en2x
Wirtschaftsverband Fuels und Energie e.V.

# KOHLEN WASSERSTOFFE SICHERN WERTSCHÖPFUNG UND ENERGIE RESILIENZ HEUTE UND MORGEN

Fortschrittsbericht zur Transformation der Mineralölwirtschaft 2024

# INHALT

**Vorwort**
Dialog mit der Politik fortsetzen – Transformation setzt Wettbewerbsfähigkeit voraus 7

**Zusammenfassung**
Die Kohlenwasserstoffwirtschaft und die Molekülwende müssen zentrale Themen der Industrie- und Energiepolitik werden 10

S. 16
**AKTUELLE LAGE UND HERAUSFORDERUNGEN**



„Nur wirtschaftlich starke Raffinerien können die Transformation bewerkstelligen“ 18

Der Standort Deutschland muss für die Industrie wieder attraktiv werden 22

Ein robustes Energiesystem kann auf kohlenwasserstoffbasierte Energieträger nicht verzichten 26

Transformation: Wachstum, Versorgungssicherheit und Nachhaltigkeit zusammenbringen 32



S. 36
**ZIELMÄRKTE**

Motorisierter Individualverkehr 38
Schwerlastverkehr 42
Luftverkehr 48
Schifffahrt 52
Wärmemarkt 56
Produkte für die stoffliche Nutzung 60

S. 62

# ROHSTOFFE UND TECHNOLOGIEN




Wasserstoff 64
Biomasse 68
Kreislaufwirtschaft 70
Carbon Management 72

**Produktion und Infrastruktur** **74**

**Raffinerien**
Europäischer Emissionshandel I: noch ohne Anschlusslösung 76
IED – Industrial Emissions Directive: Raffinerien nicht über Gebühr belasten 80

**Import**
Ohne Seehäfen keine Molekülwende 84
Initiative Sustainable Energy Hub Hamburg 86

**Transformationsaktivitäten der en2x-Mitglieder** **91**

**Der Verband** **92**
en2x-Mission 94
en2x-Ausschüsse 96
en2x-Infoangebote 98
en2x-Veranstaltungshighlights 2024 100
en2x-Mitglieder 102
Kontakt 105




S. 106

# DATA INSIGHTS

## DATEN, TRENDS UND TRANSFORMATION


Editorial 109
Branchenzahlen 110
Energieverbrauch 114
Mineralölwirtschaft 120
Mineralölbilanz 126
Raffineriekapazitäten 130
Mineralölverbrauch 138
Versorgung und Außenhandel 144
Infrastrukturen 154
Preise und Steuern 164
Klimaschutz und Transformation 172
Umrechnungsfaktoren 182
Grafikverzeichnis 183
Anhang 184

„NÖTIG SIND BESSERE RAHMEN BEDINGUNGEN, DAMIT RAFFINERIE STANDORTE IN DEUTSCHLAND WETTBEWERBS FÄHIG BLEIBEN"

# DIALOG MIT DER POLITIK FORTSETZEN
# TRANSFORMATION SETZT WETTBEWERBS-FÄHIGKEIT VORAUS

So viel Strom wie nie stammte im vergangenen Jahr in Deutschland aus erneuerbaren Energiequellen. Laut Statistischem Bundesamt stieg ihr Anteil an der Bruttostromerzeugung auf 57 Prozent. So erfreulich diese Entwicklung auch ist, wichtig für die weitere Ausrichtung der Energiewende ist die Einordnung in den Gesamtkontext der Energieversorgung: Strom deckt derzeit lediglich rund 20 Prozent des Endenergiebedarfs in Deutschland ab. Mit fast 80 Prozent haben Kohlenwasserstoff-Moleküle in Form von Kraft- und Brennstoffen den größten Anteil – vor allem aus Mineralöl und Erdgas.

Perspektivisch wird der Bedarf an Molekülen aufgrund der zunehmenden Elektrifizierung zwar sinken. In vielen Bereichen gibt es zu kohlenwasserstoffbasierten flüssigen und gasförmigen Energieträgern und Rohstoffen allerdings kaum Alternativen. Das gilt für den Flugverkehr, die Schifffahrt und die chemische Industrie, aber auch für große Teile des Schwerlastverkehrs und Nutzfahrzeuge der Bau- und Landwirtschaft. Von erheblicher Bedeutung ist der Einsatz flüssiger Kraft- und Brennstoffe als speicher- und flexibel einsetzbare Energieträger auch in zahlreichen Anwendungen der kritischen Infrastruktur sowie des Militärs. Und gut ein Fünftel des heutigen Absatzes an Raffinerieprodukten dient hierzulande der stofflichen Nutzung, etwa als Vorprodukte der Chemie- und Bauindustrie. Bei alldem sorgt die Kohlenwasserstoffwirtschaft für Wertschöpfung und Beschäftigung in vielen anderen Branchen.

Ermutigend ist, dass die Politik zunehmend die Bedeutung der Molekülwende als elementaren Teil der Energiewende erkennt. So gibt es mittlerweile einen breiten Konsens, dass der Markthochlauf von alternativen Kraftstoffen dringend erfolgen muss und neben Wasserstoff ebenso nachhaltiger Kohlenstoff benötigt wird. Auch die Einsicht, dass für eine krisensichere, resiliente Energieversorgung Moleküle langfristig unerlässlich sind, setzt sich mehr und mehr durch. Doch das allein genügt noch nicht, denn die Ausgangslage spitzt sich zu.

Raffineriestandorte stehen aktuell vor großen Herausforderungen: Hohe Energiekosten und der europäische Emissionshandel belasten die Unternehmen zunehmend. Produktionskapazitäten werden reduziert, Wertschöpfungsketten geraten unter Druck, Arbeitsplätze und letztlich auch die Versorgungssicherheit sind dadurch perspektivisch gefährdet.

Die neue Bundesregierung muss daher mit höchster Dringlichkeit sowohl national wie auch auf EU-Ebene Maßnahmen ergreifen, die zur zeitnahen Wiederherstellung der Wettbewerbsfähigkeit der Branche im bestehenden Energiesystem beitragen und zugleich langfristig verlässliche Rahmenbedingungen für den Hochlauf $CO_2$-neutraler Produkte schaffen. Eine Reduzierung der Industriestromkosten ist zumindest angekündigt. Auf EU-Ebene muss sich Deutschland dringend für eine Reform des europäischen Emissionshandels einsetzen. Andernfalls droht spätestens ab 2039 die Abschaltung vieler Raffinerie- und Produktionsanlagen.

Ohne eine wettbewerbsfähige Kohlenwasserstoffwirtschaft sind weder eine resiliente und bezahlbare Energieversorgung noch eine erfolgreiche Energiewende möglich. Im Sinne der Klimaziele müssen, trotz Elektrifizierung, ein erheblicher Anteil der heute eingesetzten Kraft- und Brennstoffe sowie die chemischen Einsatzstoffe Zug um Zug von fossil auf $CO_2$-neutral umgestellt werden. Mit dem im März dieses Jahres vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) veröffentlichten Ergebnisbericht über den „Dialog zur Transformation der Mineralölwirtschaft“ ist ein begrüßenswerter, wichtiger Schritt gelungen, um die immensen Herausforderungen, die für die Branche mit Blick auf die Molekülwende bestehen, auf die politische Agenda in Berlin zu bringen.

Der Transformationsdialog zwischen der Regierung und unserer Branche ist damit jedoch noch nicht zu Ende. Im Grunde genommen geht es jetzt erst richtig los, denn er muss auch in Brüssel geführt werden, wo zentrale Weichen für die Zukunft unserer Industrie gestellt werden. Und vom Dialog müssen wir dann auch dringend ins Handeln kommen. Für die Weiterentwicklung der im Ergebnisbericht skizzierten Ideen und Maßnahmen stehen die en2x-Mitglieder und ihr Verband weiterhin gerne zur Verfügung.



**Patrick Wendeler**

Vorstandsvorsitzender BP Europa SE

Vorstandsvorsitzender
en2x – Wirtschaftsverband Fuels und Energie e.V.

# ZUSAMMEN FASSUNG

**DIE KOHLENWASSERSTOFF-WIRTSCHAFT UND DIE MOLEKÜLWENDE MÜSSEN ZENTRALE THEMEN DER INDUSTRIE- UND ENERGIE-POLITIK WERDEN.**

ZUSAMMENFASSUNG

# DIE KOHLENWASSERSTOFFWIRTSCHAFT UND DIE MOLEKÜLWENDE MÜSSEN ZENTRALE THEMEN DER INDUSTRIE- UND ENERGIEPOLITIK WERDEN

## AUCH EIN KLIMANEUTRALES DEUTSCHLAND BENÖTIGT KOHLENWASSERSTOFFE

Die große Bedeutung der Energie- und Grundstoffwirtschaft für die Volkswirtschaft und die Resilienz des Energiesystems wird auch künftig bestehen bleiben. Das wird in der aktuellen politischen Debatte noch nicht ausreichend berücksichtigt. Denn fast 80 Prozent des Endenergiebedarfs in Deutschland werden heute durch Kraft- und Brennstoffe, genauer gesagt durch Kohlenwasserstoffmoleküle, gedeckt. Hinzu kommen die Grund- und Betriebsstoffe, die zum Großteil als Vorprodukte für die Chemie- und Bauindustrie oder als Schmierstoffe im Maschinenbau eingesetzt werden.

All diese Produkte werden zum größten Teil aus Erdöl in inländischen Raffinerien hergestellt oder als Fertigprodukte importiert. Trotz Elektrifizierung in den Sektoren Industrie, Verkehr und Gebäude werden in Zukunft noch mindestens 40 Prozent der heutigen Raffinerieprodukte benötigt (u. a. für Luft- und Schifffahrt sowie die chemische Industrie, ebenso im Bereich kritischer Infrastrukturen). Um die Klimaziele zu erreichen und die auf der Raffinerieproduktion basierenden Wertschöpfungsketten in Deutschland zu erhalten, müssen diese fossilen Produkte zunehmend durch $CO_2$-neutrale Produkte ersetzt werden. Hierfür bedarf es einer Molekülwende. Die Voraussetzung für deren Erfolg ist eine Kohlenwasserstoffwirtschaft mit wettbewerbsfähigen Raffinerien im Inland, die in der Lage ist, den Transformationsprozess zu meistern. Und weil Deutschland auch künftig einen Großteil seines Energiebedarfs nur durch Importe decken kann, müssen zudem Importstrukturen für $CO_2$-neutrale Moleküle wie Wasserstoff und seine Derivate geschaffen werden.

## SCHLÜSSELINDUSTRIE DER VOLKSWIRTSCHAFT

Die heutige Mineralölindustrie ist damit der zentrale Akteur der Kohlenwasserstoffwirtschaft. Sie ist eine Schlüsselindustrie für das Funktionieren unserer Volkswirtschaft. Mit ihren Raffinerien nimmt sie eine zentrale Stellung im industriellen Wertschöpfungskettennetz ein. Neben Benzin, Diesel, Kerosin und Heizöl stellen Raffinerien diverse Vorprodukte und Grundstoffe her, auf die die chemische Industrie und viele weitere Branchen angewiesen sind. Dazu zählen u. a. Hersteller von Kunststoffen, Hausgeräten, Waschmitteln, Lacken, Schmierstoffen, Dämm- und Schaumstoffen, Automobilteilen und Reifen, Düngemitteln, Textilien, Kosmetik und pharmazeutischen Produkten.



## BAUSTEIN DER SICHEREN ENERGIEVERSORGUNG

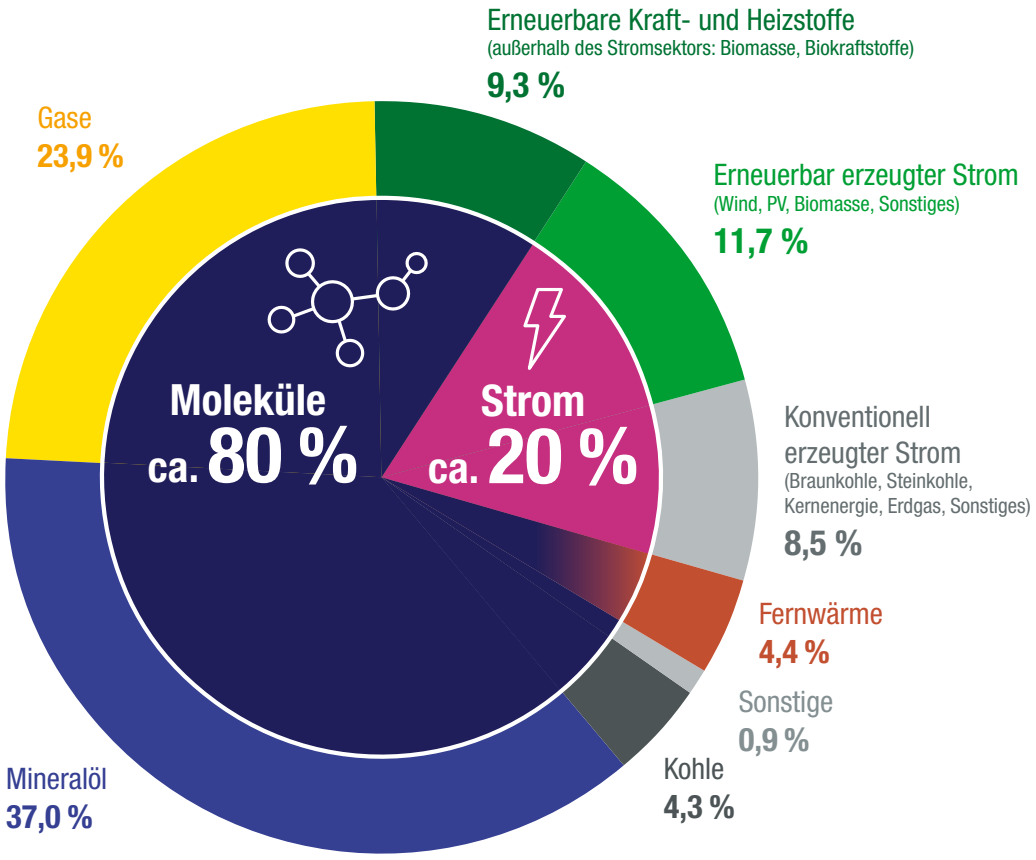
Die Kohlenwasserstoffwirtschaft leistet einen unverzichtbaren Beitrag für eine sichere und zuverlässige Versorgung der Bevölkerung und Wirtschaft mit Kraft- und Brennstoffen. Dieser basiert auf Erdöl- und Produktimporten aus diversen Ländern, modernen Raffinieren am Standort Deutschland, leistungsfähigen Speicher- sowie Transportinfrastrukturen und zusätzlich auf der nationalen Ölreserve. Raffinerien und verbundene Infrastrukturen sind damit Bestandteil der kritischen Infrastruktur im Sektor Energie.

## FÜR EIN RESILIENTES ENERGIESYSTEM UNVERZICHTBAR

Ihre Produkte sind darüber hinaus für nahezu alle weiteren kritischen Infrastrukturen von Bedeutung. Von Polizei und Feuerwehr über das Rettungswesen bis hin zum Militär, alle sind dauerhaft auf flüssige Kraft- und Brennstoffe angewiesen. Sie dienen als zuverlässiges Backup, wenn Stromausfälle durch Netzersatzanlagen überbrückt werden müssen (u. a. Krankenhäuser, Wasserversorgung, Abfallentsorgung oder Rechenzentren). Der Bedarf an zuverlässiger Notstromversorgung wird mit der weiteren Elektrifizierung zunehmen. Zugleich sichern Öl und Gas in Spitzenlastenkraftwerken die Stromversorgung, die von fluktuierenden erneuerbaren Energien nicht ganzjährig gewährleistet werden kann. In Katastrophenlagen, geopolitischen Krisenfällen oder im Verteidigungsfall sind flüssige Kraft- und Brennstoffe für die Aufrechterhaltung der Handlungsfähigkeit des Staates unverzichtbar.

## EINE STROMWENDE ALLEIN REICHT NICHT:
## AUCH DIE FAST 80 PROZENT MOLEKÜLE MÜSSEN $CO_2$-NEUTRAL WERDEN

**Endenergieverbrauch in Deutschland nach Energieträgern 2023**




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

### WETTBEWERBSFÄHIGKEIT AM STANDORT DEUTSCHLAND MASSIV GEFÄHRDET

Wie andere Industriebranchen leidet auch die Mineralölindustrie unter den schwierigen Rahmenbedingungen am Wirtschaftsstandort Deutschland (hohe Strom- und Gaspreise, steigende $CO_2$-Vermeidungs-Kosten, hohe Umweltauflagen und hoher Bürokratieaufwand). Die Wettbewerbsfähigkeit der Raffinerien in Deutschland ist massiv gefährdet. Investitionszurückhaltung, die Reduzierung von Produktionskapazitäten und der teilweise Rückzug branchenerfahrener Unternehmen durch den Verkauf von Raffinerien oder Raffineriebeteiligungen sind die Folge. Das schwächt den Raffineriestandort Deutschland zusehends und kann perspektivisch auch einen negativen Einfluss auf die Versorgungslage haben.

### POLITIK MUSS HANDELN: KOHLENWASSERSTOFF-WIRTSCHAFT STÄRKEN, TRANSFORMATIONSPROZESS VORANTREIBEN

Es ist entscheidend, dass die Politik anerkennt, dass eine Industrie, die für verschiedene Anwendungen von der Mobilität bis zur chemischen Industrie Kohlenwasserstoffe als Energieträger und Rohstoff zur Verfügung stellt, langfristig genau wie die Stahl-, Chemie- oder Zementindustrie für ein resilientes Industrieland erforderlich ist. Sie muss Rahmenbedingungen schaffen, die die Wettbewerbsfähigkeit der Kohlenwasserstoffwirtschaft und der Raffineriestandorte stärkt. Damit die Molekülwende in Deutschland gelingt, muss sie gleichzeitig ein tragfähiges Konzept für die weitere Transformation der heutigen Kohlenwasserstoffwirtschaft hin zu $CO_2$-neutralen Molekülen entwickeln.

### MOLEKÜLWENDE-PROJEKT ERFORDERT ZENTRALE STEUERUNG

Eine wichtige Voraussetzung dafür ist, dass die Molekülwende – anders als bisher – innerhalb der Bundesregierung zentral koordiniert und gesteuert wird. Das wird es der Regierung ermöglichen, den Markthochlauf von $CO_2$-neutralen flüssigen und gasförmigen Energieträgern sowie Grundstoffen durch politische Initiativen und eine fokussierte und verlässliche Regulierung schneller und effizienter auf den Weg zu bringen.

## NÖTIG IST EINE REGULIERUNG FÜR MEHR INVESTITIONEN IN $CO_2$-NEUTRALE PRODUKTE

Wichtig ist, dass die Molekülwende nun unverzüglich durch geeignete regulatorische und fiskalische Vorgaben angeschoben wird und zu einem zukunftssicheren Geschäftsmodell werden kann. Ziel muss es sein, die Attraktivität von Investitionen in die Transformation, in klimaschonende Technologien und Produkte massiv zu erhöhen. Drei zentrale übergeordnete Aufgaben müssen dazu erfüllt werden:

1. **Die Verfügbarkeit von $CO_2$-neutralem Wasserstoff und Wasserstoffderivaten sowie von Kohlenstoff aus Biomasse, Rest- und Abfallstoffen und der $CO_2$-Abscheidung muss durch inländische Produktion und Importe sichergestellt werden.**

Zentrale Handlungsfelder der Bundesregierung hierfür sind Importe und die inländische Erzeugung. Die nationale Importstrategie muss weiterentwickelt, Energiepartnerschaften müssen ausgebaut und Importinfrastrukturen aufgebaut werden. EU-Vorgaben (RED, Gas Directive, Zertifizierung) und ihre nationale Umsetzung müssen die Produktion und den Import von erneuerbaren und $CO_2$-neutralen Molekülen erleichtern. Aktuell sind die regulativen Anforderungen für Produzenten, Lieferanten und Abnehmer der neuen Rohstoffe zu hoch. Die nationalen Strategien für Wasserstoff, Biomasse, Kreislaufwirtschaft und Carbon Management müssen so ausgestaltet werden, dass in der Gesamtbilanz $CO_2$-neutraler Kohlenstoff und ebensolche Kohlenwasserstoffe in ausreichender Menge zur Verfügung stehen. Statt Begrenzungen und strenger Nutzungsvorgaben muss die flexible Nutzung der alternativen Rohstoffe ermöglicht werden.

2. **Die kostengünstige industrielle Produktion von $CO_2$-neutralen Energieträgern und Grundstoffen muss ermöglicht werden.**

Raffinerien müssen auf die $CO_2$-neutralen Rohstoffe und auf Strom aus erneuerbaren Quellen im erforderlichen Umfang zugreifen können. Dazu müssen Raffineriestandorte an die Netze für Strom, Wasserstoff und Kohlenstoff/$CO_2$ angeschlossen werden. Gleichzeitig müssen die Energiekosten sinken. Die Verarbeitung von Wasserstoff und daraus erzeugten Wasserstoffderivaten, von biomassebasierten Rohstoffen sowie von Rohstoffen aus dem chemischen Kunststoffrecycling muss in allen infrage kommenden Raffinerieprozessen zulässig sein (weitgehendes Co-Processing).



Neben den Kohlenstoffquellen Biomasse und Recycling müssen Raffinerien auch auf $CO_2$ aus Industrieprozessen (Carbon Capture and Utilization) zurückgreifen können. Gleichzeitig müssen schwer vermeidbare $CO_2$-Emissionen der Raffinerien abgetrennt und dauerhaft unterirdisch eingelagert werden können. Die auf diesen Grundlagen entstehenden $CO_2$-armen und $CO_2$-neutralen Raffinerieprodukte müssen flexibel auf Treibhausgasminderungs- und Recyclingvorgaben anrechenbar sein.

3. **Das Geschäftsmodell „$CO_2$-neutrale Kohlenwasserstoffe“ muss attraktiv werden. Dazu muss in den Absatzmärkten eine belastbare Nachfrage entstehen.**

Die Bundesregierung muss durch regulatorische und fiskalische Instrumente in den Zielmärkten der Sektoren Verkehr, Industrie und Gebäude dafür sorgen, dass $CO_2$-neutrale Energieträger trotz höherer Kosten im Vergleich zu fossilen Kohlenwasserstoffprodukten wettbewerbsfähig werden und langfristig eine verlässliche Nachfrage mit entsprechender Zahlungsbereitschaft für die verschiedenen Anwendungsfelder besteht. Ambitionierte, realistische Quoten für erneuerbare Kraftstoffe zur Erfüllung der nationalen THG-Minderungsziele im Verkehr, eine verlässliche $CO_2$-Bepreisung (Emissionshandel und reformierte Energiesteuer) sowie eine technologieoffenere $CO_2$-Flottenregulierung, die auch kohlenstoffarme Kraftstoffe (Low Carbon Fuels) anerkennt, sind dabei zentrale Regulierungselemente.

Das Ziel muss ein konsistenter regulatorischer Rahmen für die Anrechnung klimaschonender Kraftstoffe über alle Verkehrssektoren sein. Um den Einstieg in neue Geschäftsmodelle zu erleichtern, sollte auf kleinteilige Vorgaben und die Beschränkung der alternativen Rohstoffe und Produkte auf bestimmte Sektoren und Anwendungen weitestgehend verzichtet werden.

## TECHNISCHE, ÖKONOMISCHE UND REGULATORISCHE RISIKEN ABFEDERN

Neben einer kohärenten Regulierung entlang der Wertschöpfungskette klimaschonenderer Raffinerieprodukte – von der Rohstoffgewinnung/-versorgung über die industrielle Verarbeitung bis zur Nutzung in den Absatzmärkten – sind finanzielle Instrumente erforderlich, die die technischen, ökonomischen und regulatorischen Risiken während des Markthochlaufs und der damit verbundenen Transformation abfedern.

Die beträchtlichen privaten Investitionen für die Entwicklung und Skalierung neuer Technologien, für neue oder angepasste Produktionsanlagen, für Transport- und Speicherinfrastruktur müssen mit Hilfe staatlicher Instrumente gestützt werden. Dazu zählen Klimaschutzverträge und Ausschreibungsmodelle wie H2Global sowie staatliche Bürgschaften und auch Garantien (z. B. „Grandfathering“).

# ZENTRALE AUFGABEN DER BUNDESREGIERUNG AUF NATIONALER UND EUROPÄISCHER EBENE

### VERANTWORTUNG UND ZUSTÄNDIGKEITEN NEU ORDNEN

Die Verantwortlichkeiten für die Transformation der Kraft-, Brenn- und Grundstoffe hin zur $CO_2$-Neutralität müssen innerhalb der Bundesregierung gebündelt werden. Nur durch gut koordinierte Governance wird es gelingen, die zahlreichen Gesetzgebungsvorhaben und Aktivitäten erfolgreich zu koordinieren und so echte Fortschritte in der Umstellung auf $CO_2$-neutrale Moleküle zu erreichen.

### WETTBEWERBSFÄHIGKEIT DES RAFFINERIE-STANDORTS DEUTSCHLAND GEWÄHRLEISTEN

Die Bundesregierung muss für eine dauerhafte Senkung der Strompreise für die Industrie sorgen. Dazu sollte sie u. a. die Stromsteuer dauerhaft auf das europäische Mindestmaß begrenzen, die Netzentgelte durch einen Zuschuss aus dem Bundeshaushalt auf ein Niveau von ca. 3 Cent je Kilowattstunde bringen und die Finanzierung der Strompreiskompensation dauerhaft absichern. Bis erneuerbarer Strom in ausreichender Menge verfügbar ist, müssen steigende Netzkosten und indirekte $CO_2$-Preisbelastungen wirksam kompensiert werden.

### BÜROKRATIEABBAU VORANBRINGEN

Die Bundesregierung muss ihre Möglichkeiten auf EU-Ebene maximal nutzen, um die Vorhaben zum Bürokratieabbau (Omnibus Simplification Packages) voranzutreiben. Bei der nationalen Umsetzung von für die Industrie wichtigen Regulierungen wie der EU-Industrie-Emissionsrichtlinie (IED) ist konsequent auf eine Eins-zu-eins-Umsetzung zu achten, um weitere Nachteile für die deutsche Industrie im europäischen und internationalen Wettbewerb zu vermeiden.

### RECHTSRAHMEN FÜR EINE $CO_2$-TRANSPORT- UND -SPEICHERINFRASTRUKTUR ZÜGIG SCHAFFEN

Das im Entwurf vorliegende Kohlendioxidspeicherungsgesetz (KSpG) und die Änderung des Hohe-See-Einbringungsgesetzes (HSEG) müssen zügig verabschiedet werden. Zudem muss Deutschland die Änderung des Artikels 6 des London-Protokolls zum Meeresschutz ratifizieren. Vorhaben zur Errichtung einer Transport- und Speicherinfrastruktur müssen als Projekte von überragendem öffentlichem Interesse anerkannt werden, damit sie schneller umgesetzt werden können.



### EMISSIONSHANDEL: UNVERMEIDBARE THG-EMISSIONEN MÜSSEN DURCH NEGATIV-EMISSIONEN KOMPENSIERT WERDEN KÖNNEN

Damit das europäische Emissionshandelssystem (EU-ETS) auch langfristig weitergeführt werden kann, ist die Einbeziehung von Negativemissionen unerlässlich. Andernfalls können Raffinerien und weitere energieintensive Industrieanlagen mit unvermeidbaren $CO_2$-Restemissionen ab 2039 nicht mehr betrieben werden. Die Bundesregierung muss sich dafür einsetzen, dass $CO_2$-Entnahmen bis 2030 als Lösungsoption regulatorisch verfügbar gemacht werden.

### ENERGIESTEUER FÜR KRAFT- UND BRENNSTOFFE NACH UMWELTWIRKUNG BEMESSEN

Der Vorschlag der EU-Kommission für eine Novellierung der EU-Energiesteuerrichtlinie (ETD) von Juli 2021 muss von Deutschland intensiv unterstützt werden. Kommt es nicht zur Novellierung, sollte die Bundesregierung die Steuersätze für erneuerbare Kraftstoffe auf den Mindeststeuersatz des Kommissionsvorschlags absenken. Eine Staffelung der Steuersätze nach der Umweltauswirkung der Energieerzeugnisse würde die Kostendifferenz zwischen fossilen und erneuerbaren Kraft- und Brennstoffen reduzieren und den Hochlauf erneuerbarer Kraft- und Brennstoffe unterstützen.

## RASCHE UMSETZUNG DER RENEWABLE ENERGY DIRECTIVE (RED III) IN NATIONALES RECHT DURCH NOVELLIERUNG DES BUNDES-IMMISSIONSSCHUTZ-GESETZES (BIMSCHG)

Die Treibhaugasminderungsquote ist ein über das BImSchG etabliertes Instrument, das dazu dient, den Anteil erneuerbarer Kraftstoffe im Verkehrssektor zu erhöhen. Dieses Instrument gilt es, im Zusammenspiel mit einer Reform der Energiesteuer und der $CO_2$-Bepreisung verlässlich weiterzuentwickeln, damit es ausreichende Anreize für den Einsatz erneuerbarer Kraftstoffe sowie von Wasserstoff in Raffinerien bietet. Dabei sollten alle von der EU vorgesehenen Erfüllungsoptionen flexibel einsetzbar und anrechenbar sein.

## RECHTSSICHERHEIT BEIM EINSATZ FLÜSSIGER ERNEUERBARER BRENNSTOFFE ZUR GEBÄUDE-BEHEIZUNG SCHAFFEN

Damit flüssige erneuerbare Brennstoffe zur Erfüllung der Klimaschutzziele im Gebäudesektor eingesetzt werden können, müssen Heizöle der jeweils aktuell gültigen DIN-Norm als zulässige Brennstoffe anerkannt werden. Die 1. Bundes-Immisionsschutzverordnung muss entsprechend novelliert werden. Im GEG muss konkretisiert werden, dass im Falle einer Heizungsmodernisierung die Erfüllung der Pflicht zum Einsatz erneuerbarer Energien bei der Verwendung flüssiger Biomasse auch durch ein massenbilanzielles Verfahren erfolgen kann. HVO (Hydrotreated Vegetable Oils) und XtL-Produkte (flüssige synthetisch hergestellte Brennstoffe) müssen im GEG als Wasserstoffderivate anerkannt werden.

## ABSCHAFFUNG DER NATIONALEN QUOTE FÜR E-KEROSIN IM LUFTVERKEHR

Mit der ReFuelEU Aviation wurden EU-weit einheitliche Quoten für den Einsatz erneuerbarer Kraftstoffe im Luftverkehr festgelegt. Damit erübrigt sich die zuvor über das Bundes-Immissionsschutzgesetz ab 2026 vorgesehene nationale Quote für strombasierte Kraftstoffe (PtL). Diese sollte ersatzlos gestrichen werden. Gleichzeitig müssen Definitionen und Klarstellungen zu den Punkten Anbieter von Flugkraftstoffen, Berechnung der Pönale, Umsetzung des Flexibilitätsmechanismus und Rohstoff-Pool im Sinne der ReFuelEU Aviation in das Gesetz aufgenommen werden.

## ANRECHNUNG VON ERNEUERBAREN KRAFTSTOFFEN IN DER EU-$CO_2$-FLOTTENREGULIERUNG VORANBRINGEN

Die neue Bundesregierung sollte sich dafür einsetzen, dass kohlenstoffarme Kraftstoffe (Low Carbon Fuels) in der EU-Flottenregulierung für Neufahrzeuge Anerkennung finden. Das wäre ein deutliches Signal zur Beförderung von Investitionsentscheidungen für Produktionsanlagen fortschrittlicher Kraftstoffe. Am Ambitionsniveau der Flottenregulierung in Bezug auf Klimaschutzwirkungen ist dabei festzuhalten.

## RAHMENBEDINGUNGEN FÜR AUSBAU DER LADEINFRASTRUKTUR VERBESSERN

Bisher bremsen ineffiziente und uneinheitliche Genehmigungsverfahren den Ladeinfrastrukturausbau. Die neue Bundesregierung muss dafür sorgen, dass Antragsverfahren für Baugenehmigungen und Netzanschlüsse vereinfacht werden. Bei der Bereitstellung von Flächen müssen die Kommunen stärker in die Pflicht genommen werden. Die mit der Änderung des Gebäude-Elektromobilitätsinfrastruktur-Gesetzes (GEIG) geplante einseitige Verpflichtung von Tankstellenbetreibern zum Aufbau von Ladeinfrastruktur muss verworfen werden. Sie führt zu Kapitalbindung an unwirtschaftlichen Standorten und ist nicht zielführend.

## DIE NATIONALE IMPORTSTRATEGIE MUSS ZÜGIG WEITERENTWICKELT WERDEN

Den größten Teil des künftig benötigten $CO_2$-neutralen Wasserstoffs und seiner Derivate (synthetisches Rohöl, Methanol und Ammoniak) wird Deutschland aus möglichst vielen zuverlässigen Lieferländern importieren müssen. Die Bundesregierung muss deshalb weitere Energiepartnerschaften mit potenziellen Lieferländern vereinbaren und bestehende Partnerschaften ausbauen. Dazu gehören auch die finanzielle Absicherung und Förderung von Wasserstoffprojekten. Gleichzeitig muss parallel zum Aufbau der inländischen Wasserstoffproduktion eine entsprechende Importinfrastruktur (u. a. Neubau/Umbau von Pipelines, Tank- und Hafenanlagen) geschaffen werden. Die Bedarfsplanung dieser Infrastrukturen muss Bestandteil der Importstrategie sein.



# AKTUELLE LAGE UND HERAUS FORDERUNGEN



# „NUR WIRTSCHAFTLICH STARKE RAFFINERIEN KÖNNEN DIE TRANSFORMATION BEWERKSTELLIGEN“

**Im Interview erläutert en2x-Hauptgeschäftsführer Prof. Christian Küchen die langfristige Bedeutung der Kohlenwasserstoffindustrie für Deutschland und die aktuelle Herausforderung, Raffineriestandorte in Deutschland wirtschaftlich zu betreiben und gleichzeitig die Transformation hin zu $CO_2$-neutralen Produkten voranzutreiben.**

**Herr Professor Küchen, wie ist die Lage der Mineralölwirtschaft in Deutschland derzeit?**

Die wirtschaftliche Situation ist, gelinde gesagt, herausfordernd. Allein in diesem Jahr gehen rund zehn Prozent der Kapazität deutscher Raffinerien aus dem Markt. Darüber hinaus stehen Anteile an Raffinerien zum Verkauf. Da die Nachfrage nach flüssigen Energieträgern und Rohstoffen nur langsam sinkt, kann das perspektivisch auch negativen Einfluss auf die Versorgungslage haben.

**Was sind die Gründe für diese Entwicklung?**

Hier kommen mehrere Faktoren zusammen, die einzeln vielleicht noch handhabbar wären, in der Summe aber dazu führen, dass Investitionen in den Industriestandort zunehmend infrage gestellt werden. Auch für Raffinerien, ähnlich wie für andere energieintensive Industriezweige, werden die im europäischen, aber erst recht im globalen Vergleich überdurchschnittlich hohen Kosten für Strom und Gas zu einer wachsenden Belastung. Dazu macht sich das europäische Emissionshandelssystem, das ETS I, mittlerweile als Kostenfaktor immer deutlicher bemerkbar. Und: Unsere Raffinerien müssen aufgrund der Sanktionen, die wir mittragen, Rohöl zu höheren Preisen einkaufen, als das in Regionen außerhalb der EU, die weiterhin russisches Rohöl mit einem Preisabschlag beziehen, der Fall ist. Wenn jetzt noch beispielsweise die Emissionsgrenzwerte für die Großanlagen in Raffinerien weiter verschärft werden, erfordert das weitere Investitionen, die die Profitabilität zusätzlich reduzieren.

**Zugleich steht die Branche vor der Herausforderung, ihre Transformation fortzusetzen. Wie ist all das zu stemmen?**

Es ist entscheidend, dass die Politik anerkennt, dass eine Industrie, die für verschiedene Anwendungen von der Mobilität bis zur chemischen Industrie Kohlenwasserstoffe als Energieträger und Rohstoff zur Verfügung stellt, langfristig genau wie die Stahl-, Chemie- oder Zementindustrie für ein resilientes Industrieland erforderlich ist.



**Prof. Christian Küchen**
Hauptgeschäftsführer en2x

Unsere Branche ist von strategischer Bedeutung und ihre Belange müssen mehr Berücksichtigung finden. Daher muss im Zuge der Energiewende auch ein tragfähiges Konzept für die weitere Transformation der heutigen Mineralölwirtschaft hin zu $CO_2$-neutralen Kohlenwasserstoffen entwickelt werden.

**Die Politik hat zum Erreichen der Energiewende und der Klimaziele in den vergangenen Jahren vor allem auf Elektrifizierung und den Ausbau der heimischen Stromerzeugung durch Wind und Sonne gesetzt. Warum reicht das nicht?**

Weil wir mit erneuerbarem Strom allein die sichere und resiliente Versorgung Deutschlands mit Energie nicht gewährleisten, die Transformation von Wirtschaft und Gesellschaft nicht bewerkstelligen und somit auch die Klimaschutzziele nicht erreichen können. Dass die verstärkte Elektrifizierung einen wichtigen Beitrag zum Erreichen der Klimaziele leisten kann und muss, ist zu recht unumstritten. Das betrifft etwa den Einbau von Wärmepumpen, batteriebetriebene Fahrzeuge und auch die Industrie, wo elektrifizierte Prozesse

eine zunehmend wichtige Rolle spielen. Mitglieder unseres Verbandes sind daran z. B. mit hohen Investitionen in den Ladesäulenaufbau beteiligt. Die Stromwende konnte in den vergangenen Jahren auch bereits deutliche Erfolge verzeichnen. Dabei wird jedoch bis heute ein wichtiger Aspekt zu wenig berücksichtigt: Nur 20 Prozent unseres heutigen Energiebedarfs decken wir mit Strom, also mit Elektronen. Nahezu der gesamte Rest, also fast 80 Prozent, sind feste, flüssige und gasförmige Energieträger, also Moleküle. Ein Großteil davon wird noch aus fossilen Rohstoffen wie Erdgas und Mineralöl gewonnen, welche wir größtenteils importieren. Auch für diese Moleküle brauchen wir klimaschonende Alternativen – nicht nur zur Energieversorgung, sondern zusätzlich für Einsatzstoffe und chemische Rohstoffe, die von der Industrie weiterverarbeitet werden. Die Energiewende muss beides beinhalten: die Stromwende und die Molekülwende.

**Können die fossilen Moleküle nicht im Zuge einer weitergehenden Elektrifizierung durch erneuerbaren Strom ersetzt werden?**

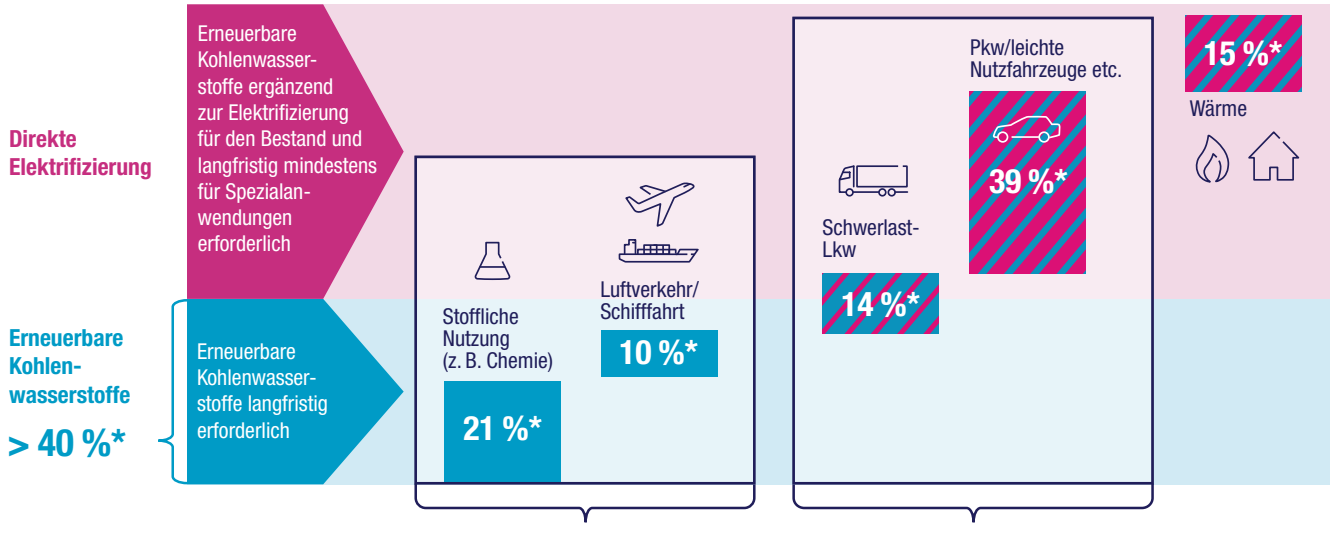
Durch höhere Effizienz sowie die zunehmende Elektrifizierung der Fahrzeugflotte und der Wärmeversorgung wird der Bedarf an gasförmigen und flüssigen Energieträgern künftig sicherlich zurückgehen, dennoch wird er sehr groß bleiben. Aus heutiger Sicht werden mehr als 40 Prozent des aktuellen Absatzes auch über 2045 hinaus noch benötigt.

Diese Einschätzung wird von der Entwicklung in Ländern wie Schweden bestätigt, wo die Wärmeerzeugung schon weitgehend auf Fernwärme und Wärmepumpen umgestellt wurde, doch noch immer weit über 60 Prozent des Energiebedarfs durch Kohlenwasserstoffe gedeckt werden. Sie werden unverzichtbar bleiben, wo elektrische Antriebe an ihre Grenzen stoßen, z. B. im Flug- und Schiffsverkehr, und für die Versorgung der Industrie mit Grundstoffen. Zudem, und auch das wird oft noch unterschätzt, sind sie auch notwendig für ein resilientes Energiesystem.

**Können Sie das präzisieren?**

In einem auf erneuerbarem, aber fluktuierendem Strom, wie Sonnen- und Windkraft, basierenden Energiesystem werden wir, wenn der Himmel bedeckt ist und der Wind nicht weht, auch im Stromsektor auf gespeicherte Energie in Form von Molekülen zurückgreifen müssen. Das Gleiche gilt für Krisensituationen. Nicht ohne Grund steht auch heute schon flüssige Energie hier zur Verfügung: zum Betrieb von Notstromaggregaten oder als strategische 90-Tage-Reserve im Rahmen der gesetzlichen Erdölbevorratung. Grundsätzlich wird die Bedeutung von hybriden Systemen, also die Kombination aus Stromnutzung mit gut speicherbaren Energieträgern, noch immer unterschätzt – sei es in Fahrzeugen mit Hybridantrieb oder in entsprechenden Heizsystemen. Sie können die Spitzenlast, für die Infrastrukturen ausgelegt werden, deutlich reduzieren und damit die Gesamtkosten

## $CO_2$-NEUTRALE MOLEKÜLE SIND UNVERZICHTBAR FÜR DAS ERREICHEN DER KLIMAZIELE




Eigene Abschätzung auf Basis der Mineralölzahlen 2023, Rundungsdifferenzen möglich

Quelle und Grafik (Nr. 386a): en2x

Aus heutiger Sicht werden allein mehr als 40 Prozent des heutigen Absatzes an Raffinerieprodukten auch über das Jahr 2045 hinaus noch benötigt. Hierfür sind erneuerbare Alternativen erforderlich. Die Molekülwende ergänzt dabei die bereits in Umsetzung befindliche Stromwende.

des Energiesystems senken. Es ist also keineswegs sicher, dass Hybridfahrzeuge nur eine Übergangstechnologie sind. Sie können langfristig durchaus große Bedeutung für ein resilientes Energiesystem bekommen.

**Welche Bedeutung wird Wasserstoff im Hinblick auf die von Ihnen geforderte Molekülwende haben? Oft ist von einer „Dekarbonisierung“ die Rede …**

Die Molekülwende darf nicht allein auf Wasserstoff reduziert werden. Für zahlreiche Anwendungen werden wir auch langfristig Kohlenstoff, insbesondere in Form von Kohlenwasserstoffverbindungen, benötigen – z. B. in der bereits genannten Luftfahrt. Für Langstreckenflüge ist eine hohe Energiedichte erforderlich, die insbesondere in Kohlenwasserstoffmolekülen steckt. Sie bleiben dort unverzichtbar. Hinzu kommt die Nutzung in Kunststoffen, Pharmazeutika und zahlreichen Alltagsprodukten. Allein die chemische Industrie in Deutschland verarbeitet etwa 21 Millionen Tonnen Kohlenstoff jährlich. Insofern sollte besser von „Defossilisierung“ gesprochen werden, denn zum Erreichen der Klimaschutzziele ist es entscheidend, die Freisetzung von fossilem Kohlenstoff so zu reduzieren, dass wir in der Gesamtbilanz zu geschlossenen Kohlenstoffkreisläufen und zu $CO_2$-neutralen Molekülen kommen. Man wird jedoch längerfristig auch noch Kohlenstoff aus fossilen Quellen einsetzen, jedoch nur dort, wo er nicht in Form von $CO_2$ emittiert wird und somit kein Treibhausgas darstellt.

**Sie nannten bereits Luft- und Schifffahrt sowie die Versorgung der Industrie als Einsatzgebiete für alternative Moleküle. Gibt es weitere Bereiche, die infrage kommen?**

Energiereiche Moleküle werden sicherlich auch für den großen Bestand an Fahrzeugen und Heizungen gebraucht. Trotz fortschreitender Elektrifizierung wird es 2030 bundesweit voraussichtlich noch mehr als 40 Millionen Kraftfahrzeuge mit Verbrennungsmotor und auch weiterhin mehrere Millionen Heizungen für flüssige oder gasförmige Brennstoffe geben. Auch für diese Anwendungen sind Klimaschutzoptionen notwendig. Das gilt auch für Landwirtschaft, Feuerwehr, Katastrophenschutz und Militär: Landmaschinen, Lösch- und Bergungsfahrzeuge werden genauso wie Notstromaggregate weiterhin flexible und speicherbare Energieträger in Form von Kohlenwasserstoffen benötigen. Dazu kommen, unter der Voraussetzung einer technologieneutralen Regulierung, auch langfristig hybride Konzepte in der Wärme und Mobilität.

**Von welchen alternativen Molekülen sprechen wir konkret? Was sind die möglichen Alternativen zu den fossilen Produkten?**

Die mineralölbasierten Produkte werden im Zuge der Molekülwende nach und nach abgelöst. Außer um Wasserstoff geht es vor allem auch um Kohlenwasserstoffverbindungen. Hinzu kommt Ammoniak als möglicher Energieträger für die Schifffahrt und als gut zu transportierender Wasserstoffträger.



Zentrale Bausteine der Molekülwende sind $CO_2$-neutraler Wasserstoff sowie nachhaltige Kohlenstoffquellen wie Biomasse oder recycelte Rohstoffe, z. B. Kunststoffe. Ebenso werden technologische Lösungen zur Abscheidung und Nutzung sowie Speicherung von $CO_2$ notwendig sein.

In Deutschland leisten vor allem Anbaubiomasse wie Raps und Mais sowie Altspeisefette im Verkehr und in der Wärmeversorgung relevante Beiträge zum Klimaschutz. Für die Zukunft geht es vor allem um den Einsatz weiterer Rest- und Abfallstoffe, etwa von Stroh- und Holzresten, aber auch Algen. Deren Verarbeitung zu fortschrittlichen Biokraftstoffen erfordert allerdings noch hohe Investitionen in neue Technologien. Das gilt auch für die Produktion von strombasierten Kraftstoffen aus grünem Wasserstoff und $CO_2$. Doch solche Investitionen müssen zeitnah erfolgen, gerade weil der Markthochlauf dieser fortschrittlichen Produkte noch etwas Zeit braucht.

**Wird Deutschland Energieimportland bleiben?**

Welche Anteile der benötigten Moleküle in Deutschland hergestellt und welche Anteile importiert werden, lässt sich nicht exakt prognostizieren. Es ist jedoch kein Geheimnis, dass Deutschland derzeit rund 70 Prozent der hierzulande genutzten Energie importiert und als dichtbesiedeltes Industrieland mit vergleichsweise geringen eigenen Ressourcen auch zukünftig ein Energieimportland bleiben wird.

Umso wichtiger ist der Aufbau eines globalen Marktes für alternative Moleküle, um eine zuverlässige Energie- und Rohstoffversorgung gewährleisten zu können.

Deutschland sollte dabei eine aktive Rolle übernehmen und strategische Energiepartnerschaften mit Ländern schließen, die über großes Potenzial für die Produktion von erneuerbaren Molekülen verfügen, und gemeinsam mit diesen Ländern verlässliche Importstrukturen aufbauen. Studien zeigen, dass ein globaler Markt für grüne Moleküle zu Win-win-Situationen führen würde – mit positiven Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekten in Deutschland und den Erzeugerländern.

Moleküle ermöglichen den Transport erneuerbarer Energie über längere Strecken. So können Wind- und Solarstrom wie auch Bioenergie auch aus weit entfernten Ländern für uns nutzbar gemacht werden.

**Hersteller haben derzeit Schwierigkeiten, die Finanzierung für Projekte zur Herstellung grüner Moleküle sicherzustellen. Manche Projekte wurden zuletzt zurückgestellt oder abgesagt. Wo liegen die Probleme?**

Erstens gibt es ein hohes regulatorisches Risiko. Zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung müssen die Bedingungen klar sein, die über die nächsten 20 Jahre hinweg für die aufzubauende Anlage gelten. Zweitens stellt sich bei neueren Technologien die noch größere Herausforderung, dass es keinen Marktpreis gibt und nicht genau bekannt ist, was die künftigen Kunden langfristig zu zahlen bereit wären.

**„ES IST KEIN GEHEIMNIS, DASS DEUTSCHLAND DERZEIT RUND 70 PROZENT DER HIERZULANDE GENUTZTEN ENERGIE IMPORTIERT“**

Hinzu kommt der Nachteil, den Erstinvestoren bei neuen Technologien und gerade bei fortschrittlichen Produkten haben, der sogenannte First-Mover-Disadvantage: Häufig müssen noch Lernkurven durchlaufen werden, die dazu führen, dass die First Mover teurer produzieren, als es dann bei späteren Anlagen der Fall ist, die auf im Laufe der Zeit gemachte Erfahrungen zurückgreifen können. Diesen Herausforderungen wird die derzeitige Regulatorik nicht gerecht. Hier ist die Politik in Berlin, aber auch in Brüssel gefragt.

**Angesichts dieser Herausforderungen gab es zwischen der deutschen Mineralölwirtschaft und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) einen sogenannten Transformationsdialog. Was ist dabei herausgekommen?**

Wir freuen uns über den fruchtbaren Dialog mit dem BMWK, aus dem ein 25-seitiges Ergebnispapier hervorgegangen ist. Es bestätigt im Kern die Notwendigkeit der Molekülwende und die Schlüsselstellung einer transformierten Mineralölwirtschaft für den Industriestandort Deutschland.

Das jetzt vorliegende Papier thematisiert die aus Branchensicht wichtigen Aspekte. Dazu gehören insbesondere die Verfügbarkeit und Einsatzmöglichkeiten der notwendigen Rohstoffe, eine möglichst kostengünstige Produktion bei Vermeidung nicht zwingend erforderlicher Auflagen und überflüssiger Bürokratie, das Schaffen einer verlässlichen Nachfrage nach $CO_2$-neutralen Energieträgern und Rohstoffen in Märkten mit entsprechender Zahlungsbereitschaft sowie die Finanzierung innovativer, neuer Technologien, flankiert von staatlichen Förder- und De-Risking-Instrumenten.

**Wie sollte es nun weitergehen?**

Als energieintensive Industrie wird unsere Branche, wie bereits eingangs betont, im globalen Vergleich besonders durch hohe Strom- und Gaspreise sowie infolge des europäischen Emissionshandels zudem von $CO_2$-Kosten belastet. Gleichzeitig stehen die Unternehmen vor wegweisenden Entscheidungen, die mit enormen Investitionen in Modernisierung und Transformation verbunden sind.

