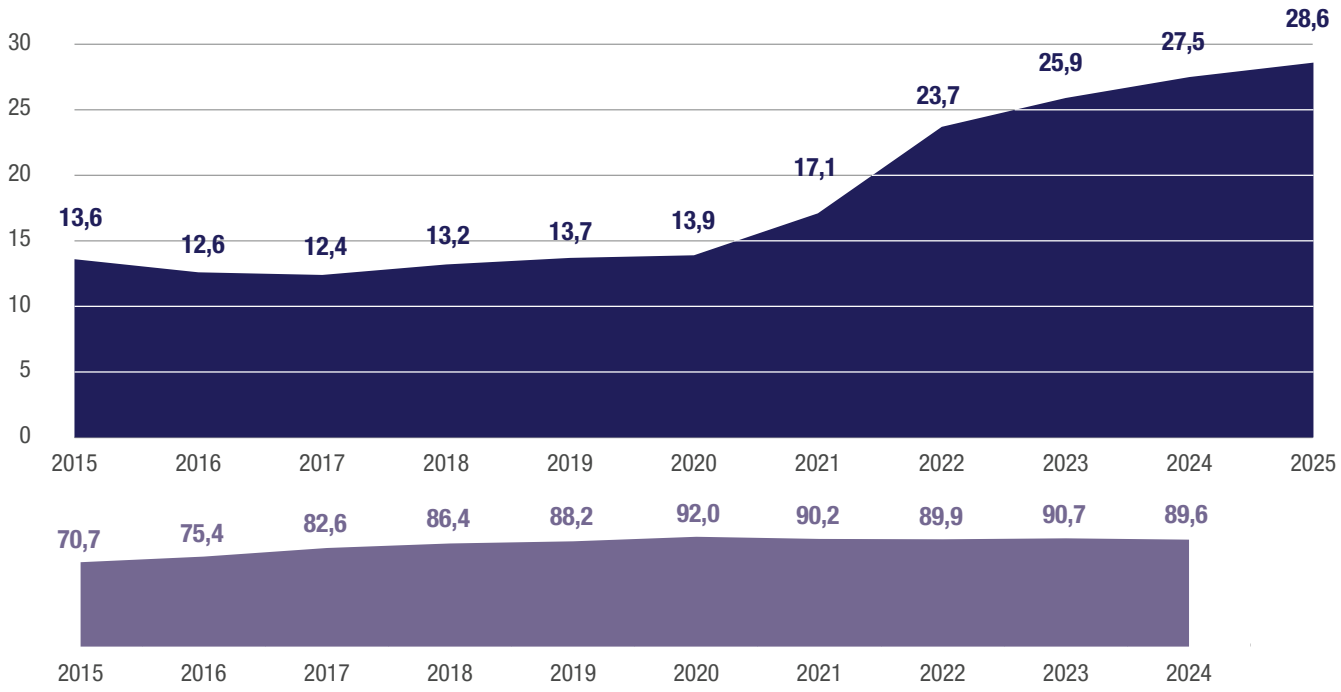
Einsparungen **Emissionen** **Nettoeffekt (eingesparte Emissionen)**

Quelle: Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE); Grafik (Nr. 568): en2x

BEITRAG VON BIOKRAFTSTOFFEN ZUR EMISSIONSMINDERUNG NIMMT ZU

E10-MARKTANTEIL AM GESAMTEN BENZINABSATZ SEIT 2020 MEHR ALS VERDOPPELT

in %

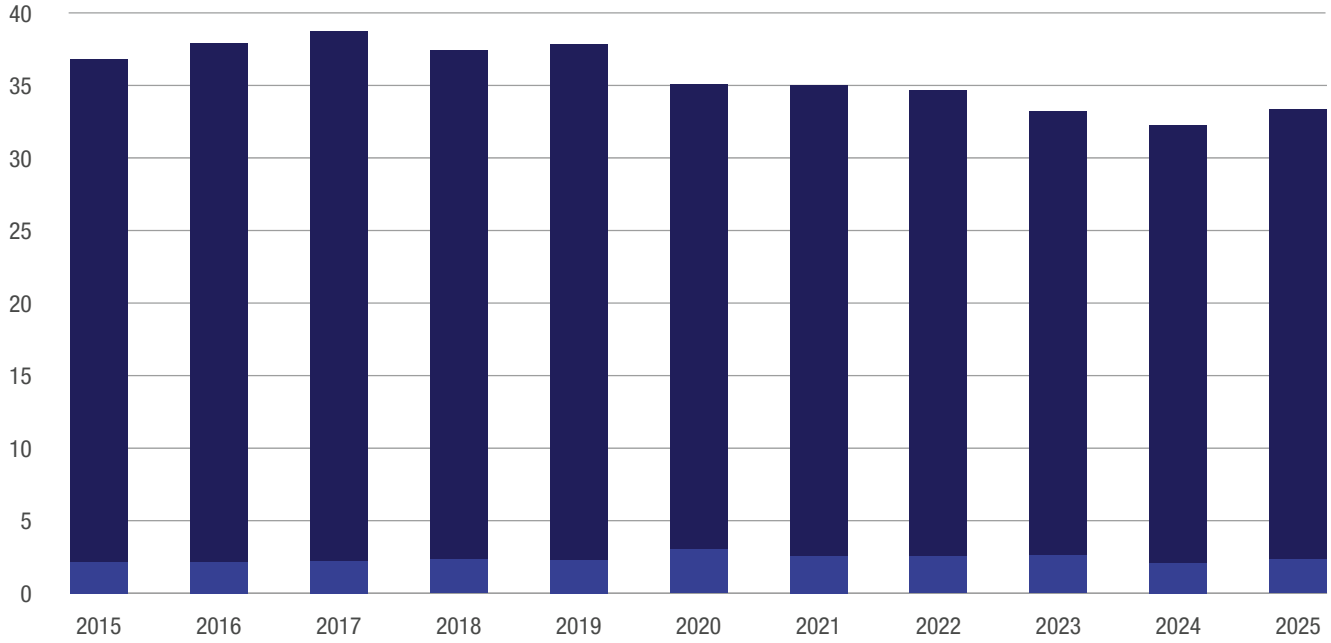


CO_2-Emissions-Einsparungen von Bioethanol im Vergleich zu fossilem Benzin in %

Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), Bundesamt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE); CO_2-Emissions-Einsparungen für 2025 noch nicht verfügbar; Grafik (Nr. 337): en2x

INLANDSABSATZ DIESELKRAFTSTOFF UND ANTEIL BIODIESEL

in Mio. t/a



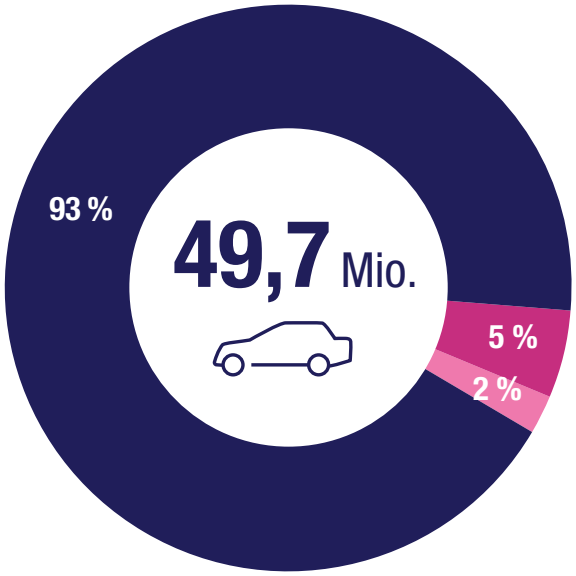
Dieselkraftstoff **Davon Biodiesel**

Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA); Grafik (Nr. 563): en2x

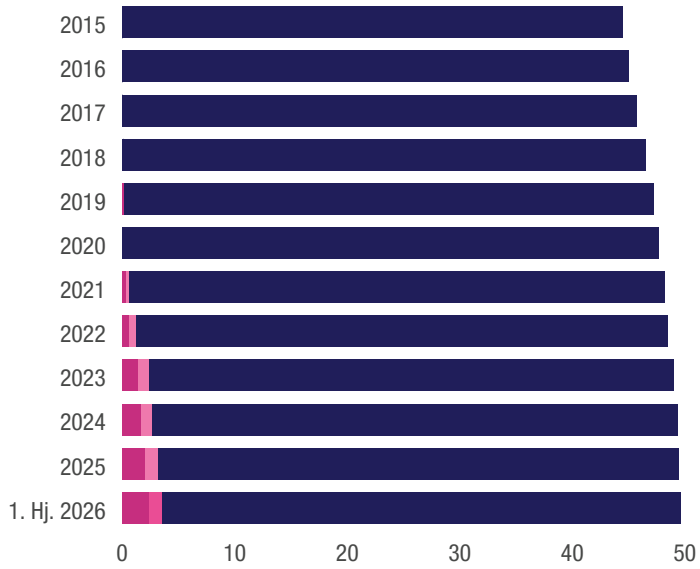
VERBRENNUNGSMOTOR WEITERHIN TRAGENDE SÄULE INDIVIDUELLER MOBILITÄT

PKW-BESTAND STEIGT KONTINUIERLICH UM DURCHSCHNITTLICH 1 %/a[1])

Bestand 1. Halbjahr 2026 in %



Anzahl Pkw nach Antriebsart im Bestand in Mio.