Damit diese Investitionen in Deutschland getätigt werden können, muss sich die neue Bundesregierung zu einer Zukunft der Kohlenwasserstoffindustrie in Deutschland bekennen und dies zügig mit wichtigen Weichenstellungen in der Wirtschafts- und Energiepolitik unterlegen.

Auch auf die europäische Ebene gilt es einzuwirken, damit der Dreiklang aus sicherer Versorgung sowie bezahlbarer und zunehmend nachhaltiger Energie wieder in das Bewusstsein aller politisch relevanten Akteure rückt. Das Ergebnispapier des BMWK ist dafür eine sehr gute Grundlage. Der Transformationsdialog und die Konkretisierung bzw. Umsetzung der vorgeschlagenen Maßnahmen sollten von der neuen Bundesregierung daher dringend weitergeführt werden.

# DER STANDORT DEUTSCHLAND MUSS FÜR DIE INDUSTRIE WIEDER ATTRAKTIV WERDEN

**Wie andere Industriebranchen leidet auch die Mineralölindustrie unter den schwierigen Rahmenbedingungen am Wirtschaftsstandort Deutschland. Größere Investitionen werden derzeit nicht getätigt, Produktionskapazitäten werden reduziert und Raffineriebeteiligungen stehen zum Verkauf.**

## DEUTSCHLAND BRAUCHT LANGFRISTIG LEISTUNGSFÄHIGE RAFFINERIEN

Deutschland ist derzeit der größte Raffineriestandort in Europa. Zwölf Raffinerien und damit verbundene Infrastrukturen (Speicherung, Transport und Verteilung) sichern die zuverlässige Versorgung mit Kraft- und Brennstoffen sowie mit diversen Grundstoffen. Gut 100 Millionen Tonnen Rohöl werden jährlich verarbeitet. Die Produkte sind die Grundlage industrieller Wertschöpfungsketten. Sie sichern die Energieversorgung für Verkehr, Industrie, Gebäude und Landwirtschaft, ebenso für Zivilschutz und Militär. Sie sind ein wichtiger Baustein für die hohe Resilienz des Energiesystems in Deutschland. Um das zu erhalten und die Klimaziele zu erreichen, werden auch künftig in einem klimaneutralen Deutschland Raffinerien als Produzenten von zukünftig $CO_2$-neutralen kohlenwasserstoffbasierten Energieträgern und Grundstoffen gebraucht. Dabei ist absehbar, dass in Zukunft trotz aller Effizienz- und Elektrifizierungsbestrebungen noch mindestens 40 Prozent der heutigen Raffinerieprodukte benötigt werden. Wie genau das die Raffinerielandschaft in Deutschland verändern wird, muss sich noch zeigen.

## RAFFINERIEN IN SCHWIERIGER LAGE

Unter den aktuell schwierigen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für den derzeitigen Betrieb von Raffinerien und in Anbetracht der nach wie vor großen regulatorischen und ökonomischen Risiken der Transformation scheuen Unternehmen der Mineralölwirtschaft vor großen Investitionen in bestehende Raffinerien sowie in den Umbau hin zu $CO_2$-neutralen Produkten zurück. Stattdessen sind große Unternehmen mit eigenen Raffinerien oder Raffineriebeteiligungen dabei, die Produktionskapazitäten zu reduzieren oder größere Produktionsanlagen bzw. Beteiligungsanteile zu veräußern.

Eine Entwicklung, die von Fachleuten mit Sorge verfolgt wird. Die Schließung von Raffinerien in Deutschland sei nicht auszuschließen und hätte Auswirkungen auf die Versorgung mit Kraftstoffen und wichtigen Produkten der Grundstoffindustrie. Ebenso sei der Verkauf systemrelevanter Raffinerien an Unternehmen mit wenig Branchenerfahrung und vergleichsweise geringer Finanzstärke kritisch, da damit erhebliche Risiken für die Stabilität der Standorte und die zukünftige Versorgungssicherheit verbunden sein könnten. en2x-Hauptgeschäftsführer Prof. Christian Küchen bewertet die wirtschaftliche Situation als herausfordernd. „Allein in diesem Jahr gehen rund zehn Prozent der Kapazität deutscher Raffinerien aus dem Markt. Darüber hinaus stehen Anteile an Raffinerien zum Verkauf. Da die Nachfrage nach flüssigen Energieträgern und Rohstoffen nur langsam sinkt, kann das perspektivisch auch negativen Einfluss auf die Versorgungslage haben“, so Prof. Küchen.

## DIE GRÜNDE FÜR DIE SCHWIERIGE LAGE DER BRANCHE SIND VIELFÄLTIG

Die im weltweiten Vergleich sehr hohen Energiekosten für Strom und Gas sowie die sanktionsbedingten höheren Rohölpreise, zu denen die deutschen Raffinerien einkaufen, belasten die Unternehmen in wachsendem Maße. Wettbewerber in Regionen außerhalb der EU, die weiterhin russisches Rohöl mit einem Preisabschlag beziehen und zudem keiner $CO_2$-Bepreisung unterliegen, sind hier klar im Vorteil. Denn auch der europäische Emissionshandel macht den Unternehmen als Kostenfaktor zunehmend zu schaffen. Für jede emittierte Tonne $CO_2$ muss ein Emissionszertifikat nachgewiesen werden. Als energieintensive Industrie benötigen Raffinerien Erdgas und große Mengen Wasserstoff. Zudem ist der Strombedarf hoch. Entsprechend groß ist der Bedarf an Emissionszertifikaten. Gleichzeitig sinkt von Jahr zu Jahr die zur Verfügung stehende Menge der Zertifikate, wodurch die Zertifikatpreise absehbar steigen dürften. Wenn zusätzlich noch die Emissionsgrenzwerte für die Großanlagen in Raffinerien durch die nationale Umsetzung der Industrial Emissions Directive (IED) weiter verschärft werden (siehe den Beitrag ab Seite 80 dieser Ausgabe), erfordert das Investitionen, die die Profitabilität weiter reduzieren.



## OHNE ETS-I-ZERTIFIKATE DROHT DEN RAFFINERIEN DAS AUS

Raffinerien und anderen Industrieanlagen in der EU droht um das Jahr 2040 das Aus. Die zulässigen THG-Emissionen im Rahmen des europäischen Emissionshandelssystems für Energieerzeuger und Industrie (EU-ETS I) sinken bis dahin auf null, es werden also keine Emissionszertifikate mehr ausgegeben, so dass die Unternehmen den Betrieb einstellen müssen, wenn es ihnen nicht gelingt, auf eine $CO_2$-neutrale Produktion umzustellen, und wenn für unvermeidbare $CO_2$-Restemissionen keine Lösungen gefunden werden – durch CCU-/CCS-Technologien oder durch Kompensation in Form des Erwerbs von $CO_2$-Zertifikaten mittels Negativemissionen an anderer Stelle. (Zum Thema Auslaufen des EU-ETS I siehe den Beitrag ab Seite 76 dieser Ausgabe.)

Die Crux ist: Unter den gegebenen Rahmenbedingungen bei gleichzeitig steigenden Klimaschutzanforderungen werden die Unternehmen nicht in die Transformation der Raffineriestandorte investieren können. Der Standort Deutschland ist dafür derzeit de facto nicht attraktiv genug.

## KOALITIONSVERTRAG OFFENBART ERHEBLICHEN NACHSTEUERUNGSBEDARF

Der Koalitionsvertrag von CDU/CSU und SPD enthält einige Ziele, die darauf ausgerichtet sind, den Wirtschaftsstandort Deutschland zu stärken und für deutlich bessere Investitionsbedingungen zu sorgen. Dazu zählen wettbewerbsfähige Strom- und Gaskosten für die Industrie, die Entbürokratisierung und Beschleunigung von Genehmigungsverfahren, das Festhalten am System der $CO_2$-Bepreisung sowie die zügige Schaffung eines Rechtsrahmens für eine $CO_2$-Transport- und -Speicherinfrastruktur. Der Koalitionsvertrag bleibt aber hinsichtlich der Bedeutung von Raffinerien und der gesamten Kohlenwasserstoffwirtschaft für die Sicherung industrieller Wertschöpfungsketten und für eine resiliente Energieversorgung hinter dem Notwendigen zurück.

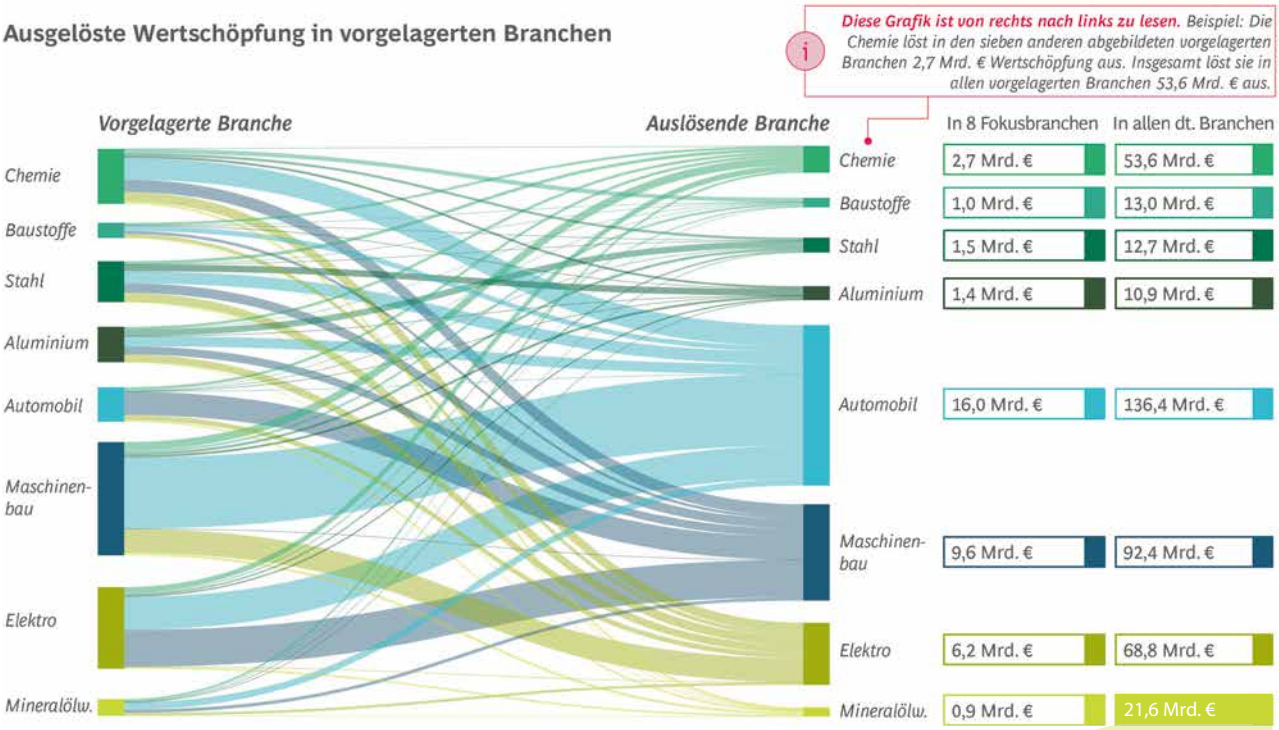
Aus en2x-Sicht gilt es nun, den bestehenden Nachsteuerungsbedarf im weiteren politischen Prozess deutlich zu machen. Als wichtiger Anknüpfungspunkt kann dabei das Ergebnispapier gelten, das das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) auf Grundlage des Transformationsdialogs mit unserer Branche erstellt hat. en2x und seine Mitgliedsunternehmen möchten diesen Dialog mit der neuen Bundesregierung unvermindert und konstruktiv fortsetzen, damit zeitnah die richtigen Weichenstellungen vorgenommen werden. Besonders hilfreich und effektiv wäre dazu die Bündelung bzw. Koordination der Kompetenzen und Aktivitäten bei einem zentralen Ansprechpartner für die Branche. (Zum BMWK-Transformationsdialog siehe den Beitrag ab Seite 32 dieser Ausgabe.)



## MEHR ALS ENERGIE: MINERALÖLWIRTSCHAFT IST INTEGRALER BESTANDTEIL VIELER WERTSCHÖPFUNGSKETTEN IN DEUTSCHLAND

Als Lieferant von kohlenwasserstoffhaltigen Vorprodukten für die Fokusbranchen Chemie, Stahl, Aluminium und Baustoffe (Grundstoffindustrie) sowie für die Branchen Automobil, Maschinenbau und Elektro ist die Mineralölwirtschaft integraler Bestandteil vieler industrieller Wertschöpfungsketten. Wenn einzelne Bausteine wie Raffinerien wegbrechen, hat das direkte Auswirkungen auf andere Branchen. Mehr zur Branchenverflechtung und Wertschöpfung lesen Sie auf Seite 124 dieser Ausgabe.

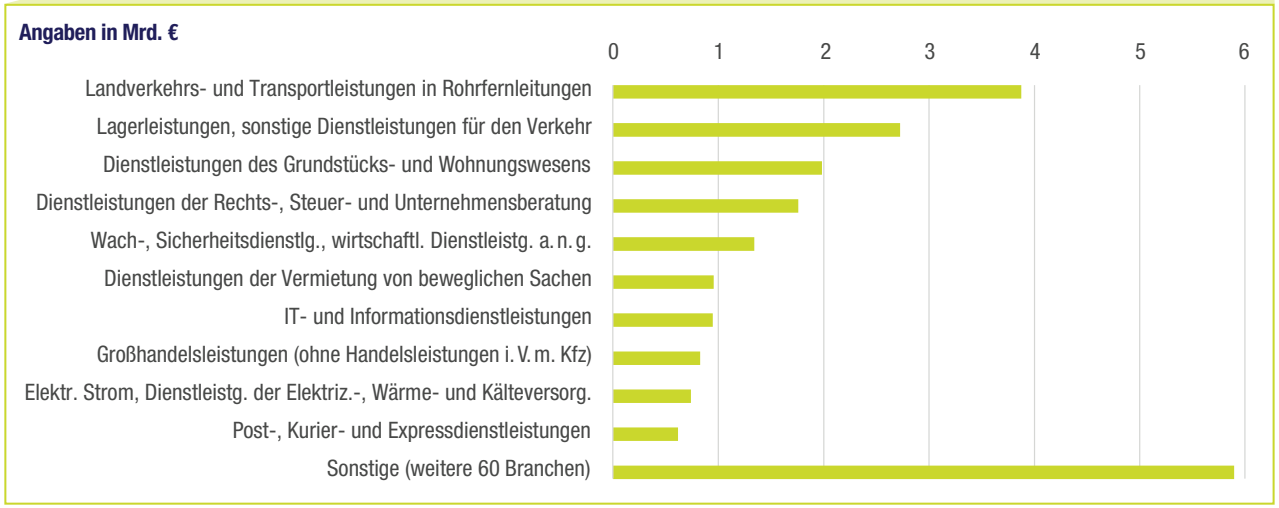
### Ausgelöste Wertschöpfung in vorgelagerten Branchen




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

# EIN ROBUSTES ENERGIESYSTEM KANN AUF KOHLENWASSERSTOFFBASIERTE ENERGIETRÄGER NICHT VERZICHTEN

Eine sichere Energieversorgung ist von zentraler Bedeutung für Wirtschaft und Gesellschaft im Allgemeinen sowie für die zivile Krisenbewältigung und die militärische Verteidigungsfähigkeit im Besonderen. Die Mineralölwirtschaft in Deutschland steht für gut ein Drittel der inländischen Energieversorgung und stellt dabei neben Energieträgern für Verkehr und Wärme eine Vielzahl von Einsatzstoffen und Vorprodukten für die Industrie bereit.

Als Bestandteil der kritischen Infrastruktur im Sektor Energie ist die Aufrechterhaltung der Rohöllieferung nach Deutschland und der Rohölverarbeitung zu flüssigen Energieträgern in Raffinerien essenziell für das Funktionieren der Volkswirtschaft und den Erhalt bestehender Wertschöpfungsketten. Industrie und produzierendes Gewerbe, Transport- und Individualverkehr sowie private Haushalte sind auf die flüssigen und gasförmigen Raffinerieprodukte angewiesen. Für die permanente Einsatzfähigkeit von Fahrzeugen und Einrichtungen/Equipment von Polizei, Feuerwehr, Rettungsdienst, dem Technischen Hilfswerk und nicht zuletzt der Bundeswehr sind flüssige Kraft- und Brennstoffe unverzichtbar. Zudem sind Benzin, Diesel und Heizöl das zuverlässige Backup für viele andere Bereiche kritischer Infrastruktur, wenn Stromausfälle durch Netzersatzanlagen überbrückt werden müssen. Dazu zählen beispielsweise Krankenhäuser oder die Wasserversorgung.

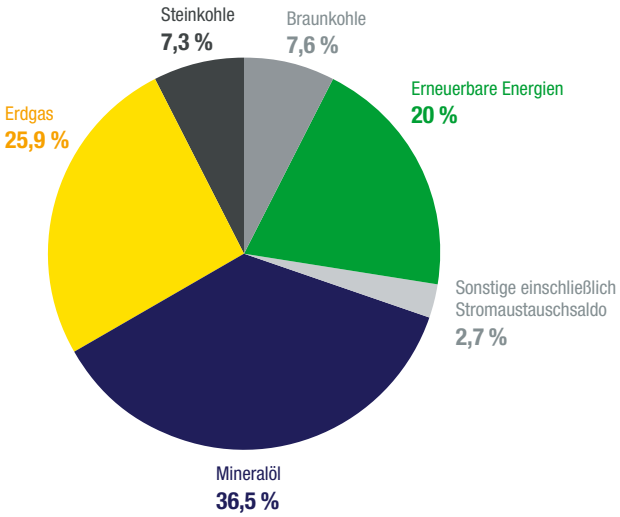
## DIESELBETRIEBENE NETZERSATZANLAGEN SIND FÜR KRITISCHE INFRASTRUKTUR UNVERZICHTBAR

Netzersatzanlagen werden mit flüssigen Energieträgern betrieben. Für die Notstromversorgung der sogenannten kritischen Infrastruktur sind sie unverzichtbar. Die breite Abhängigkeit von Elektrizität, die im Zuge der Transformation noch zunehmen wird, macht einen langanhaltenden, großflächigen Stromausfall zu einem zentralen Krisenszenario im Bevölkerungsschutz. Krankenhäuser, Wasserwerke, Energiezentralen, Kläranlagen, Rechenzentren (etwa für den Zahlungsverkehr), Telekommunikationsanlagen, Fern- und Nahverkehr, Flughäfen und nicht zuletzt Nahrungsmittelerzeugung: In den Bereichen der kritischen Infrastruktur, die auf permanente/sichere Stromversorgung angewiesen sind, werden Netzersatzanlagen als Absicherung benötigt. In der Praxis handelt es sich dabei vor allem um Diesel- oder

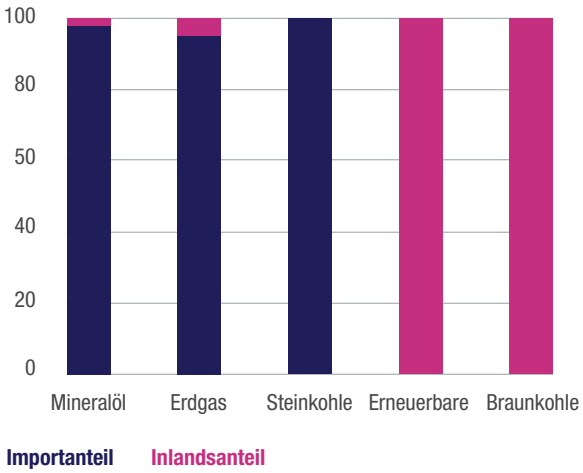
## BEDEUTUNG DER ENERGIEVERSORGUNGSSICHERHEIT

TROTZ DES STARKEN ANSTIEGS VON ERNEUERBAREN ENERGIEN DOMINIEREN FOSSILE ENERGIETRÄGER, DIE IMPORTIERT WERDEN MÜSSEN

**Primärenergieverbrauch 2024 nach Energieträgern in Prozent**




**Importabhängigkeit der deutschen Energieversorgung 2023 in Prozent**




Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB), vorläufige Zahlen; Grafik (Nr. 549): en2x

## KRITISCHE INFRASTRUKTUR BRAUCHT FLÜSSIGE ENERGIETRÄGER

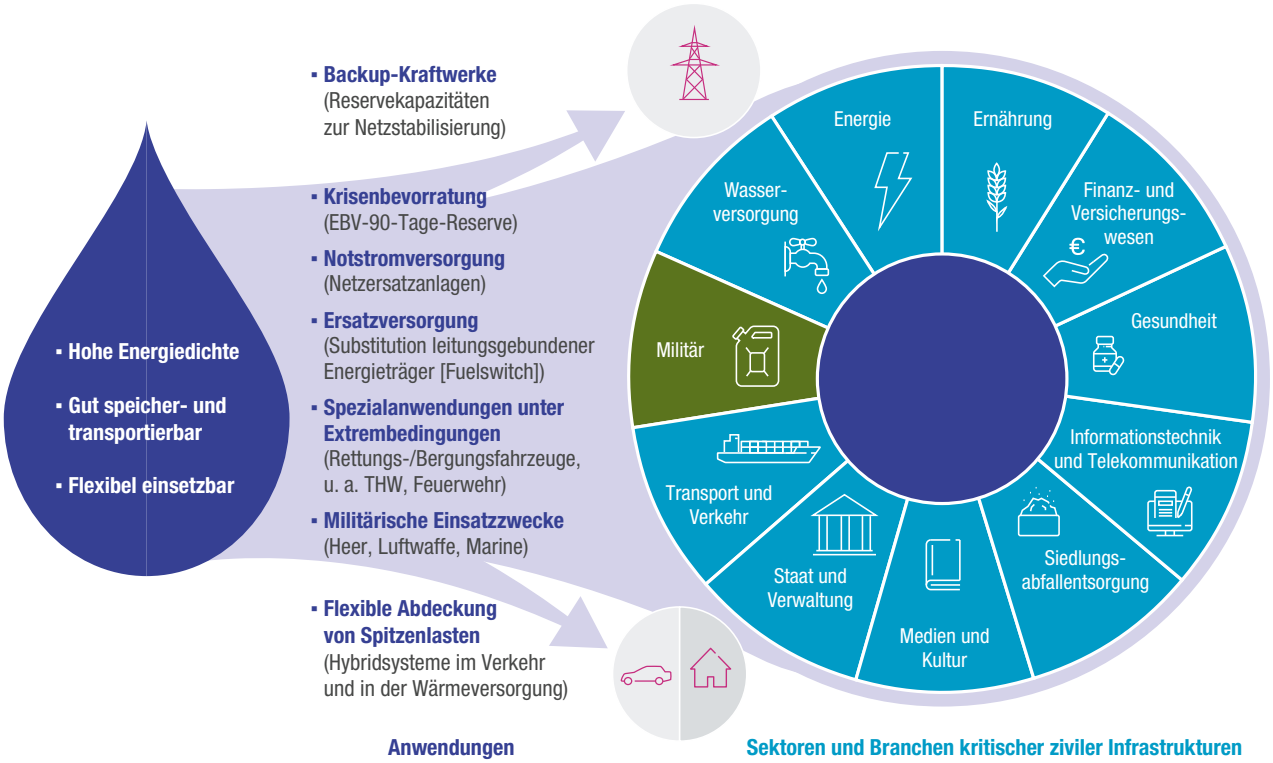
Kritische Infrastrukturen (kurz: KRITIS) sind Organisationen oder Einrichtungen mit wichtiger Bedeutung für das staatliche Gemeinwesen, bei deren Ausfall oder Beeinträchtigung nachhaltig wirkende Versorgungsengpässe, erhebliche Störungen der öffentlichen Sicherheit oder andere schwerwiegende Folgen eintreten würden. Neben den Streitkräften für die Landes- und Bündnisverteidigung sind laut dem Bundesamt für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe (BBK) auf Bundesebene zehn KRITIS-Sektoren in verschiedene Branchen unterteilt. Laut BBK ist es Aufgabe der Betreiber kritischer Infrastrukturen, seien es Unternehmen oder Behörden, für einen sicheren und zuverlässigen Betrieb ihrer Anlagen und Einrichtungen zu sorgen.

Ein längerer Ausfall der Stromversorgung hätte für unsere Gesellschaft weitreichende Folgen: Der Verkehr wäre gestört, die medizinische Versorgung könnte nicht gewährleistet werden, die Trinkwasserversorgung würde vielerorts zusammenbrechen. Auch Internet und Telefon fielen aus, ebenso Bankautomaten und die Kassensysteme in Einkaufsmärkten.

Mit der weiteren Elektrifizierung vieler Anwendungen werden kritische Infrastrukturen noch stärker auf eine zuverlässige Stromversorgung angewiesen sein. Im Zuge dieser Entwicklung wird der Bedarf an zuverlässiger Notstromversorgung durch Netzersatzanlagen zunehmen.

Mit flüssigen Energieträgern betriebene Netzersatzanlagen können durch eine flexible Lieferlogistik zuverlässiger die Risiken bei einem längeren Stromausfall verringern. Darüber hinaus dienen flüssige Energieträger u. a. als Backup zur Stromnetzstabilisierung, zur Bereitstellung von Spitzenlasten und zur nationalen Krisenbevorratung.

## FLÜSSIGE ENERGIETRÄGER:
NOTWENDIG FÜR VERSORGUNGSSICHERHEIT




Quelle und Grafik (Nr. 550): en2x



Dieselbetriebenes Notstromaggregat

Benzingeneratoren (seltener Gasturbinen oder Brennstoffzellen), die eine Stromversorgung im Falle einer Störung über mindestens 72 Stunden gewährleisten sollen. Der Brennstoff wird in separaten Tankanlagen der jeweiligen Einrichtung bevorratet.

Batteriespeicher können kapazitätsbedingt bislang nur zur kurzfristigen und störungsfreien Überbrückung von Netzausfällen eingesetzt werden. So wird in großen Rechenzentren üblicherweise eine Kombination aus einer Kurzzeitversorgung durch eine Batterie und einer zusätzlichen dieselbetriebenen Netzersatzanlage zur längerfristigen Überbrückung genutzt. Neue technischen Lösungen, wie Brennstoffzellen oder Gasturbinen, könnten in Zukunft eine Alternative zu Diesel-/Benzingeneratoren darstellen. Dann wären aber auch Anpassungen in den Betriebskonzepten von Netzersatzanlagen notwendig. Naheliegender ist deshalb die Nutzung von alternativen biogenen oder synthetischen flüssigen Brennstoffen mit hoher Lagerungsstabilität, die ohne oder mit nur geringem technischem Aufwand eingesetzt werden können.

### ERDÖLBEVORRATUNGSVERBAND SORGT FÜR NATIONALE MINERALÖLRESERVE VON 90 TAGEN

Transport- und speicherfähige flüssige Energieträger sind für eine resiliente und flexible Energieversorgung in Krisensituationen und Notlagen enorm wichtig. In Deutschland sichert der Erdölbevorratungsverband per Gesetz eine nationale Reserve von Rohöl, Benzin, Diesel, Heizöl und Kerosin. Zusätzlich werden in zahlreichen Einrichtungen der kritischen Infrastruktur sowie in den Bereichen Militär und Bevölkerungsschutz beträchtliche Mengen von Kraft- und Brennstoffen bevorratet. Mit Elektronen- bzw. Stromspeichern ist eine solche Energiereserve nicht realisierbar. Der Erdölbevorratungsverband (EBV) wurde als Körperschaft des öffentlichen Rechts schon im Jahr 1978 gegründet.

Gesetzliche Aufgabe des EBV ist es, Vorräte an Erdöl und Erdölerzeugnissen (Benzin, Diesel, leichtes Heizöl und Kerosin) im Umfang der Nettoimporte von 90 Tagen zu halten. Alle Unternehmen, die die betreffenden Produkte im Inland herstellen oder nach Deutschland importieren, sind Mitglieder des Erdölbevorratungsverbandes und entrichten Pflichtbeiträge zu dessen Finanzierung. Die Lagerung der Krisenvorräte des EBV erfolgt an rund 140 verschiedenen Standorten. Im Falle einer Versorgungsstörung kann das Bundeswirtschaftsministerium per Rechtsverordnung Vorräte aus der Krisenvorsorge für den Markt freigeben. Die Vorräte können auch für eine Notversorgung eingesetzt werden. Der Erdölbevorratungsverband kann verpflichtet werden, bestimmte Abnehmer zu beliefern, um die Versorgung der Bevölkerung oder öffentlicher Einrichtungen sicherzustellen.

### MILITÄRISCHE UND ZIVILE LANDESVERTEIDIGUNG IST OHNE FLÜSSIGE ENERGIETRÄGER NICHT MÖGLICH

Der russische Angriffskrieg gegen die Ukraine, der gezielte Stopp russischer Gaslieferungen u. a. nach Deutschland, die Sabotage von Energie- und Kommunikationsleitungen in der Ostsee, Cyber-Angriffe auf Behörden und Unternehmen und die Aussicht, dass Europa künftig nicht mehr auf die USA als militärische Schutzmacht zählen kann – das sicherheitspolitische Umfeld hat sich seit Februar 2022 massiv verändert. Die Fähigkeit zur Landes- und Bündnisverteidigung in Europa wiederherzustellen und auszubauen sowie die Abwehr und Bewältigung hybrider Bedrohungen zu stärken, hat höchste politische Priorität. Die NATO bereitet sich gemeinsam mit der EU auf einen nicht mehr auszuschließenden russischen Angriff auf Mitgliedstaaten vor. Mit der zunehmenden Stationierung von Soldaten und Waffensystemen an der östlichen NATO-Grenze soll die Abschreckung erhöht werden. Damit einher geht auch ein Mehrbedarf an flüssigen Kraft- und Treibstoffen. Deutschland kommt dabei wegen seiner zentralen Lage eine Schlüsselrolle bei der Nachschubversorgung in einem Ernstfall zu. Die Treibstoffversorgung der Truppen stellt allerdings eine logistische Herausforderung dar.

## RISIKEN UND HERAUSFORDERUNGEN FÜR DIE ENERGIEVERSORGUNG

| | | |
|---|---|---|
| **Verfügbarkeit von Energieressourcen und Transportinfrastruktur** | **Geopolitische Konflikte** | **Physische und digitale Angriffe auf kritische Energieinfrastrukturen** |
| **Transformation (neue Wertschöpfungsketten und Infrastrukturen)** | **Technische Störungen** | **Klimawandel (u. a. zunehmende Extremwetterereignisse)** |

Quelle: BMWK 2025

Neben der militärischen Verteidigung ist die zivile Verteidigung zentraler Bestandteil der Gesamtverteidigung. Sie dient der Vorbereitung auf die Abwehr schwerwiegendster Gefahren für den Staat und seine Bürgerinnen und Bürger. Zentrale Aufgaben der zivilen Verteidigung sind die Aufrechterhaltung der Staats- und Regierungsfunktionen, der Zivilschutz, die (Not-)Versorgung der Bevölkerung und die Unterstützung der Streitkräfte bei der Herstellung und Aufrechterhaltung ihrer Verteidigungsbereitschaft und -fähigkeit. Die Energiesicherheit zu gewährleisten, also die Versorgung mit Strom, Gas sowie Kraft- und Brennstoffen, stellt in diesem Kontext eine komplexe Querschnittsaufgabe dar. Zur Erfüllung dieser Aufgabe, ist ein robustes/resilientes Energiesystem die zentrale Voraussetzung.

## RESILIENZ DER ENERGIEVERSORGUNG STÄRKEN

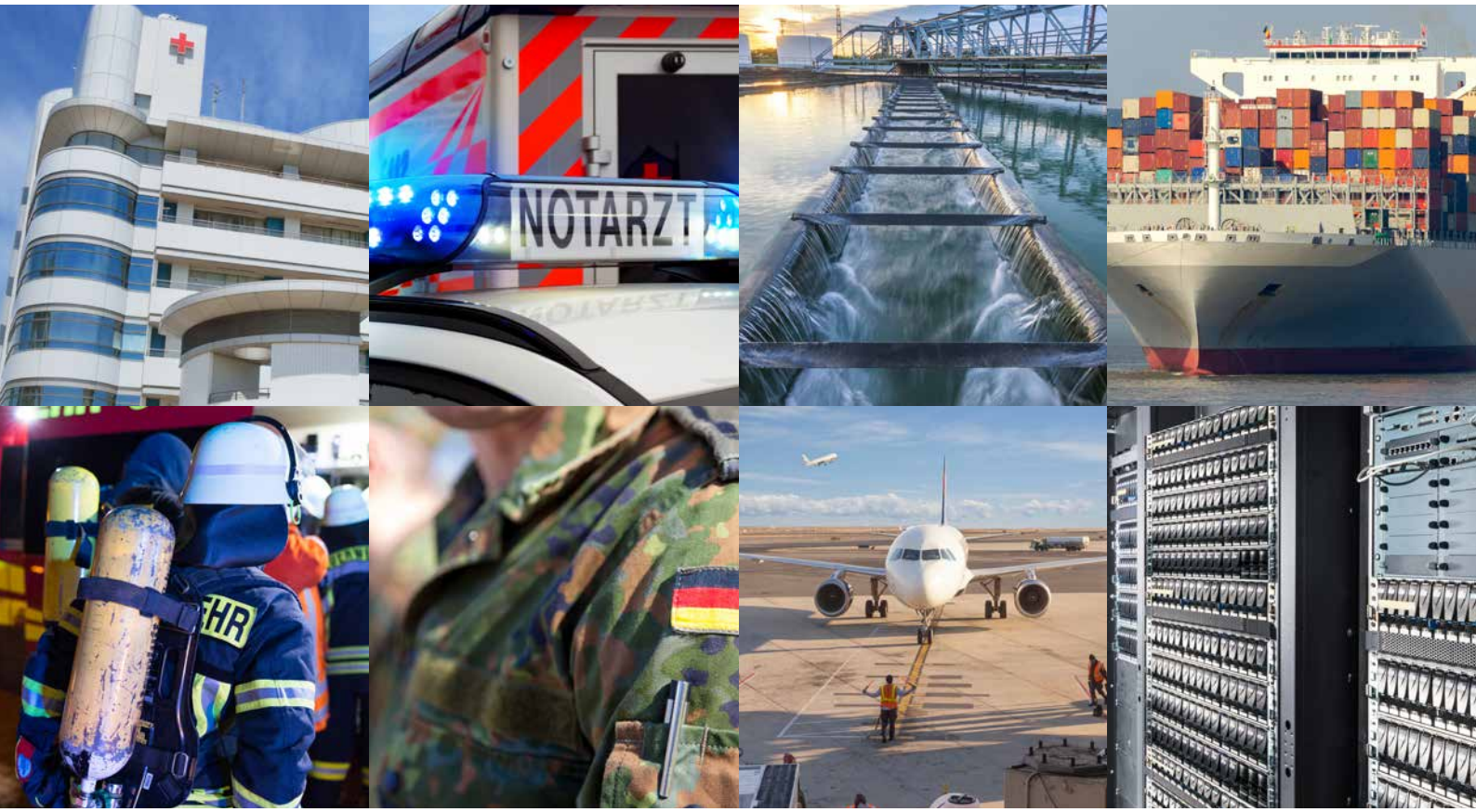
Resilienz in der Energieversorgung bedeutet, dass die Funktion des Energiesystems unter Belastungen erhalten bleibt oder zumindest innerhalb kurzer Zeit wiederhergestellt werden kann. Im Kontext von sicherheitspolitischen und geoökonomischen Risiken sowie klimabedingter Katastrophen steigt die Komplexität der Bedrohungen weltweit immer weiter an. Damit erhöhen sich die Risiken und Herausforderungen für die Energieversorgung. Die Bedeutung eines resilienten Energiesystems und die daran gestellten Anforderungen steigen. Speicherbare Kraft- und Brennstoffe mit hoher Energiedichte sind und bleiben vor diesem Hintergrund ein zentraler Baustein. Sie sind nicht nur bei Störungen der Stromversorgung in Friedenszeiten oder im Katastrophenfall wichtig.

In geopolitischen Krisenfällen bis hin zum Verteidigungsfall sind sie unverzichtbar für die Aufrechterhaltung der Handlungsfähigkeit des Staates. Deutschland muss gemeinsam mit den EU-Partnern die Widerstandsfähigkeit des in der Transformation befindlichen Energiesystems stärken, es robuster gegenüber den Folgen des Klimawandels und von (Natur-)Katastrophen wie auch gegenüber militärischen und neuen hybriden Bedrohungen aufstellen.

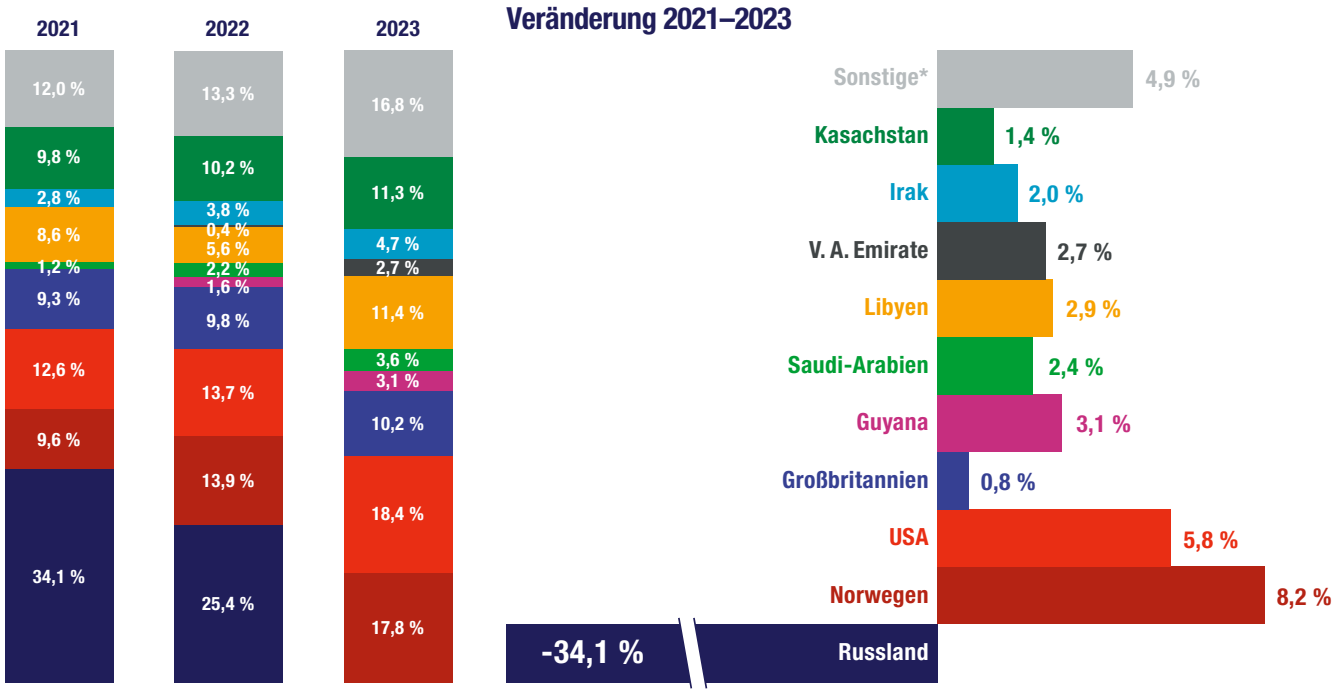
## ENGE KOOPERATION VON STAAT UND WIRTSCHAFT STÄRKT RESILIENZ: BEISPIEL ÖLIMPORTE

In der durch den Ukrainekrieg ausgelösten Versorgungskrise im Jahr 2022 hat sich gezeigt, wie Resilienz in der Energieversorgung hergestellt werden kann. Dank der engen Zusammenarbeit der Bundesministerien für Wirtschaft und Verkehr mit der Mineralölwirtschaft konnten die Rohölversorgung aus dem Ausland und die Logistik im Inland sowie eine flächendeckende Produktversorgung in allen Landesteilen zu jedem Zeitpunkt sichergestellt werden.

So gelang nach dem Russland-Embargo der EU die Umstellung auf Rohölimporte aus anderen Ländern: 2021 wurden noch 34,1 Prozent des in Deutschland verarbeiteten Rohöls aus Russland importiert, 2023 praktisch nichts mehr. Der schnelle Aufbau von LNG-Terminal-Infrastrukturen an deutschen Seehäfen 2022/2023 als Reaktion auf den Stopp der russischen Erdgaslieferungen ist ein weiterer Beleg dafür, wie Resilienz in der Energieversorgung durch eine enge Kooperation von Staat und Wirtschaft gestärkt werden kann.



## ROHÖLIMPORTE NACH DEUTSCHLAND 2021–2023
TOP 10 DER ERSATZLIEFERLÄNDER NACH DEM RUSSLAND-EMBARGO




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

### FAZIT

Die große Bedeutung der flüssigen Kohlenwasserstoffe für die Versorgungssicherheit und die Resilienz des Energiesystems wird auch künftig bestehen bleiben. Das wird in der aktuellen politischen Debatte noch nicht ausreichend berücksichtigt. In einer umfassenden Resilienzstrategie Energie, wie sie vom Bundeswirtschaftsministerium erarbeitet wird, muss die Kohlenwasserstoffwirtschaft fester Bestandteil sein. Raffinerien für die Produktion von einfach zu transportierenden und speicherbaren Energieträgern und die verbundenen Infrastrukturen für die Verteilung der Mineralölprodukte (Pipelines, Tanks, Tankschiffe, Tanklaster und Kesselwagen für die Schiene) werden auch in einem treibhausgasneutralen Deutschland langfristig dringend benötigt, um das Funktionieren anderer Sektoren der kritischen Infrastruktur im Krisenfall sicherzustellen.

Bei der angestrebten Transformation des Energiesystems mit einer umfassenden Elektrifizierung vieler Anwendungen bis 2050 ist die Verfügbarkeit von flüssigen Energieträgern in den benötigten Mengen im Krisenfall allerdings kein Selbstläufer. Diverse und relativ sichere Bezugsquellen, Raffineriestandorte zur Produktion und gute Infrastrukturen zur Verteilung sowie die Bevorratung einer Sicherheitsreserve – das gilt heute für Erdöl und Mineralölprodukte. Langfristig müssen kohlenstoffarme und $CO_2$-neutrale Rohstoffe und Produkte an ihre Stelle treten und die Versorgungssicherheit im Krisenfall gewährleisten. Dazu müssen die Molekülwende und der Umbau der Raffinerien vorangetrieben werden.



# **TRANSFORMATION:** WACHSTUM, VERSORGUNGSSICHERHEIT UND NACHHALTIGKEIT ZUSAMMENBRINGEN

**Um die wirtschafts-, energie- und klimapolitischen Handlungsfelder der Molekülwende zu identifizieren und Herausforderungen aufzuzeigen, hat das Bundeswirtschaftsministerium mit en2x-Mitgliedsunternehmen einen Transformationsdialog gestartet.**

Eine bezahlbare und verlässliche Energie- und Rohstoffversorgung ist Grundvoraussetzung für Deutschlands Wettbewerbsfähigkeit als starker Wirtschaftsstandort. Sie ist notwendig, um bestehende Wertschöpfungsketten zu sichern. Dabei kommt der heutigen Mineralölwirtschaft eine wichtige Rolle zu.

**Ergebnispapier** „Branchendialog zur Transformation der Mineralölwirtschaft mit regenerativen Kohlenwasserstoffen für Verkehr und Industrie / Molekülwende" – Veröffentlicht im März 2025

**Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK)**

www.en2x.de/branchendialog

Um die anzugehenden wirtschafts-, energie- und klimapolitischen Handlungsfelder der Molekülwende zu identifizieren und bestehende Herausforderungen zu bewältigen, haben das BMWK und Mitgliedsunternehmen aus dem Wirtschaftsverband Fuels und Energie (en2x) im April 2024 den Transformationsdialog gestartet.

Für die Erarbeitung des Ergebnisberichts hat das BMWK rund 30 umfassende Gespräche mit en2x-Mitgliedsunternehmen sowie mit Verbänden und der Gewerkschaft IGBCE geführt. Dieser Transformationsdialog und die Konkretisierung bzw. Umsetzung von vorgeschlagenen Maßnahmen sollten von der neuen Bundesregierung dringend weitergeführt und ausgebaut werden.

## DIE WICHTIGSTEN ERGEBNISSE IM ÜBERBLICK

**Die Transformation der Mineralölwirtschaft ist von zentraler Bedeutung für Wirtschaft, Versorgungssicherheit und Klimaschutz.**

Die Mineralölwirtschaft und ihre Transformation sichern wichtige Wirtschaftsstandorte und Wertschöpfungsketten. Nicht nur Kraft- und Brennstoffe, auch die stoffliche Nutzung von Molekülen – insbesondere von Kohlenwasserstoffen – ist für die chemische Industrie und weitere Grundstoffindustrien in vielen Fällen unverzichtbar.

> Die transformierte Mineralölindustrie wird eine der Schlüsselindustrien des Industriestandorts Deutschland bleiben, was an ihrer zentralen Stellung im Wertschöpfungskettennetz der deutschen Volkswirtschaft liegt.
>
> *BMWK-Ergebnisbericht*

Moleküle bieten Versorgungssicherheit und Resilienz im Krisenfall. Dank ihrer hohen Energiedichte sowie ihrer bewährten Lager- und Transporteigenschaften haben sie eine zentrale Bedeutung als Energiespeicher, insbesondere für kritische Infrastrukturen.

Die Molekülwende ist essenziell für die Klimaziele Deutschlands. Sie steht nicht in Konkurrenz zu einer sinnvollen Elektrifizierung, sondern ergänzt sie als Teil einer echten, umfassenden Energiewende.

> Molekülwende heißt, dass für den Bedarf an Kohlenwasserstoffen sowohl erneuerbare Energieträger zur Produktion des Wasserstoffs als auch Kohlenstoff aus biologischen Quellen, aus unvermeidbaren $CO_2$-Emissionen, aus der Kreislaufwirtschaft und letztendlich aus der Umgebungsluft genutzt werden.
>
> *BMWK-Ergebnisbericht*

### DRINGENDE HANDLUNGSFELDER DER POLITIK FÜR INVESTITIONEN IN DIE MOLEKÜLWENDE

Die Molekülwende leistet einen entscheidenden Beitrag zum Klimaschutz und zu einer entsprechenden Transformation wichtiger Wirtschaftszweige.

Voraussetzung dafür ist, dass noch in dieser Dekade die Projekte, die zum Einstieg in die industrielle Produktion $CO_2$-neutraler Moleküle notwendig sind, auch realisiert werden und das Angebot danach stetig und auf nachhaltige Art und Weise ausgeweitet werden kann.

> Der Umbauprozess in der Raffineriewirtschaft in Richtung einer Molekülwende wird eine Reihe von Jahren in Anspruch nehmen und muss regulatorisch sowie finanziell begleitet werden, da die erneuerbaren Grundstoffe heute nur in sehr begrenztem Umfang zur Verfügung stehen und wirtschaftlich im Vergleich zu Rohöl nicht konkurrenzfähig sind.
>
> *BMWK-Ergebnisbericht*

Derzeit hapert es noch an den Voraussetzungen für die erforderlichen milliardenschweren Investitionen. Geschäftsideen müssen „bankable" werden, das heißt, Investoren brauchen eine langfristig verlässliche Planungsperspektive als Kalkulationsbasis für die Wirtschaftlichkeit eines Projekts.

Nur ein belastbarer Business Case bietet die notwenige Investitionssicherheit. Damit Klimaschutz zu einem nachhaltigen Geschäftsmodell werden kann, sind im Ergebnisbericht konkrete Maßnahmen in den Handlungsfeldern Regulatorik, Infrastruktur und Finanzierung benannt.

Für die notwendige politische Unterstützung sieht en2x folgende Zielstellungen:

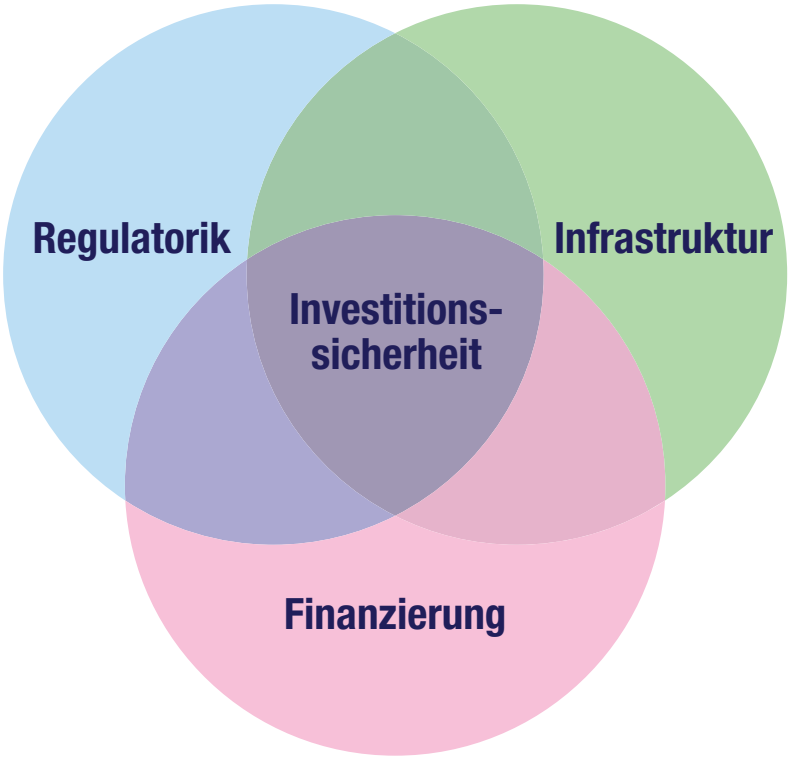
- Verfügbarkeit und Einsatzmöglichkeiten der notwendigen Rohstoffe: Nötig sind umfassende Wasserstoff- und Kohlenstoffstoffstrategien, die alle Quellen und Pfade einschließlich Import und Infrastruktur praxisnah und verlässlich regeln.

- Möglichst kostengünstige Produktion bei Vermeidung nicht zwingend erforderlicher Auflagen und überflüssiger Bürokratie: Die Bezahlbarkeit alternativer Fuels und Rohstoffe ist Voraussetzung für deren Attraktivität und Akzeptanz.

- Verlässliche Nachfrage nach $CO_2$-neutralen Energieträgern und Rohstoffen in Märkten mit entsprechender Zahlungsbereitschaft: Regulatorische und fiskalische Instrumente müssen für die Wettbewerbsfähigkeit nachhaltiger Produkte sorgen, trotz in der Regel höherer Herstellungskosten.

- Finanzierung innovativer, neuer Technologien, flankiert von staatlichen Förder- und De-Risking-Instrumenten: Die technisch-ökonomischen Risiken bei Investitionen in fortschrittliche Produktionsverfahren und Infrastruktur („First-Mover-Disadvantage") so abfedern, dass „Financial Investment Decisions" für industrielle Projekte möglich sind.

## GRUNDVORAUSSETZUNGEN FÜR EINE SCHNELLERE TRANSFORMATION




Quelle und Grafik (Nr. 548): en2x

# WICHTIGE MAßNAHMEN AUS BRANCHENSICHT
## DIE EINSCHÄTZUNGEN DES BMWK

Im Folgenden sind einzelne, bislang durch den Staat noch nicht geplante oder angegangene konkrete Maßnahmen aufgeführt, ohne die nach Auffassung der Branche die erforderlichen Investitionen in nachhaltige Kohlenwasserstoffe zur Defossilisierung industrieller Grundstoffe und im Verkehr nicht auf den Weg gebracht werden können. Dabei können jeweils zu den verschiedenen im BMWK-Ergebnispapier aufgeführten Punkten die Positionen einzelner Unternehmen abweichen.

> [Es] wird in der Branche einhellig die Notwendigkeit einer Transformation hin zu regenerativen Kohlenwasserstoffen gesehen. Branchenvertreter äußerten mehrfach, dass die Energiewende in Deutschland bisher vor allem als Stromwende wahrgenommen werde.
>
> Für die nur schwer oder auch nicht dekarbonisierbaren Teile der Wirtschaft und des Verkehrs sei allerdings eine Molekülwende auf Basis erneuerbarer Energieträger erforderlich.
>
> *BMWK-Ergebnisbericht*

**Die Einführung von Verfahrensanpassungen beim EU-Emissionshandel,** ohne dass die Ziele infrage gestellt werden. Damit könnte auch ungewollten Raffineriestilllegungen und Folgeentwicklungen in der Chemieindustrie vorgebeugt werden.