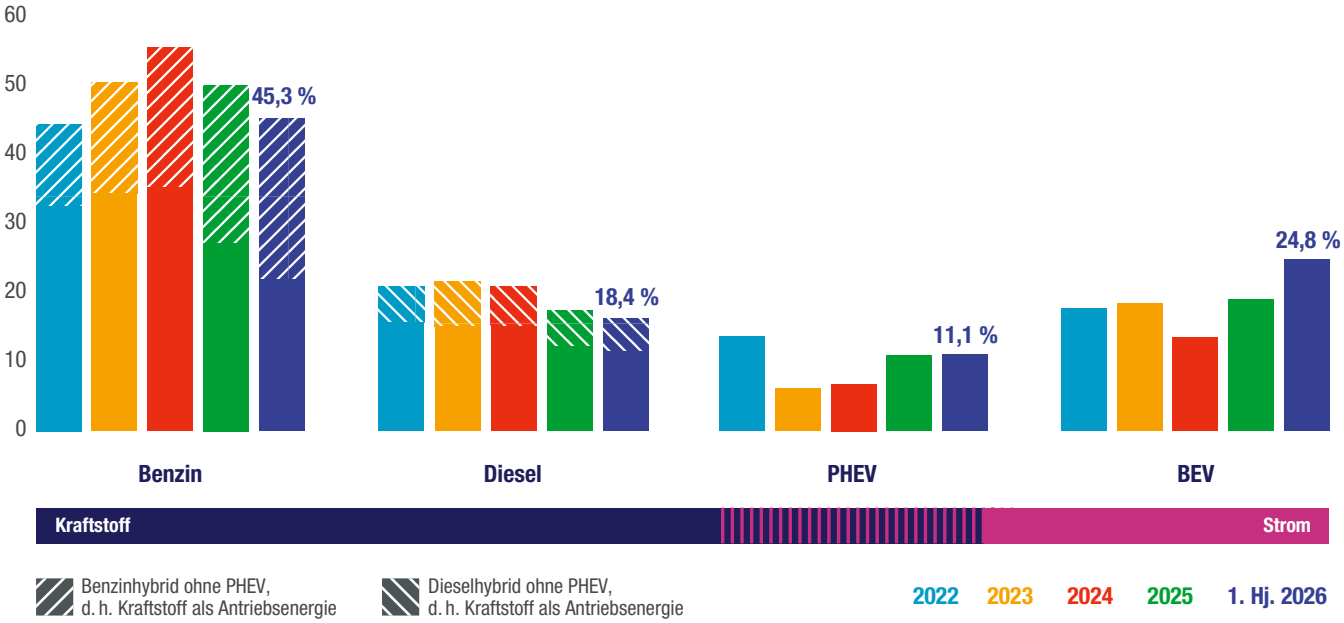
BEV PHEV ICE[2])

Abkürzungen: BEV – Battery Electric Vehicle; PHEV – Plug-in Hybrid Electric Vehicle, ICE – Internal Combustion Engine
[1])Durchschnitt der vergangenen 20 Jahre. | [2]) Otto + Diesel + CNG (Compressed Natural Gas) + LPG (Liquefied Petroleum Gas) + Hybrid ohne PHEV.

Quelle: Kraftfahrt-Bundesamt (KBA); Grafik (Nr. 463): en2x

MARKTENTWICKLUNG IM 1. HALBJAHR 2026: ELEKTROANTRIEBE LEGEN DEUTLICH ZU – 75 PROZENT DER PKW-NEUZULASSUNGEN WEITERHIN MIT VERBRENNUNGSMOTOR

Pkw-Neuzulassungen, Anteile in %

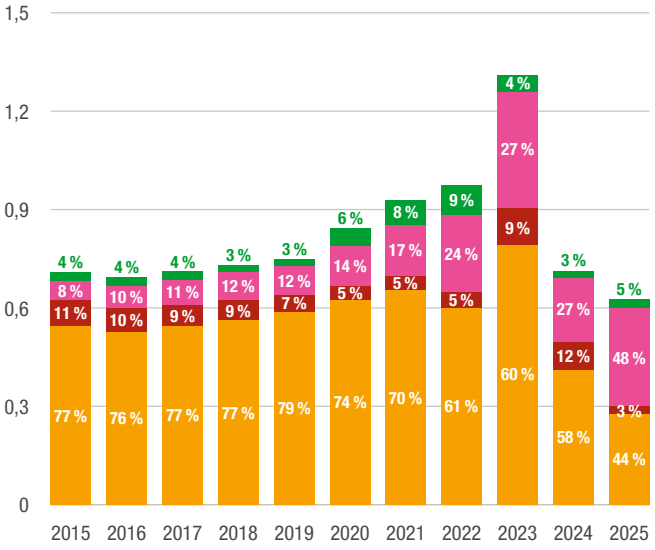


Abkürzungen: Battery Electric Vehicle (BEV), Plug-in Hybrid Electric Vehicle (PHEV)

Quelle: Kraftfahrt-Bundesamt (KBA); Grafik (Nr. 431b): en2x

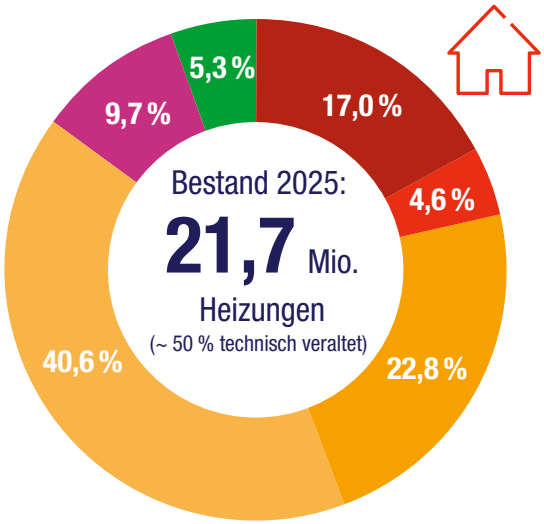
ENTWICKLUNGEN IM WÄRMEMARKT:
ZURÜCKHALTUNG BEI HEIZUNGSMODERNISIERUNG

Modernisierung und Neubau: Entwicklung verschiedener Heizungstechnologien in den letzten 10 Jahren (Angaben in Mio. Stück, ohne Fernwärme)