- *Das Anliegen der Branche, das EU-ETS zu reformieren, ist laut BMWK nachvollziehbar. Gespräche auf nationaler Ebene und darauffolgend auf EU-Ebene sollten in Vorbereitung des für 2026 geplanten Reviews der ETS RL bereits im Jahr 2025 aufgenommen werden.*

**Die Produktion von E-SAF muss als Leitmarkt für den Hochlauf von Kohlenwasserstoffen aus erneuerbaren Quellen und damit für die Molekülwende etabliert werden.** Hier ist die Unterstützung sowohl von der Angebots- als auch von der Nachfrageseite wichtig, die die Investitionszyklen berücksichtigt.

- *Das BMWK steht Quoten für SAF und RFNBO vor allem für die Luftfahrt und den Schiffsverkehr grundsätzlich positiv gegenüber. Es sei jedoch nachvollziehbar, dass ohne kurzfristige Maßnahmen die Quoten für SAF, insbesondere RFNBO-SAF, nicht erreichbar sein werden. In diesem Zusammenhang solle u. a. das von den Branchen angekündigte Konzept einer Umlage geprüft werden.*

Notwendig sind **Erweiterungen und Flexibilisierungen bei Einsatz- und Anrechnungsmöglichkeiten von Einsatzstoffen beim Co-Processing sowie eine freie Allokation** der $CO_2$-Einsparungen auf Endprodukte.

- *Das BMWK befürwortet grundsätzlich die Forderung, Co-Processing durch eine flexible und einfache Regulierung zu begünstigen, um den Standort auch gegenüber anderen europäischen Standorten wettbewerbsfähig zu halten. Die Anrechnung der nachhaltigen Eingangsstoffe sollte sich grundsätzlich an den Regeln für die Anrechnung von grünem Wasserstoff (37. BImSchV) orientieren.*

**Ein angemessener Aufbau der $CO_2$-Infrastruktur, zeitlich parallel zum Ausbau der $H_2$-Infrastruktur,** damit die Nachfrage nach erneuerbaren Kohlenwasserstoffen bedient werden kann.

- *Die Forderung, zunächst sämtliche verfügbaren Kohlenstoff (C)-Quellen verwenden zu können, ist laut BMWK nachvollziehbar, solange keine als nachhaltig klassifizierten C-Quellen in ausreichendem Maße zur Verfügung stehen. Dabei müsse allerdings ausgeschlossen werden, dass Lock-in-Effekte entstehen. Es wird geprüft, inwieweit nicht mehr benötigte Gasnetzleitungen künftig für andere Zwecke wie den $CO_2$-Transport genutzt werden, sofern der Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur nicht gefährdet wird.*

### ALS WEITERE REGULATORISCHE VORSCHLÄGE WURDEN BENANNT:

- Einführung von Bestandsschutzmaßnahmen bei Langfristinvestitionen, wie z. B. „Grandfathering".
- zeitnahe und Eins-zu-eins-Umsetzung von europäischen Regulierungen in deutsches Recht.
- temporäre Zulassung von blauem Wasserstoff unter Festlegung eines Anrechnungsfaktors.
- Neugestaltung der ReFuelEU Aviation im Jahr 2027, um Quoten zu linearisieren.
- Erleichterungen bei Bürokratie und Berichtseinsparungen in quasi allen Bereichen.

**Alle Ergebnisse des Branchendialogs und die ausführlichen Bewertungen des BMWK finden Sie im BMWK-Ergebnispapier: www.en2x.de/branchendialog**



# ZIEL MÄRKTE

**OHNE KOHLENWASSERSTOFF-BASIERTE UND ZUNEHMEND $CO_2$-NEUTRALE ENERGIE-TRÄGER UND GRUNDSTOFFE AUS DEN RAFFINERIEN WIRD DIE TRANSFORMATION VON INDUSTRIE, VERKEHR UND GEBÄUDEN NICHT GELINGEN.**

# LADEINFRASTRUKTURAUSBAU ERLEICHTERN UND INVESTITIONEN IN ERNEUERBARE KRAFTSTOFFE ANREIZEN

Gut ein Fünftel der THG-Emissionen Deutschlands entfallen auf den Verkehrssektor. Gleichzeitig zählt der Verkehr zu den Sektoren, in denen die Reduzierung der THG-Emissionen nicht wie gewünscht vorankommt. Die jährlichen Emissionen stagnieren seit Jahren auf einem unverändert hohen Niveau. Um dem Ziel des Bundes-Klimaschutzgesetzes für 2030 gerecht zu werden, müssen die THG-Emissionen im Verkehrssektor in den kommenden Jahren deutlich sinken.

## PKW-VERKEHR GRÖßTER $CO_2$-EMITTENT IM VERKEHRSSEKTOR

In Deutschland verursachen laut Umweltbundesamt Pkw, leichte Nutzfahrzeuge und Krafträder mehr als 60 Prozent der $CO_2$-Emissionen im Sektor Verkehr. Nach Ansicht der en2x-Mitgliedsunternehmen sind für die angestrebte Emissionsreduzierung im Verkehr vor allem die deutliche Erhöhung der Zulassungen von batterieelektrischen Fahrzeugen und damit einhergehend der Ausbau der Ladeinfrastruktur für Pkw und Lkw notwendig. Gleichzeitig ist ein ausreichendes Angebot an erneuerbaren Kraftstoffen an Tankstellen erforderlich. Nur damit können auch die Millionen Verbrennerfahrzeuge im Bestand zunehmend treibhausgasneutral fahren. Ende 2024 waren insgesamt 49,4 Millionen Pkw in Deutschland zugelassen. Davon waren rund 44 Millionen Benziner- oder Dieselfahrzeuge und rund 2,7 Millionen Elektroautos und Plug-in-Hybrid-Pkws.

## MINERALÖLWIRTSCHAFT INVESTIERT IN LADEINFRASTRUKTUR UND BIETET ALTERNATIVE KRAFTSTOFFE AN

Als Beitrag zum Ausbau der Ladeinfrastruktur haben Unternehmen der Mineralölwirtschaft bis Ende 2024 über 400 Millionen Euro in Maßnahmen zum Aufbau von Schnellladesäulen an öffentlichen Tankstellen investiert und weitere Investitionen für die nächsten Jahre angekündigt. Parallel dazu werden auch weitere Ladestandorte fernab von Tankstellen aufgebaut und betrieben. Damit sich die bereits getätigten Investitionen rechnen, müssen sich die Zahl der Elektroautos und somit die Auslastung der Ladesäulen erhöhen. Klimaschonendere Biokraftstoffe (B7, E10) können an Tankstellen bereits seit langem getankt werden. Seit gut einem Jahr sind auch B10 und XtL-Kraftstoffe wie HVO 100 zum Verkauf zugelassen. Im Verlauf der Raffinerietransformation sollen zunehmend kohlenstoffarme und $CO_2$-neutrale Kraftstoffe die fossilen Produkte ersetzen.



## BEITRÄGE VON ALTERNATIVEN KRAFTSTOFFEN UND LADESTROM ZUR $CO_2$-REDUKTION

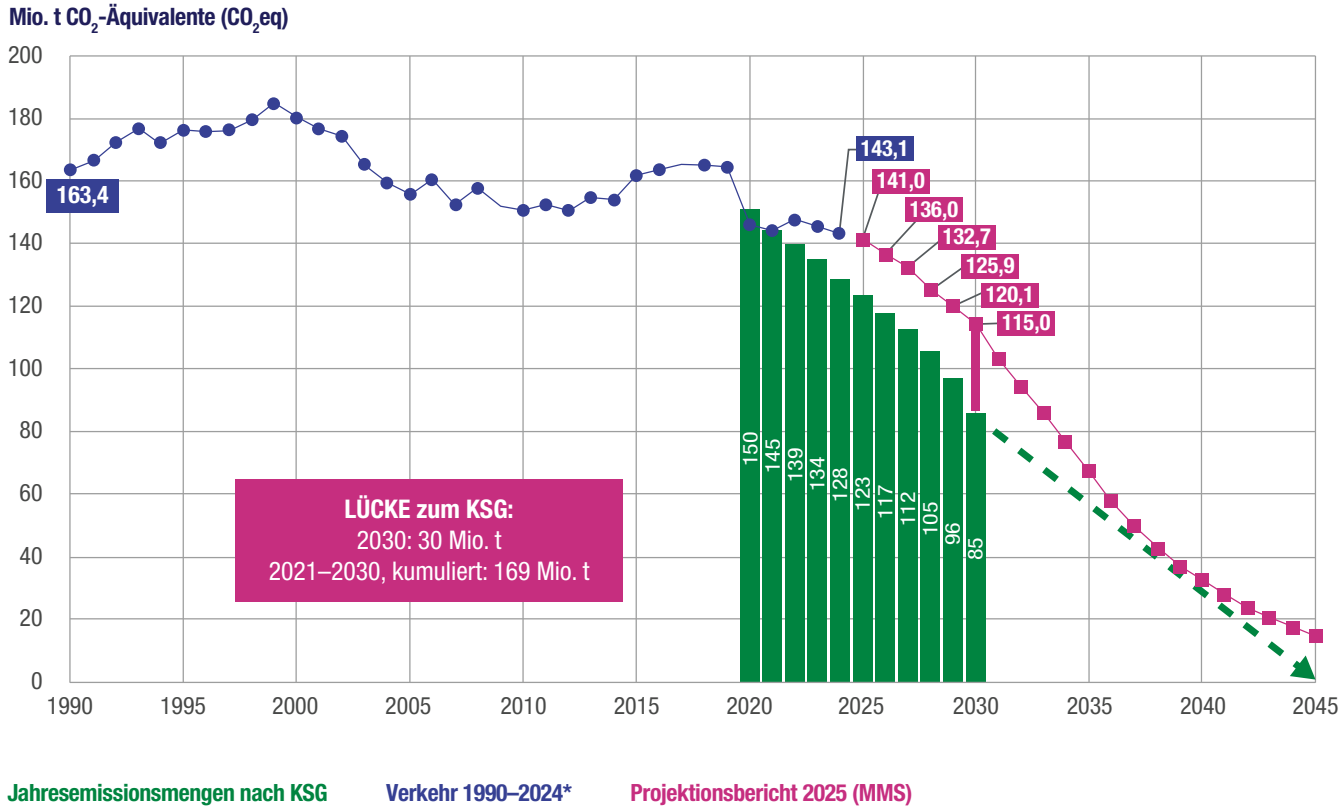
Biokraftstoffe decken derzeit nahezu den gesamten Bedarf an erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehr. Laut Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) haben Biokraftstoffe (Beimischungen und Bioreinkraftstoffe) vergangenes Jahr zwölf Millionen Tonnen $CO_2$-Äquivalente ($CO_2$eq) eingespart. Biodiesel und Bioethanol stellen nach wie vor die wichtigste Erfüllungsoption für die gesetzliche Treibhausgasminderungsquote im Straßenverkehr dar.

Insgesamt wurde für 2023 eine erreichte Emissionsminderung von rund 18,9 Millionen Tonnen $CO_2$eq. von der zuständigen Generalzolldirektion ermittelt. Der Anteil von Fahrstrom für Elektroautos betrug rund 1,5 Millionen Tonnen $CO_2$eq. Insgesamt waren Ende 2024 rund 1,8 Millionen batterieelektrische Pkw in Deutschland zugelassen, was einem Anteil von 3,6 Prozent am gesamten Pkw-Bestand entspricht. Bis 2030 sollen 15 Millionen Elektroautos in Deutschland fahren, so das bisherige nationale Ziel. Angesichts der im Jahr 2024 deutlich gesunkenen Nachfrage nach reinen Elektroautos – die Neuzulassungen gingen im Vergleich zum Vorjahr um 27 Prozent auf rund 380.000 Fahrzeuge zurück – halten Experten das Ziel für nicht erreichbar.

## WACHSENDER BEDARF AN ALTERNATIVEN KRAFTSTOFFEN

Als Folge der höheren Klimaziele und eines weiterhin hohen Bestands an Verbrennerfahrzeugen dürfte der Bedarf an Kraftstoffen aus Biomasse und erneuerbarem Strom zunehmen. Die nationale THG-Minderungsvorgabe für den Straßenverkehr verpflichtet Inverkehrbringer von Kraftstoffen, den durch ihre Treibstoffe verursachten $CO_2$-Ausstoß bis 2030 um 25 Prozent zu senken.

## ENTWICKLUNG UND ZIELERREICHUNG DER TREIBHAUSGASEMISSIONEN IN DEUTSCHLAND IM SEKTOR VERKEHR DES KLIMASCHUTZGESETZES (KSG)




Laut den „Projektionen 2025“ des Umweltbundesamtes betragen die Emissionen des Verkehrssektors im Jahr 2030 noch rund 115 Mio. t $CO_2$eq. Damit würden sie 30 Mio. t $CO_2$eq über dem für den Verkehrssektor festgelegten Ziel von 85 Mio. t $CO_2$eq liegen. Da auch in allen einzelnen Jahren bis 2030 die im Klimaschutzgesetz festgelegten Emissionsziele überschritten werden, summieren sich die Überschreitungen zwischen 2021 und 2030 auf 169 Mio. t $CO_2$eq.

Quelle: Umweltbundesamt (März 2025); Grafik: (Nr. 525) en2x

Diese THG-Quotenvorgabe deckt jedoch vermutlich nur einen Teil des künftigen Bedarfs an erneuerbaren Kraftstoffen ab, denn durch andere Erfüllungsoptionen (Ladestrom) sowie Mehrfachanrechnungen entspricht dies aller Voraussicht nach einem physischen Bedarf von weniger als 15 Prozent erneuerbaren Kraftstoffen.

Mit der nationalen Umsetzung der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (RED III), die für das Jahr 2025 vorgesehen ist, gibt es Möglichkeiten, hier Anpassungen vorzunehmen. Wie schon in der RED II sind auch in der RED III Multiplikatoren für bestimmte Kraftstoffe und Anwendungen zulässig, wenn diese auf die Energieziele angerechnet werden (mal vier für erneuerbaren Strom, mal zwei für fortschrittliche Biokraftstoffe und erneuerbare Kraftstoffe nicht-biogenen Ursprungs, kurz RFNBO. Das soll Investitionen in diese Erfüllungsoptionen anreizen. Alle Mitgliedstaaten müssen die neuen Vorgaben der RED III bis Mai 2025 in nationales Recht umsetzen. Aus Sicht von en2x schafft die THG-Quote allein keine ausreichende Nachfrageperspektive für erneuerbare Kraftstoffe. Quoten müssen daher künftig Teil eines integrierten Gesamtkonzepts zur Förderung des Markthochlaufs erneuerbarer Kraftstoffe sein und entsprechend eng mit anderen parallel greifenden Instrumenten (BEHG/ETS II, Energiebesteuerung) abgestimmt werden, um die Erreichung von Klimazielen sicherzustellen. Neben den heute zum Einsatz kommenden konventionellen Biokraftstoffen müssen innovative Bio- und/oder strombasierte Kraftstoffe flächendeckend zur Verfügung stehen. Dafür bedarf es über die THG-Quote hinaus gezielte Anreize.

### $CO_2$-NEUTRALE KRAFTSTOFFE MÜSSEN IN DER EU-FLOTTENREGULIERUNG BERÜCKSICHTIGT WERDEN

Wie in der Industrie und dem Wärmesektor ist es auch im Verkehrsbereich unrealistisch, dass Versorgungssicherheit und Klimaziele nur durch Elektrifizierung zu erreichen sind. Substanzielle Investitionen in fortschrittliche erneuerbare Kraftstoffe wird es aber nur geben, wenn es eine langfristige Perspektive für effiziente Fahrzeuge mit

## RENEWABLE ENERGY DIRECTIVE – ZIELE FÜR DEN VERKEHRSSEKTOR

| Ziele 2030 | Ziele in der RED II (2018) | Ziele in der RED III (2023) |
|---|---|---|
| Fortschrittliche Biokraftstoffe (aus Rohstoffen, die in Anhang IX Teil A gelistet sind) | ■ Anteil fortschrittlicher Biokraftstoffe von 3,5 % am Endverbrauch von Straßen- und Schienenverkehrssektor<br>■ Multiplikator: 2 | ■ Anteil fortschrittlicher Biokraftstoffe und erneuerbarer Kraftstoffe nicht-biogenen Ursprungs (Renewable Fuels of Non-Biological Origin, RFNBO) von 5,5 % am Endenergieverbrauch im Verkehr, mit einem RFNBO-Mindestanteil von 1 %<br>■ Indikatives Ziel: Mindestanteil von 1,2 % RFNBO an der im Seeverkehr insgesamt verbrauchten Energie im Jahr 2030<br>■ Multiplikator von 2 für fortschrittliche Biokraftstoffe und RFNBO<br>■ Zusätzliche Multiplikatoren im Luftfahrt- und Schifffahrtsverkehr: 1,2 für fortschrittliche Biokraftstoffe und 1,5 für RFNBO |
| RFNBOs | ■ Kein Mindestziel<br>■ Zusätzlicher Multiplikator im Luftfahrt- und Schifffahrtsverkehr: 1,2 | |
| Biokraftstoffe und Biogas aus gebrauchtem Speiseöl (UCO, Used Cooking Oil) oder tierischen Fetten (aus Rohstoffen, die in Anhang IX Teil B gelistet sind) | ■ Der Einsatz von Biogas und Biokraftstoffen aus UCO und tierischen Fetten ist begrenzt auf 1,7 % der im Straßen- und Schienenverkehrssektor insgesamt verbrauchten Energie<br>■ Multiplikator: 2 | ■ Der Einsatz von Biokraftstoffen und Biogas aus UCO und tierischen Fetten ist begrenzt auf 1,7 % der im Verkehrssektor insgesamt verbrauchten Energie<br>■ Multiplikator: 2 |
| Konventionelle Biokraftstoffe aus Anbaubiomasse | ■ Anteil konventioneller Biokraftstoffe, die 2020 im Straßen- und Schienenverkehr in den Mitgliedstaaten verbraucht wurden: mehr als 1 %, jedoch höchstens 7 % | ■ Anteil konventioneller Biokraftstoffe, die 2020 im Verkehrssektor in den Mitgliedstaaten verbraucht wurden: mehr als 1 %, jedoch höchstens 7 % |

Quelle: NOW April 2024; Grafik (Nr. 553): en2x

Verbrennungsmotor (z. B. als Plug-in-Hybride oder Range-Extender-Fahrzeuge) gibt. Bleibt es beim faktischen Verbot von Neuzulassungen von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor ab 2035, ist nicht zu erwarten, dass die Kraftstoffindustrie erhebliche Investitionen in erneuerbare Kraftstoffe tätigen wird.

### NEUE KATEGORIE $CO_2$-NEUTRAL BETRIEBENER VERBRENNERFAHRZEUGE ERMÖGLICHEN

Die neue Bundesregierung sollte sich daher dafür einsetzen, dass erneuerbare Kraftstoffe bei der $CO_2$-Regulierung der Fahrzeugflotten berücksichtigt werden. Es muss eine Kategorie von Fahrzeugen geschaffen werden, die ausschließlich mit $CO_2$-neutralen Kraftstoffen (CNF – Carbon Neutral Fuels) betrieben werden. Dieser Fahrzeugtyp sollte dann wie Elektrofahrzeuge als Null-Emissions-Fahrzeuge in der Flottenregulierung behandelt werden. Durch die Schaffung einer solchen Fahrzeugkategorie wäre es dann auch möglich, vergleichbare Anreize z. B. bei der Kfz-Steuer oder der Maut einzuführen.

Die von solchen Fahrzeugen genutzten Kraftstoffe sollten zusätzlich zu den Quotenverpflichtungen der Kraftstoffbranche in den Markt gebracht werden. Das kann mit einem digitalen Nachweissystem sichergestellt werden. (Zu den infrage kommenden Nachweismethoden siehe den Beitrag „Nachverfolgbarkeit der Nutzung von $CO_2$-neutralen Kraftstoffen im Straßenverkehr“ auf Seite 46.)

### ALTERNATIVE KRAFTSTOFFE BEI EMISSIONSBEWERTUNG SÄMTLICHER VERBRENNERFAHRZEUGE ANRECHNEN

Zusätzlich sollte zukünftig bei der Emissionsbewertung aller Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren im Rahmen der $CO_2$-Regulierung der wachsende Anteil erneuerbarer Kraftstoffe berücksichtigt werden. Es ist nicht mehr sachgerecht, dass diese Fahrzeuge im Rahmen der Regulierung so behandelt werden, als wären die Kraftstoffe zu 100 Prozent fossil. Dazu wird ein Carbon Correction Factor (CCF) eingeführt, der die ermittelten Emissionen entsprechend dem wachsenden Anteil erneuerbarer Kraftstoffe (Erfüllung der RED-Vorgaben) korrigiert.

### REFORM DER ENERGIEBESTEUERUNG VON KRAFTSTOFFEN VERABSCHIEDEN

Die Bundesregierung sollte sich darüber hinaus dafür einsetzen, dass die von der EU-Kommission vorgeschlagene Reform der Energiebesteuerung von Kraftstoffen umgehend verabschiedet und dann auf nationaler Ebene schnell umgesetzt wird. Derzeit werden fortschrittliche Biokraftstoffe und E-Fuels steuerlich wie fossile Kraftstoffe behandelt. Wenn auf EU-Ebene keine Einigung zu erzielen ist, sollte die Regierung die Spielräume innerhalb der geltenden EU-Energiesteuerrichtlinie nutzen und zumindest die Steuersätze von erneuerbaren Kraftstoffen auf die EU-Mindeststeuersätze von Benzin und Dieselkraftstoff absenken.

## RAHMENBEDINGUNGEN FÜR AUSBAU DER LADEINFRASTRUKTUR FÜR ELEKTROAUTOS VERBESSERN

Laut Daten der Bundesnetzagentur betrug die Anzahl der öffentlich zugänglichen Ladepunkte bis Ende 2024 insgesamt 148.471, was einem Wachstum von 110.000 Ladepunkten gegenüber 2020 entspricht. Bis 2030 sollen eine Million öffentliche Ladepunkte zur Verfügung stehen. Unter Berücksichtigung des verlangsamten Hochlaufs von Elektroautos ist diese Zielgröße nicht plausibel. Die Geschwindigkeit beim Aufbau von Ladeinfrastruktur ist dabei weniger abhängig vom Investitionswillen der Ladeinfrastrukturbetreiber. Vielmehr verzögern bürokratische Prozesse und Netzanschlussverfahren die Errichtung. Für den weiteren Ausbau der Ladeinfrastruktur bedarf es schnellerer Genehmigungsprozesse, überregional vereinheitlichter Antragsverfahren und einheitlicher technischer Standards. Selbst weitestgehende Vereinheitlichungen von Netzanschlussbedingungen und eine Digitalisierung der individuellen Netzanschlussverfahren sorgen noch nicht für eine Beschleunigung. Es braucht überregionale, ganzheitliche Harmonisierungen. Zudem müssen mehr kommunale und institutionelle Flächen etwa vor Museen, Bahnhöfen, Verwaltungsgebäuden oder Stadien für Ladepunkte bereitgestellt werden und die Errichtung von Lademöglichkeiten an Mietwohngebäuden insbesondere im Bestand weiter gestärkt werden.

## PAUSCHALE VERSORGUNGSAUFLAGE FÜR TANKSTELLENBETREIBER NICHT SINNVOLL

Im Rahmen des Gebäude-Elektromobilitätsinfrastruktur-Gesetzes (GEIG) sollten in der letzten Legislaturperiode Unternehmen mit Preissetzungshoheit an mehr als 200 Tankstellen verpflichten werden, bis 01.01.2028 je Standort mindestens einen 150-kW-Schnellladepunkt zu installieren und zu betreiben. Aufgrund des vorzeitigen Endes der Ampelkoalition ist das Gesetz nicht mehr zur Aussprache in den Bundestag eingebracht worden. Während die SPD noch versuchte, diese Verpflichtung in den Koalitionsvertrag einzubringen, ist diese Forderung mittlerweile aus dem entsprechenden Abschnitt zur Förderung der Elektromobilität in Deutschland gestrichen worden. Statt viele Tausend weitere, potenziell schlecht ausgelastete Ladepunkte an Tankstellen staatlich zu verordnen und dort Investitionskapital zu binden, ist es zielführender, die Auslastung vorhandener Ladepunkte zu erhöhen und neue Ladepunkte dort aufzubauen, wo eine hohe Nachfrage zu erwarten ist.

Dazu zählen Tankstellen oder Autohöfe entlang der wichtigsten Verkehrstrassen und Orte, an denen Menschen sich ohnehin aufhalten. Neben dem eigenen Zuhause sind das der Arbeitsplatz, Super-/Baumärkte oder Orte für Freizeitaktivitäten wie Sport- und Kulturstätten. Hier ist es für Investoren sinnvoll, Ladeinfrastruktur in Standortpartnerschaften z. B. mit Kommunen, Unternehmen oder den Parkplatzbetreibern aufzubauen. So können Menschen dort ihr Elektroauto laden, wo es für sie attraktiv ist. Auch die en2x-Mitgliedsunternehmen werden in gewohnter Weise dafür sorgen, das Angebot an Ladeinfrastruktur konsequent weiter zu erhöhen.

## en2x-FORDERUNGEN

**Hemmnisse für den Hochlauf der Elektromobilität beseitigen**

- Ein dringend notwendiger, beschleunigter Fahrzeughochlauf kann nur durch attraktive Fahrzeuge zu angemessenen Kaufpreisen erfolgen.
- Die langwierigen und komplexen Genehmigungsprozesse müssen vereinfacht und verkürzt werden.
- Die Antragsprozesse und technischen Standards bei Netzanschlussverfahren müssen radikal harmonisiert werden.
- Es müssen mehr kommunale und institutionelle Flächen für den Aufbau und Betrieb von Ladesäulen bereitgestellt werden. Der Marktzugang muss für alle Akteure zu gleichen Bedingungen möglich sein.
- Der Aufbau und Betrieb von Ladepunkten für Elektrofahrzeuge müssen sich an den Kundenbedürfnissen und Marktgegebenheiten orientieren.

**Erneuerbare Kraftstoffe als Lösung anerkennen und Hochlauf ermöglichen**

- Schutzsorte E5 abschaffen, damit Tankstellen frei werdende Zapfsäulen und Tanks für alternative Kraftstoffangebote nutzen können.
- Die THG-Quote muss künftig Teil eines integrierten Gesamtkonzepts zur Förderung des Markthochlaufs erneuerbarer Kraftstoffe sein und eng mit anderen Instrumenten abgestimmt werden.
- Erneuerbare Kraftstoffe müssen in der $CO_2$-Flottenregulierung der EU berücksichtigt werden. Es muss eine Kategorie von Fahrzeugen geschaffen werden, die ausschließlich mit $CO_2$-neutralen Kraftstoffen (CNF – Carbon Neutral Fuels) betrieben werden.
- Im Rahmen der $CO_2$-Regulierung muss zur Emissionsbewertung von Verbrennerfahrzeugen der wachsende Anteil erneuerbarer Kraftstoffe berücksichtigt werden. Dazu sollte ein Carbon Correction Factor (CCF) eingeführt werden.
- Damit alternative Kraftstoffe wettbewerbsfähiger gegenüber fossilen Kraftstoffen werden, muss die Energiebesteuerung reformiert werden. Die Steuer sollte auf Basis des Energiegehalts und der Umweltauswirkungen von Kraftstoffen erhoben werden.

SCHWERLASTVERKEHR

# VIELFÄLTIGE KLIMALÖSUNGEN FÜR VIELFÄLTIGE AUFGABEN

Rund drei Viertel des innereuropäischen Warentransports werden über die Straßen abgewickelt, und dies bei einer steigenden Tendenz. Die Verlagerung auf andere Verkehrsträger wie Schiffe oder Bahnen erscheint zwar sinnvoll; ihr sind jedoch Grenzen gesetzt. Beim Transportaufkommen im Güterverkehr übertrifft hierzulande der Straßengüterverkehr die Bahn derzeit um fast das Zehnfache (laut Statistischem Bundesamt im Jahr 2023 rund 3,42 Milliarden gegenüber rund 366 Millionen Tonnen). Eine deutliche Veränderung dieses Verhältnisses ist kaum zu erwarten, zumal auch die Personenbeförderung über die Schiene deutlich zunehmen soll.

Mittels Binnenschifffahrt werden aktuell rund 172 Millionen Tonnen transportiert. Das Erweiterungspotenzial ist begrenzt, denn der Kanalbau ist aufwendig. Im Klartext bedeutet das: Selbst bei massiven Investitionen in Schiene und Binnenwasserstraße wird der Straßentransport von überragender Bedeutung bleiben. Denn auch nach der avisierten Verdoppelung des Schienentransports würde – trotz der Verlagerung – noch immer ein Großteil des Güteraufkommens auf der Straße befördert werden.

## LKW UND BUSSE SORGEN FÜR HOHE $CO_2$-EMISSIONEN

Lkw und Busse sind europaweit für etwa ein Viertel der $CO_2$-Emisionen im Straßenverkehr verantwortlich, und dies, obwohl sie nur etwa 2,5 Prozent der Fahrzeuge ausmachen. Zusammen mit den leichten Nutzfahrzeugen, also vor allem Kleintransportern, beträgt der Anteil an den Emissionen sogar fast 40 Prozent. Um die europäischen und deutschen Klimaziele zu meistern und bis 2045 sogar $CO_2$-Neutralität zu erreichen, muss also einiges geschehen. Eine umfassende Dekarbonisierung bzw. Defossilisierung des Straßengüterverkehrs ist dabei unumgänglich. Doch wie kann das gelingen?



## AUSGANGSLAGE KOMPLEXER ALS IM PKW-VERKEHR

Noch ist nicht ganz klar, welche $CO_2$-neutrale Technologie wann und in welchem Anwendungssektor das Rennen machen wird. Denn der Antrieb ist nur ein Teilaspekt der Transformation des Güterverkehrs auf der Straße. Genauso wichtig sind die Tank- respektive Ladeinfrastruktur sowie die Einbindung in bzw. Anpassung an komplexe, hochoptimierte Betriebsabläufe. Das zeigt auch ein Blick auf die Automobilindustrie. Die Nutzfahrzeughersteller und -zulieferer setzten in den vergangenen Jahren vor allem auf drei Optionen:

- den batterieelektrischen Antrieb (vollelektrisch oder hybrid),
- den Einsatz von $CO_2$-neutralem Wasserstoff in Verbindung mit einer Brennstoffzelle oder einem Wasserstoffmotor und
- die Verwendung erneuerbarer Kraftstoffe anstelle fossiler Produkte.

Mittlerweile zeichnet sich, ähnlich wie bei Pkw, auch im Güterverkehr zwar ein Trend zur Elektrifizierung ab. Allerdings dürfte die Durchsetzung dieses Trends ein langwieriger Prozess sein, der sich bis zum flächendeckenden Einsatz noch eine Weile hinziehen kann.

Zahlreiche Unternehmen wollen hingegen oft schon jetzt Klimaschutzlösungen umsetzen, mitunter auch auf ausdrücklichen Wunsch ihrer Kunden hin. Hier sind also Alternativen gefragt. Aktuell im Einsatz sind Bio-CNG, Bio-LNG und HVO 100. Mit diesen Kraftstoffalternativen können ohne große Anpassungen der Strukturen schnell und kostengünstig Fortschritte im Klimaschutz erzielt werden.

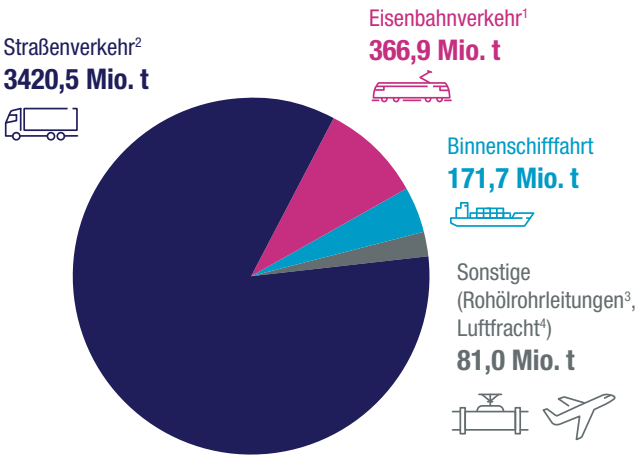
## VIELFÄLTIGE EINSATZBEREICHE

Ein weiterer Unterschied zwischen Pkw-Bereich und Straßengüterverkehr sind die vielfältigen Einsatzzwecke und die damit verbundenen Spezialisierungsgrade. Zum Schwerlastverkehr auf der Langstrecke kommen innerstädtische oder stadtnahe Verteilerverkehre, die gewerbliche Nutzung in Handwerk und Baugewerbe, Personentransporte im Nah- und Fernverkehr, Einsätze in Land- und Forstwirtschaft und nicht zuletzt auch bei Polizei, Feuerwehr, Katastrophenschutz und Militär hinzu. Und je nach konkretem Einsatzzweck können sich unterschiedliche Anforderungen an den Antrieb eines Fahrzeugs ergeben.

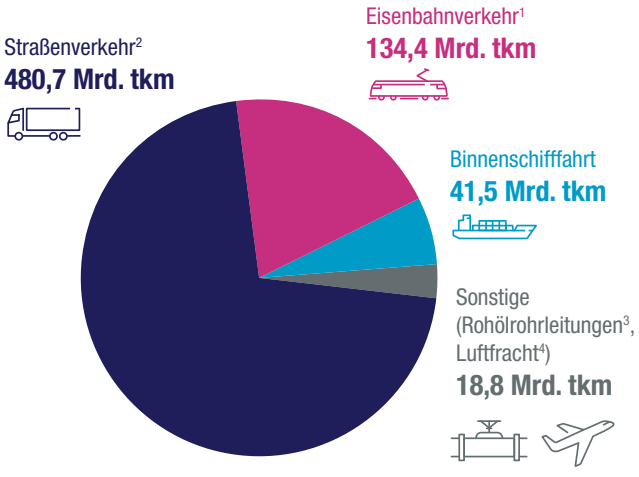
Hier sollte aus Sicht von en2x keine Option ungenutzt bleiben. Auch im Hinblick auf Spezialanwendungen sollte möglichst den Kunden überlassen werden, welche Klimaschutzoption sie wo am besten nutzen können.

## ENTWICKLUNG DES GÜTERVERKEHRS NACH VERKEHRSTRÄGERN 2023

### Transportaufkommen




### Transportleistung in Mrd. tkm




[1] Ab 2016: Quelle: Jahreserhebung der Schienen-Güterverkehrsstatistik (Vollerhebung).
[2] Deutsche und ausländische Lkw. Quellen: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR), Intraplan Consult GmbH, im Auftrag des Bundesministeriums für Digitales und Verkehr (BMDV). Bei den jeweils aktuellen zwei Jahren handelt es sich um vorläufige Werte.
[3] Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), Eschborn.
[4] Ab 2010 neu konzipierte Berechnungsbasis zur Berechnung der für die Tonnenkilometer erforderlichen Entfernung.

Quelle: Statistisches Bundesamt; Grafik (Nr. 394): en2x

## NUTZFAHRZEUGE:
### WIRTSCHAFTLICHKEIT BESONDERS WICHTIG

Bei Nutzfahrzeugen im gewerblichen Einsatz spielt insbesondere der Aspekt der Wirtschaftlichkeit eine große Rolle. Die Autos müssen dem nutzerspezifischen Geschäftsmodell entsprechen. Transportunternehmen etwa benötigen möglichst viel verwertbares Ladevolumen und eine möglichst hohe Zuladung. Daraus ergibt sich die Notwendigkeit, Raum und Gewicht für Antrieb und die Energiespeicherung so weit wie möglich zu begrenzen. Bei Transportaufgaben steigt die Wirtschaftlichkeit eines Fahrzeugs, wenn Standzeiten auf ein Mindestmaß reduziert werden können. Dazu gehören Wartung, Be- und Entladezeit, Ruhezeiten des Personals, aber auch die Zeit für das Betanken oder Laden des Energiespeichers. Entsprechend den vielfältigen Anwendungsfällen ist künftig daher auch ein Nebeneinander verschiedener Technologien denkbar.

## SCHWERLASTVERKEHR:
### E-MOBILITÄT AUCH BEI LKW IM KOMMEN

Während beim Schwerlastverkehr durch Lkw auf der Langstrecke, die besonders viel Treibhausgase emittieren, batterieelektrische Fahrzeuge vor allem noch als eine, auch von der EU favorisierte, Zukunftsvision gelten, sind diese im Bereich leichter Nutzfahrzeuge, etwa im Regional- und Verteilerverkehr, schon seit Jahren vielfach im Einsatz. Die technologische Weiterentwicklung sorgt für kleinere und leichtere Batterien mit mehr Reichweite, die dadurch auch für schwere Nutzfahrzeuge im Fernverkehr zunehmend geeignet sind. Laut einer Schätzung des Verbands der Automobilindustrie (VDA) könnten bereits 2025 in Europa (EU und Großbritannien) ungefähr 10.000 mittelschwere Lkw mit 3,5 bis 16 Tonnen und 30.000 schwere Lkw mit mehr als 16 Tonnen Gewicht mit batterieelektrischem Antrieb unterwegs sein.

Es wird sich im Laufe der kommenden Monate zeigen, wie zutreffend diese Erwartung ist. Bis 2030 soll die Flotte in Europa auf ungefähr 70.000 mittelschwere und 200.000 schwere batterieelektrische Lkw anwachsen. Das hängt auch von politischen Entscheidungen bezüglich des Straßengüterverkehrs ab – etwa bei den Flottengrenzwerten oder Mautregulierungen. Ein solches Wachstum setzt zudem nicht nur ein entsprechend großes Angebot an klimaneutralem Strom voraus, sondern auch ein vollständig ausgebautes, europaweites Netz an Megawatt-Chargern.

## WASSERSTOFFANTRIEBE:
### POTENZIAL FÜR DIE LANGSTRECKE

Ähnlich gestaltet sich die Situation in Sachen $CO_2$-neutraler Wasserstoff: Eingesetzt in Brennstoffzellen wird er noch immer als mittel- bis langfristige Chance für den Fernverkehr gesehen. Auch die direkte Nutzung durch Verbrennungsmotoren, die Wasserstoff nutzen, wird von Herstellern als eine Option verfolgt. Der Einsatz von Wasserstoff ermöglicht hinsichtlich Tankzeiten und Reichweite eine ähnliche Flexibilität wie bei bestehenden konventionellen Antrieben. Die Fahrzeugentwicklung ist fast so weit fortgeschritten wie bei batteriebetriebenen Lkw. Auch hier ist, neben den notwendigen Mengen klimaschonenden Wasserstoffs, der Aufbau einer entsprechenden Infrastruktur mit Betankungsmöglichkeiten für Lkw und Busse die große Herausforderung.

## BIOFUELS UND CO.:
### DIE TANKINFRASTRUKTUR IST SCHON DA

Erneuerbare Kraftstoffe, also klassische und fortschrittliche Biofuels sowie perspektivisch auch E-Fuels, ermöglichen deutliche $CO_2$-Reduktionen auf Basis der bestehenden Motortechnologie, wie Gas- und vor allem Dieselmotoren, und damit im Betrieb der bestehenden Nutzfahrzeugflotten. Ein weiterer Pluspunkt ist der mögliche Rückgriff auf die bereits bestehende, gut ausgebaute Tankinfrastruktur. Mit erneuerbaren Kraftstoffen betriebene Lkw können somit bereits jetzt als eine klimaschonende Alternative zu herkömmlichen Diesel-Lkw genutzt werden. Infrage kommen dafür aktuell insbesondere Bio-CNG, Bio-LNG und HVO 100. Letzterer wird der Dieselkraftstoffsorte XtL zugerechnet, die seit Mitte 2024 an deutschen Tankstellen erhältlich ist. Dabei wird ein Rohstoff „X“ in einen flüssigen Energieträger (L = „Liquid“) umgewandelt. Das „X“ steht bei HVO 100 beispielsweise für gebrauchte Speiseöle und Altfette. Mit XtL-Kraftstoffen lassen sich die Treibhausgasemissionen im Vergleich zur Nutzung rein fossilen Dieselkraftstoffs um bis zu 90 Prozent senken.

Die Nutzung solcher Kraftstoffe bietet sich insbesondere auch für die Zeit an, die noch für den Aufbau einer europaweiten Infrastruktur für den Batterie- oder Wasserstoffeinsatz benötigt wird. Die größte Herausforderung ist hier die ausreichende Verfügbarkeit entsprechender Produkte. Synthetische Kraftstoffe sind in der Herstellung aufwendiger als erneuerbarer Wasserstoff oder grüner Strom und sorgen für mehr Umwandlungsverluste. Dafür haben sie eine höhere Energiedichte und sind leichter zu speichern und zu transportieren. Das ermöglicht den Import und die Nutzung erneuerbarer Energie auch aus entfernten Ländern, die hierzulande sonst gar nicht zur Verfügung stünde. Zugleich sind Biofuels und E-Fuels in der Produktion kostspieliger als ihre fossilen Pendants, bedürfen also einer besonderen Regulierung, um zu wettbewerbsfähigen Preisen angeboten werden zu können. Eine Option dafür wäre eine an der Klimawirkung orientierte Anpassung der Energiebesteuerung.

## CHANCEN UND RISIKEN

Für die derzeitige Mineralölwirtschaft ergeben sich aus dieser Konstellation zahlreiche Herausforderungen, aber auch Chancen. Um die Klimaziele zu erreichen, ist es unumgänglich, dass der Verkauf fossiler Kraftstoffe in den kommenden zwei Dekaden zurückgeht und schließlich ausläuft. Der parallele Aufbau von zwei neuen Infrastrukturen für Wasserstoff und Ladestrom in einem noch sehr dynamischen und unsicheren Geschäftsumfeld bringt jedoch zugleich große Herausforderungen mit sich. Der zeitliche und technische Aufwand wird hier noch oft unterschätzt. Viele Aspekte der Technik, Normung und Zertifizierung von Wasserstoff- und Ladeinfrastruktur für den Schwerlastverkehr müssen z. B. noch weiter-

entwickelt werden. So ist z. B. der Ausbau des Stromnetzes im Megawattbereich recht langwierig. Auch die Logistik von Wasserstoff ist deutlich anspruchsvoller im Vergleich zu Kraftstoffen und muss noch etabliert und optimiert werden. en2x-Mitgliedsunternehmen sind hier bereits engagiert und würden ihre Aktivitäten auch gerne noch ausbauen. Parallel setzen sie auch auf erneuerbare Kraftstoffe.

### TECHNOLOGIEWETTBEWERB WIRD VERZERRT

Eine auch von der Autoindustrie befürwortete Offenheit für vielfältige Lösungen ist in den politischen Plänen der EU derzeit allerdings nicht gegeben. Die aktuellen EU-Regelungen bezüglich der $CO_2$-Emissionsziele für den Straßengüterverkehr, wie z. B. die Flottenregulierung für Neufahrzeuge, konzentriert sich stark auf elektrifizierte Erfüllungsoptionen und sieht derzeit noch keine Anrechnungsoption für alternative Kraftstoffe vor. Das ist eine unnötige Eingrenzung. Ohnehin ist der Technologiewettbewerb derzeit nur teils marktbasiert und durch viele Förderprogramme und Regulierungen verzerrt.

Erneuerbare Kraftstoffe könnten für zusätzlichen Klimaschutz sorgen und die Emissionen von Lkw mit Verbrennungsmotor senken. Das ist wichtig, denn die Klimaschutzziele lassen nicht genug Zeit bis zum vollständigen Auf- und Umbau der notwendigen Tank- und Ladeinfrastruktur für batterie- und wasserstoffangetriebene Fahrzeuge. Die Regulierungen in Deutschland und Europa hierfür sind bisher leider unzuverlässig und unzureichend: Ständige Änderungen, kurze Regulierungszeiträume und die restriktive Zuteilung erneuerbarer Kraftstoffe zu bestimmten Sektoren sind gerade für international agierende Unternehmen unattraktiv. Wichtige Stellschrauben sind neben der EU-Flottenregulierung vor allem die Lkw-Maut und eine Reform der Energiesteuer.

### en2x-FORDERUNGEN:

- Ein $CO_2$-neutraler Straßengüterverkehr braucht vielfältige Lösungen, entsprechend den vielfältigen Aufgaben und Einsatzgebieten.
- Alternative flüssige und gasförmige Kraftstoffe können bereits heute die Treibhausgasemissionen im Güter- und Personentransportverkehr deutlich reduzieren und sollten als Klimaschutzoption gleichberechtigt zu Strom anerkannt werden.
- Parallel zur Nutzung von nachhaltigen Biokraftstoffen muss der Aufbau neuer Tank- und Ladeinfrastrukturen für batterieelektrisch oder mit Wasserstoff betriebene Fahrzeuge im Schwerlastverkehr erfolgen.
- In der EU-Flottenregulierung, bei der Lkw-Maut und bei der Energiesteuer sollten alle sinnvollen Klimaschutzoptionen gemäß ihrem Potenzial zur Treibhausgasminderung gleichberechtigt berücksichtigt werden.



## NACHVERFOLGBARKEIT DER NUTZUNG VON $CO_2$-NEUTRALEN KRAFTSTOFFEN IM STRAßENVERKEHR

Ein branchenübergreifender Expertenkreis hat für die EU-Kommission, das EU-Parlament und den Technischen Ausschuss für Kraftfahrzeuge der EU-Mitgliedstaaten (TCMV) verschiedene Technologieoptionen analysiert, mit denen die Verwendung von alternativen Kraftstoffen in Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor nachgewiesen werden kann.

Am 14.12.2024 hat die Working Group on Monitoring Methodologies of $CO_2$-neutral Fuels (WGMM) ihren Hauptbericht über die Überwachung der Verwendung $CO_2$-neutraler Kraftstoffe im Straßenverkehr offiziell an die Europäische Kommission übergeben. In diesem Bericht werden potenzielle technologische Optionen für die ausschließliche Verwendung von $CO_2$-neutralen Kraftstoffen (CNF) in neuen Straßenfahrzeugen vorgestellt und analysiert sowie Lösungen vorgeschlagen, die dazu dienen, eine Verfolgung und Überprüfung von Kraftstoffen in solchen zu gewährleisten.

Mit der Überarbeitung der $CO_2$-Emissions-Normen für neue Pkw und Kleintransporter hat der europäische Gesetzgeber ein De-facto-Verbot von Verbrennungsmotoren ab 2035 beschlossen, indem er ein Ziel für eine vollständige $CO_2$-Reduzierung im Flottendurchschnitt, gemessen am Auspuff, festgelegt hat. Für Lkw und Busse wurde ein Flottendurchschnittsziel von 90 Prozent $CO_2$-Reduktion, gemessen am Auspuff, ab 2040 beschlossen, wobei Spielraum für andere Maßnahmen, wie die Verwendung von Wasserstoff und CNF, besteht. Die WGMM hat verschiedene Überwachungsmethoden ermittelt und bewertet, mit denen sich die Verwendung von CNF in neuen Fahrzeugen nachweisen lässt.

In der WGMM arbeiten mehr als 50 Expertinnen und Experten der Automobilindustrie, von Kraftstoffherstellern und Tankstellenausrüstern sowie aus der Wissenschaft zusammen. Ziel der Gruppe ist es, pragmatische und umfassende Empfehlungen zu geben, die die technischen und wirtschaftlichen Gegebenheiten der Wertschöpfungskette für Kraftstoffe berücksichtigen und mit den europäischen Klimazielen im Einklang stehen.

In dem Bericht wird eine neue Definition für $CO_2$-neutrale Kraftstoffe vorgeschlagen, die alle erneuerbaren Kraftstoffe, einschließlich E-Fuels und Biokraftstoffen, umfasst, die den Nachhaltigkeitskriterien der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED) entsprechen. Nach Ansicht der WGMM sind alle nachhaltigen erneuerbaren Kraftstoffe, die den RED-Kriterien entsprechen, am Auspuffrohr $CO_2$-neutral und sollten daher in die Definition der $CO_2$-neutralen Kraftstoffe aufgenommen werden. Dazu zählen Biokraftstoffe wie auch E-Fuels.

Aus Sicht der WGMM kommen beim derzeitigen Stand der Technologieentwicklung zwei Hauptansätze für die Verwendung und Überwachung $CO_2$-neutraler Kraftstoffe (CNF) in einer neuen Fahrzeugklasse in Betracht. Zum einen die direkte und ausschließliche Versorgung des Fahrzeugs mit CNF über eine spezielle und isolierte Infrastruktur. Zum anderen die massenbilanzierte $CO_2$-neutrale Kraftstoffversorgung über das gesamte Kraftstoffversorgungssystem.

Die WGMM-Arbeitsgruppe hat elf potenzielle technologische Optionen zum Nachweis von CNF umfassend bewertet. Dazu zählen z. B. digitale Rückverfolgungssysteme, chemische Markierung mit physischer Identifizierung von CNF in der gesamten Versorgungskette, Erkennung an Bord von Fahrzeugen und physische Sicherheit von Kraftstoffanschlüssen sowie Massenausgleich. Damit steht eine fachlich fundierte Grundlage zur Verfügung, um eine sichere und überprüfbare Einführung von CNF in der EU ermöglichen.

### FAZIT

Die Nachverfolgbarkeit von $CO_2$-neutralen Kraftstoffen ist eine wesentliche Voraussetzung dafür, Technologieoffenheit in der Regulierung des Straßenverkehrs zu schaffen. Damit kann eine neue Kategorie von Fahrzeugen etabliert werden, die ausschließlich mit CNF betrieben werden und in der $CO_2$-Regulierung von Fahrzeugflotten den batterieelektrischen Fahrzeugen gleichgestellt sind. Die Ergebnisse des WGMM-Berichts eröffnen die Möglichkeit, Schlussfolgerungen zu erweitern und einen gemeinsamen Fahrplan für die Energiewende im Verkehr zu erstellen.



## WORKING GROUP ON MONITORING METHODOLOGIES OF $CO_2$-NEUTRAL FUELS (WGMM): ERGEBNISÜBERBLICK

| | Direkte exklusive Versorgung des Fahrzeugs mit Carbon Neutral Fuels (CNF) | | | | Massenkompensierte CNF-Versorgung für ein bestimmtes Fahrzeug über ein gemeinsames System | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Ansatz** | | | | | | |
| **Beschreibung** | Das CNF wird direkt an das Fahrzeug geliefert. Die Kraftstoffpumpe und die Versorgung sind ausschließlich für CNF ausgelegt. Das Fahrzeug kann keinen fossilen Kraftstoff erhalten oder verwenden.<br><br>Der Transport von kohlenstoffneutralem Kraftstoff über eine spezielle Lieferkette ist in der Übergangsphase zu restriktiv, vor allem wegen der erheblichen Infrastrukturinvestitionen und der damit verbundenen logistischen Komplexität.<br><br>Der Aufbau einer unabhängigen Versorgungskette zur Vermeidung von Verunreinigungen ist mit erheblichen Investitionskosten und Zeitaufwand verbunden, was sich in einer frühen Phase der Umsetzung als hinderlich erweisen kann.<br><br>Darüber hinaus kann die begrenzte Verfügbarkeit von speziellen Tankstellen zu Unannehmlichkeiten für die Verbraucher führen, was zu Reichweitenangst und Zögern bei der Einführung von Fahrzeugen mit kohlenstoffneutralem Kraftstoff führt.<br><br>Dieser Ansatz stellt auch die Kraftstofflieferanten und -verarbeiter vor die Herausforderung, die Nachfrage vorherzusagen und ein konsistentes Angebot sicherzustellen, was den Übergang weiter erschwert. | | | | Dies entspricht der Funktionsweise des Stromnetzes, in dem es Anbieter sowohl von erneuerbaren als auch von nicht erneuerbaren Energien und Abnehmer von 100 Prozent erneuerbarem bzw. nicht erneuerbarem Strom gibt:<br><br>Der gesamte Strom wird über ein gemeinsames Netz transportiert, aber die Verträge über die Abnahme von Strom aus erneuerbaren Energiequellen sind genau auf die sichere Versorgung mit 100 Prozent abgestimmt.<br><br>Ähnlich wie bei den Verträgen über die Lieferung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen muss die indirekte, aber genau auf den Verbrauch der identifizierten Fahrzeuge abgestimmte Einspeisung von CNF in die bestehende Kraftstoffinfrastruktur erfolgen. Die Zertifizierung der CNF-Verfügbarkeit und -menge ist so umzusetzen, dass der von den CNF-Fahrzeugen verbrauchte Kraftstoff erfasst und berücksichtigt wird.<br><br>Digitalisierte Transaktionen und Kontensysteme können eine hohe Genauigkeit und Stringenz gewährleisten. Dieser Ansatz wird jedoch von dem von der Europäischen Kommission vorgeschlagenen Anreizsystem für CNF-Fahrzeuge bislang nicht unterstützt. | |
| **Konzept** | **Regionale Ausschließlichkeit** | **Messung der Brennstoffeigenschaften** | **Kraftstoffadditivierung** | | **Massenbilanz** | **Digitale Lieferkette Tracking mit Massenbilanzierung** |
| **Mögliche Technologien** | **Option 1**<br>Mechanische Anpassung des Tankfüllers<br><br>**Option 8**<br>EU-Markt wird ausschließlich mit CNF beliefert | **Option 5**<br>Fahrzeugfunktion zur Erkennung von Kraftstoff an Bord<br><br>**Option 6**<br>On-Board-Kraftstoff-Molekularsensor | **Option 2**<br>Kraftstoffmarker entlang Upstream und Downstream<br><br>**Option 4**<br>Hybrider Ansatz: Kraftstoffmarker und DFTS | **Option 3**<br>100 Prozent digitale Kraftstoffverfolgung von Upstream bis Downstream<br><br>**Option 4**<br>Hybrider Ansatz: Kraftstoffmarker und DFTS<br><br>**Option 7**<br>Bidirektionale Kommunikation zwischen Fahrzeug und Tankstelle | **Option 9**<br>Massenausgleich | **Option 10**<br>Bilanzierung Kraftstoffverbrauch<br><br>**Option 11**<br>Kombination digitale Rückverfolgung mit Massenausgleich |

Quelle: WGMM-Abschlussbericht: MONITORING THE USE OF $CO_2$ NEUTRAL FUELS IN ROAD TRANSPORT – A CROSS-SECTORAL INDUSTRY ASSESSMENT, Dez. 2024; Grafik (Nr. 540): en2x

LUFTVERKEHR

# SAF ALS SCHLÜSSEL ZUM KLIMANEUTRALEN FLIEGEN

Die internationale Luftfahrt ist für rund drei Prozent der globalen $CO_2$-Emissionen verantwortlich. Ohne Gegenmaßnahmen würde dieser Anteil aufgrund des Branchenwachstums in den kommenden Jahrzehnten voraussichtlich weiter ansteigen, denn der Luftverkehr befindet sich nach den Corona-Jahren wieder im Steigflug. Fest steht: Das Flugzeug wird auch in Zukunft ein wichtiges Verkehrsmittel bleiben – im Passagier- wie im Frachtbereich. Gleichzeitig ist unbestritten, dass auch die Luftfahrt einen Beitrag zum Klimaschutz leisten muss.

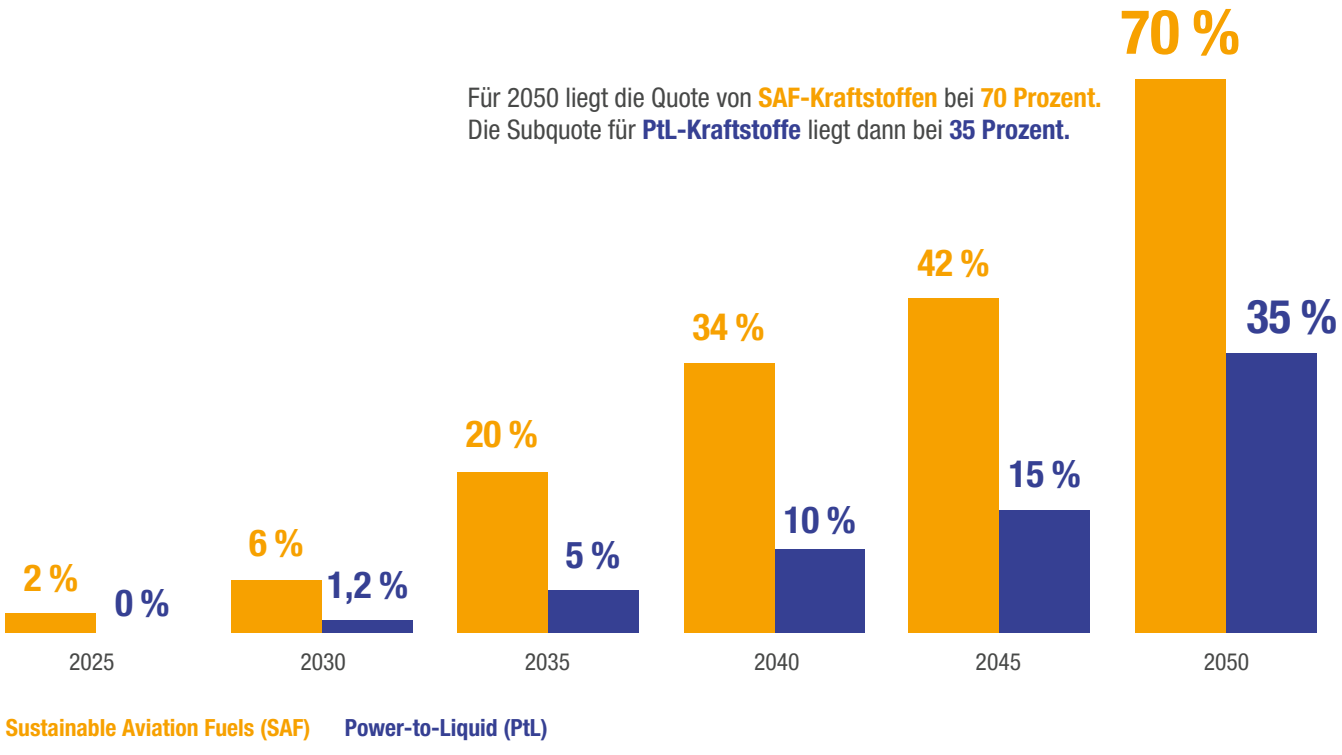
Wasserstoff- und Elektroantrieb gelten derzeit lediglich als Lösung für die Kurzstrecke – und auch das nur eingeschränkt. Für Mittel- und Langstreckenflüge, die 90 Prozent des Flugverkehrs ausmachen, braucht es andere Lösungen. Um die Emissionen aus dem Luftverkehr zu senken, liegt der Fokus daher auf nachhaltigen Flugkraftstoffen (Sustainable Aviation Fuels, kurz SAF). SAF müssen also in großer Menge hergestellt und eingesetzt werden. SAF-Quoten für die Verwendung sollen den Einsatz der neuen Treibstoffe vorantreiben.

## ReFuelEU Aviation VERPFLICHTET ZUR SAF-BEIMISCHUNG

Die europäische Verordnung ReFuelEU Aviation verpflichtet Inverkehrbringer ab dem 01.01.2025 zur Beimischung von SAF. Das bedeutet, dass biobasiertes und strombasiertes Kerosin (Bio-SAF und E-SAF) den herkömmlichen fossilen Fuels beigemischt werden müssen.

Für 2025 ist eine Beimischung von zwei Prozent SAF zum herkömmlichen Kerosin auch bei den an allen deutschen Flughäfen vertankten Treibstoffen verpflichtend. Dieser Anteil steigt bis 2050 schrittweise auf 70 Prozent. Ab 2030 gibt es zusätzlich die Verpflichtung zu E-SAF: 1,2 Prozent im Jahr 2030 und zwei Prozent im Jahr 2032 sollen dann aus nicht-biogenen Quellen stammen (Renewable Fuels of Non-Biological Origin, kurz RFNBO). Die Umsetzung der EU-Verordnung erfordert die Zusammenarbeit aller Beteiligten in der Lieferkette, der Treibstoffanbieter und Flughäfen.

## SAF-QUOTEN NACH ReFuelEU-Aviation-VERORDNUNG




Quelle: Lufthansa; Grafik (Nr. 443): en2x

## BIO-SAF MITTELFRISTIG AUSREICHEND VERFÜGBAR

Laut Angaben des Verbands der europäischen Kraftstoffindustrie FuelsEurope beträgt die derzeitige Kapazität des heute gängigsten Bio-SAF-Produkts HEFA (hydrierte Pflanzenöle und Fette, die zu Kerosin raffiniert werden) etwa 1,5 Millionen Tonnen pro Jahr. Weitere 2,4 Millionen Tonnen pro Jahr zusätzliche SAF-Kapazität sollen bis 2029 in Betrieb gehen. Da das Skalierungspotenzial für HEFA begrenzt ist und gleichzeitig die SAF-Quoten nach 2023 stark ansteigen, braucht es weitere bio- und strombasierte SAF-Lösungen.

Zunehmend produzieren industrielle Anlagen zertifizierte Bio-SAF-Qualitäten auf der Basis von Altfetten und Altölen als zulässige Blendkomponenten zu fossilem Kerosin im Umfang von bis zu 50 Prozent. Weitere biobasierte Produktionsverfahren wie Alcohol-to-Jet haben derzeit noch einen Demoprojekt-Status. Bessere Rahmenbedingungen bezüglich der Nutzung von Biorohstoffen sind wichtig. Dazu zählt die Zulassung neuer Feedstocks, damit eine ausreichende Verfügbarkeit von Biorohstoffen gewährleistet ist. Gleichzeitig muss das Co-Processing, also die gemeinsame Verarbeitung von fossilen und nachhaltigen Rohstoffen zu Kraftstoffen in der Raffinerie, mit flexiblen Bilanzierungsmöglichkeiten kombiniert werden.

## ERFÜLLUNG DER E-SAF-QUOTE DERZEIT UNREALISTISCH

Während die bereits verfügbaren sowie die bis 2029 hinzukommenden Bio-SAF-Produktionskapazitäten der europäischen Raffinerieindustrie absehbar ausreichen, die Quotenvorgaben bis 2030 zu erfüllen, klafft noch eine große Lücke zwischen der E-SAF-Produktion und den ab 2030 benötigten Mengen. Angesichts der aktuellen sowie der angekündigten Produktionskapazitäten erscheint allein schon die E-SAF-Quote der ReFuelEU Aviation von 1,2 Prozent für 2030 unrealistisch. Bezogen auf den Kerosinbedarf an deutschen Flughäfen – dieser liegt in normalen Jahren bei rund 10 Millionen Tonnen –, entspräche das einem E-SAF-Bedarf von 120.000 Tonnen Weltweit sind zwar zahlreiche Projekte für die E-SAF-Produktion angekündigt, realisiert werden bisher aber nur wenige.

Bei den strombasierten Flugkraftstoffen ist derzeit nur die Fischer-Tropsch-Synthese (FT-Synthese) zugelassen, allerdings gibt es derzeit noch keine industriellen Produktionsanlagen, die FT- Kerosin aus $CO_2$ und Wasserstoff herstellen. Als alternative Route bietet sich die Herstellung von synthetischem Flugkraftstoff über Methanol als Zwischenprodukt an (Methanol-to-Jet). Dieses Verfahren muss ebenfalls noch großtechnisch entwickelt werden.

Derzeit fehlt darüber hinaus noch die Zulassung für den so hergestellten Flugkraftstoff. Anfang 2024 hat weltweit noch keine der öffentlich angekündigten PtL-SAF-Produktionsanlagen im Industriemaßstab den FID-Status (Final Investment Decision) erreicht. Die technologischen, ökonomischen und regulatorischen Risiken sind aus Sicht von Unternehmen und Investoren offenbar noch zu groß.

## QUOTEN MÜSSEN UM WEITERE INSTRUMENTE ERGÄNZT WERDEN

SAF-Kraftstoffe sind derzeit noch bis zu sechsmal so teuer wie konventionelles Kerosin. Nach Berechnungen des Beratungsunternehmens Ernst & Young lag der globale Mindestverkaufspreis für Bio-SAF im Jahr 2024 bei 2,70 US-Dollar pro Kilogramm, während er für E-SAF bei 4,90 US-Dollar pro Kilogramm lag. Fluggesellschaften, die mit dem SAF-Einsatz vorangehen, haben Sorge, ob ihre Kundschaft die Preissteigerung mitträgt. Sie zögern, langfristige Kaufverträge insbesondere für die teureren E-SAF abzuschließen. Für die Kalkulation der Produzenten bzw. Investoren sind jedoch eine gesicherte SAF-Nachfrage und eine ausreichend hohe Zahlungsbereitschaft der Abnehmer wichtig. An beidem fehlt es.



So bleiben nötige beträchtliche private Investitionen in die Produktion aus. Quoten als regulatorisches Hauptinstrument reichen für den Markthochlauf von SAF aus fortschrittlichen Biorohstoffen und erneuerbarem Strom allein nicht aus. Sie gewährleisten keine langfristige Preisstabilität, die für die Gewinnung von Großinvestitionen unerlässlich ist. Um dieses Problem anzugehen, sollten Regierungen langfristig wirkende Finanzierungsinstrumente und Ausschreibungsmodelle einführen oder ausbauen.

### STAKEHOLDER FORDERN DE-RISKING-MAßNAHMEN

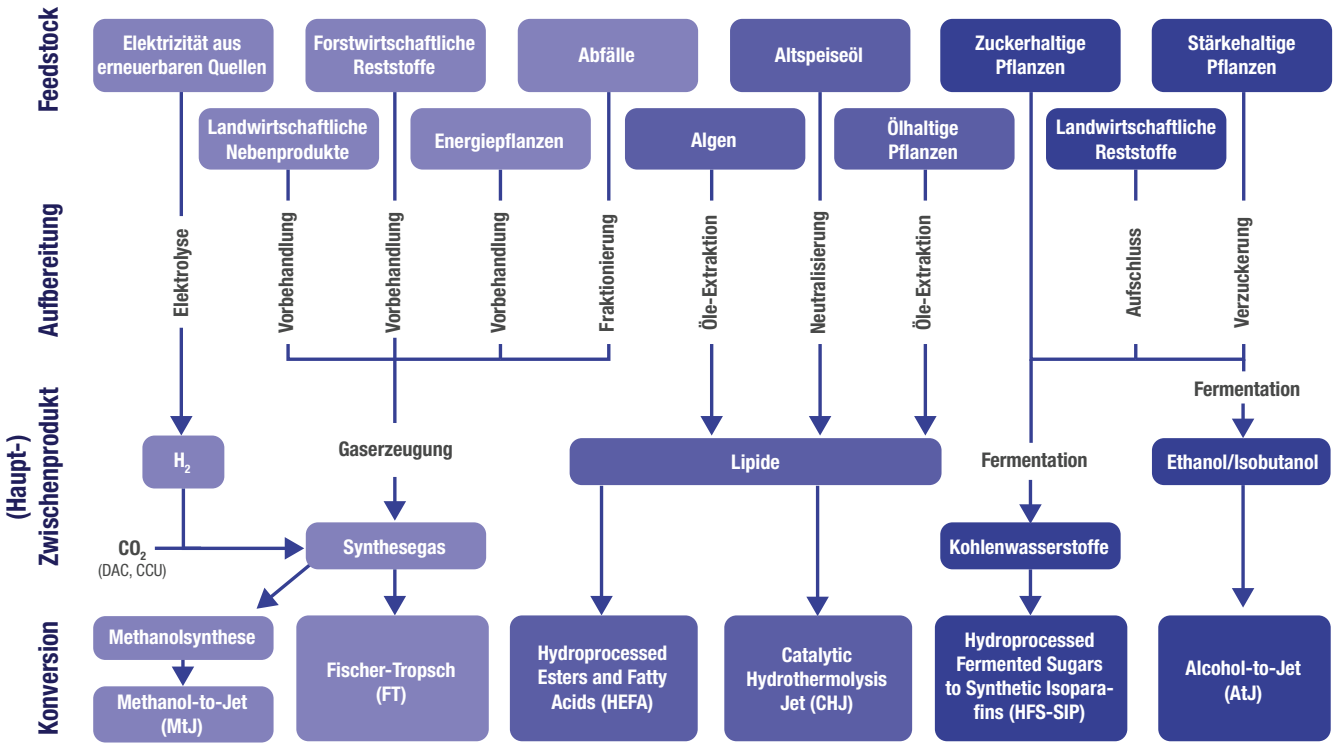
Sogenannte De-Risking-Mechanismen können einen Beitrag für die Transformation und den Markthochlauf innovativer erneuerbarer Kraftstoffe leisten. Während in derzeit etablierte Technologien wie die Produktion von HVO/HEFA investiert wird, werden Investitionen in fortschrittliche Technologien wie RFNBO nicht in ausreichendem Maße getätigt. Die Einführung ergänzender Instrumente zum De-Risking könnte diese Probleme adressieren. Im Luftfahrtbereich werden diese Maßnahmen bereits von verschiedenen Stakeholdern gefordert und von Teilen der Bundesregierung unterstützt.

De-Risking-Instrumente umfassen meist eine Finanzierungs- und eine Preisabsicherungskomponente und werden nicht durch Staatsmittel, sondern durch den Nutzer finanziert. Sie sind zeitlich begrenzt und dienen dazu, den Markthochlauf von noch in der Entwicklung befindlichen Technologien abzusichern. Beispiele für De-Risking-Instrumente sind „Carbon Contracts for Difference“ (Klimaschutzdifferenzverträge), das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) oder Ausschreibungen, beispielsweise nach dem H2Global-Modell.

### KLÄRUNGS- UND HANDLUNGSBEDARF

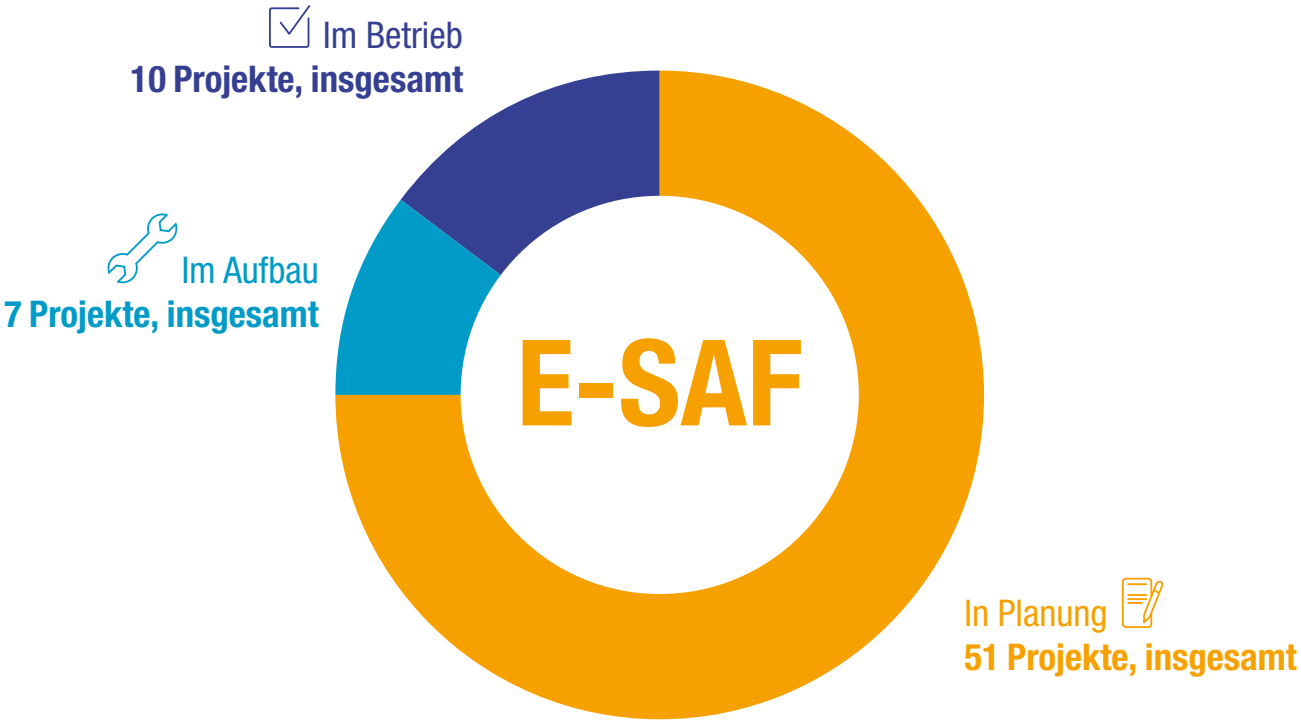
Sowohl auf EU-Ebene als auch in der nationalen Gesetzgebung sind jedoch auch nach der offiziellen Einführung der ReFuelEU Aviation noch viele, zum Teil elementare Aspekte ungeklärt. So fehlt eine klare Definition des Verpflichteten sowie der Pönale bei Nichterfüllung. Unklarheit besteht zudem über den vorgesehenen Flexibilitätsmechanismus, die Nutzung von FEETS (Fuels Eligible for ETS Support; „SAF Allowances“) sowie über das Zusammenspiel des europäischen Emissionshandels (Luftfahrt wird seit 2012 erfasst) und der ReFuelEU Aviation. Offene Fragen bestehen auch hinsichtlich der Erfüllung der Berichtspflichten. Darüber hinaus stehen unklare Zuständigkeiten innerhalb der Bundesregierung einer koordinierten Steuerung der mit dem notwendigen SAF-Hochlauf verbundenen Aufgaben und Maßnahmen entgegen.

## DIE WESENTLICHEN SAF-HERSTELLUNGSPFADE




Quelle: Nationale Plattform Mobilität AG5; Grafik (Nr. 412): en2x

## DIE MEISTEN E-SAF-PROJEKTE BEFINDEN SICH NOCH IN DER PLANUNGSPHASE




Quelle: Agora Verkehrswende (2025) auf Basis von NOW (Dez. 2024). Die meisten der erfassten Projekte befinden sich in Nordamerika und Europa.
Betrachtete Produktionsverfahren: Fischer-Tropsch, Methanol-to-Jet und „new tech"; Grafik (Nr. 562): en2x

### en2x-FORDERUNGEN

- Carbon Leakage muss unterbunden werden. Die Umgehung der SAF-Quoten-Verpflichtungen durch die Nutzung von Drehkreuzen außerhalb der EU muss verhindert werden. Das könnte z. B. über die Einführung einer EU-weiten, wettbewerbsneutralen SAF-Abgabe für Passagierflüge in den EU-Mitgliedstaaten oder durch die Einführung eines $CO_2$-Ausgleichsmechanismus für Passagierflüge außerhalb der EU geschehen.
- Es müssen mehr Investitionsanreize für die E-SAF-Produktion geschaffen werden. Feste und steigende Beimischungsquoten sind ein erster Schritt. Für den Hochlauf von E-SAF und innovativem Bio-SAF sind weitere Instrumente notwendig. Dazu zählen Finanzierungsinstrumente und Ausschreibungsmodelle wie z. B. H2Global. Langfristig orientierte öffentliche Ausschreibungen von E-SAF könnten auch durch eine entfernungsabhängige, zweckgebundene Abgabe in Anlehnung an die deutsche Luftverkehrssteuer finanziert werden.
- Ergänzend sollten weitere De-Risking-Instrumente den Zugang von privatem Kapital zu E-SAF-Projekten erleichtern. Dazu gehören etwa die Bereitstellung von zinsgünstigen Nachrangdarlehen durch die KfW, Public-Private-Partnerships in der SAF-Produktion oder anderweitige Garantien für Offtake-Agreements.
- Die Rahmenbedingungen für erste Projekte müssen mit Hilfe von Bestandsschutzmaßnahmen („Grandfathering") über einen Zeitraum von 15–20 Jahren festgeschrieben werden.
- Eine praxisnahe und bürokratiearme Umsetzung der SAF-Quoten-Verpflichtungen muss ermöglicht werden. Eine starre physische Lieferung an jeden Flughafen in der EU ist zu umständlich und zu teuer. Einfacher und flexibler wäre ein Verrechnungssystem.
- Durch eine Kombination aus Rechts- und Planungssicherheit und der Weiterentwicklung der Förderkulisse muss die Basis für erfolgreiche Breakthrough-Projekte gelegt werden. Hier müssen auch Großprojekte im Industriemaßstab gezielt gefördert werden, um SAF-Quoten zu ergänzen und deren Erfüllung zu gewährleisten.

SCHIFFFAHRT

# KLIMASCHUTZOPTIONEN FÜR DAS ZENTRALE TRANSPORTMITTEL DER WELTWIRTSCHAFT

Zwischen 80 und 90 Prozent aller Waren weltweit werden per Schiff transportiert. Etwa 77 Prozent des EU-Außenhandels und 35 Prozent des EU-Binnenhandels entfallen auf Güter, die auf dem Seeweg transportiert werden. Dazu sind über 90.000 Schiffe unterschiedlicher Größe auf den Weltmeeren unterwegs. Der Großteil der Schiffe weltweit nutzt noch immer fossile Kraftstoffe, hauptsächlich Schweröl und Schiffsdiesel. Der jährliche Gesamtverbrauch wird mit rund 350 Millionen Tonnen beziffert. Auf Containerschiffe, Massengut- und Stückgutfrachter sowie Öltanker entfallen rund drei Viertel der weltweiten Kraftstoffnachfrage. An den globalen THG-Emissionen hat die Schifffahrt einen Anteil von rund drei Prozent.

Im Juli 2023 haben sich die 176 Mitgliedstaaten der International Marine Organization (IMO) auf neue Klimaschutzziele verständigt. Danach sollen die Treibhausgasemissionen des internationalen Seeverkehrs bis zum Jahr 2050 auf netto null reduziert werden. Allein 64 Prozent dieses Ziels sollen durch den Einsatz erneuerbarer und kohlenstoffarmer Kraftstoffe erreichbar sein (vgl. IMO GHG Study 2020).

## IN DER EU: SCHIFFFAHRT MUSS AB DIESEM JAHR $CO_2$-ZERTIFIKATE ABGEBEN

Die Europäische Union erfasst die jährlichen Emissionen von mehr als 10.000 Schiffen. Allein 137,5 Millionen Tonnen $CO_2$ stießen die überwachten Schiffe im Jahr 2022 aus, 8,5 Prozent mehr als im Vorjahr. Das geht aus dem aktuellen European Maritime Transport Environmental Report (EMTER) der EU hervor. Auf den Seeverkehr entfallen danach 14,2 Prozent der verkehrsbedingten $CO_2$-Emissionen der EU. Er liegt damit hinter dem Straßenverkehr und nahezu gleichauf mit der Luftfahrt. Zugleich sind die Methanemissionen durch den Seeverkehr in der EU gestiegen. 2022 machten sie 26 Prozent der Methanemissionen des gesamten Verkehrssektors aus. Die EU führt das u. a. auf die vermehrte Nutzung von LNG in der Schifffahrt zurück.

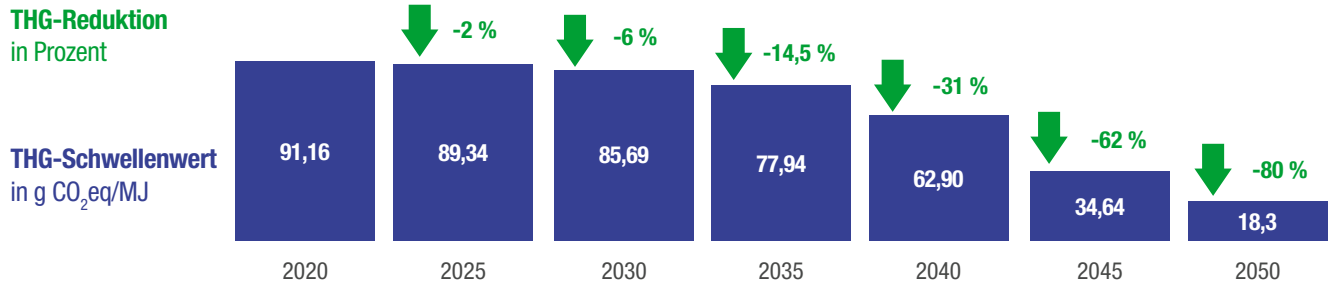
## AB 2027 WERDEN DIE GESAMTEN SCHIFFS-EMISSIONEN BEPREIST

Mit der Ausweitung des ersten EU-Emissionshandelssystems (ETS I) auf den Seeverkehr soll auch dieser Teilsektor dazu beitragen, dass die EU-weiten Emissionen bis 2030 um 55 Prozent sinken. 2025 müssen Reedereien erstmals Emissionszertifikate kaufen und abgeben, und zwar im Umfang von 40 Prozent ihrer Treibhausgase im Vorjahr. 2026 sollen Zertifikate für 70 Prozent der Emissionen aus dem Vorjahr abgeben werden, ab 2027 schlägt der $CO_2$-Preis für die gesamten Schiffsemissionen des Vorjahres zu Buche. Dann schließt die Bepreisung auch Nicht-$CO_2$-Emissionen wie Methan ($CH_4$) und Stickoxid ($N_2O$) ein. Emissionszertifikate müssen für alle Schiffe ab einer Bruttoraumzahl („gross tonnage“) von 5000, die in EU-Häfen anlegen und von dort abfahren, abgegeben werden. Schiffe aus dem EU-Ausland, die in einen EU-Hafen ein- oder von dort auslaufen, müssen für die Hälfte der auf der Route entstehenden Emissionen Zertifikate kaufen. Der $CO_2$-Preis soll als Anreiz für die Reedereien dienen, ihre Schiffe mit strombasiertem Methanol, Ammoniak und grünem Wasserstoff oder mit Biokraftstoffen wie (Bio-LNG) zu betreiben. Es bleibt abzuwarten, wie die THG-Bepreisung den Fuelswitch in der Seeschifffahrt antreibt und mehr Anbieter von alternativen Schiffskraftstoffen auf den Plan ruft. Bislang lassen die Investitionen in die industrielle Produktion noch auf sich warten.

Mit der EU-Verordnung FuelEU Maritime erhöht sich allerdings sich der Druck auf die EU-Schifffahrt, ihre THG-Emissionen zu senken. Die Verordnung schreibt vor, dass die jährliche durchschnittliche $CO_2$-Intensität der in den Schiffen genutzten Energie gegenüber 2020 schrittweise sinken muss – um zwei Prozent im Jahr 2025 und bis 2050 um insgesamt 80 Prozent. So weit ist man auf internationaler Ebene noch nicht. Die IMO verhandelt zwar schon länger über Quoten für klimaschonende Kraftstoffe und eine globale $CO_2$-Bepreisung im internationalen Seeverkehr, mit der Einführung dieser Instrumente dürfte Experten zufolge jedoch nicht vor 2030 zu rechnen sein. Damit steige das Risiko einer Verlagerung des europäischen Seeverkehrs ins EU-Ausland, wo kein oder nur ein schwacher Klimaschutz greife (Carbon Leakage), insbesondere bei steigenden $CO_2$-Preisen.

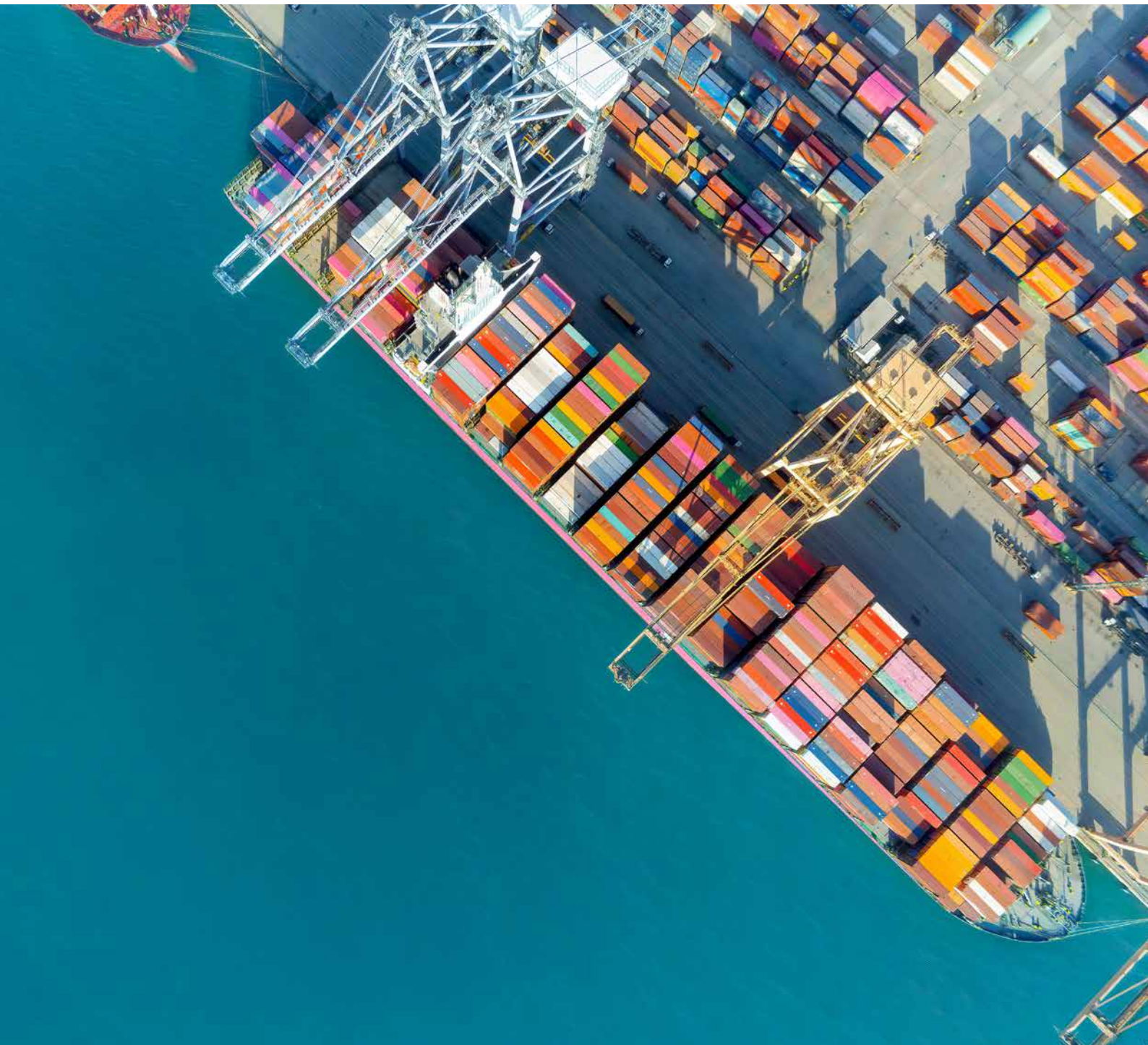
## EU-VORGABEN FÜR KRAFTSTOFFE WERDEN STRENGER

### FUELEU MARITIME: TREIBHAUSGASINTENSITÄT SOLL UM BIS ZU 80 PROZENT SINKEN




Quelle: NOW; Grafik (Nr. 528) en2x

Die durchschnittliche Menge an Treibhausgasen, die durch den Energieverbrauch eines Schiffes pro Jahr entsteht, darf einen festgelegten Grenzwert nicht überschreiten. Dieser Grenzwert wird berechnet, indem der Ausgangswert von 91,16 Gramm $CO_2$-Äquivalenten (g $CO_2$eq) pro Megajoule (MJ) über die kommenden Jahre hinweg um verschiedene Prozentsätze reduziert wird.



## VERSCHIEDENE KRAFTSTOFFLÖSUNGEN FÜR DIE SCHIFFFAHRT

Aufgrund der Diversität und Komplexität von Schiffen gibt es keine einheitliche Lösung für alle Segmente und Typen. Wichtigster Faktor für die Eignung alternativer Techniken und Energien im Schifffahrtsbereich ist neben der Ladungsart und dem Gefährdungspotenzial des Energieträgers die volumetrische Energiedichte. Diese ist bei den alternativen Kraftstoffen im Vergleich zu herkömmlichen fossilen Schiffskraftstoffen geringer. Als kohlenstoffarme und erneuerbare Schiffskraftstoffe kommen E-Methanol, E-Ammoniak, E-LNG oder Wasserstoff (auf Basis von grünem Strom) infrage, ebenso Bio-LNG, Biodiesel und HVO (hydriertes Öl aus Pflanzen, Rest- und Abfallstoffen). Aufgrund der vergleichsweise sehr geringen Energiedichte von Wasserstoff dürfte sich das Anwendungspotenzial dieses Energieträgers vorwiegend auf die Binnenschifffahrt bzw. die Schifffahrt im Kurzstreckenverkehr (etwa Fährbetrieb) oder auf Hybridlösungen beschränken. Ähnliches dürfte auch für batteriebetriebene Schiffe gelten. E-Methanol und E-Ammoniak werden dagegen als vielversprechende Alternativen für den globalen Schiffsverkehr gehandelt, doch eine industrielle Produktion und flächendeckende Versorgung sind aktuell noch nicht annähernd gewährleistet.

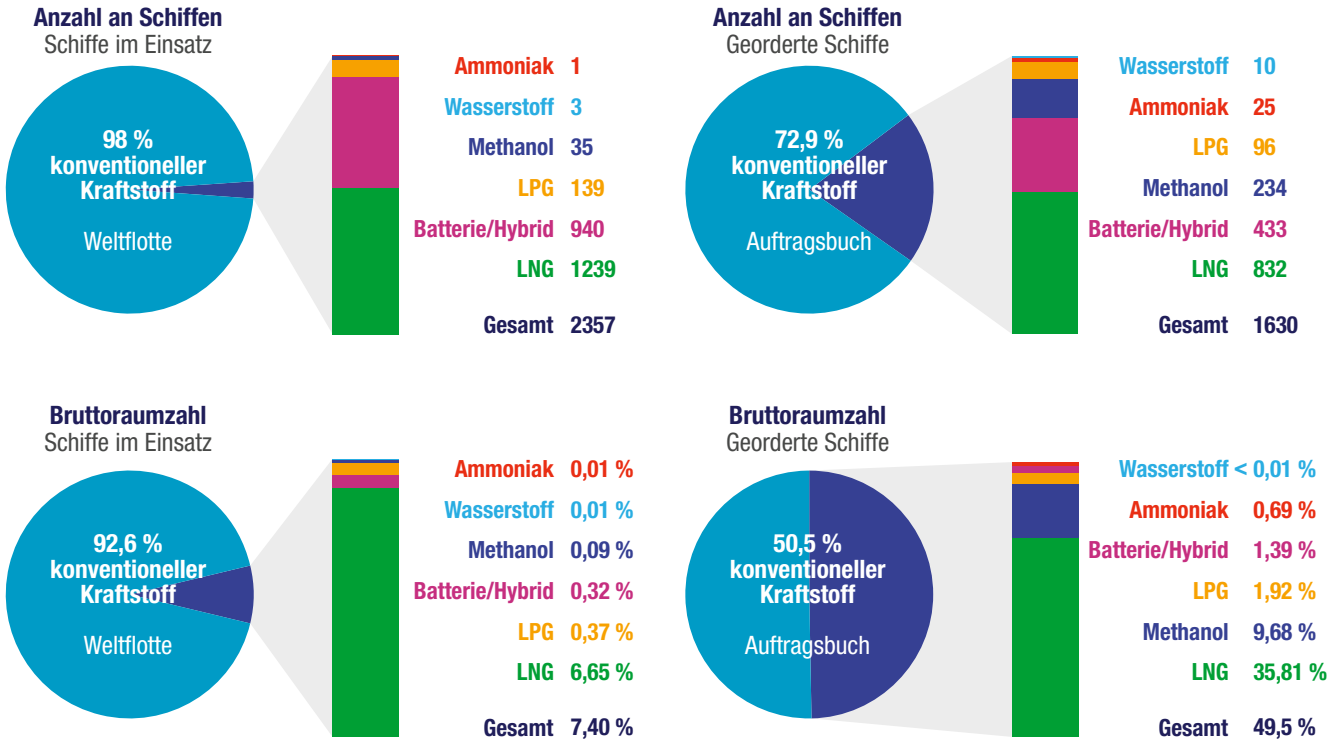
## KLARE TENDENZ ZU ZWEISTOFFMOTOREN

Von einer kommerziellen Anwendung von Ammoniak in der Schifffahrt wird frühestens für Mitte dieses Jahrzehnts ausgegangen, da sich die Motoren weitestgehend noch in der Entwicklung befinden. Aufgrund seiner Toxizität wirft Ammoniak allerdings Sicherheitsbedenken auf, die gelöst werden müssen. Der Einsatz von Methanolmotoren ist hingegen schon fortgeschrittener. Grund für die unterschiedlichen Reifegrade sind vor allem technische Anforderungen der Energieträger (Korrosionsschutz, Temperaturbeständigkeit der Materialien). Kraftstoffübergreifend werden tendenziell mehr ZweistoffMotoren (Dual-Fuel-Motoren) eingesetzt, bislang vor allem für Schweröl/Diesel und LNG. Sie ermöglichen dem Reeder, bestehende Unsicherheiten bei Kraftstoffverfügbarkeiten abzufedern.

## LNG FUNGIERT ALS BRÜCKENTECHNOLOGIE

Fossiles LNG, das einen Emissionsrückgang von bis zu 25 Prozent gegenüber dem bisher verwendeten Schweröl oder Diesel ermöglicht, gilt als Brückentechnologie, bis der Markt die erneuerbaren Alternativen in größerer Menge bietet. Von 2018 bis 2022 hat sich die LNG-Verwendung in den von der EU-überwachten Schiffen auf rund 4,4 Millionen Tonnen verdoppelt.

## ANTEIL ALTERNATIVER KRAFTSTOFFE AN DER WELTFLOTTE IN ANZAHL DER SCHIFFE (OBEN) UND BRUTTORAUMZAHL (UNTEN), AB JUNI 2024




In den letzten Jahren ist der Anteil der Bestellungen an alternativen Schiffsantrieben rasant angestiegen – insbesondere bei Antrieben auf Basis von LNG, Batterien, Methanol und LPG

Quelle: DNV, 2024: Energy Transition Outlook 2024, MARITIME FORECAST TO 2050; Grafik (Nr. 556): en2x

Im Frühjahr 2024 fuhren bereits 20 Kreuzfahrtschiffe, die neben Marinediesel auch mit LNG betrieben werden können, wie eine Statistik der Klassifikationsgesellschaft DNV zeigt. Auch in der Transportschifffahrt wird der LNG-Antrieb immer häufiger eingesetzt. Laut DNV machten Mitte 2024 mit LNG betriebene Schiffe 6,7 Prozent der Tonnage der weltweit in Betrieb befindlichen Schiffe aus, während rund 36 Prozent der Tonnage aller georderten Schiffe LNG als Treibstoff verwenden können. Insgesamt waren Mitte 2024 1239 LNG-fähige Schiffe im Einsatz, 832 waren bestellt.

## FLÜSSIGE KRAFTSTOFFE BLEIBEN DAS MITTEL DER WAHL

Für den Güter- und Personentransport auf den Weltmeeren bleiben gut speicherbare Kraftstoffe mit hoher Energiedichte das Mittel der Wahl, z. B. Biodiesel, verflüssigtes Biogas oder Ammoniak sowie synthetisches Methanol. Erste First-Mover-Projekte demonstrieren bereits die technische Machbarkeit des Einsatzes nachhaltiger erneuerbarer und kohlenstoffarmer Schiffskraftstoffe, sie sind aber noch nicht in der Breite verfügbar. Es wird keine Einheitslösung für die verschiedenen Schifffahrtssegmente geben. Der Bedarf an zunehmend treibhausgasarmen und langfristig $CO_2$-neutralen flüssigen Kraftstoffen für die Schifffahrt wird im Zuge strengerer Vorgaben zur Emissionsminderung und der prognostizierten Zunahme des Gütertransports zur See ansteigen. Fossiles LNG ist eine Übergangslösung auf dem Weg zur klimaschonenden Schifffahrt. Brennstoffzellen- sowie Elektroantriebe dürften nur für Kurzstrecken oder in Hybridlösungen infrage kommen. Für die Binnenschifffahrt zeichnen sich im nächsten Schritt drop-in-fähige Kraftstofflösungen ab, die ohne aufwendige Umrüstungen einsetzbar sind. Der Umstieg auf erneuerbare Schiffskraftstoffe gelingt nur über eine kohärente Regulierung auf allen Ebenen (national, EU und global). In jedem Fall nötig sind Rahmenbedingungen und Anreize, die Investitionen in die Produktion $CO_2$-armer und $CO_2$-neutraler Schiffskraftstoffe attraktiv und langfristig sicher machen.

### en2x-FORDERUNGEN

- en2x setzt sich für Rahmenbedingungen und Anreizsysteme ein, die langfristige und verlässliche Marktbedingungen für alternative Schiffskraftstoffe für die Hochsee- und Binnenschifffahrt schaffen. Dazu zählen Quoten, $CO_2$-Bepreisung, Förderungen, Umlagesysteme, Ausschreibungsmodelle und Produktzulassungen.
- In diesem Kontext ist eine europaweit einheitliche Regulatorik für den Einsatz klimaschonender Schiffskraftstoffe wichtig. Nationale Alleingänge, wie etwa höhere Anforderungen an die Erzeugung und Nutzung der Kraftstoffe, müssen vermieden werden.
- Es muss ein kohärenter regulatorischer Rahmen für die Anrechnung klimaschonender (erneuerbarer) Kraftstoffe über alle Verkehrssektoren hinweg geschaffen werden.
- Die nationalen Hafeninfrastrukturen (u. a. Bunkerinfrastruktur) müssen im Hinblick auf die Nutzung klimafreundlicher Schiffskraftstoffe um- und ausgebaut werden.
- Da es technisch und ökonomisch wenig Sinn macht, Schiffe für mehrere Kraftstoffoptionen auszurüsten, bedarf es internationaler Koordination und internationaler Vereinbarungen, um bestimmte Kraftstoffsysteme und notwendige Infrastrukturen (etwa in den Häfen) für den globalen Schiffsverkehr auf den Weg zu bringen und zu fördern.



# IM WÄRMEMARKT IST TECHNOLOGIEOFFENHEIT GEFRAGT

Der Wärmemarkt – ein wichtiger Sektor für das Erreichen der Klimaziele. Auf Raumwärme und Warmwasser entfällt ca. ein Drittel des Endenergieverbrauchs in Deutschland. Dazu sind u. a. rund 21,6 Millionen Heizungsanlagen in Gebäuden im gesamten Bundesgebiet im Einsatz. 13,9 Millionen davon sind Gasheizungen, rund 4,8 Millionen Ölkessel und 620.000 Flüssiggasheizungen. Die Versorgung mit Heizöl EL und Flüssiggas erfolgt derzeit zu einem hohen Anteil durch en2x-Mitglieder.

Bei der Modernisierung stockte es allerdings im Jahr 2024. Der Absatz neuer Heizungsanlagen brach ein, verkündete der Bundesverband der deutschen Heizungsindustrie (BDH). Lediglich 712.500 neue Anlagen wurden verkauft, 46 Prozent weniger als noch im Vorjahr, da waren es noch mehr als 1,3 Millionen. Der Negativtrend betraf sämtliche Heizungstechnologien: Bei Ölheizungen fiel das Minus mit 25 Prozent noch am geringsten aus. Insgesamt wurden 2024 rund 85.000 Ölheizungen verkauft, das entspricht dem Absatz des Jahres 2011 und liegt immer noch über den Absätzen der Jahre 2012 bis 2022. Eine Sonderentwicklung, die noch immer eine Konsequenz der Diskussionen um das Gebäudeenergiegesetz (GEG) sein dürfte. Von den 85.000 verkauften Ölheizungen waren 84.500 Brennwertgeräte und 500 Niedertemperaturkessel. Der Absatz von Tanksystemen reduzierte sich um 21 Prozent auf 27.000 Stück. Bei Gasgeräten lag mit 410.500 verkauften Stück das Absatzminus bei 48 Prozent.

## ELEKTRIFIZIERUNG DES WÄRMEMARKTES SCHREITET LANGSAMER VORAN ALS ANGENOMMEN

Mit 193.000 abgesetzten Wärmepumpen schrumpfte dieses Segment um 46 Prozent gegenüber 2023. Auch wenn laut BDH gegen Ende des Jahres die Zahl der bewilligten Förderanträge für Wärmepumpen deutlich zugenommen hat, dürfte die Elektrifizierung des Wärmemarktes damit langsamer voranschreiten als zuletzt politisch vorgesehen. Ziel der Ampelregierung war die jährliche Installation von 500.000 Wärmepumpen ab dem Jahr 2024. Der BDH hatte nach den Rekordwerten von 2023 bereits vor einem Jahr mit einer schwächeren Marktentwicklung gerechnet. Eine Ursache für die Absatzentwicklung dürfte nach en2x-Einschätzung die anhaltende Verunsicherung zahlreicher Hausbesitzender im Hinblick auf aktuelle und künftige gesetzliche Regelungen und Fördermechanismen sein. Auch kann derzeit nicht seriös eingeschätzt werden, wie sich der ab 2027 für die EU beschlossene Emissionshandel für den Wärme- und Verkehrssektor auf die Preise der fossilen Energieträger auswirken wird. Der BDH macht darüber hinaus auch die mit dem GEG verknüpfte kommunale Wärmeplanung dafür verantwortlich, dass die Menschen die Heizungsmodernisierung aufschieben und auf mögliche Angebote ihrer Kommunen warten.

## NOVELLE DES GEBÄUDEENERGIEGESETZES SEIT 01.01.2024 IN KRAFT

Mit Beginn des Jahres 2024 trat in Deutschland die Novellierung des GEG in Kraft. Jede ab dem 01.01. neu eingebaute Heizung muss nach einer definierten Übergangszeit zu 65 Prozent mit erneuerbarer Energie betrieben werden. Dabei sieht das Gesetz verschiedene Erfüllungsoptionen vor. Die Übergangsfristen sind gestaffelt und abhängig vom Vorliegen einer kommunalen Wärmeplanung, betragen aber mindestens fünf Jahre.

Heizöl- oder Flüssiggaskunden können die Vorgabe z. B. durch den Einbau einer Hybridheizung (Öl-/Gasheizkessel plus Wärmepumpe) oder mit einem neuen Brennwertgerät und Flüssigbrennstoff mit einem entsprechenden erneuerbaren Anteil erfüllen. Bei Kombination mit einer Solarthermieanlage für Heizung und Warmwasser wird die gewonnene Solarwärme anteilig auf die erforderliche Erneuerbarenquote angerechnet.

## BILANZIELLE ERFÜLLUNGSOPTION WÜRDE DEN MARKTHOCHLAUF ERLEICHTERN

Insbesondere in der Anlaufphase, wenn nur wenige Heizanlagen mit dem erneuerbaren Flüssigbrennstoff versorgt werden müssen, stellt die physische Lieferung eine zusätzliche Herausforderung dar. Die Möglichkeit einer bilanziellen Erfüllung könnte die genannten Herausforderungen überwinden und damit effizienter zur Erreichung der Klimaschutzziele beitragen.

Die bilanzielle Erfüllungsoption hätte aus en2x-Sicht erhebliche Vorteile. So könnten unterschiedliche Kundenwünsche hinsichtlich unterschiedlicher erneuerbarer Anteile leichter berücksichtigt werden, die Belieferung würde ebenfalls erleichtert werden, insbesondere von wenigen Kunden beim Marktstart. Außerdem würden logistischer Aufwand und Kosten in der Lieferkette reduziert und die Gleichstellung zu Erdgas und Strom wäre gegeben.



Als Möglichkeit einer bilanziellen Erfüllungsoption wird auch über eine Quotenregelung diskutiert. Ziel ist eine einfache und problemlose Umsetzung der Anforderungen an die Nutzung erneuerbarer Energien in Heizsystemen, die flüssige Brennstoffe verwenden. Die Idee dahinter: Durch eine festgelegte Beimischquote, bezogen auf den gesamten Heizölabsatz, die der erforderlichen Menge an erneuerbaren Brennstoffen entspricht, kann die Anforderung des GEG erfüllt werden. Solch eine Regelung ist im derzeitigen GEG allerdings nicht vorgesehen und das Gesetz müsste entsprechend erweitert werden. Bei dem derzeitigen Absatz von neuen Heizgeräten würde eine Beimischung von ca. 1 Prozent dazu ausreichen, die Anforderungen für die verpflichteten (neuen) Anlagen zu erfüllen.