Gaskessel, gesamt Ölkessel, gesamt Wärmepumpen Biomassekessel

Bestand: 85 % der Wärmeerzeuger nutzen flüssige und gasförmige Energieträger

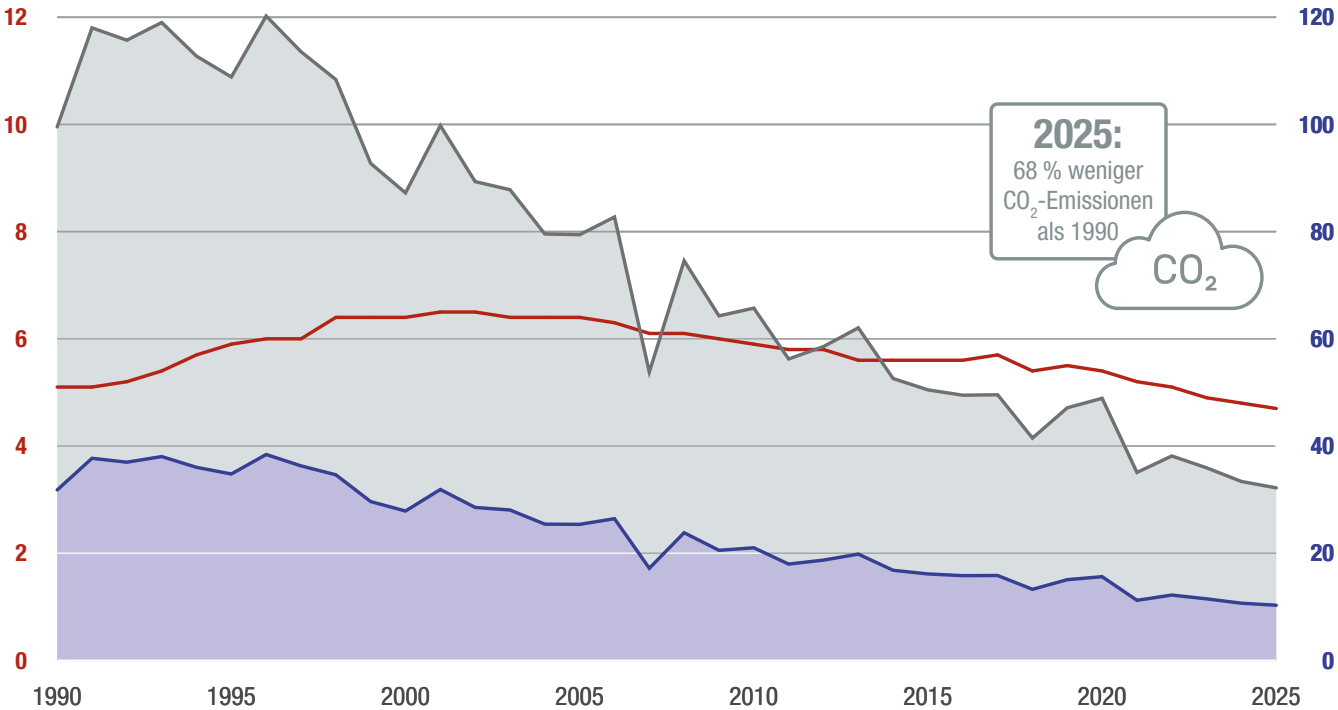


Ölkessel (Heizwert) Öl-Brennwertkessel Gaskessel (Heizwert) Gas-Brennwertkessel Wärmepumpen Biomassekessel

Quellen: Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie (BDH), Bundesverband des Schornsteinfegerhandwerks (ZIV), Bundesverband Wärmepumpe (BWP); Grafik (Nr. 460): en2x