### BRANCHE SPRICHT SICH FÜR ZÜGIGE KLÄRUNG IN SACHEN GEG AUS

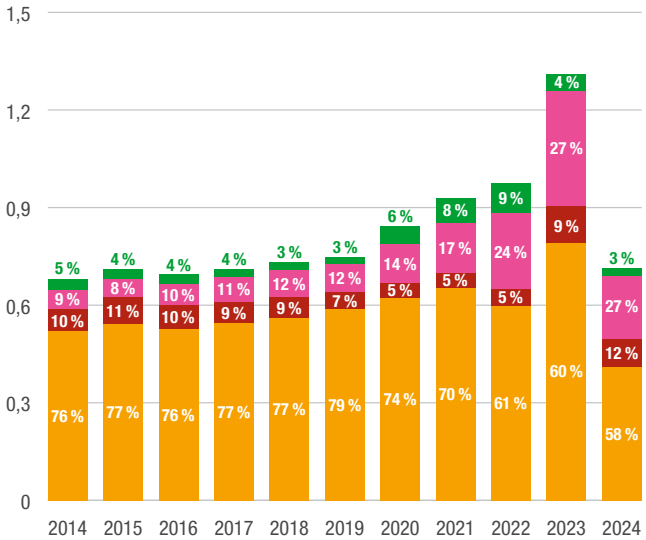
Im Rahmen der aktuellen politischen Diskussion wird über eine Abschaffung oder Änderung des GEG diskutiert. So haben Union und SPD im Koalitionsvertrag angekündigt, das bestehende Heizungsgesetz wieder abzuschaffen.

Die aktuelle Fassung ist aus Branchensicht technologieoffen ausgestaltet und ermöglicht neben dem Einbau von Wärmepumpen und Hybridheizungen auch weitere Optionen wie den Einsatz von erneuerbarem Heizöl. Anstatt Verbraucher und Industrie mit Diskussionen um eine mögliche Abschaffung zu verunsichern, muss der Gesetzgeber nun Rahmenbedingungen für den schnellen und unkomplizierten Einsatz der im GEG vorgesehenen Erfüllungsoptionen schaffen. Als zentralen Impuls für die Belebung der Heizungsmodernisierung empfiehlt der BDH, das Gebäudeenergiegesetz praxisnah auf die Lebenssituationen der Haushalte auszurichten. Das derzeitige GEG – insbesondere der Paragraf 71 – werde von den Menschen als zu kleinteilig und kompliziert empfunden. Die weitere Marktentwicklung wird damit maßgeblich von den Entscheidungen der neuen Bundesregierung abhängig sein.

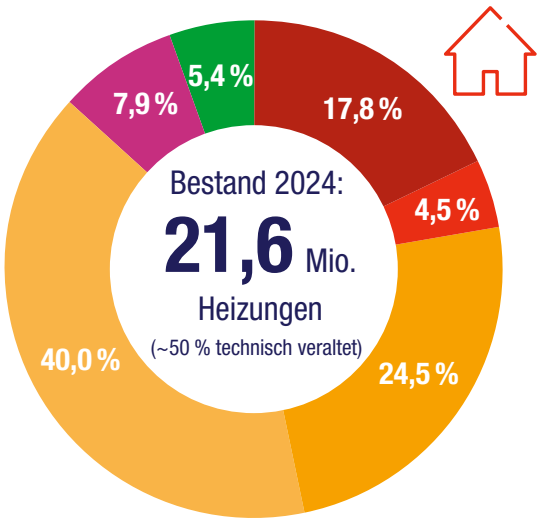
Für erneuerbare flüssige Brennstoffe ist dafür insbesondere auch die Aufnahme der aktuellen Heizölnorm (DIN 51603 Teil 1), die Definitionen für erneuerbares Heizöl enthält, in die 1. Bundes-Immisionsschutzverordnung (1. BImSchV) erforderlich.

## HEIZUNGSMARKT: ABSATZ BRICHT UM 46 PROZENT EIN

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




**Bestand: 87 % der Wärmeerzeuger nutzen flüssige und gasförmige Energieträger**




Quelle: Bundesverband des Schornsteinfegerhandwerks, Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie; Grafik (Nr. 460): en2x

## ERNEUERBARE BRENNSTOFFE ALS REGELBRENNSTOFFE AKZEPTIEREN

In der 1. BImSchV wird für die Heizölbeschaffenheit die DIN 51603-1 (Ausgabe 2008) benannt. Die Komponenten müssen danach aus Mineralölverarbeitungsverfahren stammen, andere leichte Heizöle gleichwertiger Qualität sind zulässig. Die DIN 51603-1 wurde seither mehrfach überarbeitet, eine Aktualisierung wurde in der 1. BImSchV aber nicht vorgenommen.

Um Klarheit darüber zu schaffen, dass paraffinische erneuerbare Brennstoffe als Regelbrennstoffe akzeptiert sind, müssen diese in einer angepassten Norm benannt werden. In der aktuellen DIN 51603-1 (Ausgabe 2024) werden paraffinische Komponenten explizit als zulässige Brennstoffkomponenten aufgeführt. Durch die Einführung einer neuen „Sorte“ werden nun auch HVO-Mischungen bis zu 100 Prozent in der Norm beschrieben.

Zur Erfüllung der Anforderungen des GEG sind bis zu 65 Prozent der erneuerbaren Komponenten notwendig. Es ist daher erforderlich, die 1. BImSchV zu überarbeiten und die aktuelle Heizölnorm in Bezug zu nehmen.

Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (BMUV) lehnt bisher eine Anpassung der 1. BImSchV an die aktuelle Norm ab. Gleichzeitig stellt das BMUV die Verfügbarkeit der erforderlichen Mengen infrage.

## „GREEN FUELS READY“-LABEL

Das „Green Fuels Ready“-Label kennzeichnet neue Heizungsanlagen und -komponenten, die für den Einsatz von bis zu 100 Prozent erneuerbaren Brennstoffen geeignet sind. Es gibt auch bereits europaweit Haushalte, die solche Brennstoffe in Demonstrationsanlagen nutzen oder genutzt haben. Derzeit arbeiten Heizölproduzenten und -handel intensiv an einem flächendeckenden Angebot für solche klimaschonenden Heizölqualitäten.




## en2x-FORDERUNGEN

- **Vielfalt von Technologien für den Klimaschutz ermöglichen**
  Für das Erreichen der Klimaziele im Gebäudesektor sind erhebliche Anstrengungen erforderlich. Dabei sind die Modernisierungsansätze für die unterschiedlichen Gebäude sehr verschieden. Nötig ist daher eine Vielfalt von Technologien. Das bestehende Gebäudeenergiegesetz (GEG) lässt diese Vielfalt zu, eine erneute Änderung oder Abschaffung des GEG ist nicht erforderlich.

- **Unabhängigkeit und Versorgungssicherheit sicherstellen**
  Eine sichere und unabhängige Energieversorgung ist die Basis für Wirtschaft und Industrie, aber auch private Haushalte bauen auf eine zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Flüssige Energieträger, die auch erneuerbar produziert werden können, lassen sich leicht transportieren und lagern. Sie liefern damit eine solide Basis für eine sichere und unabhängige Energieversorgung.

- **Klare und verlässliche gesetzliche Rahmenbedingungen für $CO_2$-arme Brennstoffe**
  Zur Bereitstellung neuer $CO_2$-armer Brennstoffe sowie geeigneter Gerätetechnik muss in die Entwicklung von Produkten und in den Aufbau von Produktionskapazitäten investiert werden. Diese Investitionen können nur erfolgen, wenn durch klare und verlässliche Rahmenbedingungen sichergestellt ist, dass diese Produkte auch eingesetzt werden dürfen und als erneuerbar anerkannt werden.

- **Bilanzielle Erfüllung ermöglichen**
  Zur Erfüllung der Anforderungen des Gebäudeenergiegesetzes sollte die nachgefragte Menge an alternativen Brennstoffen von den Brennstoffanbietern auch bilanziell nachgewiesen werden können. Darüber hinaus sollte geprüft werden, ob die GEG-Anforderungen über eine Quotenregelung wirksam erfüllt werden können.

- **Überarbeitung der 1. BImSchV**
  Die aktuelle Heizölnorm (DIN 51603 Teil 1), die Definitionen für erneuerbares Heizöl enthält, muss in die 1. Bundes-Immissionsschutzverordnung (1. BImSchV) aufgenommen werden.

PRODUKTE FÜR DIE STOFFLICHE NUTZUNG

# NAPHTHA, BITUMEN & CO.

## STOFFLICHE PRODUKTE AUS DER RAFFINERIE WERDEN LANGFRISTIG BENÖTIGT

Ungefähr ein Fünftel der heute in Raffinerien aus Mineralöl hergestellten Produkte werden nicht als Kraftstoff für Motoren oder Brennstoff für Heizungen verwendet. Die Produkteigenschaften und die Anwendungen dieser nicht-energetischen Produkte sind vielfältig. Der mengenmäßig größte Anteil entfällt auf chemische Vorprodukte wie Naphtha oder Flüssiggas, die u. a. für die Erzeugung von Kunst-, Schaum- und Dämmstoffen benötigt werden. Aber auch weitere Produkte wie Methanol, Schmierstoffe, Bitumen, Weißöle, Paraffine oder Prozessöle werden in Raffinerien hergestellt.

## VIELE INDUSTRIEZWEIGE SIND AUF DIE GRUNDSTOFFE UND VORPRODUKTE ANGEWIESEN

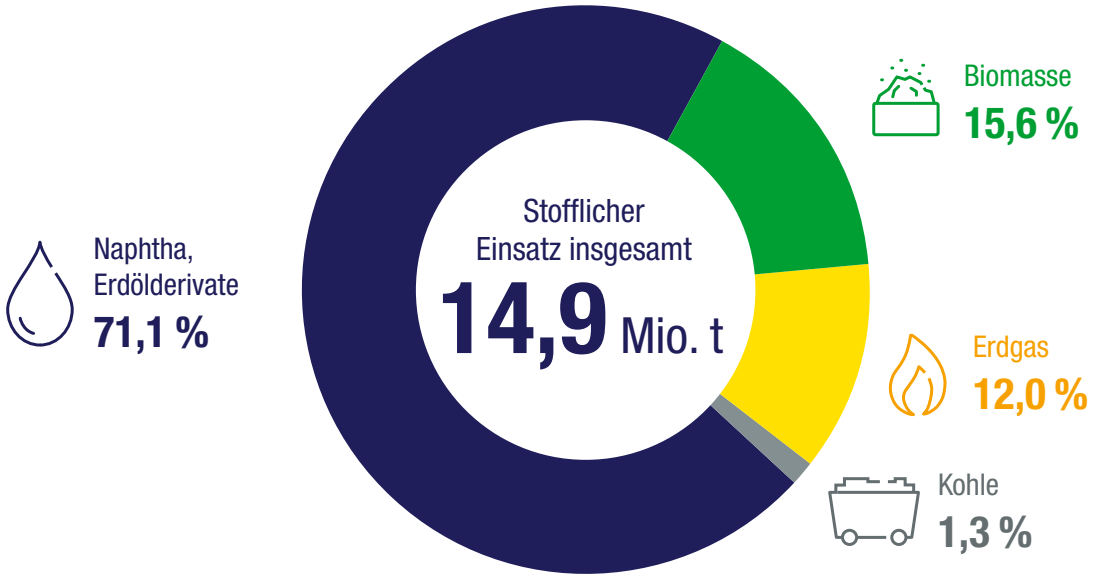
Diese Kohlenwasserstoffe werden in verschiedensten Abnehmerindustrien stofflich genutzt und weiterveredelt, wie etwa Automotive, Kosmetik und Pharmazie, Bauindustrie sowie Lebensmittelindustrie. Aber auch die Herstellung und der Betrieb von Solarzellen und Windkraftanlagen benötigen Materialien, die auf Kohlenwasserstoffen basieren. Somit sind die in der Raffinerie gewonnenen Produkte zur stofflichen Nutzung von zentraler Bedeutung für den Erhalt industrieller Wertschöpfungsketten in Deutschland. Um die Klimaziele zu erreichen, müssen daher all diese Produkte langfristig $CO_2$-neutral hergestellt werden.

Anders als bei Kraft- und Brennstoffen ist aktuell davon auszugehen, dass der Absatz stofflicher Produkte künftig mindestens konstant bleiben oder sogar steigen wird. Für die Transformation von Raffinerien und Produktionsstätten stellt das eine Herausforderung dar, da die Herstellung dieser Produkte aufgrund der Kuppelproduktion nicht unabhängig von der Kraft- und Brennstoffherstellung erfolgen kann. Im Raffinerieprozess entsteht aus Rohöl durch Destillation sowie in Konversionsanlagen stets eine Palette flüssiger und gasförmiger Kohlenwasserstoffe, u. a. Naphtha, Benzin, Kerosin und Diesel. Dies wird sich auch nicht grundlegend ändern, wenn zunehmend erneuerbare Einsatzstoffe das fossile Rohöl ersetzen.

## NACHHALTIGE ROHSTOFFBASIS MUSS VERFÜGBAR SEIN

Im Zuge der Transformation werden die Raffinerien ihre Rohstoffbasis zunehmend auf erneuerbare Energieträger und Einsatzstoffe umstellen. Neben $CO_2$-armem und $CO_2$-neutralem Wasserstoff braucht es dafür eine Kohlenstoffquelle, wie abgeschiedenes $CO_2$, nachhaltige Biomasse (Stroh, biogene Sekundärrohstoffe wie Pflanzenreste, Restholz) oder Plastikreststoffe. Auf diese alternativen Rohstoffe müssen Raffinerien in ausreichendem Umfang zugreifen können. Zudem werden Investitionen in neue Verfahren wie Wasserstoffelektrolyse, die thermochemische Umwandlung von abfallbasierter und fortschrittlicher Biomasse oder das chemische Recycling von Plastikabfällen sowie Power-to-Liquid-Verfahren notwendig, um die Rohstoffe für Raffinerien verfügbar zu machen.

## ROHSTOFFBASIS DER ORGANISCHEN CHEMIE IN DEUTSCHLAND 2023




Quelle: Verband der Chemischen Industrie (VCI); Grafik (Nr. 464): en2x; Anteile 2023



## SCHLÜSSELTECHNOLOGIE CO-PROCESSING KANN KOSTEN SENKEN

Ein Teil der stofflich verwerteten Produkte kann in Standalone-Anlagen (z. B. Methanol-to-X-Verfahren) bereitgestellt werden. Um das gesamte Produktportfolio auch künftig bereitstellen zu können, braucht es allerdings Raffinerien. Bei der Verarbeitung alternativer Rohstoffe in der Raffinerie ist Co-Processing die Schlüsseltechnologie. Beim Co-Processing werden fossile und alternative Rohstoffe (Feedstocks) gemeinsam in verschiedenen Verarbeitungsverfahren zu Produkten verarbeitet. Schon heute ist die Raffinerieindustrie technisch in der Lage, auf diese Weise größere Mengen $CO_2$-armer Produkte in modifizierten Bestandsanlagen herzustellen. Dabei können durch Co-Processing die gewohnten Produkte für die Abnehmerindustrien in gleichbleibender Qualität bereitgestellt werden.

## BUSINESS CASE FÜR STOFFLICHE PRODUKTE FEHLT

Der Einsatz alternativer Rohstoffe erfordert Anpassungen an den bestehenden Anlagen. Zudem ist deren Beschaffung, inklusive Aufreinigung, aufwendiger als die Verwendung von fossilem Mineralöl. Die Herstellung von klimaneutralen Produkten ist damit teurer. Im Kraftstoffbereich sollen Quoten Anreize für entsprechende Investitionen schaffen. Für die Herstellung stofflicher Raffinerieprodukte gibt es momentan noch keine entsprechenden Regelungen. Aufgrund der höheren Rohstoffkosten bei gleichzeitig fehlenden Anreizen zur Nutzung fehlt jedoch der Business Case für eine industrielle Herstellung. Wenn diese Produkte als entsprechend $CO_2$-mindernd bzw. erneuerbar in der Regulierung anerkannt würden, wäre eine wirtschaftliche Bereitstellung dieser Produkte möglich. Dann könnten vergleichsweise schnell große $CO_2$-Minderungspotenziale genutzt werden. Eine flexible Allokation ihrer klimaschonenden Eigenschaften im Rahmen einer bilanziellen Anrechnung ist vor diesem Hintergrund unverzichtbar. Langfristig ist es zudem unerheblich, wo die erneuerbare Eigenschaft angerechnet wird, da zukünftig ausschließlich erneuerbarer oder recycelter Feedstock eingesetzt werden darf.

## en2x-FORDERUNGEN

- **Alternative Rohstoffe verfügbar machen**
  Damit die Raffinerieprodukte zur stofflichen Nutzung zunehmend $CO_2$-neutral bereitgestellt werden können, müssen genügend alternative Rohstoffe zur Verfügung stehen. Durch eine entsprechende Ausgestaltung der Biomassestrategie und der Wasserstoffstrategie sowie durch die Unterstützung von Kreislaufwirtschaft und Carbon Capture and Utilization (CCU) hat die Politik gute Handlungsmöglichkeiten, um alternative Rohstoffe verfügbar zu machen.

- **Anreizsystem zur Nutzung alternativer Rohstoffe**
  Die Herstellung von klimaschonenden Produkten aus alternativen Rohstoffen muss wirtschaftlich attraktiv werden. Investitionen in neue Verarbeitungsanlagen sowie die aufwendigere Beschaffung steigern die Herstellungskosten $CO_2$-neutraler Produkte. Anders als bei Kraft- und Brennstoffen fehlen für die stofflichen Produkte regulatorische Instrumente, die eine Markteinführung unterstützen.

- **Co-Processing weitestgehend ermöglichen und umfassend anerkennen**
  Co-Processing ist eine Schlüsseltechnologie für die Transformation von Raffinerien und damit auch für die Herstellung treibhausgasarmer Produkte zur stofflichen Nutzung. Nationale Restriktionen der Co-Processing-Nutzung in Bezug auf Rohstoffe, Verfahren und Produkte müssen entfallen. Nötig sind darüber hinaus eine bilanzielle Anrechnung und eine flexible Allokation der klimaschonenden Eigenschaften auf die Produkte aus dem Co-Processing.



# ROHSTOFFE UND TECHNOLOGIEN

**NEBEN WASSERSTOFF WERDEN AUCH WEITERHIN KOHLENWASSERSTOFFE ALS CHEMISCHE BAUSTEINE UND ENERGIETRÄGER BENÖTIGT. BIOMASSE, KUNSTSTOFFRECYCLING UND $CO_2$ AUS DER LUFT SOWIE AUS DER INDUSTRIE WERDEN DIE ALTERNATIVEN KOHLENSTOFFQUELLEN FÜR DIE UMSTELLUNG DER ROHSTOFFBASIS SEIN. SIE MÜSSEN IN EINER KOHLENSTOFFSTRATEGIE BETRACHTET WERDEN.**

# WASSERSTOFFHOCHLAUF BRAUCHT REALISMUS UND PRAGMATISMUS

Kohlenstoffarm und $CO_2$-neutral hergestellter Wasserstoff spielt eine Schlüsselrolle auf dem Weg zur Klimaneutralität. Als Energieträger soll er möglichst überall dort eingesetzt werden, wo sich die Defossilisierung nicht allein mit Strom aus erneuerbaren Quellen erreichen lässt. Zugleich ist er ein wichtiger Rohstoff für Raffinerien, für die chemische Industrie und zukünftig auch für die Stahlindustrie.

## DIE ERZEUGUNG UND NUTZUNG VON GRÜNEM WASSERSTOFF STEHEN NOCH VOR VIELEN HERAUSFORDERUNGEN

Aktuell benötigt Deutschland jährlich rund 1,7 Millionen Tonnen Wasserstoff, der größtenteils noch aus fossilem Erdgas hergestellt und als grauer Wasserstoff bezeichnet wird. Der Wasserstoffbedarf wird deutlich steigen, laut Bundesregierung von derzeit rund 55 Terawattstunden (TWh) auf bis zu 130 TWh (rund 4 Millionen Tonnen) im Jahr 2030, von denen 50–70 Prozent importiert werden müssen. Für ein treibhausgasneutrales Deutschland werde der Bedarf bis 2045 voraussichtlich auf 360–500 TWh für Wasserstoff und 200 TWh für Derivate steigen – mindestens das Zehnfache gegenüber heute. Laut den Ergebnissen des Verbundprojekts „Hypat – $H_2$-Potenzialatlas“ dürfte im Jahr 2050 Wasserstoff in Deutschland ca. 20 Prozent des Endenergiebedarfs decken. Der größte Teil des grünen Wasserstoffs samt Syntheseprodukten müsse dann importiert werden.

## IM INLAND KOMMEN NOCH ZU WENIGE $H_2$-PROJEKTE IN GANG

Trotz der großen Absatzpotenziale kommt der Markthochlauf nur langsam voran. Multiple Unsicherheiten wie geopolitische Unruhen, unsichere Abnahmemengen, hohe Energie- und Rohstoffpreise sowie hohe regulatorische Anforderungen an die Wasserstofferzeugung, verzögerte Genehmigungen und unzureichende Finanzierungsinstrumente führen dazu, dass Investitionen im Inland nicht oder nur zurückhaltend getätigt werden. Während weltweit massive Investitionen in den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft fließen, droht Deutschland ins Hintertreffen zu geraten.

Schwer nachvollziehbar, denn Industrieunternehmen brauchen dringend nachhaltigen Wasserstoff. Es gibt viele Ankündigungen für ambitionierte Elektrolyseanlagen mit guten Standortrahmenbedingungen, aber zur Umsetzung kommt es bislang nur in wenigen Fällen.

Im Verlauf des Jahres 2024 hat sich dennoch etwas getan: Der Anteil der Projekte in Deutschland, die sich im Bau befinden oder eine Investitionsentscheidung aufweisen, ist laut einer Analyse des Energiekonzerns E. ON. und des Energiewirtschaftlichen Instituts (EWI) von November von rund 3 Prozent auf rund 9 Prozent der bis 2030 geplanten Erzeugungskapazität gestiegen. Diese hat sich von 10,1 Gigawatt im Februar 2024 auf 11,3 Gigawatt erhöht. Die Elektrolysekapazität ist von 66 Megawatt (MW) auf 111 MW elektrische Leistung gestiegen. Offen sei aber, ob sich dieser Trend ohne weitere Förderprogramme fortsetzt. Den Anstieg führen die Analysten allein auf die IPCEI-Förderbescheide zurück, die die Unternehmen nach langer Hängepartie auf EU-Ebene erhalten haben. Viele Wasserstoffprojekte kommen allerdings weiterhin nicht in Gang. Während Bund und EU die Wasserstofferzeugung fördere, sorgten gleichzeitig starre Regeln dafür, dass sich kein Markt ausbildet, so die Kritik. Die enge und komplizierte Definition von grünem Wasserstoff sowie von kohlenstoffarm hergestelltem Wasserstoff der EU-Kommission verteuere die Strombeschaffung und somit den Wasserstoff.

Mittlerweile mehren sich die Stimmen, die deutliche Korrekturen beim Aufbau der Wasserstoffwirtschaft in Deutschland und in der EU für dringend erforderlich halten. Die Kriterien für die Herstellung von grünem Wasserstoff „wirken wie Daumenschrauben“, so Prof. Michael Sterner, Mitglied des Nationalen Wasserstoffrats. In einem Interview mit dem Handelsblatt appellierte er an die nächste Bundesregierung, den Aufbau der Wasserstoffwirtschaft neu zu organisieren.

## $H_2$-IMPORT: EINIGES SPRICHT FÜR E-METHANOL UND E-AMMONIAK

Ein wichtiger Baustein der Nationalen Wasserstoffstrategie ist der Import von grünem Wasserstoff aus sonnen- und windreichen Ländern, wo mit günstigem Strom aus erneuerbaren Quellen das grüne Gas durch Elektrolyse aus Wassermolekülen abgetrennt werden kann. Beim Import von $CO_2$-neutralem Wasserstoff stehen nicht nur viele mögliche Routen zur Debatte. Auch die Form, wie der regenerative Energieträger und Rohstoff Deutschland erreicht, bietet verschiedene Optionen: Wasserstoff in Reinform oder eingebunden in ein flüssiges organisches Trägermedium (Liquid-Organic Hydrogen Carrier) oder als Wasserstoffderivat. Dazu zählen synthetisches Rohöl (Syncrude), Ammoniak ($NH_3$), Methan ($CH_4$) und Methanol ($CH_3OH$).

## WASSERSTOFFBEDARFE ALLER SEKTOREN IN DEUTSCHLAND
FÜR DIE JAHRE 2030, 2035, 2040 UND 2045

| | | 2030 | | 2035 | 2040 | 2045 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Mio. t $H_2$ | TWh[22] | Mio. t $CO_2$-Emissionsreduktion | TWh | TWh | TWh |
| **Prozessindustrien** | | **56–82** | | **130–180** | **167–250** | **254–402** |
| Stahlindustrie | 0,8–0,9 | 28–29 | 23 | 63 | 67–73 | 67–73 |
| Chemieindustrie[23] | 0,6–1,3 | 21–45 | 0–3 | 47–95 | 73–144 | 148–283 |
| Weitere Prozessindustrien | 0,2 | 7–8 | k. A. | 20–22 | 27–33 | 39–46 |
| **Verkehrs-/ Transportsektor** | | **33** | | **73–74** | **135–137** | **161–186** |
| Individualverkehr inkl. leichter Nfz | 0,04 | 1,3 | 0,2 | 4 | 8 | 8 |
| Schwerlastverkehr (schwere Nfz) inkl. Bussen | 0,7 | 22 | 4 | 58 | 88 | 88 |
| Raffinerien | 0,05 | 1,7 | 0,6 | 4 | 2 | 0 |
| Luftfahrt | 0,04 | 1,4–1,6 | 0,3 | 5–6 | 34–36 | 60–85 |
| Schifffahrt | 0,02 | 0,7 | 0,1 | 1,5 | 3 | 5 |
| E-Fuels[24] | 0,2 | 6 | 1,2 | k.A. | k.A. | k.A. |
| **Wärmemarkt[25]** | | **5–10** | | **k. A.** | **k. A.** | **125 – 500** |
| **Energieversorgung** | | **0** | | **30** | **k. A.** | **80 – 200** |
| **Summe** | | **94–125** | | **233–284** | **302–387** | **620–1288** |

[22] Die Umrechnung basiert auf dem unteren Heizwert für Wasserstoff, demnach entsprechen 1 Mio. t $H_2$ etwa 33,33 TWh.
[23] Für das Jahr 2030 wird davon ausgegangen, dass der bisher mittels grauen $H_2$ gedeckte Bedarf der Chemieindustrie nur anteilig durch klimaneutralen oder weitgehend klimaneutralen Wasserstoff gedeckt wird. Damit betreffen die Angaben für 2030 ebenso die Nachfrage nach grauem Wasserstoff. Bis 2045 wird der ausgewiesene Wasserstoffbedarf sukzessive auf ausschließlich klimaneutralen Wasserstoff umgestellt.
[24] Für Bedarfe jenseits von Luft- und Schifffahrt.
[25] Zentrale und dezentrale Erzeugung.

Quelle: Nationaler Wasserstoffrat: Update 2024: Treibhausgaseinsparungen und der damit verbundene Wasserstoffbedarf in Deutschland, 03.05.2024; Grafik (Nr. 557): en2x



Gemeinsam ist allen, dass sie im Vergleich zu $H_2$ in Reinform einfacher gespeichert und transportiert werden können. Zudem bestehen bereits teilweise Transport- und Verarbeitungsinfrastrukturen für große Mengen, die für die Wasserstoffnutzung erst noch aufgebaut werden müssen. Dennoch ist der Investitionsbedarf beträchtlich.

## E-METHANOL

Nicht wenige Fachleute sehen in E-Methanol den Basisstoff für die Transformation, da es für den Transport weder verdichtet noch verflüssigt werden muss sowie ein überschaubares Gefahrenpotenzial für Mensch und Umwelt hat und nahezu alle chemischen Grundstoffe aus Methanol hergestellt werden können. Methanol ist aufgrund seiner chemischen und physikalischen Eigenschaften ein vorteilhaftes Wasserstoffderivat und könne ein wichtiger Baustein bei der Defossilisierung der chemischen Industrie sowie des Verkehrs werden, so die Deutsche Energieagentur (dena). Im Jahr 2022 wurden etwa 72 Prozent des weltweit erzeugten Methanols stofflich für verschiedene chemische Synthesen (u. a. von Formaldehyd, Essigsäure sowie Ethylen und Propylen) genutzt. Der Rest wurde als Energieträger und Kraftstoff für den Straßen- und Schiffsverkehr verwendet. Aktuell verbraucht die chemische Industrie in Deutschland laut dena jährlich 1,7 Millionen Tonnen Methanol. Das Potenzial zur inländischen Produktion von erneuerbarem Methanol schätzt die dena als begrenzt ein. Importe seien als strategische Lösung geboten.




## E-AMMONIAK

Ammoniak ($NH_3$) auf Basis von blauem und grünem Wasserstoff zu importieren, gilt ebenfalls als attraktive Lösung, wenn es darum geht, Deutschland mit sauberem Wasserstoff zu versorgen. Dazu müsste die Ammoniak-Cracking-Technologie marktreif werden und es müssten entsprechende Anlagen in Häfen mit Anschluss an die deutschen Industriezentren entstehen. Ammoniak wird durch die Synthese von Wasserstoff und Stickstoff produziert. Das farblose Gas enthält keinen Kohlenstoff, riecht stechend und ist giftig. Es ist mit weltweit rund 170 Millionen Tonnen eine der meistproduzierten Chemikalien der Welt, die vor allem zur Düngerproduktion genutzt wird. Ammoniak wird eine wachsende Bedeutung als Wasserstoffträger und als Antriebsenergieträger für Schiffsmotoren zugeschrieben. Angesichts ausländischer Vorhaben zur Produktion von jährlich 24 Millionen Tonnen Ammoniak zeichne sich ein beträchtliches Angebot ab, so Graham Weale, Professor für Energiewirtschaft an der Ruhr-Universität Bochum. Als Flaschenhals dürfte sich der Bau der Cracking-Anlagen erweisen. Damit Deutschland 1,6 Millionen Tonnen Wasserstoff pro Jahr erreichen könne, sei eine Cracking-Kapazität von etwa 12 Millionen Tonnen pro Jahr erforderlich. Dafür seien Investitionen in Höhe von c.a. 4,5 Milliarden Euro erforderlich (Quelle: Graham Weale).

## FAZIT

Das Jahr 2025 sollte dazu genutzt werden, die Ziele für Mengen und Qualitäten von kohlenstoffneutralem Wasserstoff auf ein Niveau zu bringen, das logistisch erreichbar und bezahlbar ist. Dazu müssen die Mengenziele 2030 zusammen mit den sehr restriktiven Definitionszielen für grünen Wasserstoff überarbeitet werden. Zugleich müssen kohlenstoffarme Wasserstoffvarianten mindestens übergangsweise anerkannt werden, damit überhaupt relevante Mengen in Europa verfügbar werden. Die Einsparung von $CO_2$-Emissionen zu den geringsten Kosten muss das maßgebliche Kriterium für die Entscheidung über Wasserstoffsubventionen sein. Ziel der Regulierung der EU-Kommission sowie der neuen Bundesregierung sollte vor allem die Schaffung eines schnell wachsenden Angebots sein, nicht die Verteilung eines knappen Produkts auf spezifische Sektoren.

## en2x-FORDERUNGEN

- Der Wasserstoffhochlauf kann nur im Schulterschluss mit europäischen Partnern gelingen. Deutschland sollte eine führende Rolle in der Harmonisierung regulatorischer Vorgaben einnehmen, um den grenzüberschreitenden Handel mit Wasserstoff zu erleichtern.
- Nötig ist ein einheitliches internationales Zertifizierungssystem für nachhaltigen Wasserstoff, das pragmatisch und international anschlussfähig ist, damit die EU/Deutschland als Abnehmer für Wasserstoffproduzenten im Ausland interessant werden.
- Die nationale Importstrategie sollte den Fokus darauf legen, in kurzer Zeit große Mengen von weitgehend $CO_2$-neutralem Wasserstoff und Derivaten zu wettbewerbsfähigen Preisen importieren zu können. Eine Überfrachtung der Strategie mit zu vielen Detailanforderungen und Regelungen (etwa Herkunftsnachweise mit komplexen nationalen Zusatzkriterien) ist zu vermeiden.
- Kohlenstoffarmer (blauer, türkiser) Wasserstoff und daraus erzeugte Derivate sollten mindestens für eine Übergangszeit zur Emissionsreduktion beitragen und auf die THG-Minderungsquoten angerechnet werden können.
- Die Branche unterstützt die Einführung einer Unterquote für RFNBO (erneuerbare Kraftstoffe nichtbiogenen Ursprungs), um eine gezielte Nachfrage für diese Produkte zu generieren. Die Unterquote sollte auch den Einsatz von Wasserstoff in Raffinerien umfassen.
- Investitionen in erste industrielle Power-to-X-Anlagen („first of its kind“) 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 eines leistungsfähigen Wasserstoffnetzes, ausreichender Speicherkapazitäten und strategischer Importpartnerschaften ist entscheidend für die Versorgungssicherheit. Das geplante europäische Wasserstoff-Backbone und der Ausbau von Importhäfen für Wasserstoffderivate müssen mit nationalen Maßnahmen synchronisiert werden.



# BIOGENE KOHLENWASSERSTOFFE WERDEN ZUR ENERGETISCHEN UND STOFFLICHEN NUTZUNG BENÖTIGT

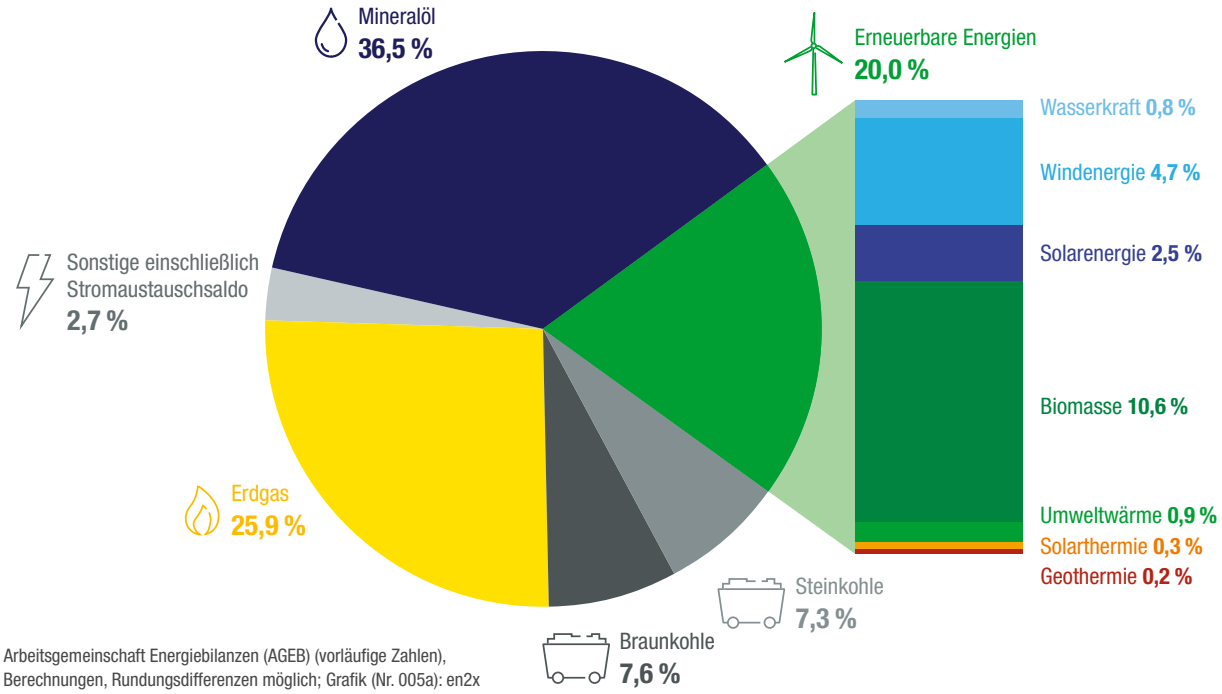
Biomasse ist ein zentraler erneuerbarer Energieträger und die wichtigste nicht-fossile Kohlenstoffquelle. Sie trägt erheblich zur Treibhausgasminderung bei und bleibt sowohl für die Energieversorgung als auch für industrielle Anwendungen unverzichtbar. Mehr als die Hälfte der in Deutschland verbrauchten Primärenergie aus erneuerbaren Quellen stammt aus der Biomasse. Verwendet werden neben der forst- und landwirtschaftlich bereitgestellten Biomasse (u. a. Forstholz, Energiepflanzen wie Mais, Raps, Rüben sowie Gülle/Festmist) 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 in Biogasanlagen, die Verbrennung (Nutzung als Biobrennstoff) sowie Pressung/Extraktion und Weiterverarbeitung (Veresterung, Hydrierung) zu Biodiesel oder alkoholische Gärung (Fermentation), Weiterverarbeitung zu Bioethanol).

## WACHSENDER BEDARF AN BIOMASSE FÜR VERKEHR UND INDUSTRIE

Zu den Biokraftstoffen aus konventionellen Herstellungsmethoden zählen Bioethanol, Biodiesel (FAME) und Hydrotreated Vegetable Oils (HVO) bzw. Hydroprocessed Esters and Fatty Acids (HEFA). Sie decken derzeit nahezu den gesamten Bedarf an erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehr und werden mit etablierten Verfahren (Umesterung und Hydrierung mit anschließender Raffination) hergestellt und fossilen Produkten beigemischt (z. B. B7 und E10). Dabei werden als Rohstoffe vor allem Anbaubiomasse (wie z. B. Raps), in zunehmendem Umfang jedoch auch 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 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 in der Industrie, vor allem der Chemieindustrie, erhalten, die für ihre weiterhin benötigten Produkte fossile Kohlenstoffquellen durch erneuerbare ersetzen muss.

## PRIMÄRENERGIEVERBRAUCH 2024: BIOMASSEANTEIL RUND 11 PROZENT




Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) (vorläufige Zahlen), eigene Berechnungen, Rundungsdifferenzen möglich; Grafik (Nr. 005a): en2x

### ENERGETISCHE VERSUS STOFFLICHE NUTZUNG? POTENZIALANALYSEN MÜSSEN AUSGEWEITET WERDEN

Die lange angekündigte Nationale Biomassestrategie (NABIS) wurde von der alten Bundesregierung nicht mehr verabschiedet, so dass die neue Regierung nun die Weichen für die zukünftige Biomassenutzung stellen muss. Aus en2x-Sicht braucht es einen fundamental anderen Ansatz, der eine pragmatische und flexible Nutzung aller nachhaltigen Biomassepotenziale ermöglicht, anstelle einer starren Nutzungskaskade und der rigiden Vorgabe, welche Biomassen energetisch genutzt werden dürfen.

Insbesondere die bisherige Priorisierung der stofflichen Nutzung muss auf den Prüfstand, um eine bedarfsorientierte und effiziente Nutzung der verfügbaren Rohstoffe zu gewährleisten und bezahlbaren Klimaschutz zu ermöglichen. Für eine fundierte Neubewertung sind weitere umfassendere Potenzialanalysen – insbesondere für fortschrittliche Biomasse aus Abfällen und Reststoffen – dringend erforderlich. Eine im Auftrag von en2x durch das Deutsche Biomasseforschungszentrum (DBFZ) erstellte Analyse zeigt, dass es erhebliche Unterschiede und Lücken in bisherigen Biomassestudien gibt. Um das tatsächliche Potenzial präziser zu bestimmen, müssen künftige Untersuchungen 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 breiten Markthochlauf zu erreichen. Gleichzeitig sind die Investitionskosten für Biokraftstoffe aus innovativen Herstellungsverfahren hoch, während ökonomische, technische und regulatorische Risiken bestehen. Damit sich diese Kraftstoffe am Markt etablieren können, muss die Regulierung eine verlässliche und ausreichende Nachfrage sicherstellen. Quoten werden dabei auch über 2030 hinaus ein wichtiges Instrument für den Klimaschutz im Verkehrssektor bleiben. Entscheidend sind zudem faire Marktbedingungen, etwa durch verlässliche Zertifizierungssysteme und die Anerkennung von Co-Processing in der Raffinerie. Gleichzeitig muss die Verwendung von Biokraftstoffen aus konventioneller Anbaubiomasse im Verkehrssektor gemäß Renewable Energy Directive (RED III) auch in Deutschland möglich sein.

### CO-PROCESSING VOLLUMFÄNGLICH ANERKENNEN

Aktuell erkennt der deutsche Gesetzgeber das Herstellungsverfahren Co-Processing in Raffinerien nur eingeschränkt an. Beim Co-Processing werden in der Raffinerie fossile und alternative Rohstoffe (Feedstocks) gemeinsam in verschiedenen Verarbeitungsverfahren zu klimaschonenden Produkten verarbeitet. Derzeit ist lediglich die Co-Hydrierung von Bioölen für die Herstellung von Biokraftstoffen auf die THG-Minderungsquote anrechenbar (§ 12 37. BImSchV) – vorausgesetzt, der Rohstoff ist in Anhang IX-A der Erneuerbare-Energien-Richtlinie aufgeführt. Co-Processing umfasst aber nicht nur die Co-Hydrierung, sondern die Verarbeitung von biogenen mit fossilen Rohstoffen in allen Teilen einer Raffinerie (z. B. bei der Destillation, in der POX-/Methanolanlage und in den Cracking-Anlagen).

### FAZIT

Da $CO_2$-neutraler Wasserstoff und daraus synthetisch erzeugte Derivate frühestens ab 2030 in größeren Mengen zur Verfügung stehen werden, ist die Biomasse mittel- bis langfristig der bedeutendste Rohstoff für die Herstellung von $CO_2$-neutralen Kohlenwasserstoffen als Kraftstoffe für den Verkehr und Einsatzstoffen für die Industrie. Konventionelle Biokraftstoffe bilden bereits heute eine starke Säule für den Klimaschutzbeitrag erneuerbarer Kraftstoffe. Für die Transformation von Raffineriestandorten ist die Biomasse ein zentraler Feedstock. Entsprechend hoch ist die Bedeutung der politischen Regulierung zur Biomassenutzung sowie zur künftigen Rolle der konventionellen sowie der fortschrittlichen Biokraftstoffe.

### en2x-FORDERUNGEN

- Alle nachhaltig verfügbaren Biomassemengen sollten möglichst flexibel genutzt werden können, um effizienten, bezahlbaren Klimaschutz zu ermöglichen. Dazu muss das Potenzial des Co-Processings umfassend nutzbar und eine einfache bilanzielle Anrechnung von Co-Processing-Produkten auf die THG-Minderungsvorgaben möglich sein. Ebenso muss der Einsatz von biogenem Wasserstoff in Raffinerien technologieoffen berücksichtigt werden.
- Auch über 2030 hinaus werden Quoten ein wichtiges Instrument für den Klimaschutz im Verkehrssektor bleiben.
- Zertifizierungs- und Kontrollsysteme müssen verlässlich ausgestaltet werden, um faire Marktbedingungen zu gewährleisten.
- Regulatorische Rahmenbedingungen, die z. B. auch Nachhaltigkeitsanforderungen umfassen, müssen langfristig verlässlich sein, damit Unternehmen vorausschauend agieren können.
- Die Regulierung muss den internationalen Handel mit Biomasse, globale Marktentwicklungen und regulatorische Entwicklungen in anderen Regionen berücksichtigen.

# CHEMISCHES RECYCLING BRINGT KREISLAUFWIRTSCHAFT UND RAFFINERIE-TRANSFORMATION ZUSAMMEN

Kunststoffe sind aus unserem täglichen Leben nicht mehr wegzudenken, weil sie außer als Verpackungsmaterial in vielen anderen Produkten und technischen Anwendungen genutzt werden, u. a. Baugewerbe, Automobilindustrie, Elektro- und Elektronikindustrie oder auch Windkraftanlagenbau. Kunststoffe werden langfristig benötigt. Umso dringender sind daher die damit verbundenen Umwelt-, Klima- und Rohstofffragen zu klären. Laut einer Analyse des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung erzeugt die Verbrennung von einer Tonne Kunststoffabfall 2,7 Tonnen $CO_2$, hinzu kommen noch Emissionen bei der Herstellung. In der EU wurden im Jahr 2023 laut dem Verband Plastics Europe 54 Millionen Tonnen Kunststoffe hergestellt. Davon entfielen auf Deutschland rund 11,4 Millionen Tonnen. Der überwiegende Anteil der in Verkehr gebrachten Kunststoffe basiert auf Erdöl und Erdgas.

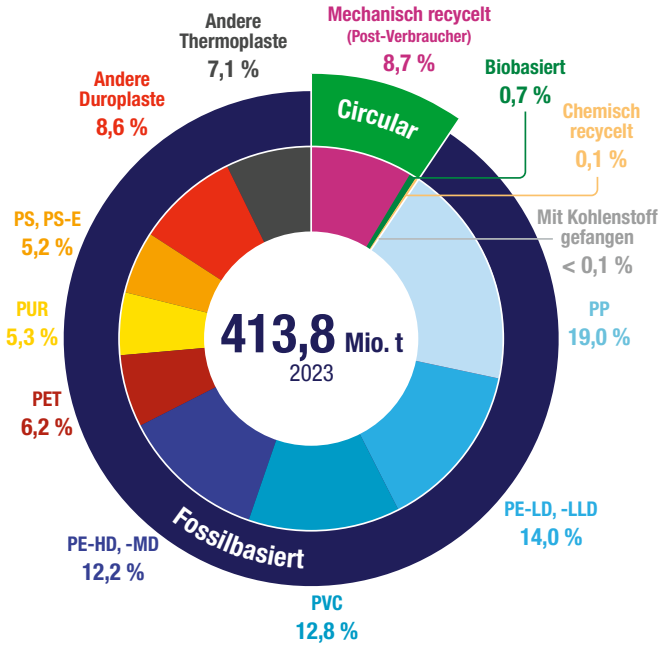
Rund 15 Prozent der europäischen Produktion und rund 18 Prozent der deutschen Produktion wurden aus nahezu vollständig mechanisch recycelten Kunststoffabfällen hergestellt. Durch eine weiter verstärkte Kreislaufführung und die Nutzung sekundärer Rohstoffe können bei der Produktion von Kunststoffen in erheblichem Umfang zusätzliche THG-Emissionen und vor allem der Verbrauch von fossilen Rohstoffen reduziert werden. Immer noch landet das Gros der Kunststoffabfälle in Deutschland in der Müllverbrennung. Das geschieht auch deshalb weiterhin, weil es für relevante Teile der Abfallfraktionen keine zufriedenstellenden Recyclingverfahren im Rahmen des mechanischen Recyclings gibt. Ein Teil der Lösung zur Erreichung höherer Recyclingraten ist daher das chemische Recycling.

## CHEMISCHES RECYCLING: EIN BAUSTEIN DER KREISLAUFWIRTSCHAFT

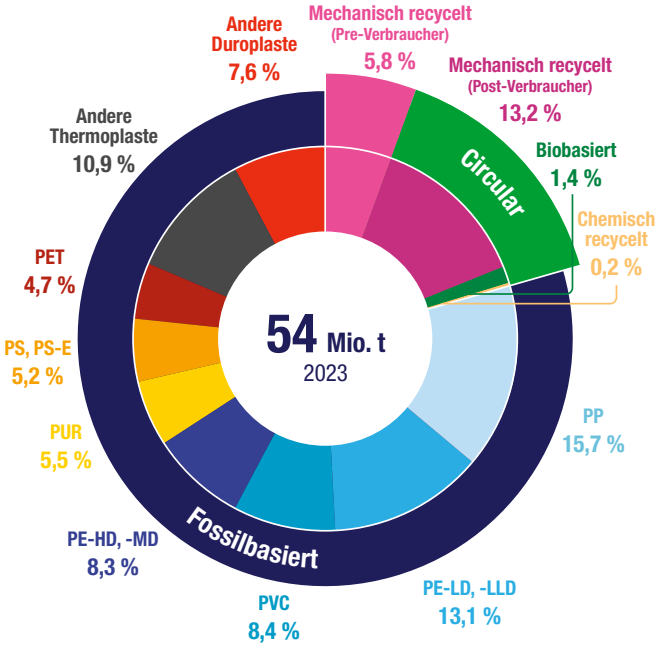
Die Europäische Union will bis 2050 eine kreislauforientierte und klimaneutrale Wirtschaft aufbauen. In diesem Kontext hat die Bundesregierung im Dezember 2024 eine Nationale Kreislaufwirtschaftsstrategie (NKWS) verabschiedet. Die Kreislaufwirtschaft ist danach zentral für die Erreichung unserer klima- und umweltpolitischen Ziele. Die Strategie folgt dem Leitgedanken, den primären Rohstoffverbrauch in Deutschland insgesamt zu senken und Stoffkreisläufe zu schließen.

## PLASTIKPRODUKTION – GLOBAL UND IN EUROPA

### Plastikproduktion, global




### Plastikproduktion in Europa




Quelle: Plastics Europe: Plastics – the fast Facts 2024; Grafik (Nr. 558): en2x

Gemäß der NKWS soll auch das chemische Recycling von Kunststoffabfällen dazu einen relevanten Beitrag leisten und die Transformation hin zu einem ressourcensparenden zirkulären System unterstützen. Das Abfallpotenzial wäre beträchtlich: Von jährlich insgesamt 5,7 Millionen Tonnen Kunststoffabfallaufkommen in Deutschland werden rund zwei Drittel weiterhin verbrannt – lediglich 35 Prozent werden stofflich verwertet. Dabei kommen ganz überwiegend werkstoffliche, das heißt mechanische Recyclingverfahren zum Einsatz. Chemische Recyclingverfahren haben derzeit einen marginalen Anteil von 26.000 Tonnen. Das entspricht weniger als einem halben Prozent.

### REGULIERUNG ZUR ABFALLVERWERTUNG MUSS MEHR CHEMISCHES RECYCLING ERMÖGLICHEN

Laut der Kreislaufwirtschaftsstrategie sollen chemische Recyclingverfahren nur dann zum Einsatz kommen, wenn keine Möglichkeit einer werkstofflichen Verwertung besteht oder wenn hohe Standards für das Endprodukt gefordert sind. Für die chemischen Recyclingverfahren muss ein geeigneter stabiler regulatorischer Rahmen geschaffen werden, der mehr Flexibilität bei der Verwertung von Kunststoffabfällen ermöglicht. Dabei ist zu beachten, dass die durch Recycling gewonnenen Rohstoffe bilanziell möglichst flexibel den Produkten zugeordnet werden können. Das chemische Recycling von Kunststoffen stellt neben der Biomasse und den Carbon-Capture-Technologien eine der drei Kohlenstoffquellen für die Transformation von fossilen zu treibhausgasarmen Molekülen dar.

### BIS ZU 2 MILLIONEN TONNEN PLASTIKABFALL KÖNNTEN ZUSÄTZLICH VERWERTET WERDEN

Während beim mechanischen Recycling von Kunststoffabfällen die chemische Grundstruktur der Polymere erhalten bleibt, wird sie beim chemischen Recycling durch den Einsatz von Lösungsmitteln, Reaktionsmitteln, Temperatur und/oder Druck aufgebrochen. Durch Pyrolyse (thermische Konversion) beispielsweise kann aus Kunststoffabfällen wieder eine rohölähnliche Substanz, sogenanntes Pyrolyseöl, gewonnen werden, das durch Destillation und Veredelung zu marktfähigen Produkten wird.

Es kann wie konventionelles Rohöl in einer Raffinerie wieder zu Monomeren (etwa Ethylen) verarbeitet werden, die wiederum zur Herstellung von Kunststoffen (wie Polyethylen) benötigt werden. Diese Kunststoffe sind dann chemisch nicht mehr von den heutigen Primärkunststoffen zu unterscheiden. Sie sind also auch für Anwendungen in der Medizin oder mit Lebensmittelkontakt geeignet – oder auch für weitere Anwendungsfelder, für die Produkte aus mechanischen Recyclingverfahren höchstens begrenzt infrage kommen.

Für das chemische Recycling kann ein breites Spektrum verschiedenster Kunststoffsorten verwendet werden, z. B. auch Abfälle mit hohen organischen Anteilen wie verschmutzte technische Elastomere (z. B. aus Altreifen).

Da eine Sortenreinheit der Abfälle nicht zwingend nötig ist, können auch Sortierrückstände aus dem mechanischen Recycling noch stofflich verwertet und große Teile von heute nicht recycelbaren Kunststoffresten im Kreislauf gehalten werden. Laut einer Studie des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT) könnten in der Bundesrepublik durch chemisches Recycling etwa 2 Millionen Tonnen Plastikabfälle zusätzlich in den Wirtschaftskreislauf zurückgeführt werden. Dadurch würden die ansonsten beim Verbrennen des Mülls entstehenden Emissionen vermieden und gleichzeitig der Bedarf an fossilem Rohöl reduziert.

### FAZIT

Da das etablierte mechanische Recycling zunehmend technisch an seine Grenzen stößt, richten sich die Hoffnungen auf das chemische Recycling von Kunststoffabfällen. Es bietet eine Perspektive, gemischte Kunststoffabfälle und Verbundwerkstoffe zu verarbeiten, die aktuell nicht oder nur mit hohem Aufwand recycelt werden können. Allerdings befinden sich die meisten chemischen Recyclingtechnologien noch in einem sehr frühen Entwicklungsstadium. Die Mehrzahl der bestehenden Anlagen sind noch Pilotanlagen, die weiterer Entwicklungsarbeit bedürfen, damit anlagen- und prozesstechnische Herausforderungen gelöst, die Technologien effizienter gestaltet und sie auf größere Betriebseinheiten skaliert werden können.

Für den Hochlauf der Technologie werden verlässliche Rahmenbedingungen, besonders zur Mitverarbeitung von chemischen Rezyklaten in Raffinerieprozessen, benötigt. Die neue Bundesregierung muss gezielt Maßnahmen ergreifen, um Investitionen in Technologien wie das chemische Recycling zu ermöglichen und den Einsatz von zirkulären Kunststoffen zu fördern.

### en2x-FORDERUNGEN

- Um das Recyclingpotenzial von Kunststoffabfällen bestmöglich auszunutzen, muss chemisches Recycling mindestens als Ergänzung zu mechanischem Recycling anerkannt werden. Chemisches Recycling und die daraus hergestellten Produkte müssen deshalb zur Erfüllung von entsprechenden Quoten anerkannt werden.
- Chemisches Recycling ist heute nicht wettbewerbsfähig mit Kunststoffen aus Primärmaterialien. Es braucht daher gezielte Anreize, um das Potenzial des chemischen Recyclings nutzen zu können.
- Die Mitverarbeitung von Sekundärrohstoffen aus recycelten Kunststoffabfällen muss in Raffinerien regulatorisch möglich sein. Zudem braucht es einfache Bilanzierungssysteme, damit die Recyclingeigenschaft den Produkten zugeordnet werden kann.

CARBON MANAGEMENT

# $CO_2$ – VOM KLIMAGAS ZUM WICHTIGEN ROHSTOFF

**Neben Biomasse und chemischem Abfallrecycling ist $CO_2$ die dritte wichtige Kohlenstoffquelle für die Produktion von in der Gesamtbilanz $CO_2$-neutralen Energieträgern und Einsatzstoffen in der Raffinerie.**

Dämmstoffe, Kunststoffe, Klebstoffe, Waschmittel, Kosmetika und nicht zuletzt Kraftstoffe – für zahlreiche Alltagsprodukte, die heute größtenteils auf Basis von Erdöl und Erdgas hergestellt werden und durch deren Nutzung oder Verwertung Kohlenstoffdioxid ($CO_2$) in die Atmosphäre gelangt, braucht es zukünftig alternative Kohlenstoffquellen und geschlossene Kohlenstoffkreisläufe. Da Biomasse und Recycling aller Voraussicht nach nicht ausreichen werden, den Kohlenstoffbedarf Deutschlands auf seinem Weg zur Treibhausgasneutralität zu decken, werden die Abscheidung und Nutzung von $CO_2$ – Carbon Capture and Utilization (CCU) – zur Verwendung als Kohlenstoffquelle zunehmend relevant. Damit auch die Herstellungsverfahren der Produkte langfristig defossilisiert werden können, müssen darüber hinaus auch Verfahren zur langfristigen Speicherung des $CO_2$ in geeigneten geologischen Formationen – Carbon Capture and Storage (CCS) – in großem Umfang eingesetzt werden können.

## CCU-/CCS-TECHNOLOGIEN SIND FÜR DIE TRANSFORMATION DER RAFFINERIEN UNERLÄSSLICH

Ein geschlossener Kohlenstoffkreislauf ist Zielbild der Branche. Da die hergestellten Produkte am Ende ihrer Lebensdauer zumeist verbrannt werden, braucht es deshalb anschließend eine Abscheidung des $CO_2$ aus der Atmosphäre. Solange dies noch nicht wirtschaftlich in großem Maßstab durchführbar ist, sollte es möglich sein, hoch konzentriertes $CO_2$ aus Industrieprozessen zu nutzen. In Raffinerien könnte abgeschiedenes $CO_2$ durch Verfahren wie die Fischer-Tropsch-Synthese (FTS) oder über die Methanolroute mit treibhausgasneutralem Wasserstoff zu einer Vielzahl an Produkten und Einsatzstoffen verarbeitet werden, die heute aus fossilem Mineralöl gewonnen werden.

Gleichzeitig treten auch bei der Produktion an den Raffineriestandorten unvermeidbare $CO_2$-Emissionen auf, die durch CCS dauerhaft gespeichert werden müssen, andernfalls können Raffinerien nicht treibhausgasneutral weiterbetrieben werden. Die benötigten $CO_2$-neutralen Raffinerieprodukte müssten dann importiert werden. Vor diesem Hintergrund ist es von zentraler Bedeutung, dass CCU/CCS sowohl regulatorisch als auch technisch und infrastrukturell (z. B. Anschluss ans $CO_2$-Netz) für die Raffineriestandorte ermöglicht wird.

## CARBON MANAGEMENT – DIE NEUE SICHTWEISE DER ALTEN BUNDESREGIERUNG

Strategisches Ziel der im Februar 2024 von der damaligen Bundesregierung vorgestellten Eckpunkte einer Carbon-Management-Strategie (CMS) ist es, einen Rahmen für die Nutzung von CCU-/CCS-Technologien zu schaffen. Die Bundesregierung hatte ihre bis dahin ablehnende Haltung gegenüber CCS geändert. Unter Berufung auf den aktuellen IPCC-Bericht und den Evaluierungsbericht zum Kohlenstoffspeichergesetz (KSpG) von 2023 heißt es in dem Eckpunktepapier, dass Deutschland sein Ziel der Klimaneutralität im Jahr 2045 nur erreichen könne, wenn bereits ab 2030 „relevante Mengen“ von $CO_2$ „abgeschieden und gespeichert“ oder „weitergenutzt“ würden. Die Bundesregierung werde deshalb die Nutzung dieser Technologien ermöglichen.

Mit den CCU-/CCS-Technologien sollen danach die schwer bzw. anderweitig derzeit nicht vermeidbaren Emissionen adressiert werden. Diese stellten den Kernanwendungsbereich für CCS und CCU dar, in dem auch eine Förderung dieser Technologie erfolgen solle. Auch in Sektoren oder Anlagen mit schwer vermeidbaren Emissionen, in denen der Umstieg auf grünen Wasserstoff oder die Elektrifizierung der Produktionsprozesse aktuell noch nicht möglich sind, sollten CCS und CCU übergangsweise eine Rolle spielen.

## $CO_2$-LEITUNGSNETZ MUSS INDUSTRIE-CLUSTER VERBINDEN

Voraussetzung dafür ist ein $CO_2$-Leitungsnetz. Es muss künftig Industrie-Cluster in Deutschland verbinden. Mittel- bis langfristig ist der Transport per Pipeline die vielversprechendste Option. Zu Beginn sollte es auch möglich sein, das $CO_2$ per Zug, Schiff oder Lkw zu transportieren. Naheliegend ist zudem der Aufbau von $CO_2$-Hubs, die als Sammelstellen für mehrere kleine Emittenten dienen. Die CMS-Eckpunkte der Ampelregierung sehen vor, dass die notwendige $CO_2$-Pipeline-Infrastruktur privatwirtschaftlich aufgebaut werden soll. Zugleich soll geprüft werden, inwieweit First Mover vor hohen Netzentgelten (Weitergabe der enormen Anschubkosten) geschützt werden können. Entsprechend dem Entwurf für die Novelle des Kohlendioxidspeicherungsgesetzes (KSpG) soll der Leitungstransport von $CO_2$ zu gewerblichen Zwecken, aber auch die Speicherung im Inland ermöglicht werden, damit ausreichend verfügbare Speicherkapazität erschlossen werden kann.

## FAZIT

Der Ampelkoalition ist es nicht mehr gelungen, die Carbon-Management-Strategie und damit verbundene Gesetze offiziell zu verabschieden bzw. Bundestagsbeschlüsse herbeizuführen. So ist die von Unternehmen mit konkreten Carbon-Management-Vorhaben dringend erwartete KSpG-Novelle nicht mehr verabschiedet worden. Ebenso fehlen die Änderung des Hohe-See-Einbringungsgesetzes (HSEG) für die $CO_2$-Speicherung im Meeresboden und die Ratifizierung der Änderung des Artikels 6 im London-Protokoll dafür, den $CO_2$-Export rechtlich zu ermöglichen. Durch das vorzeitige Regierungsende ist die Umsetzung der Vorhaben ungewiss. Nun sind die neue Regierung und der neue Bundestag gefragt, zügig einen Rechtsrahmen zu schaffen, der die Nutzung und Speicherung von $CO_2$ einschließlich der Technologieentwicklung in Deutschland voranbringt. Es bedarf einer Regulierung, die eine Anwendung in industriellem Maßstab ermöglicht.

### en2x-FORDERUNGEN

- Der Auf- und Ausbau eines $CO_2$-Netzes müssen mit hoher Priorität angegangen werden.
- Der nationale sowie europäische Rechtsrahmen für eine $CO_2$-Transport- und -Speicherinfrastruktur muss schnellstmöglich geschaffen werden. Auch muss der Transport von abgeschiedenem $CO_2$ für CCS außerhalb der EU europarechtlich ermöglicht werden.
- In Deutschland müssen dazu zeitnah die Novelle des KSpG umgesetzt, das Hohe-See-Einbringungsgesetz angepasst und die Änderung des Artikels 6 des London-Protokolls ratifiziert werden.
- Analog zur Wasserstoffversorgung müssen $CO_2$-Speicher und -Leitungen als Infrastrukturprojekte mit überragendem öffentlichem Interesse eingestuft werden.
- CCS als THG-Minderungsoption muss sowohl regulatorisch als auch technisch-infrastrukturell für Raffineriestandorte ermöglicht werden, damit ein THG-neutraler Betrieb möglich wird. Raffinerien dürfen nicht aus dem Anwendungsbereich für CCS oder $CO_2$-Leitungstransport ausgeschlossen werden.
- Die Raffineriestandorte müssen beim $CO_2$-Netzausbau berücksichtigt werden.
- In der frühen Phase des $CO_2$-Netzaufbaus braucht es staatliche Unterstützung. Um zu erwartende hohe Netzentgelte für die ersten Nutzer des $CO_2$-Netzes zu vermeiden, sollte das Instrument eines Amortisationskontos – wie es beim $H_2$-Kernnetz bereits vorgesehen ist – geprüft werden.
- Um den Hochlauf der Produktionskapazitäten für CCU-Produkte zu incentiveren, müssen attraktive Absatzmärkte für ebendiese Produkte etabliert werden. Nur so kann eine Investition in neue Technologien angeregt werden. Gerade für stofflich genutzte Produkte existieren noch keine entsprechenden Instrumente.
- Die integrale Betrachtung alternativer Kohlenstoffquellen, also von $CO_2$ sowie Kohlenstoff aus Biomasse und aus dem Recycling von Kunststoffen, sollte in einer gemeinsamen Kohlenstoffstrategie stattfinden.



# PRODUKTION UND INFRASTRUKTUR

**DEUTSCHLAND BENÖTIGT LEISTUNGSFÄHIGE RAFFINERIEN, UM SEINEN BEDARF AN KRAFTSTOFFEN UND GRUNDSTOFFEN JEDERZEIT DECKEN ZU KÖNNEN. FÜR DEN NOTWENDIGEN IMPORT VON WASSERSTOFF UND DERIVATEN BRAUCHT ES ZUDEM SEEHÄFEN MIT ANGEPASSTER SOWIE NEUER INFRASTRUKTUR.**

# OHNE ANSCHLUSSLÖSUNG NACH AUSLAUFEN DES EU-ETS I MÜSSTEN RAFFINERIEN SCHLIEßEN

**Raffinerien und anderen Industrieanlagen in der EU droht um das Jahr 2040 das Aus. Die zulässigen THG-Emissionen im Rahmen des europäischen Emissionshandelssystems für Energieerzeuger und Industrie (EU-ETS I) sinken bis dahin auf null, es werden also keine Emissionszertifikate mehr ausgegeben. Ohne solche Zertifikate können Unternehmen ihre Abgabepflicht nicht erfüllen, sie müssten den Betrieb einstellen. Über Lösungsoptionen gibt Dr. Lukas Wunderlich, Leiter Nachhaltige Industrie bei en2x, Auskunft.**

**Wie ist das EU-ETS I angelegt? Warum laufen die Zertifikate aus?**

Anlagen von Unternehmen des Energie- und des Industriesektors in der EU unterliegen dem europäischen Emissionshandelssystem (EU-ETS). Entsprechend ihren jährlichen THG-Emissionen müssen sie Emissionszertifikate abgeben. Die Zertifikate werden von staatlicher Stelle ausgegeben. ETS-pflichtige Unternehmen erwerben diese entweder am Zertifikatmarkt und erhalten eine gewisse Menge durch eine kostenlose Zuteilung anhand von $CO_2$-effizienten Benchmarks. Eine Obergrenze (Cap) legt fest, wie viele THG-Emissionen die ETS-Sektoren jährlich insgesamt ausstoßen dürfen. Der Cap wird jährlich reduziert (Linear Reduction Factor, LRF) und endet dementsprechend in der Zukunft bei einem Emissionsbudget von null. Zu diesem Zeitpunkt werden keine neuen Zertifikate mehr ausgegeben.

Im Rahmen des „Fit-for-55-Pakets“ der EU wurde die EU-ETS-Richtlinie 2022 reformiert: Bis 2030 sollen die ETS-Emissionen um 62 Prozent gegenüber 2005 sinken. Unter anderem wird der LRF dazu ab 2028 auf 4,4 Prozent angehoben. Damit ergibt sich ein Absinken des ETS-Emissionsbudgets auf null im Jahr 2039.

**Was bedeutet das für die ETS-pflichtigen Raffineriestandorte?**

Kurz gesagt, es droht trotz Investitionen in $CO_2$-arme Technologien ein Betriebsverbot. Ohne ausreichend Emissionszertifikate können Industrieanlagen, die Treibhausgase emittieren, ihre Verpflichtung zur Zertifikatabgabe nicht erfüllen. Diese Anlagen müssten zu diesem Zeitpunkt ihren Betrieb einstellen, sofern die THG-Emissionen der Anlagen bis dahin nicht auf null reduziert wurden. Für Raffinerien ist dies eine bedrohliche Situation, da dort selbst mit Investitionen in $CO_2$-arme Betriebsweisen residuale $CO_2$-Emissionen verbleiben. Eine langfristige wirtschaftliche Perspektive für diese Investitionen ist so nicht gegeben.



Dr. Lukas Wunderlich
Leiter Nachhaltige Industrie en2x

**Das heißt, die Industrieproduktion, also die Herstellung von Kraftstoffen und wichtigen Grundstoffen, würde eingestellt oder verlagert.**

Ja, richtig. Die Folge wäre Carbon Leakage, also die Verlagerung von $CO_2$-Emissionen in das Nicht-EU-Ausland, in Länder ohne einen solchen begrenzenden Emissionsmechanismus, wenn von dort die flüssigen Energieträger importiert werden müssten. Selbst wenn in Zukunft Kraftstoffe unter den Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM) fallen würden, also den $CO_2$-Grenzausgleich beim Import in die EU, wären die Wertschöpfung und die Arbeitsplätze der Raffinerieaktivität in der EU und insbesondere in Deutschland verloren. Fehlende Infrastruktur, hohe Energiepreise,

mangelnde Verfügbarkeit ausreichend erneuerbarer Energien und auch ein fehlender Business Case für grüne Produkte hemmen zudem aktuell die Transformation der Industrie hin zur THG-Neutralität. Es ist gerade nur schwer vorstellbar, dass die Industrie ihre Emissionen bis 2039 vollständig auf null reduzieren kann.

**Was muss geschehen, um das zu verhindern?**

Aktuell sieht die EU-ETS-Richtlinie zwei Möglichkeiten vor: das Übertragen von Emissionszertifikaten in zukünftige Handelsperioden (Banking) und die Abscheidung sowie Speicherung des emittierten $CO_2$ (Carbon Capture and Storage, CCS). Auch bei CCS verbleibt jedoch ein kleiner Teil Restemissionen, der genauso der Abgabepflicht unterliegt. Beide Optionen stellen also keine langfristigen Optionen dar und können lediglich kurzzeitig Liquidität im System halten. Es müssen also unbedingt Anschlusslösungen gefunden werden, die die Liquidität im EU-ETS halten – und zwar so lange, bis die vollständige Transformation der Industrie erreicht ist. Dafür kommen verschiedene Lösungsoptionen infrage, die im anstehenden Berichtszyklus des EU-ETS näher betrachtet werden sollen.

**Welche Ansätze für eine solche ETS-Anpassung gibt es?**

Es werden eine Reihe von Optionen diskutiert. Zum einen könnte die Ambition des EU-ETS I erneut angepasst werden, um die THG-Minderungslast zu reduzieren. Dies wäre möglich durch ein Absenken des LRF oder eine Überarbeitung der Marktstabilitätsreserve (MSR). Bei richtiger Umsetzung stünden den Unternehmen länger Zertifikate und damit mehr Zeit zur Transformation zur Verfügung.

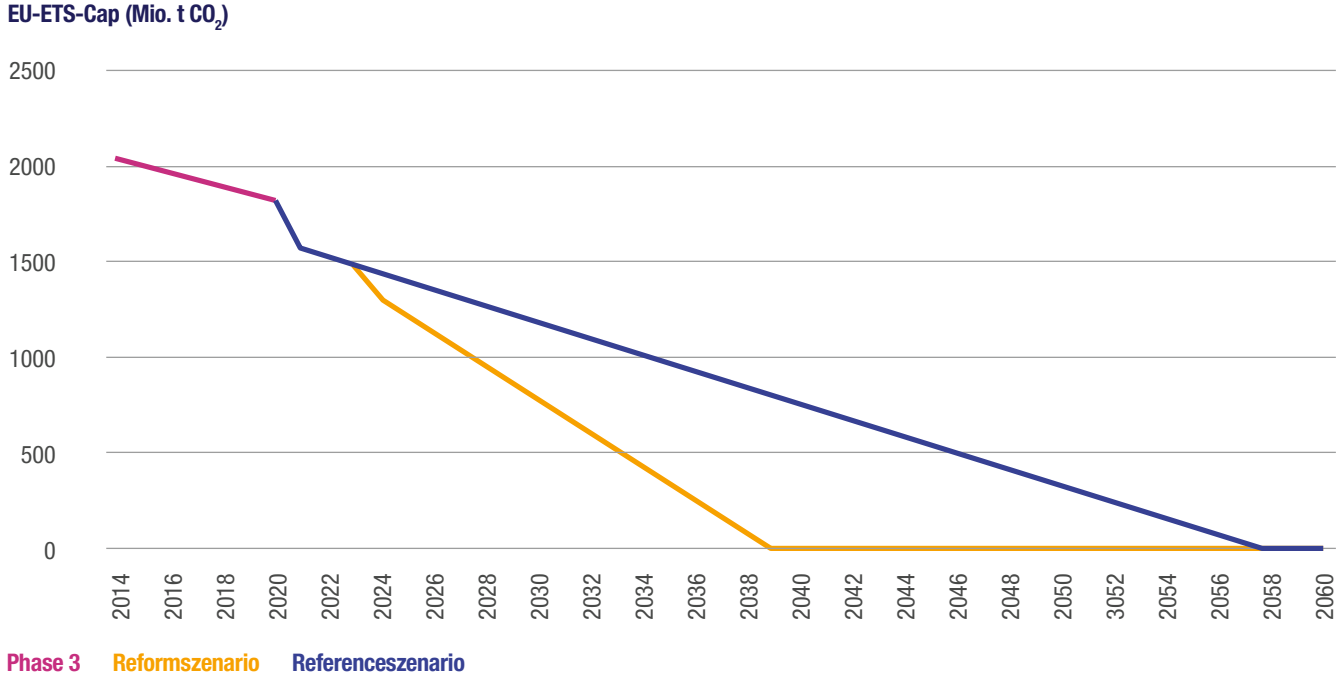
Darüber hinaus besteht die Möglichkeit, für Industrie und Energie separate Caps einzuführen. Der Energiesektor könnte, aufgrund des höheren Minderungspotenzials, mit einem höheren Linear Reduction Factor (LFR) belegt werden. Die Reduktionsraten der Industrie könnten dann geringer, aber dennoch im Einklang mit den Klimazielen ausfallen. Die Verteilung der THG-Minderungslast unter den Sektoren würde so gerechter ausfallen.

Zum anderen könnte der Anwendungsbereich des EU-ETS I erweitert werden – und zwar durch die Einbeziehung weiterer Sektoren (z. B. Abfallwirtschaft), weiterer Treibhausgase (z. B. Methan) oder beispielsweise des internationalen Luftverkehrs. Dem System stünden so absolut mehr Emissionszertifikate sowie weitere Minderungsoptionen in den neuen Bereichen zur Verfügung. Beides kann das System entlasten und die Liquidität erhöhen. Das gilt prinzipiell auch für eine Zusammenlegung der Systeme EU-ETS I und EU-ETS II.

**Das sind einige Optionen, die darauf abzielen, längerfristig ausreichend Zertifikate zur Verfügung zu haben. Die Chancen, Industrieanlagen, die im Jahr 2040 noch nicht vollständig $CO_2$-frei sind, weiterbetreiben zu können, stehen also doch nicht so schlecht?**

Richtig ist, dass diese Maßnahmen die Möglichkeit bieten, die Liquidität im System zu erhöhen und das System robuster werden zu lassen. Die Auswirkungen sind aber komplex und müssen sorgfältig untersucht werden. Erst danach ist zu beurteilen, welche dieser Optionen auch umgesetzt werden sollte. Gleichzeitig ist zu beachten, dass selbst bei erfolgreicher Umsetzung dieser Maßnahmen das grundsätzliche Problem bestehen bleibt: Ab einem gewissen Zeitpunkt

## EU-ETS-CAP




Quelle: Pahle, M., Quemin, S., Osorio, S., Günther, C., Pietzcker, R. C., The Emerging Endgame: The EU ETS on the Road Towards Climate Neutrality (April 30, 2024); Grafik (Nr. 559): en2x

erreicht der Cap null und es werden keine Zertifikate mehr ausgegeben. Es braucht also andere Maßnahmen, um dem EU-ETS auch langfristig zu Liquidität zu verhelfen.

**Welche anderen Maßnahmen kommen denn aus Ihrer Sicht infrage?**

Um das System auch langfristig weiterführen zu können, ist die Einbeziehung von Negativemissionen in das EU-ETS unerlässlich. Das Ziel der THG-Neutralität lässt, neben der Vermeidung von Emissionen, auch prinzipiell den bilanziellen Ausgleich von THG-Emissionen zu. Die THG-Emissionen der Anlagen müssen in diesem Fall durch Negativemissionen kompensiert werden, also die Entnahme/Abscheidung von $CO_2$ aus der Atmosphäre und dessen anschließende permanente Speicherung (sogenannte Carbon Dioxide Removals, CDR). Insgesamt bleibt die $CO_2$-Konzentration in der Atmosphäre damit konstant, die THG-Neutralität ist gegeben.

**Wie und wo kann denn $CO_2$ entnommen werden, um als Negativemission gelten zu können?**

Infrage kommt hierfür die Speicherung von technisch abgeschiedenem $CO_2$ in geologischen Formationen. Wenn dafür $CO_2$ direkt aus der Atmosphäre abgeschieden wird, spricht man von DACCS (Direct Air Carbon Capture and Storage). Bei der Abscheidung von $CO_2$ aus der Verbrennung von Biomasse handelt es sich um BECCS (Bioenergy with Carbon Capture and Storage).

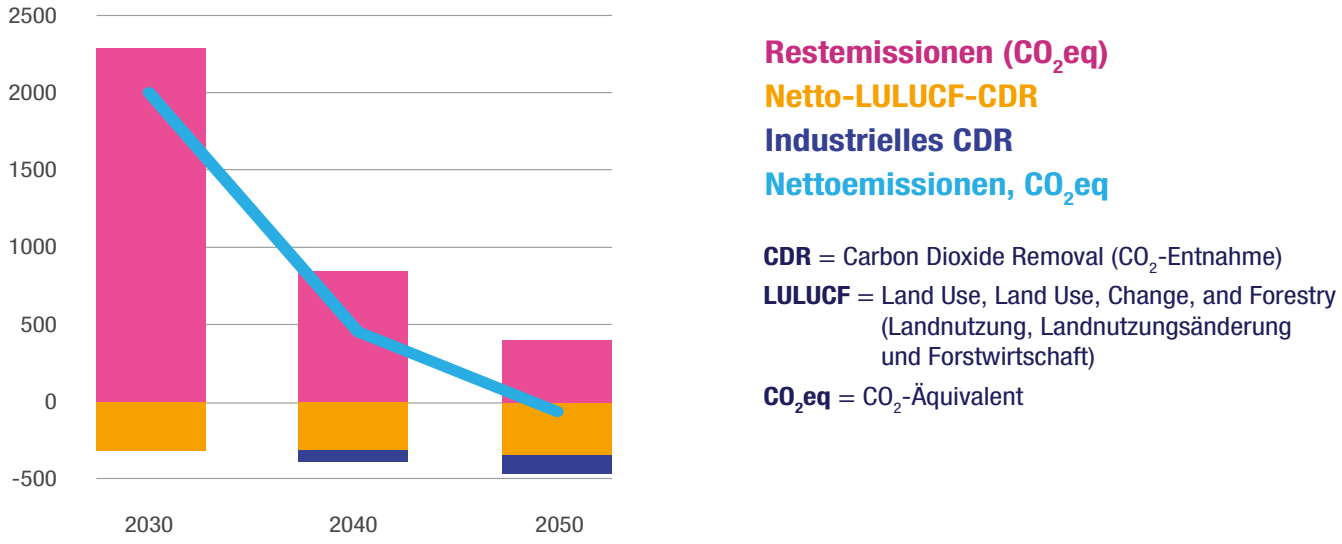
Daneben ist auch die langfristige Bindung von $CO_2$ aus der Atmosphäre in Biomasse möglich, z. B. durch die Wiedervernässung von Mooren oder die Aufforstung von Wäldern. Man spricht dann von natürlicher $CO_2$-Entnahme. Allerdings können externe Einflüsse (z. B. Waldbrände) dazu führen, dass dort das $CO_2$ wieder freigesetzt wird. Gerade die technischen Methoden zur Abscheidung und Speicherung von $CO_2$, also DACCS und BECCS, sind technisch schon heute verfügbar und können $CO_2$ verlässlich binden.

**Wie sollte aus Ihrer Sicht das Instrument Negativemissionen in den Emissionshandel eingebunden werden?**

$CO_2$-Entnahmen müssen unbedingt bis 2030 als Lösungsoption regulatorisch verfügbar gemacht werden. Integriert werden sollten diese Entnahmen direkt in das EU-ETS und nicht in ein gesondertes Handelssystem. So bleibt es dem Markt überlassen, welche Technologien zum Einsatz kommen. Um den CDR-Hochlauf zu unterstützen, braucht es zudem flankierende Rahmenbedingungen (z. B. Infrastrukturausbau oder ausreichend erneuerbare Energien). Allerdings ist noch nicht ausgemacht, ob die Integration von Negativemissionen in das EU-ETS die langfristige Liquidität des Systems überhaupt leisten kann. So ist noch nicht absehbar, welche Mengen an Restemissionen verbleiben, die kompensiert werden müssen. Genauso ist unklar, welche Mengen an Negativemissionen innerhalb der EU realisierbar sind. Auch die Kostenfrage ist derzeit nicht ausreichend zu beantworten.

## EMISSIONSREDUKTION UND $CO_2$-ENTNAHME

**in den Jahren 2030, 2040, 2050 in der EU (Angaben in Mio. t $CO_2$eq)**




Im Jahr 2050 könnten die THG-Restemissionen durch Negativemissionen ausgeglichen und THG-Neutralität erreicht werden.

Quelle: Europäische Kommission, Impact Assessment 2040 Target, Part 3 vom 06.02.2024; verwendet wurden die Mittelwerte der Szenarien; Grafik (Nr. 560): en2x

## EUROPÄISCHER EMISSIONSHANDEL

Das europäische Emissionshandelssystem (EU-ETS) wurde 2005 zur Umsetzung des internationalen Klimaschutzabkommens von Kyoto eingeführt und ist das zentrale EU-Instrument zur Senkung der Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen). Im ersten Teil des EU-ETS (EU-ETS I) werden die Emissionen von europaweit rund 9000 Anlagen der Energiewirtschaft und der energieintensiven Industrie erfasst. Seit 2012 ist der innereuropäische Luftverkehr in das EU-ETS I einbezogen und seit 2024 der Seeverkehr. Ab 2027 gilt dies auch für Emissionen der Sektoren Verkehr und Wärme sowie weiterer Industriesektoren, die zugehörigen Zertifikate werden jedoch gesondert gehandelt, man spricht deshalb vom EU-ETS II.

Das EU-ETS funktioniert nach dem Prinzip des sogenannten Cap & Trade. Eine Obergrenze (Cap) legt fest, wie viele THG-Emissionen von den ETS-pflichtigen Anlagen insgesamt ausgestoßen werden dürfen. Der Cap wird jährlich reduziert. Die Mitgliedstaaten geben eine entsprechende Menge an Emissionsberechtigungen an die Anlagen aus – teilweise kostenlos, teilweise über Versteigerungen. Eine Berechtigung erlaubt den Ausstoß einer Tonne Kohlendioxidäquivalente ($CO_2$eq). Die Emissionsberechtigungen können auf dem Markt frei gehandelt werden (Trade). Hierdurch bildet sich ein Preis für den THG-Ausstoß. Dieser Preis setzt Anreize bei den beteiligten Unternehmen, ihre THG-Emissionen zu reduzieren.



# 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. Die EU-Länder müssen mindestens einmal alle ein bis drei Jahre Vor-Ort-Kontrollen durchführen. Vom Regelungsregime der Richtlinie werden ca. 55.000 Industrieanlagen in Europa erfasst, darunter ca. 13.000 in Deutschland.

## NEUE EU-VORGABEN ZU INDUSTRIE-EMISSIONEN – IED 2.0

Die Änderung der Industrieemissionsrichtlinie EU 2024/1785 ist am 15.07.2024 in Kraft getreten. Ihre Bestimmungen müssen bis zum 1.07.2026 in deutsches Recht umgesetzt werden. Neben den Schadstoffemissionen müssen mit den sogenannten Umweltleistungswerten auch weitere Aspekte des Produktionsprozesses berücksichtigt werden, um den Ressourcen- und Energieverbrauch zu verringern. Zusätzlich soll die Richtlinie Innovationen zur Transformation der Industrie zur Klimaneutralität 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, u. a. 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). 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 Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (BMUV) hat zur Umsetzung der IE-Richtlinie 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 u.a. das Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) und das Kreislaufwirtschaftsgesetz (KrWG) sowie eine Reihe von Verordnungen des Bundes zum Immissionsschutz (BImSchV).

Für viele weitere anzupassende Gesetze, Verordnungen und Verwaltungsvorschriften liegen hingegen noch keine Referentenentwürfe vor. So sind Änderungen im Wasserrecht angekündigt, aber noch nicht veröffentlicht (Stand Anfang Mai 2025).

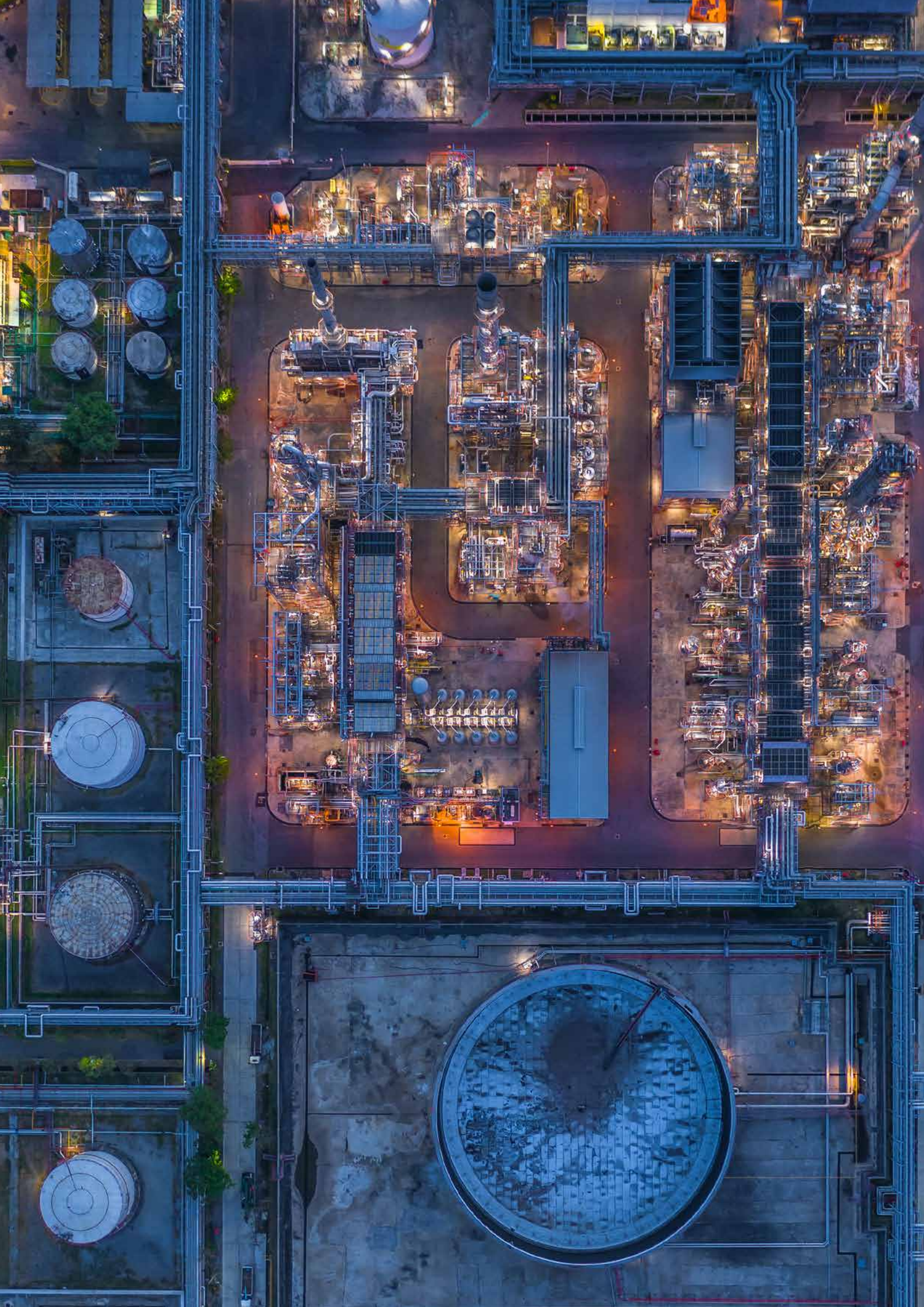
Die bislang vorliegenden Referentenentwürfe sind nach Ansicht von en2x zu ambitioniert und gehen in vielen Teilen über eine Eins-zu-eins-Umsetzung der EU-Richtlinie hinaus, etwa bei den Transformationsplänen oder beim Chemikalienverzeichnis.

Gleichzeitig sind auf EU-Ebene noch eine Reihe von erforderlichen Rechtsakten (Delegated Acts, Implementing Acts) nicht verabschiedet worden, etwa zu den zu veröffentlichenden Inhalten aus den Umweltmanagementsystemen oder zum genauen Inhalt der Transformationspläne. Letztere sind von den Betreibern der unter die IED fallenden Anlagen zu erstellen. Die Entwürfe für diese Rechtsakte sollen im Laufe des Jahres 2025 veröffentlicht werden. Ihre Auswirkungen auf den Betrieb der Industrieanlagen können daher bisher nicht bewertet werden.

## EU-ZEITRAHMEN FÜR TRANSFORMATIONSPLÄNE NICHT VERSCHÄRFEN

Laut IE-Richtlinie muss für jede von der Richtlinie erfasste Industrieanlage bis Mitte des Jahres 2030 ein Transformationsplan vorgelegt werden. Dabei kann ein Unternehmen mit mehreren Anlagen einen gemeinsamen Plan abgeben. Der Plan soll darlegen, wie die Industrieanlage transformiert werden soll, um einen Beitrag zu einer kreislauforientierten, ressourceneffizienten und klimaneutralen Wirtschaft bis zum Jahr 2050 leisten zu können. Der Transformationsplan muss im Internet veröffentlicht werden. Laut den BMUV-Entwürfen sollen betroffene Unternehmen aus Deutschland ihre Transformationspläne auf das Jahr 2045 ausrichten, also fünf Jahre früher als von der EU vorgesehen. Auch wenn die Angaben nur indikativ sein sollen, droht aufgrund des früheren Zieldatums den deutschen Standorten ein Wettbewerbsnachteil gegenüber anderen EU-Standorten.





### DOPPELREGULIERUNG MUSS VERMIEDEN WERDEN

Wo immer möglich, sollten bestehende Regulierungen dazu genutzt werden, die EU-Vorgaben zu erfüllen. Dies ist jedoch beispielsweise bei der geplanten nationalen Umsetzung des von der IED geforderten Chemikalienverzeichnisses nicht der Fall. Hier droht eine Doppelregulierung aufgrund neuer „Grundanforderungen“ in der Umweltmanagementsystem-Verordnung (45. BImSchV). Ein Vorschlag des Bundesverbands der Deutschen Industrie zeigt, wie die Anforderungen mit bestehender nationaler Regulierung erfüllt werden können. Die europarechtlichen Anforderungen an ein Chemikalienverzeichnis (Stoffverzeichnis, Risikobewertung und Alternativenprüfung) sind danach bereits vollständig durch die bereits heute geltenden Vorschriften des nationalen Umwelt-, Stoff- und Arbeitsschutzrechts abgedeckt.

### SCHMIERSTOFFRAFFINERIEN SIND KEINE KRAFTSTOFFRAFFINERIEN

Nach der vom BMUV vorgesehenen Änderung der 4. BImSchV würden Schmierstoffraffinerien künftig wie Kraftstoffraffinerien behandelt und erstmals unter die IE-Richtlinie fallen. Die Folgen wären ein deutlicher bürokratischer Mehraufwand und erhebliche Kostensteigerungen für diese Anlagen, ohne dass ein zusätzlicher Umweltnutzen entstünde.

### ERHEBLICHES KOSTENRISIKO

Laut Referentenentwurf zum Mantelgesetz ist mit einem geringen jährlichen Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft in Höhe von lediglich 27.000 Euro zu rechnen. Dies erscheint in Anbetracht der erheblichen bürokratischen Folgelasten, die den Betreibern von Industrieanlagen durch die Umsetzung der IE-Richtlinie in deutsches Recht entstehen, nicht realistisch. Allein die Kosten für ein einzelnes neu einzuführendes Umweltmanagementsystem dürften in vielen Fällen höher liegen. 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 des BMUV zur IE-Richtlinie umgesetzt werden, ergäben sich für die Raffineriestandorte in Deutschland erhebliche Belastungen, die die Wettbewerbsfähigkeit der Raffinerien im EU-Vergleich deutlich schwächen würden. Die BMUV-Entwürfe gehen in vielen 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 IE-Richtline 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

- Die Vorgaben der EU-Richtlinie über Industrieemissionen (IED) sollten eins zu eins umgesetzt werden. Darüber hinausgehende nationale Regelungen sind zu vermeiden.
- Die Transformationspläne der Unternehmen müssen auf den von der EU vorgegebenen Zeitrahmen bis 2050 ausgerichtet sein, um Wettbewerbsnachteile am Standort Deutschland zu verhindern.
- Doppelregulierungen sind zu vermeiden und bestehende Regelungen wo immer möglich als Umsetzung anzuerkennen (z. B. beim Chemikalienmanagement).
- Die von der Bundesregierung und u. a. vom BDI identifizierten Vorschläge zur Vereinfachung und zum Bürokratieabbau sollten soweit möglich berücksichtigt werden.
- Solange Delegated Acts und Implemented Acts der EU nicht vorliegen, sollten durch eine verfrühte nationale Umsetzung der IED keine Fakten geschaffen werden.
- Eine Erweiterung des IED-Scopes auf Schmierstoffraffinerien in der 4. BImSchV sollte vermieden werden.
- Der bisherige Anlagenbegriff für IED-Anlagen muss beibehalten werden, damit Nachteile für deutsche IED-Anlagen im europäischen Wettbewerb vermieden werden.

IMPORT

# OHNE SEEHÄFEN KEINE MOLEKÜLWENDE

## DEUTSCHLANDS MARITIME INFRASTRUKTUR ALS SCHLÜSSEL ZUR TREIBHAUSGAS-NEUTRALEN ZUKUNFT

**Gastbeitrag von Lutz Könner, Zentralverband der deutschen Seehafenbetriebe e. V.**



**Lutz Könner**
Geschäftsführer Zentralverband der deutschen Seehafenbetriebe e. V.

Die Energiewende ist nicht allein eine Frage von erneuerbarem Strom. In Zukunft wird Deutschland viel stärker als bisher auf den Import großer Energiemengen in Form von Molekülen angewiesen sein. Grüner Wasserstoff, Ammoniak, Methanol oder E-Fuels werden entscheidend dazu beitragen, fossile Brennstoffe abzulösen. Das gilt insbesondere für diejenigen Teile der Industrie oder des Verkehrs, die nicht oder nur teilweise elektrifizierbar sind.

Was dabei häufig unterschätzt wird: Diese grünen Moleküle erreichen uns nicht durch die Steckdose, sondern per Schiff über die deutschen Nord- und Ostseehäfen. Wer die Transformation Deutschlands zur Klimaneutralität ernst meint, muss die Seehafeninfrastruktur in den Fokus rücken. Ohne leistungsfähige Seehäfen gibt es keinen Markthochlauf grüner Moleküle – und damit keine Versorgungssicherheit für den Industriestandort Deutschland.

### SEEHÄFEN SIND SYSTEMRELEVANT FÜR DIE MOLEKÜLWENDE

Die deutschen Seehäfen spielen in der Energieversorgung schon heute eine tragende Rolle. Ein Großteil der fossilen Energieimporte – von Rohöl über Kohle bis hin zu LNG – wird über die Seehäfen abgewickelt. Dies sind die Orte, an denen grüne Energieträger in großem Stil anlanden, zwischengespeichert und weitergeleitet werden.

Diese logistische Leistung muss auch in Zukunft, bei den neuen Energieträgern erbracht werden. Seehäfen sind Startpunkte für neue Wasserstoffnetze, bieten Standortvorteile für energieintensive Industrien und dienen als Bunkerpunkte für $CO_2$-neutrale Treibstoffe in der Schifffahrt.

Zudem sind die deutschen Seehäfen Teil eines europäischen Logistiknetzwerks. Internationale Lieferketten, etwa für grüne Ammoniakimporte aus Chile oder Namibia, münden in den Nordrange-Häfen. Deutschland hat hier die Chance, sich als Drehscheibe für die grüne Energiezukunft Europas zu positionieren. Die Hafenwirtschaft kann – und will – diesen Wandel gestalten. Dafür braucht sie verlässliche politische Rahmenbedingungen. Ohne eine langfristige Finanzierung kann keine grüne Importinfrastruktur aufgebaut werden.

### FORTSCHRITTE IN DEN HÄFEN – WAS BEREITS PASSIERT

Für die Hafenwirtschaft ist das Thema nicht neu. Zahlreiche Unternehmen investieren bereits jetzt in grüne Technologien, beteiligen sich an Pilotprojekten und treiben den Wandel aktiv voran.

Der Hamburger Hafen testet gemeinsam mit Partnern die Nutzung von grünem Methanol als Schiffskraftstoff. In Wilhelmshaven entsteht ein Wasserstoff-Importterminal, das perspektivisch bis zu 10 Prozent des deutschen $H_2$-Bedarfs decken könnte. Auch in Bremerhaven oder Rostock entstehen erste Anlagen für die Versorgung mit grüner Energie. Terminalbetreiber stellen ihre Geräte auf alternative Antriebe um, Hafenfahrzeuge werden elektrifiziert oder mit Wasserstoff betrieben. Auch bei der Nutzung von Wind- und Solarenergie zur Eigenstromerzeugung zeigt sich die Hafenwirtschaft innovationsfreudig. Der Zentralverband der deutschen Seehafenbetriebe (ZDS) ist außerdem Partner des EU-geförderten Projekts „$H_2$-Derivatives@BalticSeaPorts“, das den Umschlag und Einsatz von Wasserstoffderivaten in den Ostseehäfen voranbringen soll.

Die Potenziale sind also da. Doch diese Fortschritte reichen nicht aus, wenn sie isoliert bleiben. Die Transformation der Seehafeninfrastruktur muss als gesamtgesellschaftliche Aufgabe begriffen und auf eine solide finanzielle Basis gestellt werden.

## INFRASTRUKTUR ALS NATIONALE AUFGABE BEGREIFEN

Die Nationale Hafenstrategie der Ampelregierung hat die Bedeutung der Seehäfen für Wirtschaft, Energie und Resilienz zu Recht anerkannt. Die neue Regierungskoalition muss die Umsetzung jetzt konsequent vorantreiben – mit klaren Zuständigkeiten, zügigen Verfahren und ausreichenden finanziellen Mitteln. Mit dieser Aufgabe dürfen die nördlichen Bundesländer nicht allein gelassen werden.

In den kommenden zehn Jahren beläuft sich der Investitionsbedarf für den im Zusammenhang mit der Energiewende notwendigen Aus- und Umbau der deutschen Hafeninfrastrukturen (z. B. Ammoniak-Importterminals, $CO_2$-Exportterminals, Flächen für den Umschlag von Windenergieanlagen) auf bis zu 6,4 Milliarden Euro. Es muss dringend in Suprastruktur, Verkehrsverbindungen und Energieanlagen investiert werden, zusätzlich zu den erheblichen notwendigen Investitionen für den „klassischen" Güterumschlag sowie für die Zeitenwende. Das sollte auch Beachtung finden, wenn es um den Einsatz der Mittel aus dem Sondervermögen Infrastruktur geht.

Sparen an der Infrastruktur wäre nicht nur wirtschaftspolitisch kurzsichtig, sondern auch sicherheitspolitisch fahrlässig. Eine resiliente Versorgung erfordert leistungsfähige, moderne und digital vernetzte Seehäfen. Gerade in Zeiten geopolitischer Unsicherheiten und gestörter Lieferketten braucht Deutschland robuste Einfuhrsysteme für kritische Rohstoffe und Energieträger. Die Seehäfen bilden hier das strategische Fundament.

Zusätzlich schlägt der ZDS vor, Einnahmen aus dem Emissionshandel und aus Offshore-Wind-Ausschreibungen gezielt in die Hafeninfrastruktur zu reinvestieren. Das wäre ein starker Hebel für die Transformation.

## FÖRDERPOLITIK ZUKUNFTSFEST MACHEN

Neben einer ausfinanzierten Hafenstrategie braucht es gezielte Förderinstrumente, um den Markthochlauf grüner Moleküle zu unterstützen. Dazu zählen u. a. Programme zur Errichtung und Umrüstung von Umschlagsanlagen für grüne Moleküle wie Ammoniak, Methanol oder LOHC.

Die Förderzeiträume solcher Programme müssen auf die langen Investitionszyklen in der Hafenwirtschaft abgestimmt sein. Gerätschaften und Anlagen sind oft 15 Jahre und länger im Einsatz. Kurzlaufende Programme fördern eher Unsicherheit als Innovation.

Auch die Entwicklung eigener Wasserstoffproduktionskapazitäten in Hafennähe sollte unterstützt werden. Die Kombination aus grüner Stromerzeugung durch Offshore-Wind und Elektrolyseanlagen vor Ort ist ein realistisches Szenario – wenn Flächen gesichert, Genehmigungen beschleunigt und Stromnetze ausgebaut werden.

Zudem ist entscheidend, dass auch kleinere und mittlere Häfen Zugang zu Förderprogrammen erhalten. Eine ausgewogene Hafenlandschaft stärkt die Resilienz des Gesamtsystems.

Erforderlich ist auch die gezielte Unterstützung beim Aufbau einer leistungsfähigen Bunkerinfrastruktur für klimaneutrale Schiffskraftstoffe. Darüber hinaus braucht es Investitionshilfen für die Umstellung auf alternative Antriebe auf den Terminals sowie für die Ansiedlung hafenverwandter Produktionsanlagen.

Ebenso wichtig wie maßgeschneiderte Förderprogramme sind praxisnahe Genehmigungs- und Sicherheitsvorgaben für neue Gefahrgutklassen, die sowohl Augenmaß als auch Beschleunigungspotenzial mitbringen.

## MOLEKÜLWENDE BRAUCHT HAFENWENDE

Der Weg in die Treibhausgasneutralität ist ein Infrastrukturprojekt. Wenn Deutschland seinen Energiebedarf in Zukunft zu großen Teilen über grüne Moleküle decken will, dann führt kein Weg an den Seehäfen vorbei.

Die Seehäfen sind bereit, Verantwortung zu übernehmen. Sie stehen für Kooperation, Innovation und Umsetzungskraft. Doch sie können die Transformation nicht allein stemmen. Die Unterstützung der Politik ist gefragt – gerade mit Blick auf die Vorhaben in der neuen Legislaturperiode:

- Die Nationale Hafenstrategie muss mit Leben gefüllt werden.
- Die Finanzierung muss langfristig gesichert sein.
- Die gesetzlichen Rahmenbedingungen müssen praxisnah gestaltet werden.
- Die Förderinstrumente müssen skalierbar, fair und strategisch ausgerichtet sein.

Die Molekülwende kann gelingen – wenn wir den Mut haben, unsere maritime Infrastruktur als das zu begreifen, was sie ist: ein strategischer Hebel für die Zukunft Deutschlands. Die neue Bundesregierung hat hier die Chance, die richtigen Weichen zu stellen.



IMPORT

# INITIATIVE SUSTAINABLE ENERGY HUB HAMBURG

## Gastbeitrag der Hamburg Port Authority



Deutschland will wichtigster Abnehmer von Wasserstoff in Europa werden. Der Hamburger Hafen soll mit neuen Terminals und Anlagen für alle Arten von Wasserstoffderivaten einen wesentlichen Beitrag zur Deckung des Importbedarfs leisten.

Mehr als 20 Unternehmen haben sich dazu der von der Hamburg Port Authority (HPA) ins Leben gerufenen Initiative Sustainable Energy Hub angeschlossen. Die Initiative hat sich zum Ziel gesetzt, den Hafen in einen Wasserstoff-Hub von globalem Ausmaß zu verwandeln. Dazu sollen die Unternehmen untereinander besser vernetzt und die Bedeutung des Hamburger Hafens als Energiehafen stärker ins öffentliche Bewusstsein gerückt werden. Der Übergang von fossiler zu nachhaltiger Energie wird das dominante Thema der kommenden Jahre und Jahrzehnte sein.