WÄRMEMARKT:
REDUZIERTE CO_2-EMISSIONEN

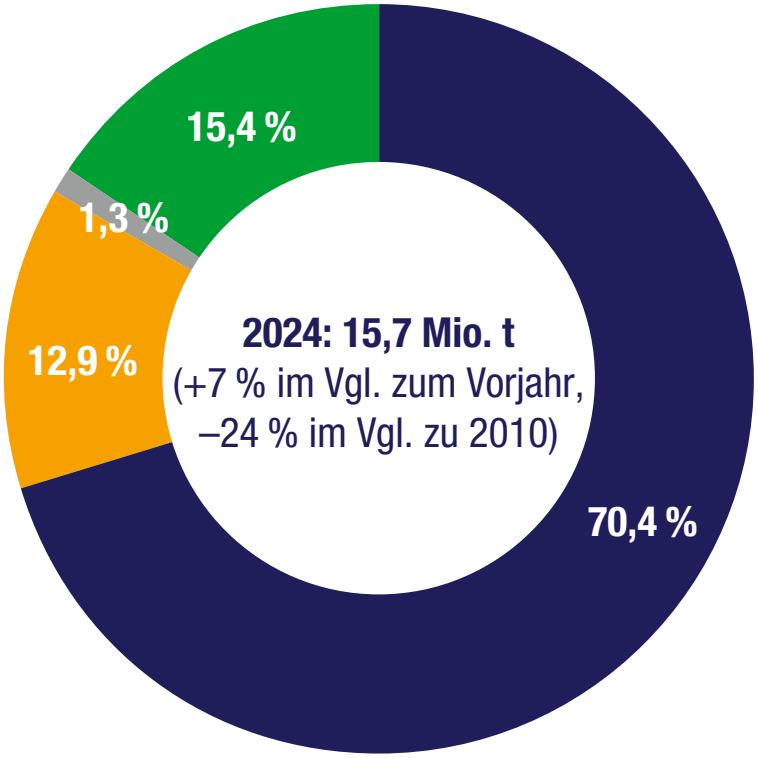
Anzahl der Ölheizungen in Mio. Stk. **Inlandsabsatz Heizöl, extra leicht, in Mio. t / CO_2-Emissionen in Mio. t**



Quellen: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), Bundesverband des Schornsteinfegerhandwerks (ZIV) und eigene Berechnungen; Grafik (Nr. 451): en2x

ROHSTOFFBASIS DER ORGANISCHEN CHEMIE IN DEUTSCHLAND

in %

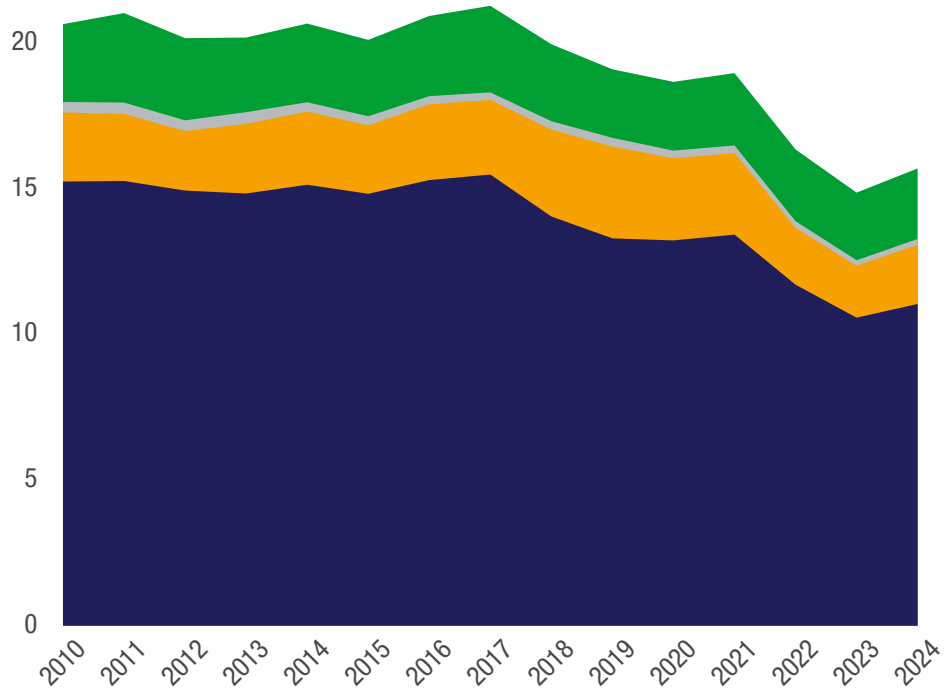


Mineralölprodukte (Naphtha, Erdölderivate) **Erdgas** **Kohle** **Nachwachsende Rohstoffe**

Quelle: Verband der Chemischen Industrie (VCI); Grafik (Nr. 536a): en2x

ROHSTOFFVERBRAUCH DER ORGANISCHEN CHEMIE SEIT 2010

in Mio. t



Mineralölprodukte (Naphtha, Erdölderivate) **Erdgas** **Kohle** **Nachwachsende Rohstoffe**

Quelle: Verband der Chemischen Industrie (VCI); Grafik (Nr. 536b): en2x



UMRECHNUNGSFAKTOREN

ROHÖL

Von:	in: Barrel	Barrel/Tag	metr. Tonnen (t) (multiplizieren mit:)	Tonnen/Jahr	Kubikmeter
Barrel (bbl)	1	–	0,136	–	0,159
Barrel/Tag (bbl/d)	–	1	–	50	–
metr. Tonnen (t)	7,33	–	1	–	1,16
Tonnen/Jahr (t/a)	–	0,020	–	1	–
Kubikmeter (m^3)	6,29	–	0,863	–	1

Anmerkung: Annäherungswerte auf Grundlage durchschnittlicher Dichte

MINERALÖLPRODUKTE

1 Tonne (t) Benzin	≙ 1.290 bis 1.389 Liter (l) (Dichte bei 15 °C: 0,720–0,775 kg/m^3)
1 Tonne (t) Dieselkraftstoff/Heizöl EL	≙ 1.183 bis 1.220 Liter (l) (Dichte bei 15 °C: 0,820–0,845 kg/m^3)