Die Zusammenarbeit der Akteure deckt die gesamte Wertschöpfungskette von Wasserstoff und seinen Derivaten ab: Elektrolyse, Import, Speicherung, Abnahme und Vertrieb. Dieses Zentrum für nachhaltige Energie hilft etablierten Unternehmen bei der Transformation hin zu alternativen Energieträgern und Rohstoffen und bietet neuen Akteuren eine Plattform.

In Hamburg entsteht so ein deutschlandweit einmaliges Ökosystem, indem Import, Verteilung und Anwendung von Derivaten auf kleinem Raum entwickelt werden und in der Umsetzung sind. Durch die Nutzung bestehender Infrastrukturen und die Berücksichtigung lokaler Bedürfnisse werden lokale Vorteile genutzt. Der Hamburger Hafen ist sowohl eine Drehscheibe für die Versorgung mit neuer Energie als auch ein großer potenzieller Abnehmer. Mit an Bord sind auch die en2x-Mitgliedsunternehmen Air Products, Holborn, H&R Schindler, MB Energy und Shell.

### PLATTFORM FÜR ETABLIERTE UND NEUE UNTERNEHMEN

Die Plattform Sustainable Energy Hub dient der Vermittlung von Kontakten zu Regulierungsbehörden und dem Stakeholder-Management. Darüber hinaus ermöglicht sie Partnerschaften mit Export-Hubs und die Bildung von Koalitionen zur Unterstützung der Produktion von Wasserstoff und seinen Derivaten. Die Mitglieder der Initiative Sustainable Energy Hub treffen sich regelmäßig zu Workshops, in denen sowohl vertiefende als auch überblicksmäßige Diskussionen über lokale Bedürfnisse, Geschäftsprojekte und Markttrends stattfinden. Die Arbeit wird durch die Website zur Initiative und die Teilnahme an Fachmessen unterstützt.

### BEDARF AN ALTERNATIVEN SCHIFFSKRAFTSTOFFEN WIRD ZUM TREIBER FÜR WASSERSTOFFDERIVATE

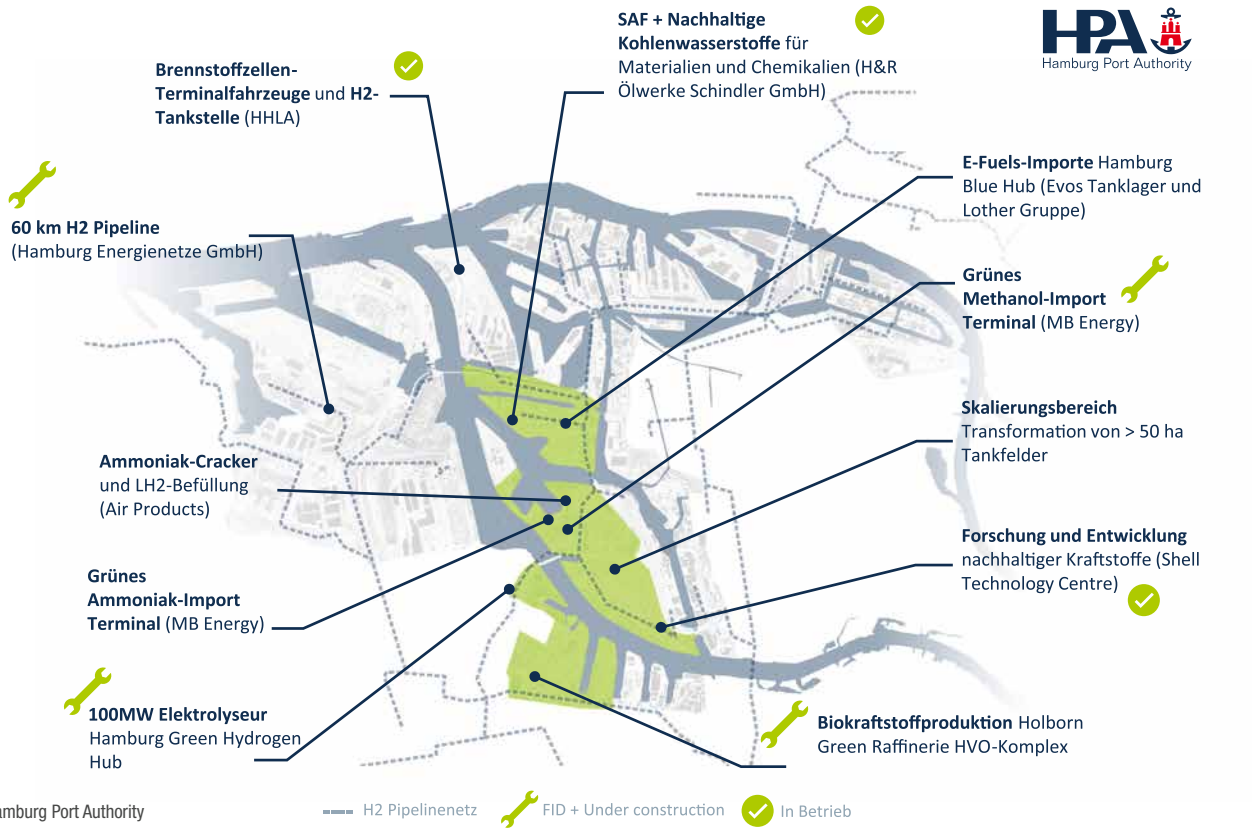
Der Hamburger Hafen wird den Weg für alternative Kraftstoffe für Schiffe ebnen, die über den Sustainable Energy Hub importiert werden: Der erhöhte Verbrauch von Schiffskraftstoffen wird das Marktwachstum für Wasserstoffderivate wie Methanol und Ammoniak vorantreiben. Die Hamburg Port Authority führt umfassende Risikoanalysen durch, um gleiche Bedingungen für das Bunkern von alternativen Kraftstoffen zu schaffen. Es ist bereits möglich, LNG und Methanol im Hafen zu bunkern.

Der Sustainable Energy Hub, eine Fläche von rund 500 Hektar, umfasst Tanklager, Raffinerien, Wasserstraßen, Anleger sowie Pipelines und liegt hauptsächlich in den Hafengebieten Neuhof, Hohe Schaar, Moorburg und Harburg. Dort befinden sich umfangreiche Industrie- und Umschlaganlagen, außerdem ist ausreichend Abstand zu Wohngebieten gewährleistet.

### IMPORT UND VERARBEITUNG VON ERNEUERBAREM AMMONIAK UND METHANOL

Die Hamburg Port Authority hat sich zum Ziel gesetzt, Brachflächen für neue Investitionen zu erwerben, um dort Industrien und Infrastrukturen für klimaschonende Energieträger und Grundstoffe zu ermöglichen. Ein ehemaliges Tanklager ist der Ausgangspunkt für die Umsetzung dieses Projekts. Dieses Areal ist für die Lagerung, die Verarbeitung und die Veredelung vorgesehen und wird auch ein Standort für einschlägige Zulieferer, Dienstleister und Hersteller von Anlagen und technischer Ausrüstung für nachhaltige Energieträger sein.

# ENTWICKLUNG EINER WERTSCHÖPFUNGSKETTE FÜR KLIMANEUTRALE ENERGIETRÄGER AUF BASIS VON GRÜNEM WASSERSTOFF




Grafik: Hamburg Port Authority

**Im Sustainable Energy Hub wird nicht nur über Ideen und Konzepte gesprochen. Die Transformation zeigt sich bereits konkret durch Projekte, für die es eine finale Investitionsentscheidung gibt, und neue Anlagen, die sich im Bau befinden.**

## HH-WIN – WASSERSTOFFNETZ VERBINDET PRODUZENTEN UND VERBRAUCHER

Mit dem Hamburg Hydrogen Industry Network (HH-WIN) baut die Hamburger Energienetze GmbH ein ca. 60 Kilometer langes Wasserstoffnetz im Hafen auf. Diese Verbindung zwischen Importterminals, Produzenten, Verbrauchern und der Anbindung an das regionale Verkehrsnetz wird Hamburg als einen der First Mover bereits im Jahr 2027 zu einer europäischen Wasserstoff-Drehscheibe machen.

## NEW ENERGY GATE – IMPORTTERMINAL FÜR NACHHALTIGES AMMONIAK

Das New Energy Gate von MB Energy ist ein Schlüsselprojekt der Energiewende im Hamburger Hafen, das die Kundennachfrage nach sauberen Energieprodukten erfüllt. Als Importterminal für Ammoniak kann es nicht nur Norddeutschland mit sauberen Energieprodukten versorgen. MB Energy wird sauberes Ammoniak für die Schifffahrt und die Industrie importieren und es in Zusammenarbeit mit seinem Ankerkunden Air Products in Wasserstoff umwandeln. Das Projekt befindet sich derzeit in der Genehmigungsphase. Das geplante Tankvolumen beträgt 80.000 Kubikmeter.

Air Products plant im Hamburger Hafen den Bau einer Anlage für erneuerbaren Wasserstoff. Die Schiffe von Air Products, die grünes Ammoniak transportieren, können im Hafen anlegen und den Rohstoff entladen. Das Ammoniak wird in den Tanks von MB Energy zwischengelagert und bei Bedarf an Air Products zurückgeliefert, um vor Ort mittels Cracking-Technologie in Wasserstoff und Stickstoff aufgespalten zu werden.

## METHANOL FOR SHIPPING: MB ENERGY RÜSTET TANKANLAGEN AUF METHANOL UM

MB Energy wird darüber hinaus in den nächsten zwei Jahren vier Tanks im Hamburger Hafen für die Lagerung von kohlenstoffarmem Methanol umrüsten. Die vier umzubauenden Tanks haben eine Gesamtkapazität von rund 20.000 Kubikmetern. Die Umrüstung erfolgt vorbehaltlich der erforderlichen Genehmigungen in zwei Schritten:

Die ersten beiden Tanks werden bis Mitte 2026, die anderen beiden Tanks bis 2027 umgerüstet. Das Unternehmen möchte den Import und die Lieferung von nachhaltigem Methanol nach Norddeutschland erleichtern. MB Energy prognostiziert eine steigende Nachfrage in der Schifffahrt und anderen Transportsektoren sowie in der chemischen Industrie.

### HAMBURG BLUE HUB WILL SYNTHETISCHE UND KLIMAFREUNDLICHE TREIBSTOFFE IMPORTIEREN

Der Hamburg Blue Hub ist eine gemeinsame Initiative der Evos Hamburg GmbH, der LOTHER GRUPPE und der eFuel GmbH mit dem Ziel, das Evos-Terminal in Hamburg zu einem zentralen Umschlagplatz für synthetische und klimafreundliche Treibstoffe zu entwickeln, darunter E-Methanol, E-Fuels, Wasserstoff und verwandte Produkte. Darüber hinaus zielt das Projekt darauf ab, die $CO_2$-Emissionen sowie die Emissionen von Industrie, Flugverkehr, Schifffahrt und Schwerlastverkehr zu reduzieren. Am Standort von Evos werden bereits Biokraftstoffe wie HVO umgeschlagen, und die geplante Erweiterung wird von den Synergien profitieren, die sich aus der langjährigen Erfahrung des Unternehmens im Umgang mit Energieprodukten ergeben.

### DIRECT AIR CARBON CAPTURE IM FOKUS: PEGASUS

Das Forschungsprojekt Pegasus (Pioneering Emissions to Green Air Solutions Unique and Sustainable Solutions – Methanol Production) widmet sich der Reduzierung von $CO_2$ in der Atmosphäre, um den Klimawandel abzuschwächen. Pegasus ist eine Kooperation der Unternehmen DACMA sowie LOTHER GRUPPE und der Technischen Universität Hamburg. Ziel ist die Entwicklung effizienter und skalierbarer Direct-Air-Carbon-Capture(DACC)-Lösungen, bei denen $CO_2$ direkt aus der Atmosphäre entfernt wird.

### P2X EUROPE BETREIBT ANLAGEN ZUR $H_2$-ELEKTROLYSE UND HERSTELLUNG VON SYNTHESEPRODUKTEN

Die H&R-Gruppe ist eine weltweit führende Institution in der Entwicklung und Produktion chemisch-pharmazeutischer Spezialitäten. Zur Umsetzung der eigenen Nachhaltigkeitsstrategie betreibt H&R eine eigene „Ökostrom-zertifizierte“ Wasserstoff-Elektrolyse-Anlage und eine Demonstrationsanlage für synthetische Produkte aus grünem Wasserstoff und grünem $CO_2$ an ihrem Standort im Hamburger Hafen. Über das Gemeinschaftsunternehmen P2X-Europe treibt H&R auch die Markteinführung nachhaltiger Produkte voran und liefert den Konzeptnachweis für neue Technologien.

### HOLBORN WILL HVO UND SAF AUS ABFALL- UND RESTSTOFFEN SOWIE KOHLENSTOFFARMEM WASSERSTOFF HERSTELLEN

Die Holborn Europa Raffinerie errichtet im Hamburger Hafen eine Biokraftstoffanlage, deren Inbetriebnahme für 2027 geplant ist. Die Anlage, deren Wert auf 475 Millionen Euro geschätzt wird, wird hydriertes Pflanzenöl (HVO) und nachhaltigen Flugkraftstoff (SAF) aus Abfall- und Reststoffen sowie kohlenstoffarmem Wasserstoff produzieren. Die jährliche Produktionskapazität wird auf 220.000 Tonnen HVO und SAF geschätzt, die als Ersatz für fossile Kraftstoffe dienen können. Die neue Anlage wird den $CO_2$-Fußabdruck der Raffinerie in Übereinstimmung mit den Nachhaltigkeitskriterien der EU-Richtlinie über erneuerbare Energien (RED III) verringern.

### HHLA-PROJEKT CLEAN PORT LOGISTICS: WASSERSTOFF-TESTFELD FÜR TERMINALAUSRÜSTUNG

Das Projekt Clean Port & Logistics (CPL) vereint über 40 internationale Mitglieder in einem Innovations-Cluster mit dem Ziel, die Dekarbonisierung des Terminalsektors voranzutreiben. Auf dem HHLA-Containerterminal Tollerort in Hamburg wurde ein Wasserstoff-Testfeld eingerichtet, um die Terminalausrüstung zu testen und zu verbessern. Die Förderung von Innovationen beschleunigt die Markteinführung von wasserstoffbetriebener Schwerlastausrüstung und positioniert die CPL als globalen Wasserstoff-Hub sowie als führend bei Dekarbonisierungsstrategien in der maritimen Industrie. Das Projekt wird durch das Bundesministerium für Digitales und Verkehr finanziert.

### $LH_2$-CONTAINER – EINE TRANSPORTLÖSUNG FÜR FLÜSSIGEN WASSERSTOFF

Die Hamburger Hafen und Logistik AG (HHLA) erprobt und optimiert gemeinsam mit Partnern den intermodalen $LH_2$-Transport und bewertet dabei wirtschaftliche, ökologische und regulatorische Aspekte. Ziel ist es, eine nachhaltige Logistikkette für den Transport von Flüssigwasserstoff ($LH_2$) vom Hafen zum Endverbraucher zu etablieren. Der Transport von $LH_2$-Behältern auf der Schiene ist zwar technisch möglich, wurde aber bisher nicht umgesetzt. Eine Demonstration wird zeigen, dass die Schiene eine schnelle und zuverlässige Lösung ist, die die bestehende Infrastruktur nutzt, um hochreinen Wasserstoff zu liefern und Kunden ohne Zugang zu Pipelines zu bedienen. Das Projekt wird durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung finanziert.

### SHELL TECHNOLOGY CENTRE

Im Shell Technology Centre arbeiten Teams an der Entwicklung fortschrittlicher Kraft- und Schmierstoffe für Automotive, Schifffahrt und Industrie sowie deren Integration in zukünftige Produktportfolios – wie etwa spezielle, auf die Energiewende zugeschnittene Schmierstoffkonzepte für Industrieanwendungen sowie Elektromobilität. Dazu zählen auch Schmier- und Kühlöle für die Antriebs- und Batteriesysteme elektrischer Fahrzeuge. Zur Untersuchung von Kraftstoffen sowie Motor- und Getriebeölen führt das Shell Technology Centre Tests mit Komponenten, Motoren, Getrieben und Antriebssträngen durch.

Weitere Informationen zum Sustainable Energy Hub unter:
**www.hamburg-port-authority.de/de/seh**



H2

# TRANSFORMATIONSAKTIVITÄTEN DER en2x-MITGLIEDER

Die Europäische Union (EU) hat sich das Ziel gesetzt, Europa bis zum Jahr 2050 zum ersten treibhausgasneutralen Kontinent zu machen. In Deutschland, der größten Volkswirtschaft innerhalb der EU, soll bereits im Jahr 2045 Netto-Treibhausgasneutralität erreicht werden. Bis 2030 sollen die klimaschädlichen Emissionen in Deutschland um 65 Prozent, bis 2040 um 88 Prozent gegenüber 1990 sinken. Um diese ambitionierten Ziele erreichen zu können, bedarf es einer umfassenden Transformation von Wirtschaft und Gesellschaft. Die Mineralölwirtschaft stellt sich dieser langfristigen Herausforderung. Mit ihrer Transformation kann sie einen wesentlichen Beitrag zum Erreichen der Klimaschutzziele leisten.



Die Reduktion von Treibhausgasemissionen ist in den Unternehmensleitbildern fest verankert. Es werden gezielt Innovationen, Technologien und neue Geschäftsfelder entwickelt und vorangetrieben, die $CO_2$-ärmere und $CO_2$-neutrale Produkte für die Sektoren/Zielmärkte Verkehr (Pkw, Lkw und Luftfahrt), Industrie (vor allem Chemie) und Wärme zum Ziel haben.

## NEUE ANGEBOTE FÜR DEN MARKT UND DIVERSE TECHNOLOGIEPROJEKTE

Im Rahmen der Neuausrichtung der Branche sind bereits viele Projekte und Vorhaben angeschoben oder schon umgesetzt. So sind en2x-Mitgliedsunternehmen führend, wenn es um den Ausbau der Elektroladesäulen-Infrastruktur im gesamten Bundesgebiet geht. Viele Unternehmen bieten ihren Kunden bereits eine große Anzahl an Ladepunkten an. Und das nicht nur für klassische Pkw, auch der Schwerlastverkehr wird mit ersten Ladekorridoren versorgt. Zu den neuen Aktivitäten der Branche, die bereits zu Produktangeboten im Markt geführt haben, zählt darüber hinaus die Erweiterung der Tankstelleninfrastruktur um LNG- und Wasserstoffstationen. Auch in Sachen Erzeugung von erneuerbarem Strom sind en2x-Mitglieder engagiert – hier sind insbesondere Projekte in den Bereichen Windenergie (on- und offshore) sowie Flächenphotovoltaik zu nennen.



Weitere Transformationsaktivitäten sind Elektrolyseure zur Produktion von Wasserstoff und dessen Weiterverarbeitung zu synthetischen Kraftstoffen, wie z. B. E-SAF für die Luftfahrt, sowie die Erzeugung von fortschrittlichen Biokraftstoffen aus Reststoffen und das chemische Recycling von Plastikabfällen. Die Projekte haben meist noch Demonstrationscharakter. Für weitere Investitionen in die industrielle Skalierung der neuen Verfahren sind in Deutschland und der EU die Rahmenbedingungen derzeit nicht ausreichend.




Konkrete Beispiele für Aktivitäten der en2x-Mitglieder sind auf **www.en2x.de/innovationen/projekte-der-mitglieder** eingestellt.

# 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 $CO_2$-Neutralität voranbringen.

### 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. Daher haben sich die Mitglieder von en2x auf den Weg gemacht, zu führenden Anbietern von $CO_2$-neutralen Energieträgern und Rohstoffen zu werden. Dazu gehören Wasserstoff und seine Derivate ebenso wie fortschrittliche 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 entscheidende Beiträge für effizienten Klimaschutz, 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.

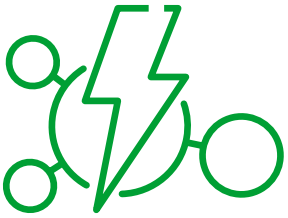
en2x-MISSION

# 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, z. B.:

- 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



en2x

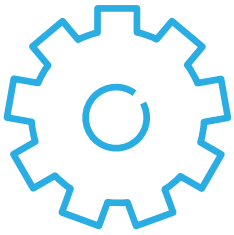
## INNOVATION

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 tragen mit ihrem technologischen Know-how dazu bei, dass Deutschland treibhausgasneutral wird. 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

# EIN VERBAND, ACHT AUSSCHÜSSE

**In insgesamt acht verschiedenen Ausschüssen arbeiten wir gemeinsam mit unseren Mitgliedern an verschiedenen Themen. Im Fokus stehen Austausch und Dialog, um die Energiewende voranzutreiben. Abgestimmt werden Positionen und Aktivitäten, die wir für oder gemeinsam mit unseren Mitgliedern angehen. Einigen Ausschüssen gehören weitere Arbeitskreise an.**

## 1 UMWELT UND TECHNIK

Der Ausschuss Umwelt und Technik beschäftigt sich mit einer großen Bandbreite an Themen vom Umweltrecht (Luft, Wasser, Boden) über die klassische Anlagensicherheit (z. B. BetriebssicherheitsV, StörfallV), die Security (Schutz der physischen Assets sowie Cyber-Security) und die Logistik (Straße, Schiene, Fluss, Pipeline, Gefahrgutvorschriften) bis hin zur produktbezogenen Regulierung (z. B. Gefahrstoffrecht). In diesen Bereichen ist er verantwortlich für die Initiierung, Priorisierung und Begleitung der Aktivitäten des Verbands. Er trägt damit wesentlich zur Erfüllung der wichtigen Aufgabe des Erhalts der „License to Operate“ für die Assets der Mitglieder bei.





## 2 INNOVATION/TRANSFORMATION

Der Ausschuss Innovation/Transformation ist für die technisch-wissenschaftliche Bearbeitung oder Begleitung von Themen mit dem Ziel der Treibhausgasminderung und Transformation der Branche zuständig. Er ist für die Initiierung und Priorisierung von Aktivitäten des Verbands im Bereich der Forschung verantwortlich. Monitoring und Einordnung von für die Transformation der Branche wichtigen Forschungsaktivitäten und Projekten gehören zu seinem Aufgabenbereich.

## 3 STEUERN/ZOLL

Der Ausschuss Steuern/Zoll ist für die Bearbeitung und Begleitung von branchenrelevanten Themen im gesamten nationalen wie internationalen Steuer- und Zollrecht sowie in der gesamten nationalen wie internationalen Steuer- und Zollpolitik zuständig. Er ist für die Initiierung und Priorisierung der Verbandsaktivitäten im Bereich Steuern und Zoll verantwortlich. Dabei wird auch die Transformation der Branche in den Blick genommen. Das Monitoring sowie die Einordnung von Steuer- und Zollangelegenheiten für die Branche gehören zu seinem Aufgabenbereich.



## 4 ENERGIE-, UMWELT- UND KLIMAPOLITIK

Der Ausschuss Energie-, Umwelt- und Klimapolitik – kurz EUK – nimmt die aktuellen politischen Entwicklungen zu Energie, Umwelt und Klimapolitik auf EU-, Bundes- und Landesebene auf und entwickelt entsprechende Positionen. Darüber hinaus erarbeiten die en2x-Mitglieder hier die grundsätzliche Ausrichtung des Verbandes zu den genannten Themenbereichen, beraten über zukünftige Schwerpunkte sowie Allianzen und stoßen damit verbundene Maßnahmen an.





## 5 KOMMUNIKATION

Der Ausschuss Kommunikation ist zuständig für die Erarbeitung der strategischen Kommunikationsziele sowie Zielgruppen und schlägt Schwerpunktaktivitäten vor, um diese Ziele zu erreichen. Die Mitglieder arbeiten gemeinsam mit dem en2x-Kommunikationsteam am Kommunikationsplan und an Schwerpunktthemen sowie an den Kernbotschaften bzw. Positionierungen zu aktuellen Themen.

## 6 TANKSTELLEN

Der Ausschuss Tankstellen identifiziert und priorisiert die branchenrelevanten Regulierungs- und Kommunikationsthemen, die für die Sicherstellung des Betriebs von Tankstellen und deren Weiterentwicklung in ein zukunftsfähiges Konzept relevant sind. Geplante Gesetzesvorhaben und Initiativen mit Einfluss und Auswirkung auf die Geschäftstätigkeit werden sondiert und mit Experten in Taskforces und Arbeitskreisen bearbeitet.





## 7 RECHT

Der Ausschuss Recht ist für übergreifende rechtliche Themen, insbesondere aus dem Gebiet des Wettbewerbs- und Vertriebsrechts, zuständig. Im Fokus stehen gesetzgeberische und behördliche Aktivitäten, die den Bewegungsspielraum der Mitgliedsunternehmen im Markt unangemessen einzuschränken drohen oder sie gegenüber Wettbewerbern diskriminieren. Zusätzlich berät der Ausschuss den Vorstand und andere Ausschüsse in Rechtsfragen.

## 8 POLITIK

Der Ausschuss Politik koordiniert und vernetzt die politische Kommunikation von en2x und unseren Mitgliedsunternehmen. Im Fokus stehen Positionierungen und die Ansprache der politischen Stakeholder in enger Zusammenarbeit mit den anderen en2x-Auschüssen. Inhaltlich erfolgen eine regelmäßige Evaluierung und Vorschau der wichtigsten aktuellen Politik-Issues, die legislativen Zeitplänen entsprechend zur Entscheidung anstehen.



# ÜBERSICHT ÜBER DIE en2x-INFOANGEBOTE

## NEWSLETTER, PRESSEMITTEILUNGEN

**en2x-Weekly**
Mit diesem Newsletter informieren wir unsere Mitglieder wöchentlich und exklusiv zu aktuellen Fachthemen, branchenrelevanten Neuerungen, verbandsinternen Veränderungen sowie wichtigen Branchen- und Verbandsterminen und mehr.

**en2x-Pressemitteilungen**
Im Rahmen unserer Pressearbeit beziehen wir Stellung zu aktuellen Diskussionen und versenden zielgruppengerecht zusammengestellte Informationen zu den Positionen, den Produkten sowie der Transformation der Branche.

**en2x-News**
Mit diesem Newsletter möchten wir politische Stakeholder über die Transformation der bisherigen Mineralölbranche hin zur Klimaneutralität informieren. Dabei gehen wir auf aktuelle politische Entwicklungen und ihre Auswirkungen auf unsere Mitglieder ein und berichten über aktuelle Projekte.













## PODCAST

Die Transformation Deutschlands im Sinne der Klimaziele und die Molekülwende stehen im Fokus von Fuels und Energie, dem Podcast von en2x. Pressesprecher Alexander von Gersdorff befragt Expertinnen und Experten aus Wissenschaft, Industrie, Energie und Verkehr zu Wegen in die $CO_2$-neutrale Energie- und Rohstoffversorgung.

## INFOVERANSTALTUNGEN

**en2x-DIALOG**
Fakten. Aktuell. Konkret. Darum geht es bei unserer Veranstaltungsreihe en2x-DIALOG für Mitarbeitende in den Abgeordnetenbüros und Fraktionen des Deutschen Bundestages. Dabei beantworten wir Fragen zu innovativen Technologien und Produkten sowie zu wichtigen Regulierungen für die Transformation der verschiedenen Sektoren.




**en2x-COMPACT**
Diese digitale Veranstaltungsreihe wendet sich exklusiv an en2x-Mitglieder. Kurze Seminare vermitteln wichtige Informationen und geben Hilfestellungen zu unterschiedlichsten Themen. Dabei stehen Fachleute, aus dem Verband oder extern, auch zur Beantwortung von Fragen zur Verfügung.



## WEBSITES

**en2x.de**
Auf dieser Website finden Sie alles Wissenswerte über den Verband, seine Mitglieder und Ziele. Wir stellen die Positionen und Forderungen der Branche zu verschiedenen Themen vor, präsentieren zukunftsorientierte Projekte der Mitgliedsunternehmen und bieten aktuelle Informationen, Statements und Bilder in einem gesonderten Pressebereich an. Zielgruppen sind Stakeholder, Politik und Medien.

**molekülwende-inside.de**
Expertenmeinungen, Hintergrundwissen und Projekte rund um die Molekülwende gibt es auf Molekülwende inside, dem Online-Portal von en2x. Auf dieser im September 2024 gelauchten Website gibt es einen „Deepdive“ rund um die Molekülwende. Es werden Projekte aufgezeigt und die Notwendigkeit der Molekülwende herausgestellt. Auch der neue Podcast Fuels und Energie ist auf Molekülwende inside zu finden. Neue Beiträge werden auf den begleitenden Social-Media-Kanälen bei LinkedIn und X angeteasert. Das Portal richtet sich an Stakeholder, Fachleute aus der Branche, Journalisten und andere am Thema Interessierte.

**Kraftstoffe.info**
Kraftstoffe.info ist das Informationsportal von en2x und Partnerverbänden rund um innovative Kraftstoffe. Damit die gesteckten Klimaziele zu erreichen sind, müssen auch die $CO_2$-Emissionen im Verkehr sukzessive reduziert werden. Erneuerbare Kraftstoffe können dazu maßgeblich beitragen. Kraftstoffe.info beantwortet alle Fragen rund um das Kraftstoffangebot an Tankstellen in Bezug auf erneuerbare Komponenten und dahingehend, welche Fahrzeuge diese Kraftstoffe vertragen.

**zukunftsheizen.de**
Auf zukunftsheizen.de finden Verbraucherinnen und Verbraucher Wissenswertes rund um das Thema Heizen mit flüssigen Brennstoffen. Es gibt herstellerunabhängige Informationen über effiziente Heizungstechnik, den Brennstoff Heizöl, Rahmenbedingungen und Gesetze sowie zum Heizöltank. Im Fokus steht auch die Zukunftsperspektive: Moderne Öl-Brennwertheizungen können zunehmend treibhausgasreduzierte und sogar treibhausgasneutrale flüssige Energieträger nutzen.

## PUBLIKATIONEN

Der jährliche Fortschrittsbericht informiert Politik und Stakeholder aus Wirtschaft und Wissenschaft über die Entwicklung der politischen, ökonomischen und technologischen Rahmenbedingungen der Molekülwende und der damit verbundenen Transformation der bisherigen Mineralölwirtschaft in Deutschland. Der Bericht beinhaltet zudem „Data Insights“, eine umfangreiche Zusammenstellung statistischer Daten, u. a. zum Energieverbrauch und zum Mineralölmarkt.



# VERANSTALTUNGS HIGHLIGHTS 2024




## E-WORLD
**20.–22.02.2024**



## ENERGIE. CROSS.MEDIAL.
**05.03.2024**




## UNITI EXPO
**14.–16.05.2024**




## BERLINER ENERGIETAGE 2024
**15.–16.05.2024**




## ILA 2024
05.–09.06.2024

## DOTS & LINES
02.07.2024






## PARLAMENTARISCHER ABEND IN BERLIN
12.09.2024

## en2x-ROUNDTABLE
19.09.2024





## GREEN FUELS IMPORT CONFERENCE
27.11.2024

## en2x-MITGLIEDER

**Air Products GmbH**
www.airproducts.de

**AVIA AG**
www.avia.de

**BayWa AG**
www.baywa.com

**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

**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

**Adolf Roth GmbH & Co. KG**
www.roth-energie.de

**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.rwm-eg.de

## FÖRDERKREIS WÄRMEMARKT

**AFRISO Euro Index GmbH**
www.afriso.de

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

**Bosch Thermotechnik GmbH | Wetzlar**
www.buderus.de

**Bundesverband Behälterschutz e. V.**
**Gütegemeinschaft Tankschutz und Tanktechnik e. V. | Freiburg im Breisgau**
www.bbs-gt.de

**CEMO GmbH**
www.cemo.de

**Danfoss GmbH | Burner Components**
www.danfoss.com

**DEHOUST GmbH**
www.dehoust.com

**ERC Additiv GmbH**
www.erc-online.de

**GOK Regler- und Armaturen-Gesellschaft mbH & Co. KG**
www.gok.de

**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 01.03.2025**

## KONTAKTIEREN SIE UNS



en2x



www.molekülwende-inside.de



en2x




www.en2x.de



@en2x.de



zukunftsheizen.de

# DATA INSIGHTS

## DATEN, TRENDS UND TRANSFORMATION

Vorläufige Zahlen

2024

„DIE BRANCHENZAHLEN SPIEGELN

DIE SCHWACHE WIRTSCHAFTS LEISTUNG WIDER."

# EDITORIAL

Liebe Leserinnen und Leser,

im Jahr 2024 sind das Bruttoinlandsprodukt Deutschlands und damit die deutsche Wirtschaft zum zweiten Mal in Folge geschrumpft. Diese schwache Wirtschaftsleistung spiegelt sich auch in unseren Branchenzahlen wider. Der Absatz von Mineralölprodukten sank im Vergleich zum Vorjahr um 0,4 Prozent auf rund 88 Millionen Tonnen, nachdem bereits 2023 ein besonders starker Rückgang von rund 5 Prozent zu verzeichnen war. Gleichwohl bleibt Mineralöl mit 36,5 Prozent der wichtigste Energieträger im deutschen Energiemix und zusätzlich ein wichtiger Rohstoff, der z. B. in der chemischen Industrie benötigt wird.

Deutschland muss als Wirtschaftsstandort wettbewerbs- und zukunftsfähig bleiben. Gleichzeitig gilt es, die Klimaziele zu erreichen und dabei die Versorgungssicherheit aufrechtzuerhalten. Unsere diesjährigen Branchenzahlen liefern zentrale Indikatoren, die die Entwicklung in allen drei Bereichen dokumentieren. Neu hinzugekommen sind Kennzahlen zur volkswirtschaftlichen Bedeutung der Branche mit Blick auf Beschäftigung und Wertschöpfung sowie branchenrelevante Daten zum Themenfeld Klimaschutz und Transformation.

Die diesjährige Ausgabe enthält neben den endgültigen Branchenzahlen 2023 auch die vorläufigen Zahlen für das Jahr 2024.

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 KENNZAHLEN 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.

Der Primärenergieverbrauch in Deutschland ist im Jahr 2024* auf 10.538 PJ gesunken und erreichte damit ein weiteres historisches Tief (minus 1 Prozent gegenüber 2023). Der Anteil von Mineralöl am Primärenergieverbrauch stieg im Vergleich zu 2023 leicht von 36,4 auf 36,5 Prozent. Damit blieb Mineralöl auch im Jahr 2024 der wichtigste Energieträger in Deutschland.

Deutschland ist mit einem Anteil von 15,9 Prozent auch 2024* bedeutendster Raffineriestandort in Europa. Im Gegensatz zum europäischen Trend ist die Rohölverarbeitungskapazität mit 103 Mio. t in Deutschland seit zehn Jahren nahezu konstant (2014: 103 Mio. t).

Mit 82,9 Prozent lag die Raffinerieauslastung 2024* deutlich über dem Vorjahreswert von 75 Prozent und bewegte sich wieder in Richtung des Zehnjahresmittels von 84,5 Prozent.

Die Rohölimporte stiegen 2024* auf 83,9 Mio. Tonnen und lagen damit 8,7 Prozent über dem Vorjahr. Zuvor waren sie 2023 auf 77,2 Mio. Tonnen zurückgegangen (minus 12,5 Prozent gegenüber 2022).

Nach einem kurzzeitigen Aufwärtstrend im Jahr 2022 ist der Inlandsabsatz 2024* erneut leicht gesunken, um 0,4 Prozent gegenüber 2023. Damit liegt er nun 13,3 Prozent unter dem Vor-Corona-Niveau.

Die Mineralölbranche trägt auch 2024 wieder maßgeblich zum Bundeshaushalt bei. Rund ein Drittel der Steuern, die allein dem Bund zustehen (Bundessteuern), kommen aus Kraftstoffen.

Die im europäischen Emissionshandelssystem (EU-ETS 1) erfasste Industrie emittierte 2023 insgesamt 101 Mio. t $CO_2$-Äq. Der Anteil der Raffinerien lag bei 21,3 Mio. t, dies sind rund 9 Prozent weniger als im Vorjahr (2022: 23,5 Mio. t).

Im nationalen Emissionshandelssystem (nEHS) wurden 2023 insgesamt 282 Mio. t $CO_2$-Äq. aus der Verbrennung von Brennstoffen bilanziert. Das sind 8 Mio. t weniger als im Vorjahr (2022: 290 Mio. t). Die Emissionen aus Raffinerieprodukten sanken im selben Zeitraum um rund 1,4 Prozent auf 191,1 Mio. t (2022: 193,9 Mio. t).

Durch den Einsatz von Biokraftstoffen konnten 2023 rund 12 Mio. t $CO_2$-Äq. eingespart werden. Dem standen Emissionen in Höhe von 1,3 Mio. t gegenüber. Im Vorjahr entfielen auf 1,7 Mio. t verursachte Emissionen rund 11,6 Mio. t Einsparungen. Damit hat sich die durchschnittliche $CO_2$-Einsparung von Biokraftstoffen weiter verbessert.

*Vorläufige Zahlen.

# DIE BRANCHE IM ÜBERBLICK

| | | 2022 | 2023 | 2024* |
|---|---|---|---|---|
| **Wertschöpfung** | | | | |
| Mineralölverarbeitung | Mrd. € | 22,3 | – | – |
| Großhandel | Mrd. € | 22,2 | – | – |
| Einzelhandel | Mrd. € | 7,8 | – | – |
| **Beschäftigung** | | | | |
| Mineralölverarbeitung | Personen | 219.190 | – | – |
| Großhandel | Personen | 198.950 | – | – |
| Einzelhandel | Personen | 167.260 | – | – |
| **Produktionswert** | | | | |
| Mineralölverarbeitung | Mrd. € | 89,1 | – | – |
| Großhandel | Mrd. € | 22,1 | – | – |
| Einzelhandel | Mrd. € | 7,0 | – | – |
| **Energieverbrauch** | | | | |
| Primärenergieverbrauch | PJ | 11.675 | 10.651 | 10.538 |
| Davon Anteil Mineralöl | % | 35 | 36 | 37 |
| Endenergieverbrauch | PJ | 8.517 | 8.104 | – |
| Davon Anteil Mineralöl | % | 36 | 37 | – |
| **Mineralölbilanz** | | | | |
| Rohöleinsatz | Mio. t | 89,3 | 79,3 | 86,3 |
| Produkteneinsatz | Mio. t | 15,1 | 14,9 | 15,9 |
| Mineralölprodukte Inlandsabsatz (netto) | Mio. t | 93,3 | 88,4 | 88,0 |
| **Raffinerien** | | | | |
| Raffinerieauslastung | % | 84,5 | 75,0 | 82,9 |
| Rohöldestillationsanlagen | Mio. t | 105,7 | 104,1 | 102,9 |
| **Versorgung und Außenhandel** | | | | |
| Rohölimport | Mio. t | 88,2 | 77,2 | 83,9 |
| Inlandsförderung Rohöl | Mio. t | 1,8 | 1,7 | 1,6 |
| Mineralölprodukt-Import | Mio. t | 35,6 | 36,0 | 33,6 |
| Mineralölprodukt-Export | Mio. t | 27,5 | 24,6 | 29,2 |
| **Steuereinnahmen Bund und Länder** | | | | |
| Durchschnittlicher Einfuhrpreis Rohöl (UK Brent) | $/bbl | 100,9 | 82,5 | 80,5 |
| Energiesteuer (ehem. Mineralölsteuer) | Mrd. € | 33,7 | 36,7 | 35,1 |
| Kfz-Steuer | Mrd. € | 9,5 | 9,5 | 9,7 |
| **Klimaschutz** | | | | |
| Industrieemissionen im EU-ETS 1 | Mio. t $CO_2$-Äq. | 112,3 | 101,0 | – |
| Davon Raffinerieemissionen | Mio. t $CO_2$-Äq. | 23,5 | 21,3 | – |
| Emissionen der Brennstoffe im nEHS | Mio. t $CO_2$-Äq. | 290,0 | 282,0 | – |
| Davon durch Raffinerieprodukte[1)] | Mio. t $CO_2$-Äq. | 193,9 | 191,1 | – |
| Einsparungen der Biokraftstoffe[2)] | Mio. t $CO_2$-Äq. | 11,6 | 12,0 | – |
| **Mobilität** | | | | |
| Pkw-Bestand | Mio. | 48,8 | 49,1 | 49,3 |
| Davon BEV | % | 2,1 | 2,9 | 3,3 |
| Davon PHEV | % | 1,8 | 1,9 | 2 |
| Davon ICE | % | 96,1 | 95,3 | 94,7 |
| Anzahl der Tankstellen | | 14.452 | 14.442 | 14.376 |
| **Wärmemarkt** | | | | |
| Bestand Heizungen | Mio. | 21,6 | 21,6 | 21,6 |
| Davon Ölheizungen | Mio. | 5,1 | 5,0 | 4,8 |

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

***Vorläufige Zahlen.**

# ENERGIE VERBRAUCH

## DEUTSCHLAND

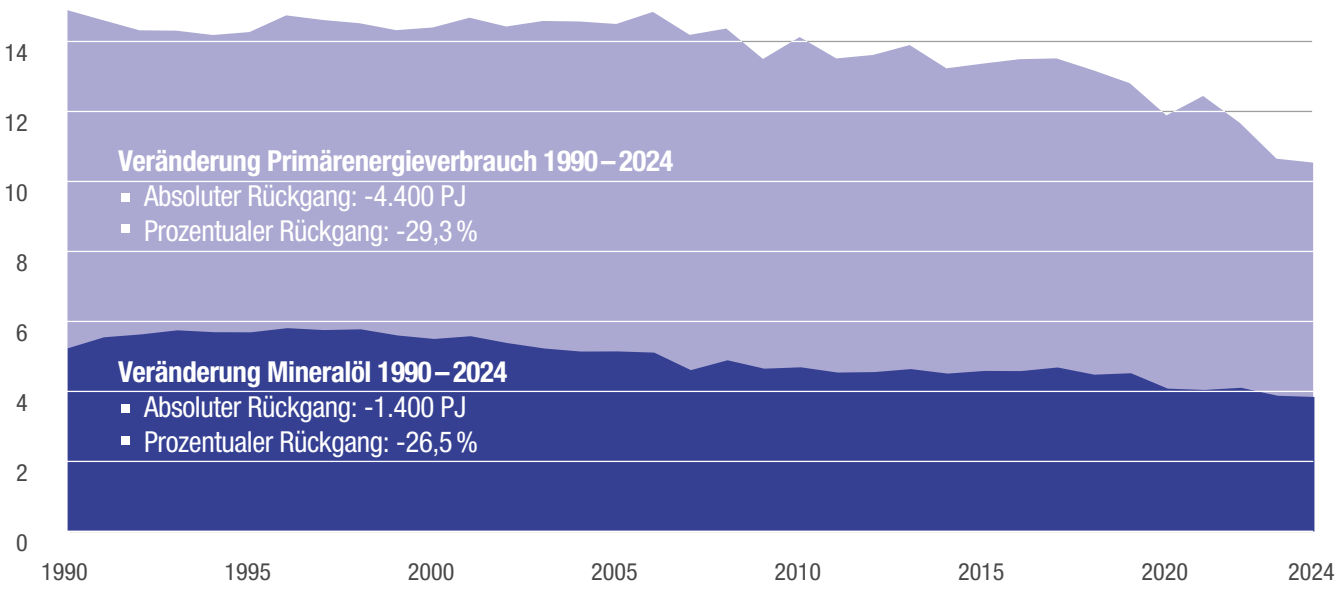
# ENERGIEVERBRAUCH DEUTSCHLAND

Der Primärenergieverbrauch in Deutschland ist im Jahr 2024 auf 10.538 PJ gesunken und erreichte damit ein weiteres historisches Tief. Während 2023 noch ein Minus von etwa 8,8 Prozent verzeichnet wurde, fiel der Rückgang 2024 mit 1 Prozent wesentlich moderater aus.

Der Anteil von Mineralöl am Primärenergieverbrauch stieg im Vergleich zu 2023 leicht von 36,4 auf 36,5 Prozent. Damit blieb Mineralöl auch im Jahr 2024 der wichtigste Energieträger in Deutschland.

## PRIMÄRENERGIEVERBRAUCH IN DEUTSCHLAND 1990–2024*

**in Tsd. Petajoule (PJ)**




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

*Vorläufige Zahlen.

# PRIMÄRENERGIEVERBRAUCH IN DEUTSCHLAND NACH ENERGIETRÄGERN 1990–2024*

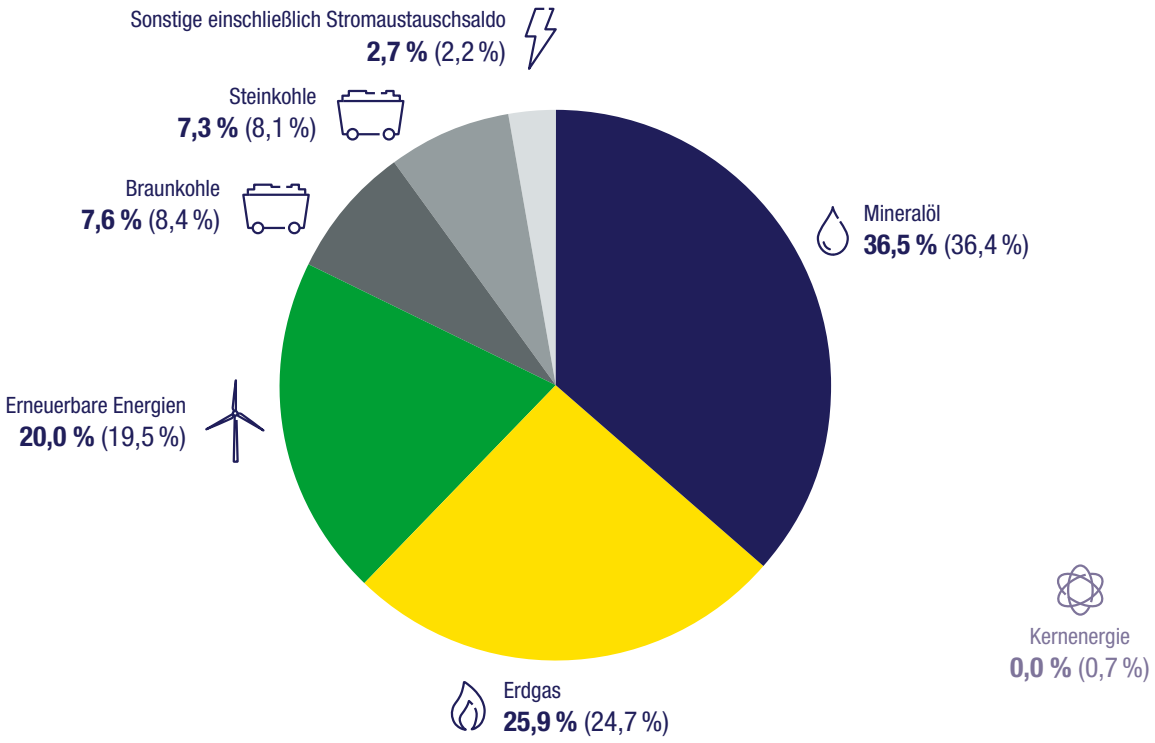
**in Petajoule (PJ)**

| 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 | 1.668 | 11,2 | 196 | 1,3 | 3 | 0,0 | **14.905** |
| **1995** | 2.060 | 14,4 | 1.734 | 12,2 | 5.689 | 39,9 | 2.812 | 19,7 | 1.682 | 11,8 | 275 | 1,9 | 17 | 0,1 | **14.269** |
| **2000** | 2.021 | 14,0 | 1.550 | 10,8 | 5.499 | 38,2 | 2.996 | 20,8 | 1.851 | 12,9 | 417 | 2,9 | 67 | 0,5 | **14.401** |
| **2005** | 1.808 | 12,5 | 1.596 | 11,0 | 5.143 | 35,5 | 3.269 | 22,5 | 1.779 | 12,3 | 786 | 5,4 | 121 | 0,8 | **14.500** |
| **2010** | 1.714 | 12,1 | 1.512 | 10,7 | 4.689 | 33,2 | 3.183 | 22,5 | 1.533 | 10,9 | 1.310 | 9,3 | 185 | 1,3 | **14.126** |
| **2015** | 1.729 | 12,9 | 1.565 | 11,7 | 4.585 | 34,3 | 2.781 | 20,8 | 1.001 | 7,5 | 1.672 | 12,5 | 36 | 0,3 | **13.368** |
| **2016** | 1.693 | 12,5 | 1.511 | 11,2 | 4.581 | 33,9 | 3.068 | 22,7 | 923 | 6,8 | 1.677 | 12,4 | 41 | 0,3 | **13.494** |
| **2017** | 1.502 | 11,1 | 1.507 | 11,2 | 4.684 | 34,7 | 3.167 | 23,4 | 833 | 6,2 | 1.790 | 13,2 | 33 | 0,2 | **13.516** |
| **2018** | 1.428 | 10,8 | 1.481 | 11,2 | 4.478 | 34,0 | 3.098 | 23,5 | 829 | 6,3 | 1.825 | 13,9 | 39 | 0,3 | **13.178** |
| **2019** | 1.084 | 8,5 | 1.163 | 9,1 | 4.520 | 35,3 | 3.220 | 25,1 | 819 | 6,4 | 1.903 | 14,9 | 98 | 0,8 | **12.808** |
| **2020** | 896 | 7,5 | 958 | 8,1 | 4.080 | 34,3 | 3.145 | 26,5 | 702 | 5,9 | 1.970 | 16,6 | 136 | 1,1 | **11.887** |
| **2021** | 1.112 | 8,9 | 1.127 | 9,1 | 4.042 | 32,5 | 3.310 | 26,6 | 754 | 6,1 | 1.949 | 15,7 | 148 | 1,2 | **12.443** |
| **2022** | 1.142 | 9,8 | 1.168 | 10,0 | 4.102 | 35,1 | 2.727 | 23,4 | 379 | 3,2 | 2.044 | 17,5 | 114 | 1,0 | **11.675** |
| **2023** | 860 | 8,1 | 895 | 8,4 | 3.876 | 36,4 | 2.626 | 24,7 | 79 | 0,7 | 2.079 | 19,5 | 236 | 2,2 | **10.651** |
| **2024*** | 774 | 7,3 | 803 | 7,6 | 3.843 | 36,5 | 2.724 | 25,9 | – | – | 2.103 | 20,0 | 291 | 2,8 | **10.538** |

[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 2024* (2023)




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

***Vorläufige Zahlen.**

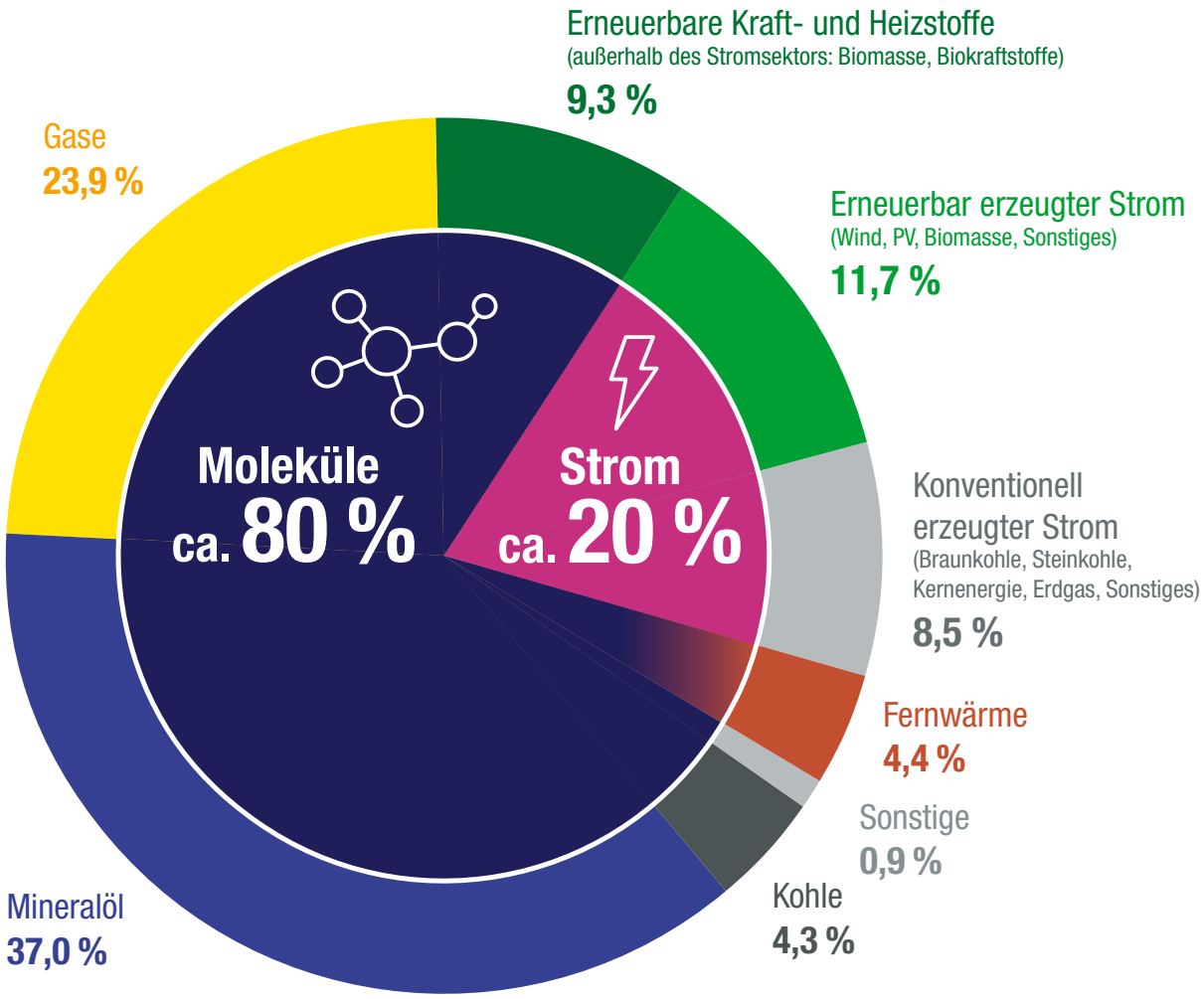
## ENDENERGIEVERBRAUCH NACH ENERGIETRÄGERN 2015–2023

**in Petajoule (PJ)**

| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Steinkohle | 382 | 378 | 366 | 360 | 339 | 277 | 375 | 311 | 279 |
| Braunkohle | 84 | 87 | 88 | 86 | 79 | 90 | 86 | 81 | 66 |
| Mineralöl | 3.422 | 3.410 | 3.464 | 3.394 | 3.454 | 3.047 | 2.903 | 3.076 | 3.002 |
| Gase | 2.162 | 2.227 | 2.243 | 2.214 | 2.207 | 2.156 | 2.366 | 2.094 | 1.933 |
| – Darunter Erdgas/Erdölgas | 2.055 | 2.130 | 2.149 | 2.107 | 2.107 | 2.063 | 2.274 | 2.001 | 1.822 |
| Erneuerbare Energien | 654 | 655 | 673 | 687 | 697 | 719 | 763 | 780 | 754 |
| Sonstige Energieträger | 63 | 66 | 66 | 77 | 77 | 72 | 78 | 81 | 74 |
| Strom | 1.847 | 1.856 | 1.861 | 1.838 | 1.793 | 1.734 | 1.780 | 1.719 | 1.636 |
| Fernwärme | 402 | 410 | 411 | 401 | 403 | 377 | 438 | 375 | 360 |
| **Insgesamt** | **9.014** | **9.088** | **9.171** | **9.058** | **9.050** | **8.471** | **8.789** | **8.517** | **8.104** |

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

## ENDENERGIEVERBRAUCH IN DEUTSCHLAND NACH ENERGIETRÄGERN 2023




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

## ENDENERGIEVERBRAUCH INDUSTRIE NACH ENERGIETRÄGERN 2015–2023

**in Petajoule (PJ)**

| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Steinkohle | 363 | 368 | 358 | 353 | 336 | 275 | 373 | 309 | 275 |
| Braunkohle | 69 | 73 | 74 | 72 | 67 | 78 | 73 | 70 | 57 |
| Mineralöle | 99 | 110 | 108 | 85 | 85 | 102 | 97 | 112 | 95 |
| Gase | 886 | 909 | 941 | 924 | 897 | 886 | 923 | 813 | 778 |
| Erdgas, Erdölgas | 779 | 812 | 847 | 817 | 796 | 793 | 830 | 720 | 667 |
| Erneuerbare Energien | 110 | 116 | 115 | 113 | 113 | 112 | 118 | 121 | 116 |
| Sonstige Energieträger | 63 | 66 | 66 | 77 | 77 | 72 | 78 | 81 | 74 |
| Strom | 810 | 816 | 821 | 814 | 786 | 744 | 772 | 725 | 669 |
| Fernwärme | 173 | 179 | 172 | 191 | 175 | 163 | 173 | 162 | 150 |
| **Insgesamt** | **2.573** | **2.637** | **2.657** | **2.629** | **2.537** | **2.432** | **2.607** | **2.392** | **2.213** |

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

## ENDENERGIEVERBRAUCH HAUSHALTE, GEWERBE, HANDEL, DIENSTLEISTUNGEN NACH ENERGIETRÄGERN 2015–2023

**in Petajoule (PJ)**

| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Steinkohle | 19 | 9 | 7 | 7 | 2 | 2 | 2 | 2 | 4 |
| Braunkohle | 14 | 14 | 14 | 14 | 12 | 11 | 12 | 10 | 9 |
| Mineralöle | 829 | 752 | 751 | 694 | 771 | 809 | 636 | 629 | 606 |
| Gase | 1.270 | 1.313 | 1.298 | 1.285 | 1.306 | 1.264 | 1.437 | 1.273 | 1.148 |
| Erdgas, Erdölgas | 1.270 | 1.313 | 1.298 | 1.285 | 1.306 | 1.264 | 1.437 | 1.273 | 1.148 |
| Erneuerbare Energien | 437 | 431 | 448 | 461 | 473 | 466 | 521 | 535 | 507 |
| Sonstige Energieträger | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Strom | 997 | 998 | 999 | 982 | 964 | 949 | 962 | 943 | 909 |
| Fernwärme | 228 | 231 | 239 | 210 | 228 | 213 | 265 | 213 | 210 |
| **Insgesamt** | **3.794** | **3.747** | **3.756** | **3.653** | **3.756** | **3.715** | **3.835** | **3.606** | **3.393** |

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

## ENDENERGIEVERBRAUCH VERKEHR NACH ENERGIETRÄGERN 2015–2023

**in Petajoule (PJ)**

| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Mineralöl | 2.494 | 2.549 | 2.604 | 2.616 | 2.599 | 2.136 | 2.170 | 2.335 | 2.302 |
| Gase | 6 | 5 | 4 | 5 | 5 | 6 | 7 | 8 | 7 |
| Strom | 40 | 42 | 40 | 42 | 42 | 42 | 46 | 51 | 58 |
| Biokraftstoffe | 107 | 108 | 109 | 113 | 112 | 141 | 124 | 125 | 132 |
| **Insgesamt** | **2.647** | **2.704** | **2.757** | **2.776** | **2.757** | **2.325** | **2.348** | **2.519** | **2.498** |

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

**INFO:**

- Zahlen zum Endenergieverbrauch für 2024 ab Herbst 2025 verfügbar.