ENERGIE

Von:	in: kJ	kcal	kWh	SKE	RÖE
	multiplizieren mit:				
1 kJ	–	0,2388	0,000278	0,0000341	0,0000239
1 kcal	4,1868	–	0,001163	0,000143	0,0001000
1 kWh	3.600	860	–	0,123	0,086
1 kg SKE	29.308	7.000	8,14	–	0,7
1 kg RÖE	41.868	10.000	11,63	1,4286	–

SKE: Steinkohleeinheiten RÖE: Rohöleinheiten (international)

Heizwerte und SKE-Faktoren*

	Mengen-einheit	Heizwert (kJ)	Heizwert (kcal)	Heizwert (kWh)	SKE-Faktoren (kg SKE)
Rohöl (gem. Energiebilanz)	kg	42.571	10.168	11,825	1,453
Ottokraftstoffe	kg	43.544	10.400	12,096	1,486
Rohbenzin	kg	44.000	10.509	12,222	1,501
Flugturbinenkraftstoff	kg	42.799	10.222	11,889	1,460
Dieselkraftstoff	kg	42.961	10.261	11,934	1,466
Heizöl, extra leicht	kg	42.821	10.228	11,895	1,461
Heizöl, schwer	kg	40.315	9.629	11,199	1,376
Petrolkoks	kg	31.522	7.529	8,756	1,076
Flüssiggas	kg	45.959	10.977	12,766	1,568
Raffineriegas	kg	42.400	10.127	11,778	1,447
Andere Mineralölprodukte (Mittelwert)	kg	39.353	9.399	10,931	1,343
Wasserstoff	kg	120.134	28.693	33,371	4,099

*Energieeinheitenumrechner der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Stand: 21.06.2024.

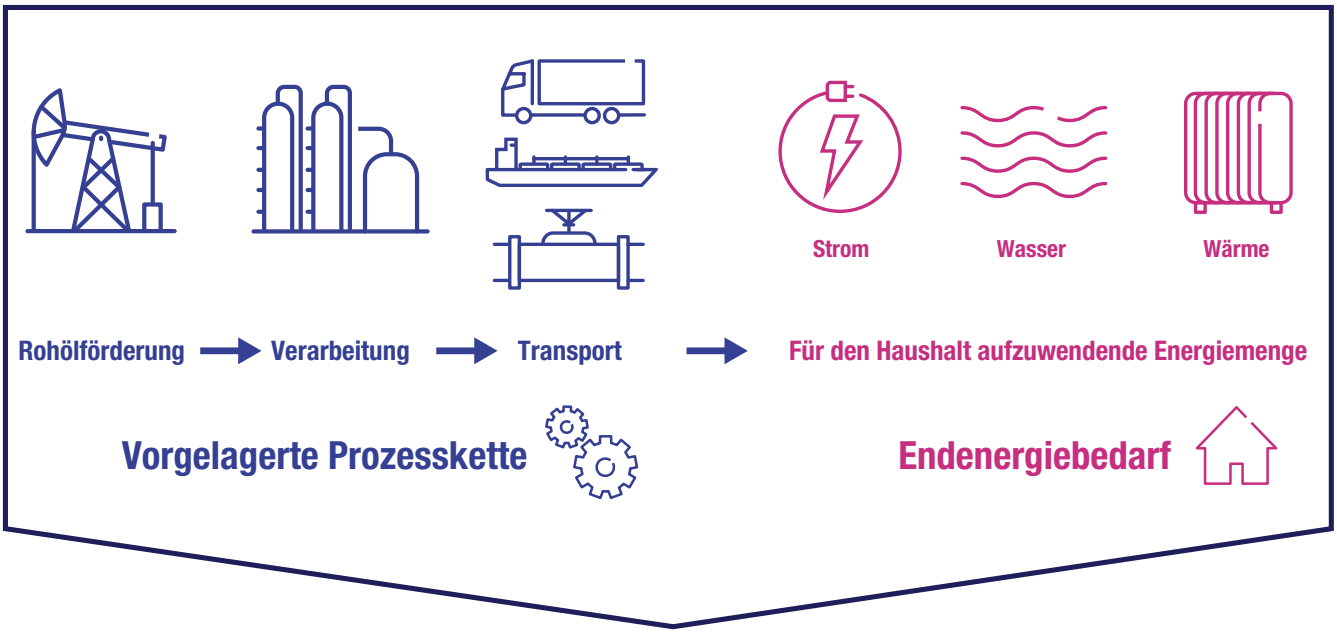
Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Umweltbundesamt

GRAFIKVERZEICHNIS

Primärenergieverbrauch in Deutschland 1990–2025 100
Primärenergieverbrauch in Deutschland nach Energieträgern 2025 (2024) 101
Endenergieverbrauch in Deutschland nach Energieträgern 2025 102
Mineralölwirtschaft spielt eine zentrale ökonomische Rolle 107
Staatliche Einnahmen aus der Nutzung von flüssigen Energieträgern 2025 107
Enge Verflechtung der Mineralölwirtschaft mit anderen Branchen 108
Mineralölbilanz 2025 111
Raffineriebilanz 2025 113
Brutto-Mineralölabsatz in Deutschland 1990–2025 113
Rohölverarbeitungskapazität der Raffinerien in Deutschland 1990–2025 (atmosphärische Destillation) 115
Deutschland ist bedeutendster Raffineriestandort in Europa 116
Entwicklung der europäischen Raffineriekapazitäten 116
Rohstoffverarbeitung in der Raffinerie und Versorgung mit konventionellen und erneuerbaren Produkten 117
Absatz von Mineralölprodukten in Deutschland 2025 123
Absatz von Mineralöl und Mineralölprodukten im Vergleich: 1990–2025 125
Veränderung des Jahresinlandsabsatzes 2025 vs. vor 10 Jahren 125
Monatlicher Inlandsabsatz vor 10 Jahren und 2025 127
Rohölversorgung in Deutschland 1990–2025 130
Rohölimporte nach Deutschland, Vergleich 2021–2025 131
Rohölimporte nach Deutschland 2021–2025 131
Eigenversorgungsgrad ausgewählter Mineralölprodukte in Deutschland 2025 132
Ausfuhr von Mineralölprodukten 1990–2025 136
Raffinerien, Chemieparks und Pipelines für Deutschland 140
Entwicklung des Straßentankstellenbestandes 2021–2025 144
Anzahl der Straßentankstellen in Deutschland 2025 144
Entwicklung des Tankstellenbestandes in den letzten 10 Jahren 145
Durchschnittlicher Rohölpreis 2025 148
Verbraucherpreise im Jahresverlauf 2025 151
Jährliche Verbraucherpreise im Vergleich 151
Maßgeblicher Beitrag zum Bundeshaushalt – rund 1/3 der Bundessteuern aus Kraftstoffen 152
Gesamtemissionen in Deutschland – Anteile der Emissionshandelssysteme EU-ETS 1 und nEHS – 2023–2024 156
Emissionen der Brennstoffe im nEHS – 2023–2024 156
Emissionen der Industriesektoren im EU-ETS 1 – 2024–2025 157
Hohe Kosten für Raffinerien in der 4. Handelsperiode bei sinkenden Emissionen 157
Biokraftstoffarten 2024 158
Emissionen und Einsparungen der Biokraftstoffe 2021–2024 158
Beitrag von Biokraftstoffen zur Emissionsminderung nimmt zu 159
Inlandsabsatz Dieselkraftstoff und Anteil Biodiesel 159
Verbrennungsmotor weiterhin tragende Säule individueller Mobilität 160
Marktentwicklung im 1. Halbjahr 2026: Elektroantriebe legen deutlich zu 160
Entwicklungen im Wärmemarkt: Zurückhaltung bei Heizungsmodernisierung 161
Wärmemarkt: reduzierte CO_2-Emissionen 161
Rohstoffbasis der organischen Chemie in Deutschland 162
Rohstoffverbrauch der organischen Chemie seit 2010 162
Endenergie- und Primärenergiebedarf 166
Energieflussbild Deutschland 2024 166

ANHANG

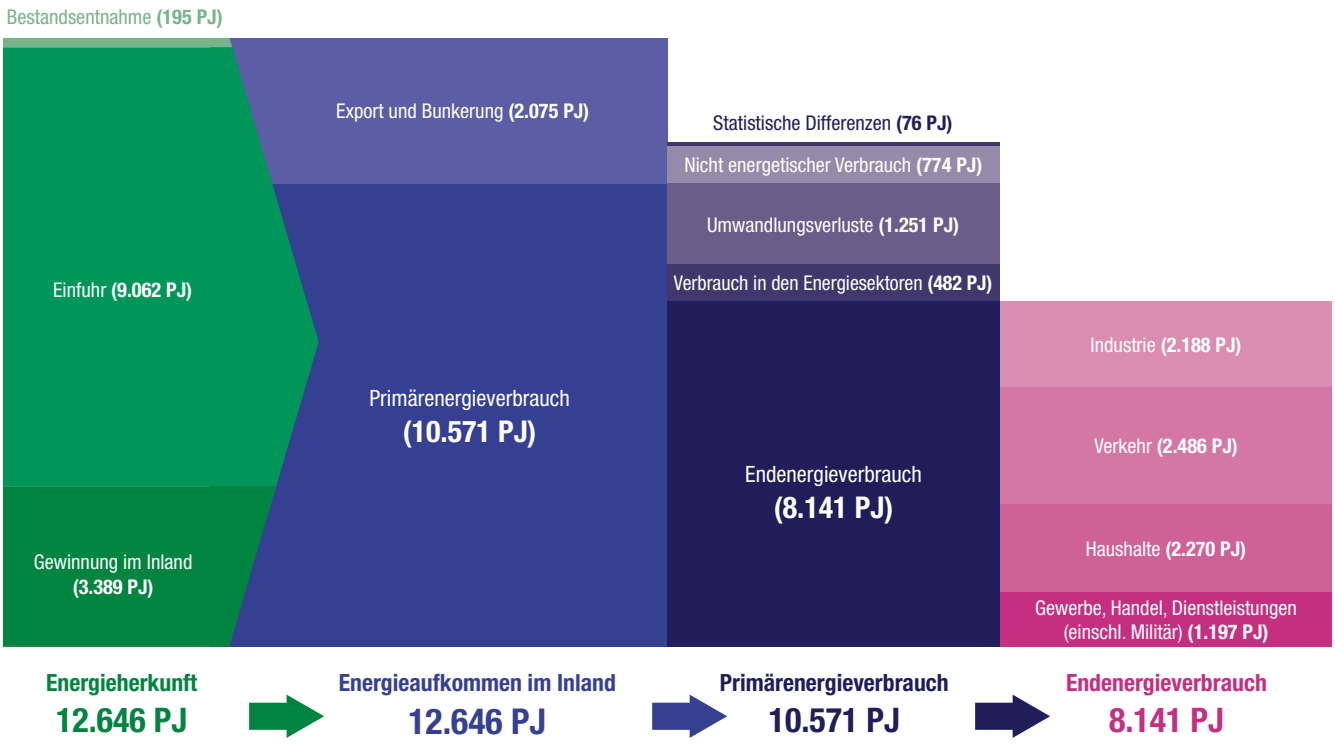
ENDENERGIE- UND PRIMÄRENERGIEBEDARF



Quelle und Grafik (Nr. 461): en2x

ENERGIEFLUSSBILD DEUTSCHLAND 2024

in Petajoule (PJ)



Abweichungen in den Summen sind rundungsbedingt. 29,3 Petajoule (PJ) = 1 Mio. t SKE

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB); Grafik (Nr. 474): en2x

Rechtliche Hinweise

Dieser Fortschrittsbericht des Wirtschaftsverbands Fuels und Energie e. V. (en2x) dient der allgemeinen fachlichen Information und politischen Meinungsbildung. Er richtet sich an politische Entscheidungsträgerinnen und Entscheidungsträger, Wirtschafts- und Fachverbände, Behörden sowie sonstige institutionelle und fachlich vorgebildete Adressaten. Der Bericht ist nicht an Verbraucherinnen und Verbraucher gerichtet. Er stellt insbesondere keine Verbraucherinformation, Produktberatung, Kaufempfehlung oder sonstige Entscheidungsvorlage für Verbraucherinnen und Verbraucher dar.

Die Inhalte des Berichts dienen ausschließlich allgemeinen Informationszwecken und ersetzen keine rechtliche, technische, wirtschaftliche, steuerliche, investitionsbezogene oder sonstige fachliche Beratung. Sie wurden von en2x nach bestem Wissen und mit angemessener fachlicher Sorgfalt auf Grundlage des zum Zeitpunkt der Veröffentlichung verfügbaren Informationsstands zusammengestellt. Trotz sorgfältiger Bearbeitung übernimmt en2x keine Gewähr für die Richtigkeit, Vollständigkeit, Aktualität oder fortdauernde Gültigkeit der Inhalte. Insbesondere stellen zukunftsgerichtete Aussagen, Einschätzungen, Szenarien und Prognosen keine Zusicherung oder Garantie hinsichtlich zukünftiger Entwicklungen oder Ergebnisse dar. Entscheidungen, die unter Heranziehung der Inhalte dieses Berichts getroffen werden, liegen in der alleinigen Verantwortung der jeweiligen Nutzerinnen und Nutzer.

Eine Haftung von en2x, seinen Organen, gesetzlichen Vertreterinnen und Vertretern sowie Mitarbeitenden für Schäden, die aus oder im Zusammenhang mit der Nutzung dieses Berichts oder dem Vertrauen auf dessen Inhalte entstehen, ist, soweit gesetzlich zulässig, ausgeschlossen. Unberührt bleibt die Haftung bei Vorsatz oder grober Fahrlässigkeit, bei Schäden aus der Verletzung des Lebens, des Körpers oder der Gesundheit sowie in sonstigen Fällen, in denen eine Haftung gesetzlich nicht ausgeschlossen oder beschränkt werden kann.

en2x – Wirtschaftsverband Fuels und Energie e. V.
Georgenstraße 24
10117 Berlin

T +49 30 403 66 55-0
F +49 30 403 66 55-55
info@en2x.de

Ihre Ansprechpartner im Bereich Volkswirtschaft und Datenanalyse:
Matthias Bittkau, Andrea Böhme, Birte Prado Brand, Alexander Zafiriou

Veröffentlichung: November 2026

Datenstand:
AGEB-Zahlen: Oktober 2026
BAFA-Zahlen: Oktober 2026

Hinweis: Alle Daten und weiterführenden Informationen, die wir in unseren Data Insights 2025 veröffentlichen, sind nicht vertraulich, unterliegen keinen fremden Copyrights und können von Dritten unter ordnungsgemäßer Beachtung der Regeln zur Quellenangabe genutzt werden. Wir weisen darauf hin, dass wir für Irrtümer und die Korrektheit der Daten keine Haftung übernehmen.

en2x – Wirtschaftsverband Fuels und Energie e.V. ist registrierter Interessenvertreter und wird im Lobbyregister des Bundes unter der Registernummer: R000885 geführt.