# MINERALÖL WIRTSCHAFT



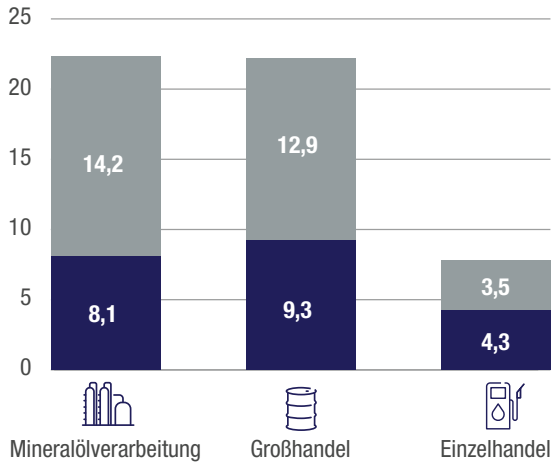
# MINERALÖLWIRTSCHAFT

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.



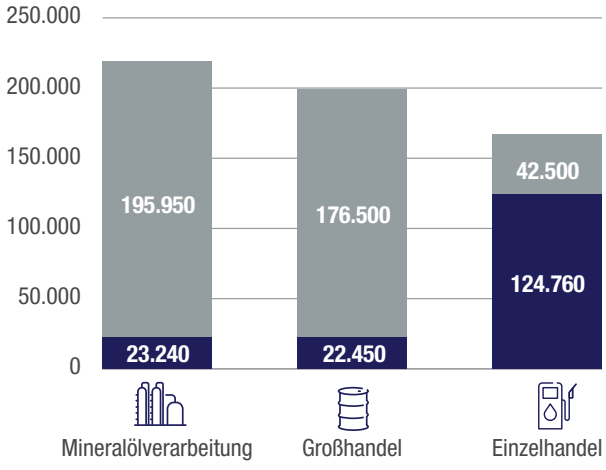
# MINERALÖLWIRTSCHAFT SPIELT EINE ZENTRALE ÖKONOMISCHE ROLLE

**Wertschöpfung (2022) in Mrd. €**




**Direkt** Indirekt und induziert

**Beschäftigung (2022) in Personen**

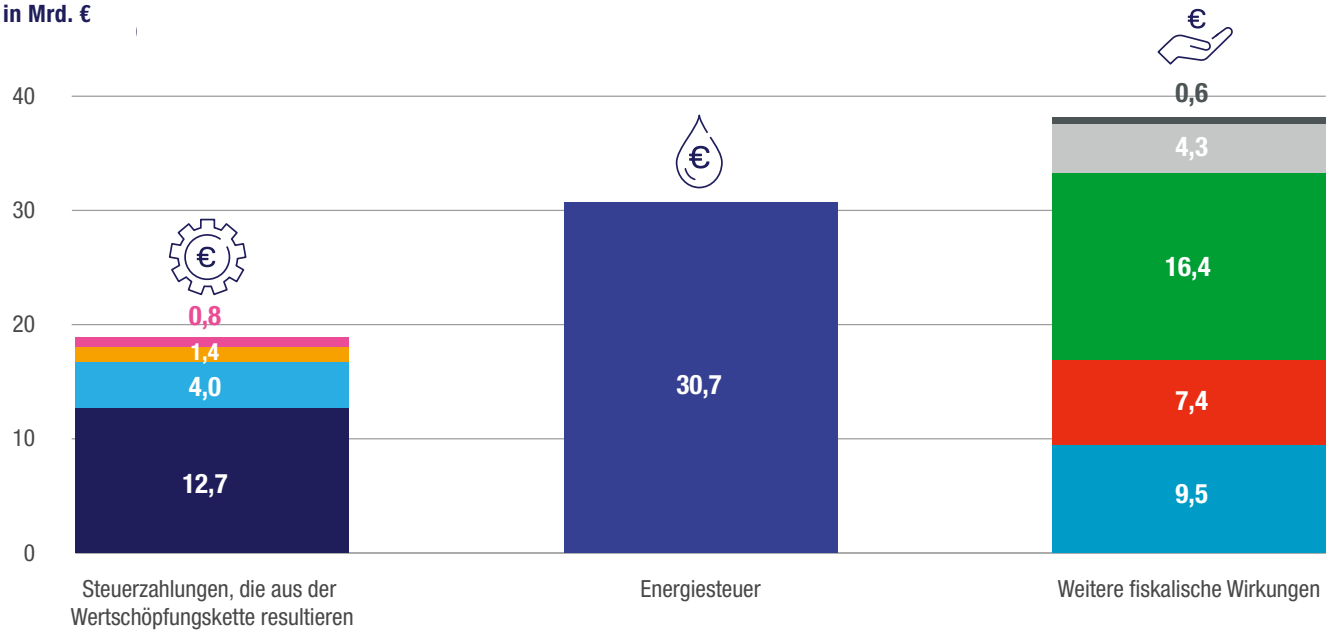



**Direkt** Indirekt und induziert

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

**in Mrd. €**

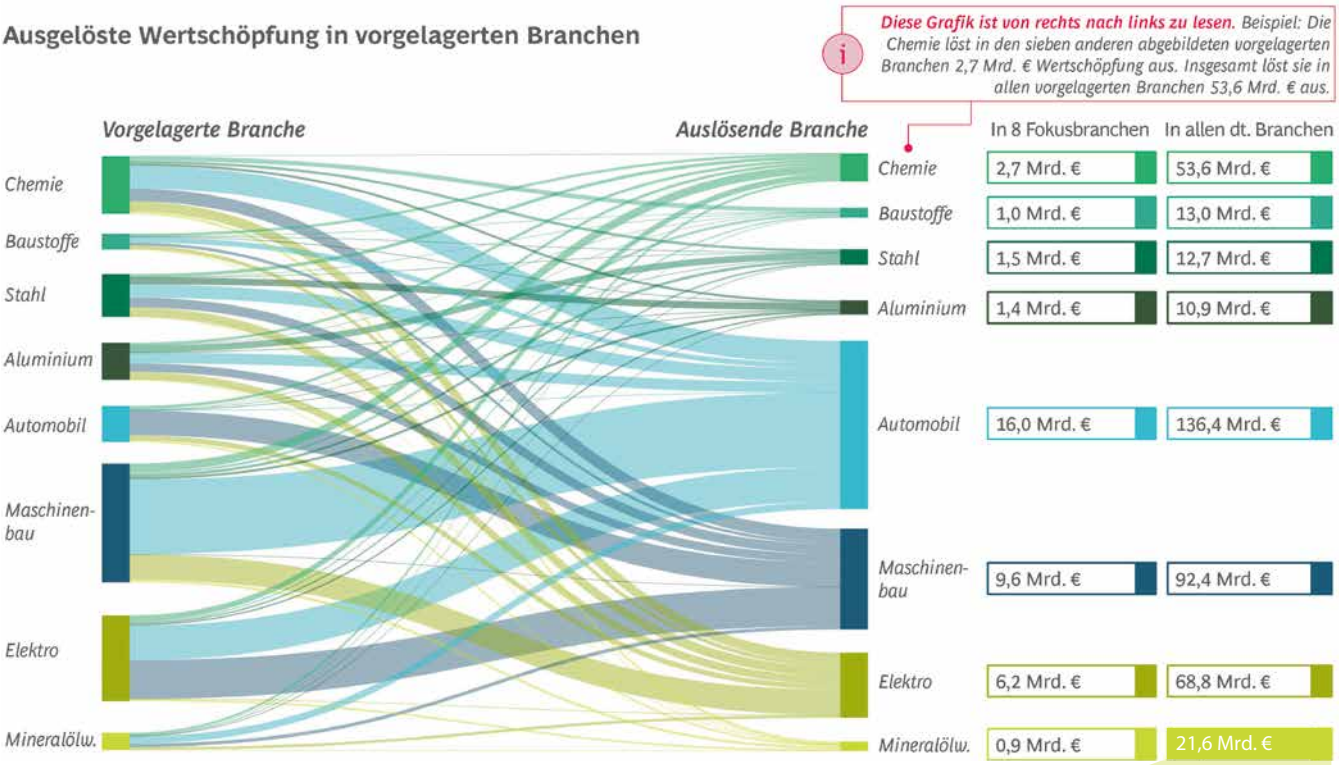



**Umsatzsteuer** **Einkommensteuer** **Gewerbesteuer** **Körperschaftsteuer** **Energiesteuer** **Kfz-Steuer**
**Lkw-Maut** **Dienstwagenbesteuerung** **Nationaler Emissionshandel**[1] **Europäischer Emissionshandel**[2]

[1] Abschätzung auf Basis des ersten Auswertungsberichts der deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt)
[2] Abschätzung auf Basis des VET-Berichts der DEHSt

Quelle: Studie „Die gesamtwirtschaftliche Bedeutung des Handels und der Verarbeitung von Mineralöl" – Economic Trends Research (ETR); Grafik (Nr. 504): en2x

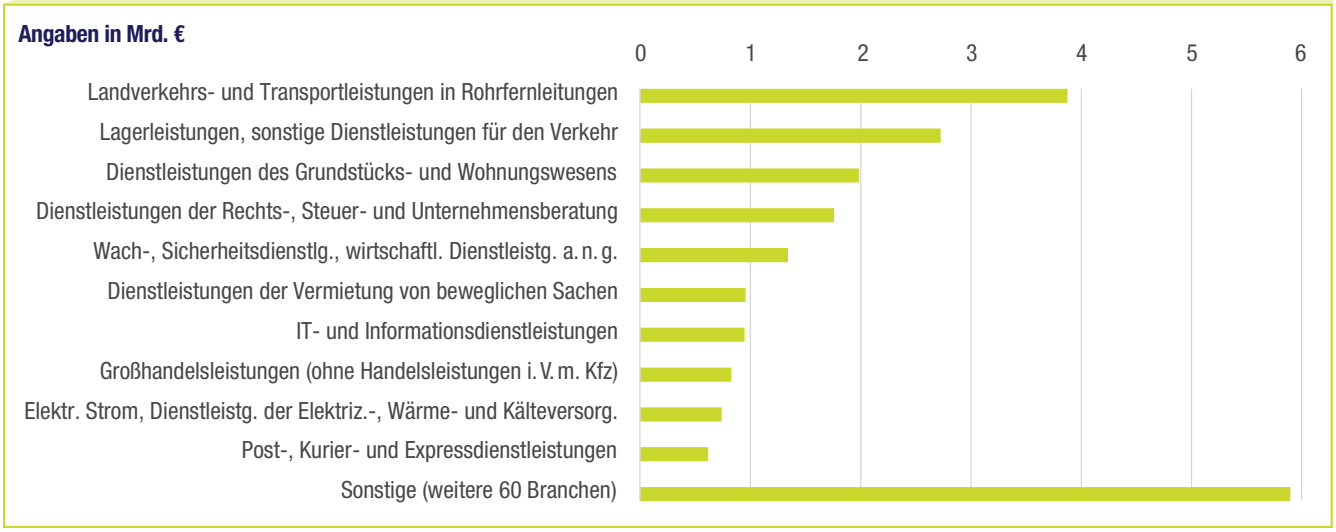
# ENGE VERFLECHTUNG DER MINERALÖLWIRTSCHAFT MIT ANDEREN BRANCHEN




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.

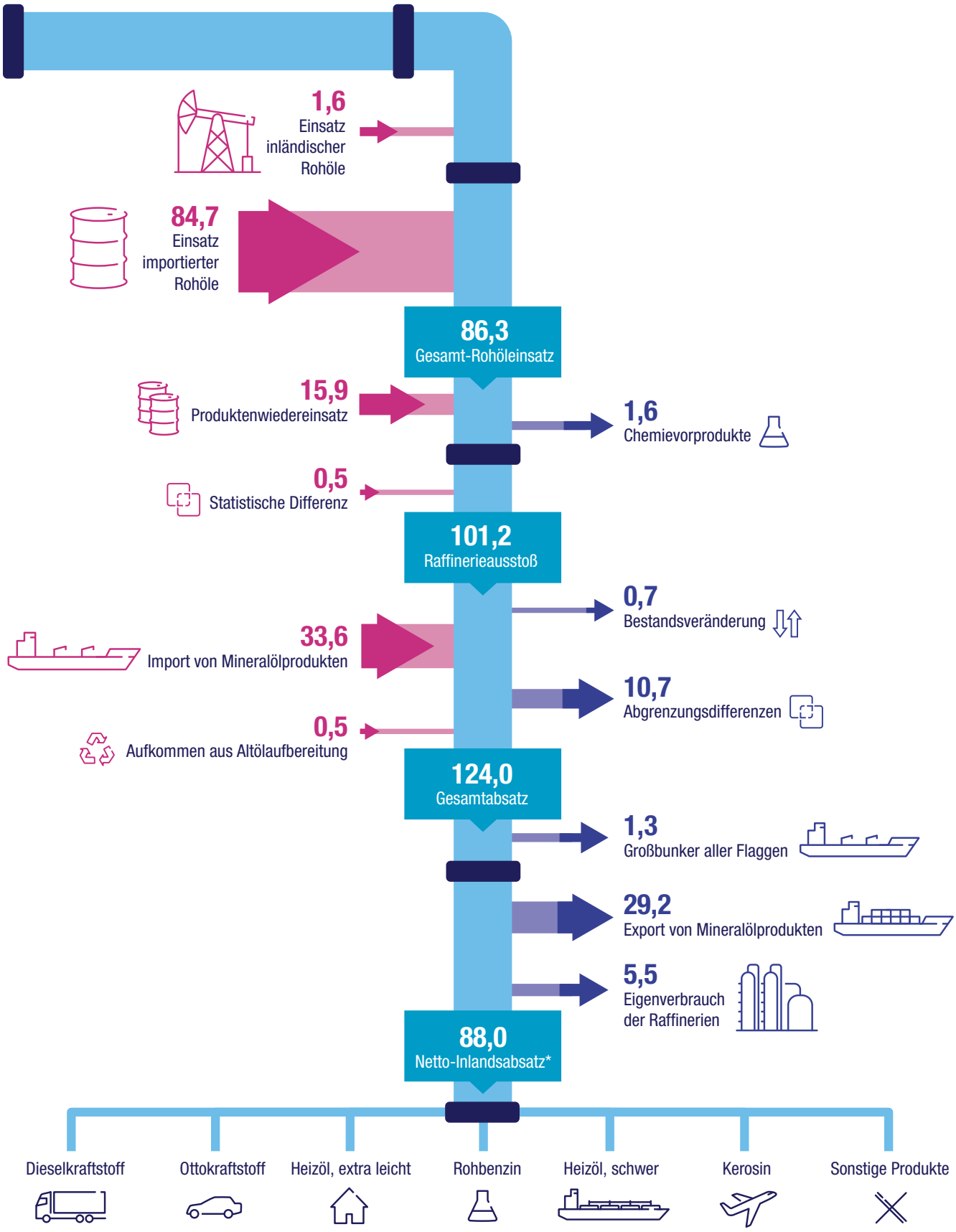



www.transformationspfade.com/home/downloadbereich

# MINERALÖL BILANZ

# MINERALÖLBILANZ 2024*

**in Mio. t**




** Der Brutto-Inlandsabsatz beträgt **95,3 Mio. t.** Aufgrund der darin enthaltenen Doppelzählungen aus dem Recycling in Höhe von **7,3 Mio. t.** ergibt sich ein Netto-Inlandsabsatz von **88,0 Mio. t.**

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

***Vorläufige Zahlen.**

## MINERALÖLBEDARF UND -VERSORGUNG 1990–2024*

**in Tsd. t**

| | 1990 | 1995 | 2000 | 2005 | 2010 | 2015 | 2016 | 2017 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Inlandsabsatz[1)] | 117.616 | 126.210 | 120.216 | 111.954 | 105.656 | 102.033 | 103.558 | 105.989 |
| – Davon Militärablieferungen | 2.132 | 919 | 543 | 375 | 248 | 204 | 194 | 119 |
| Raffinerie-Eigenverbrauch | 5.434 | 6.353 | 6.721 | 7.442 | 6.424 | 5.435 | 5.694 | 5.760 |
| Statistische Differenzen | 669 | 410 | 338 | 447 | 183 | 27 | 162 | 259 |
| Bunkerungen | 2.558 | 2.115 | 2.247 | 2.553 | 2.845 | 2.438 | 2.855 | 2.320 |
| Ausfuhr | 10.082 | 14.287 | 18.601 | 26.301 | 17.950 | 22.303 | 22.833 | 23.509 |
| **Gesamt-Mineralölbedarf** | **136.359** | **149.374** | **148.123** | **148.698** | **133.058** | **132.182** | **135.102** | **137.837** |
| Inlandsrohöl | 3.660 | 2.926 | 3.166 | 3.471 | 2.486 | 2.428 | 2.359 | 2.202 |
| Netto-Rohöleinfuhr | 88.060 | 99.873 | 100.338 | 111.500 | 92.564 | 90.942 | 91.143 | 90.738 |
| Produkteneinfuhr | 41.876 | 43.360 | 42.070 | 34.961 | 35.261 | 37.437 | 38.761 | 41.064 |
| Sonstiges Aufkommen[2)] | 2.763 | 3.216 | 2.548 | -1.235 | 2.747 | 1.375 | 2.839 | 3.834 |
| **Gesamt-Mineralölaufkommen** | **136.359** | **149.374** | **148.123** | **148.698** | **133.058** | **132.182** | **135.102** | **137.837** |

| | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024* |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Inlandsabsatz[1)] | 101.529 | 102.937 | 93.671 | 91.811 | 93.302 | 88.359 | 87.996 |
| – Davon Militärablieferungen | 97 | 154 | 119 | 168 | 158 | 160 | 155 |
| Raffinerie-Eigenverbrauch | 5.417 | 5.392 | 5.099 | 5.158 | 5.744 | 5.223 | 5.457 |
| Statistische Differenzen | 246 | 119 | 173 | 329 | 192 | 315 | -526 |
| Bunkerungen | 1.714 | 1.374 | 1.341 | 1.412 | 1.482 | 1.316 | 1.290 |
| Ausfuhr | 22.647 | 22.051 | 22.335 | 25.588 | 27.482 | 24.610 | 29.212 |
| **Gesamt-Mineralölbedarf** | **131.555** | **131.872** | **122.619** | **124.297** | **128.203** | **119.823** | **123.429** |
| Inlandsrohöl | 2.060 | 1.912 | 1.903 | 1.824 | 1.685 | 1.621 | 1.596 |
| Netto-Rohöleinfuhr | 85.209 | 85.885 | 82.724 | 81.375 | 88.152 | 77.151 | 83.814 |
| Produkteneinfuhr | 40.337 | 42.136 | 34.836 | 36.814 | 35.555 | 36.019 | 33.642 |
| Sonstiges Aufkommen[2)] | 3.949 | 1.939 | 3.156 | 4.284 | 2.811 | 5.032 | 4.377 |
| **Gesamt-Mineralölaufkommen** | **131.555** | **131.872** | **122.619** | **124.297** | **128.203** | **119.823** | **123.429** |

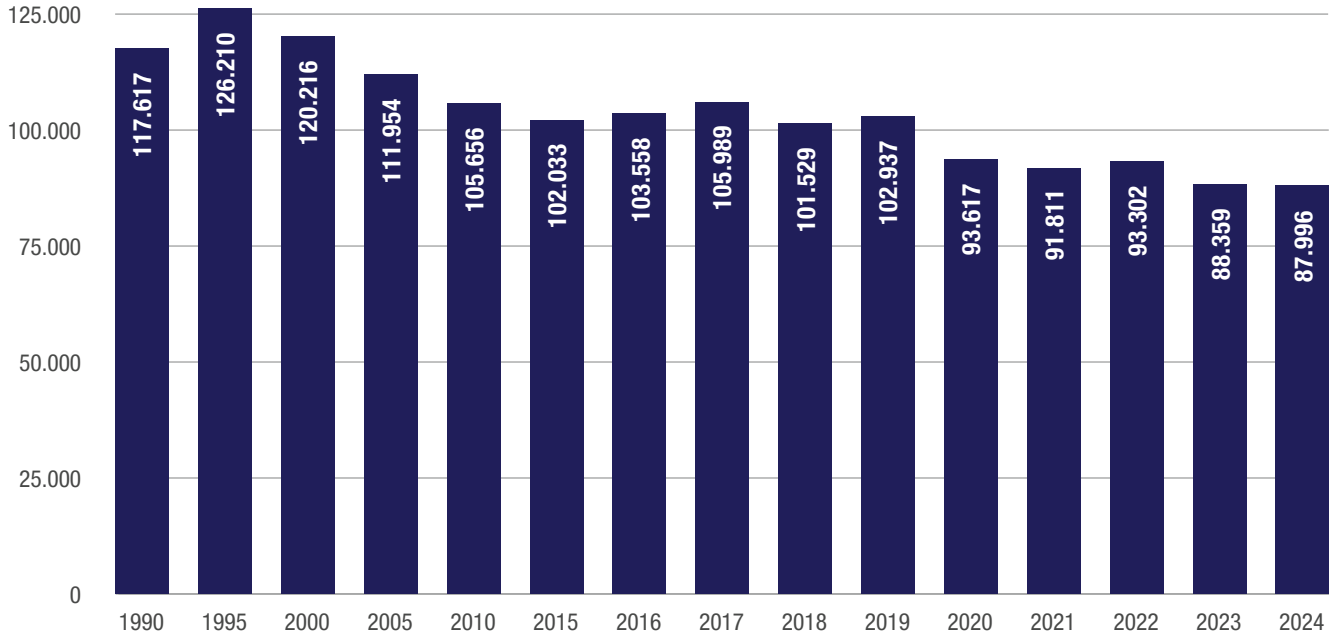
Summendifferenzen durch Rundungen bedingt

[1)] Nettoabsatz ohne Recyclingmengen. | [2)] Bestandsveränderungen, statistische Differenzen, Aufkommen aus Chemieprodukten und Zusätzen, Verluste vor bzw. nach Verarbeitung.

Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA); Tabelle (Nr. 3-001): en2x

## MINERALÖLABSATZ IN DEUTSCHLAND 1990–2024*

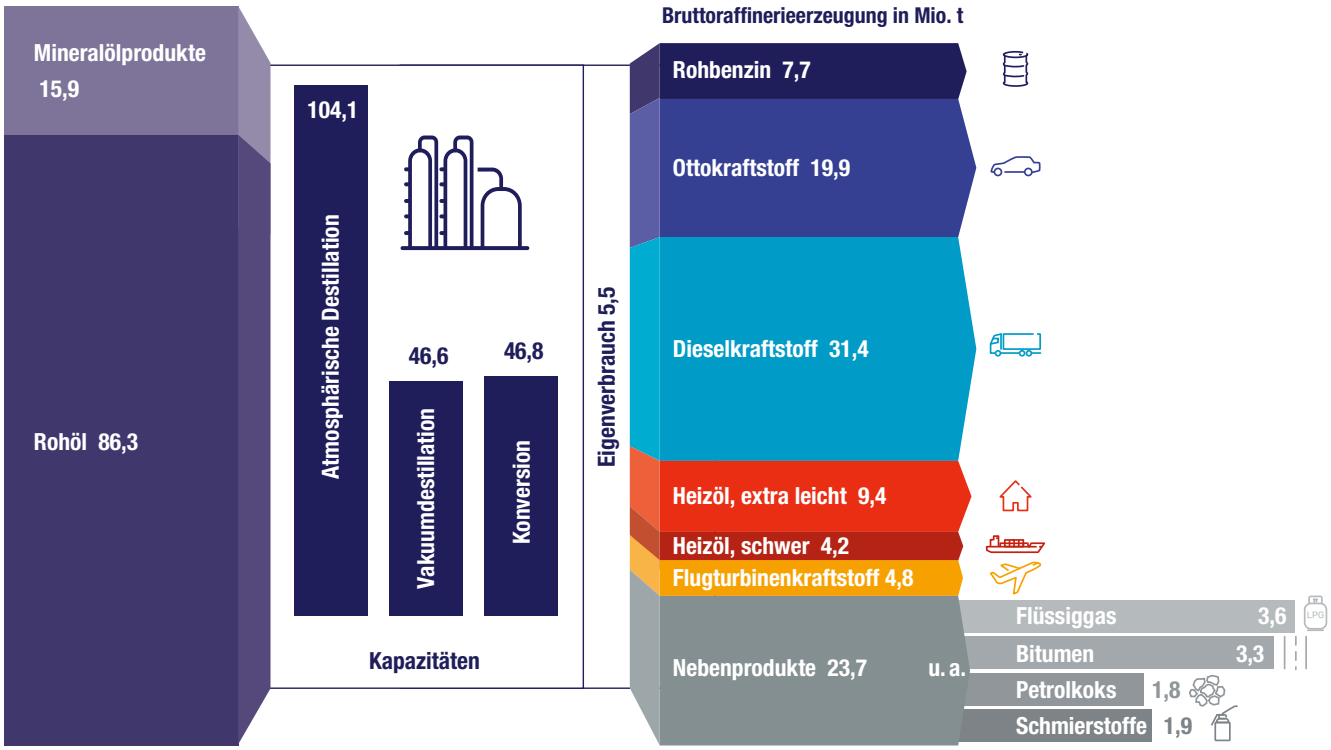
**in Tsd. t**




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

***Vorläufige Zahlen.**

# RAFFINERIEBILANZ 2024*




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

***Vorläufige Zahlen.**



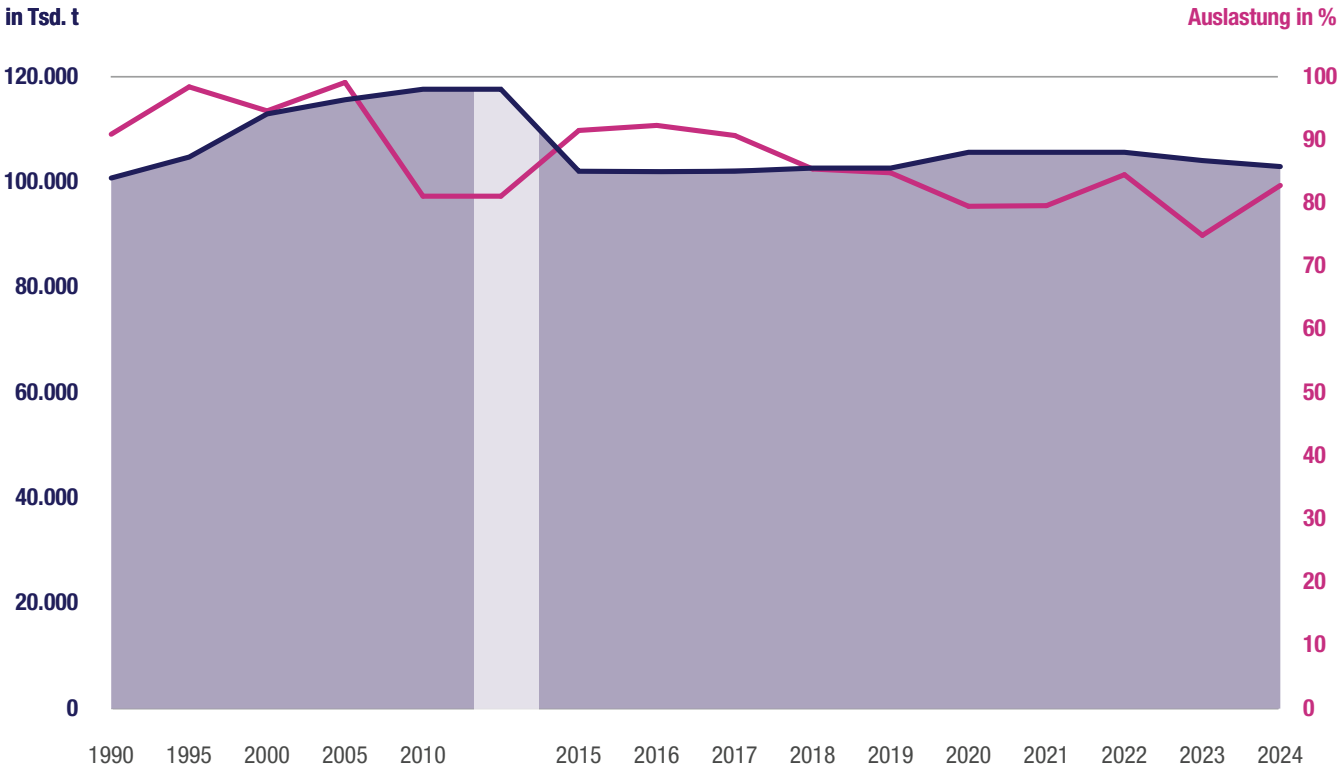
# RAFFINERIE KAPAZITÄTEN

# RAFFINERIEKAPAZITÄTEN

Deutschland ist mit einem Anteil von 15,9 Prozent auch 2024 bedeutendster Raffineriestandort in Europa.

Im Gegensatz zum europäischen Trend ist die Rohölverarbeitungskapazität mit 103 Mio. t in Deutschland seit zehn Jahren nahezu konstant (2014: 103 Mio. t).

## ROHÖLVERARBEITUNGSKAPAZITÄT DER RAFFINERIEN IN DEUTSCHLAND 1990–2024* (ATMOSPHÄRISCHE DESTILLATION)

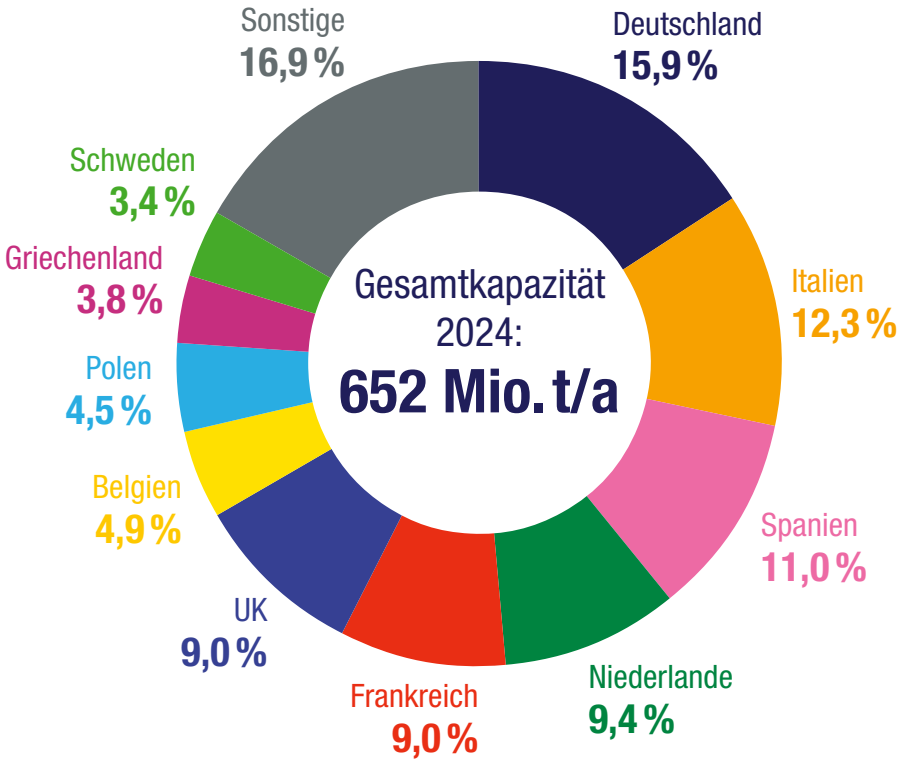



Quelle und Grafik (Nr. 380): en2x

*Vorläufige Zahlen.

## DEUTSCHLAND IST BEDEUTENDSTER RAFFINERIESTANDORT IN EUROPA

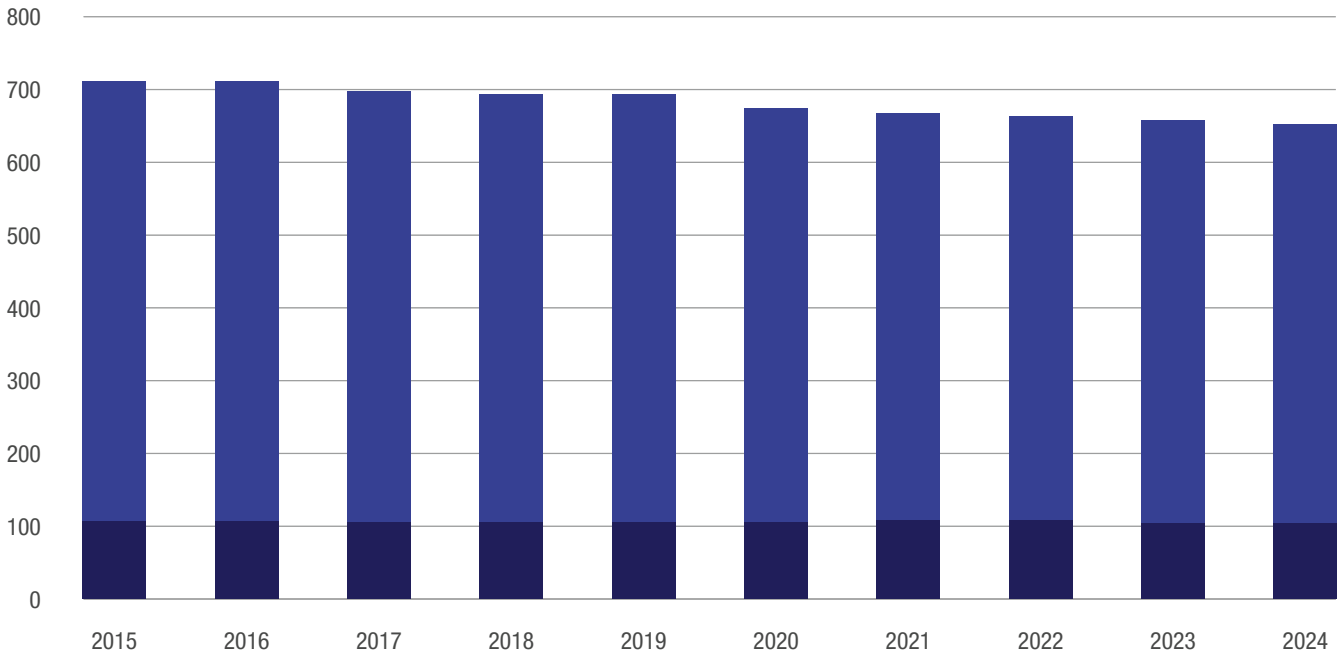
**Anteil der 10 Länder mit den größten Raffineriekapazitäten für atmosphärische Destillation**




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

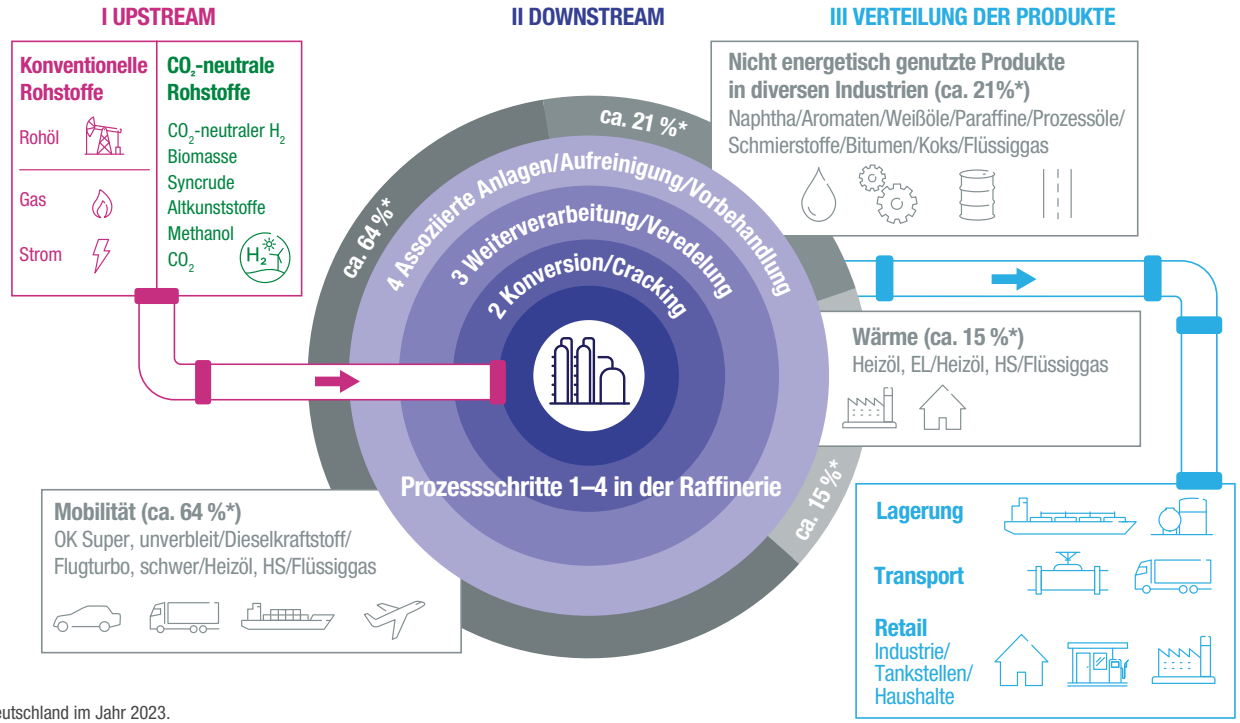
## ENTWICKLUNG DER EUROPÄISCHEN RAFFINERIEKAPAZITÄTEN

**in Mio. t/a**




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

# ROHSTOFFVERARBEITUNG IN DER RAFFINERIE UND VERSORGUNG MIT KONVENTIONELLEN UND ERNEUERBAREN PRODUKTEN




*in Deutschland im Jahr 2023.

### 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 1990–2024

**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** | |
| **Deutschland, gesamt** | 102.655 | 102.655 | 105.655 | 105.655 | 105.655 | 104.086 | 102.943 | |

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 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 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 |
| HOLBORN Europa Raffinerie GmbH | Hamburg | – | 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** |
| Erdöl-Raffinerie Emsland | Lingen/Ems | 4.500 | 4.700 | 4.700 | 4.700 | 5.256 | 5.256 |
| Wilhelmshavener Raffinerieges. mbH | Wilhelmshaven | – | 3.000 | 3.000 | 3.000 | 3.000 | 3.000 |
| **Niedersachsen** | | **17.450** | **7.700** | **7.700** | **7.700** | **8.256** | **8.256** |
| Rheinland Raffinerie, Werk Godorf | Godorf | 9.000 | 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 |
| **Nordrhein-Westfalen** | | **50.100** | **29.400** | **29.400** | **29.400** | **29.100** | **29.100** |
| MIRO Mineraloelraffinerie Oberrhein GmbH & Co. KG | Karlsruhe | – | 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** |
| Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH | Ingolstadt/Vohburg | – | 10.300 | 10.300 | 10.300 | 10.300 | 10.300 |
| Gunvor, Raffinerie Ingolstadt | Ingolstadt | – | 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 |
| **Bayern** | | **30.300** | **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 | 10.337 |
| **Brandenburg** | | **9.300** | **11.480** | **11.480** | **11.480** | **11.480** | **10.337** |
| TOTAL Raffinerie Mitteldeutschland GmbH | Spergau | – | 12.000 | 12.000 | 12.000 | 12.000 | 12.000 |
| **Sachsen-Anhalt** | | **8.600** | **12.000** | **12.000** | **12.000** | **12.000** | **12.000** |
| **Bundesrepublik Deutschland** | | **179.430** | **105.655** | **105.655** | **105.655** | **104.086** | **102.943** |

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

## STRUKTUR DER WEITERVERARBEITUNGSANLAGEN 1990–2024

**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 |
| 2015 | 48.237 | 16.882 | 16.882 | – | 8.228 | 6.410 | 1.590 | 1.370 | 14.465 | 1.175 |
| 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 |

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 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Raffinerie Heide GmbH | Heide | 430 | 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 |
| H&R Oelwerke Schindler | HH-Neuhof | – | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| **Hamburg/Schleswig-Holstein** | | **2.620** | **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 |
| H&R Chemisch-Pharmazeutische Spez. GmbH | Salzbergen | – | 270 | 270 | 270 | 270 | 270 |
| **Niedersachsen** | | **2.550** | **3.170** | **3.170** | **3.170** | **3.170** | **3.336** |
| Rheinland Raffinerie, Werk Godorf | Godorf | 1.925 | 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 |
| **Nordrhein-Westfalen** | | **7.995** | **14.630** | **14.630** | **14.630** | **14.630** | **14.630** |
| MIRO Mineraloelraffinerie Oberrhein GmbH & Co. KG | Karlsruhe | – | 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** |
| Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH | Ingolstadt/Vohburg | – | 4.320 | 4.320 | 4.320 | 4.320 | 4.820 |
| Gunvor, Raffinerie Ingolstadt | Ingolstadt | – | 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 |
| **Bayern** | | **4.800** | **7.570** | **7.570** | **7.570** | **7.570** | **8.070** |
| PCK Raffinerie GmbH Schwedt | Schwedt | – | 5.914 | 5.914 | 5.914 | 5.914 | 6.093 |
| **Brandenburg** | | **–** | **5.914** | **5.914** | **5.914** | **5.914** | **6.093** |
| TOTAL Raffinerie Mitteldeutschland GmbH | Spergau | – | 5.160 | 5.460 | 5.460 | 5.460 | 5.460 |
| **Sachsen-Anhalt** | | **500** | **5.160** | **5.160** | **5.160** | **5.160** | **5.160** |
| **Bundesrepublik Deutschland** | | **21.115** | **45.994** | **45.994** | **45.994** | **45.994** | **46.839** |

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

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



# STRUKTUR DER WEITERVERARBEITUNGSANLAGEN 2024

**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 | 4.300 | – | 1.900 | – | 1.150 | – | 330 | – | 800 | – |
| Ruhr Oel GmbH | Gelsenkirchen | 6.000 | 1.500 | 2.800 | – | 1.000 | 1.700 | 500 | – | 1.400 | – |
| **Nordrhein-Westfalen** | | **15.000** | **1.500** | **7.300** | **–** | **3300** | **1.700** | **830** | **–** | **4.200** | **–** |
| 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 | Vohburg/ Ingolstadt | 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** | | **46.554** | **16.017** | **12.467** | **0** | **8.630** | **6.889** | **1.590** | **1.546** | **14.843** | **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 2015–2024

**in Tsd. t**

| Gesellschaft | Standort | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 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** | **7.820** | **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 | 3.410 | 3.767 | 3.767 |
| **Niedersachsen** | | **3.410** | **3.410** | **3.410** | **3.410** | **3.410** | **3.410** | **3.410** | **3.410** | **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 | 6.150 |
| Ruhr Oel GmbH, BP Gelsenkirchen | Gelsenkirchen | 7.500 | 7.500 | 7.500 | 7.500 | 7.500 | 7.500 | 7.500 | 7.500 | 7.700 | 7.700 |
| **Nordrhein-Westfalen** | | **20.950** | **20.950** | **20.950** | **20.950** | **20.950** | **20.950** | **20.950** | **20.950** | **21.150** | **21.150** |
| MIRO Mineraloelraffinerie Oberrhein GmbH & Co. KG | Karlsruhe | 15.400 | 15.400 | 15.400 | 15.400 | 15.400 | 15.400 | 15.600 | 15.600 | 15.600 | 15.600 |
| **Baden-Württemberg/Hessen** | | **15.400** | **15.400** | **15.400** | **15.400** | **15.400** | **15.400** | **15.600** | **15.600** | **15.600** | **15.600** |
| Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH | Vohburg/Ingolstadt | 6.800 | 7.100 | 7.550 | 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 | 4.800 | 4.950 | 4.950 | 4.950 |
| OMV Deutschland GmbH | Burghausen | 1.570 | 1.570 | 1.850 | 1.850 | 1.850 | 1.850 | 1.850 | 1.850 | 1.850 | 1.850 |
| **Bayern** | | **13.170** | **13.470** | **14.200** | **14.200** | **14.200** | **14.200** | **14.200** | **6.800** | **6.800** | **6.800** |
| PCK Raffinerie GmbH Schwedt | Schwedt | 11.460 | 11.460 | 11.544 | 11.544 | 11.544 | 11.544 | 11.544 | 11.544 | 11.544 | 11.945 |
| **Brandenburg** | | **11.460** | **11.460** | **11.544** | **11.544** | **11.544** | **11.544** | **11.544** | **11.544** | **11.544** | **11.945** |
| TOTAL Raffinerie Mitteldeutschland GmbH | Spergau | 11.200 | 11.600 | 11.200 | 11.200 | 11.200 | 11.200 | 11.200 | 11.500 | 11.500 | 11.500 |
| **Sachsen-Anhalt** | | **11.200** | **11.600** | **11.200** | **11.200** | **11.200** | **11.200** | **11.200** | **11.500** | **11.500** | **11.500** |
| **Bundesrepublik Deutschland** | | **83.460** | **84.160** | **84.574** | **84.574** | **84.574** | **84.574** | **84.774** | **77.674** | **78.231** | **78.632** |

Summendifferenzen durch Rundungen bedingt.

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



# MINERALÖL VERBRAUCH

# MINERALÖLVERBRAUCH

Nach einem kurzzeitigen Aufwärtstrend im Jahr 2022 ist der Inlandsabsatz 2024 erneut leicht gesunken, um 0,4 Prozent gegenüber 2023. Damit liegt er nun 13,3 Prozent unter dem Vor-Corona-Niveau.

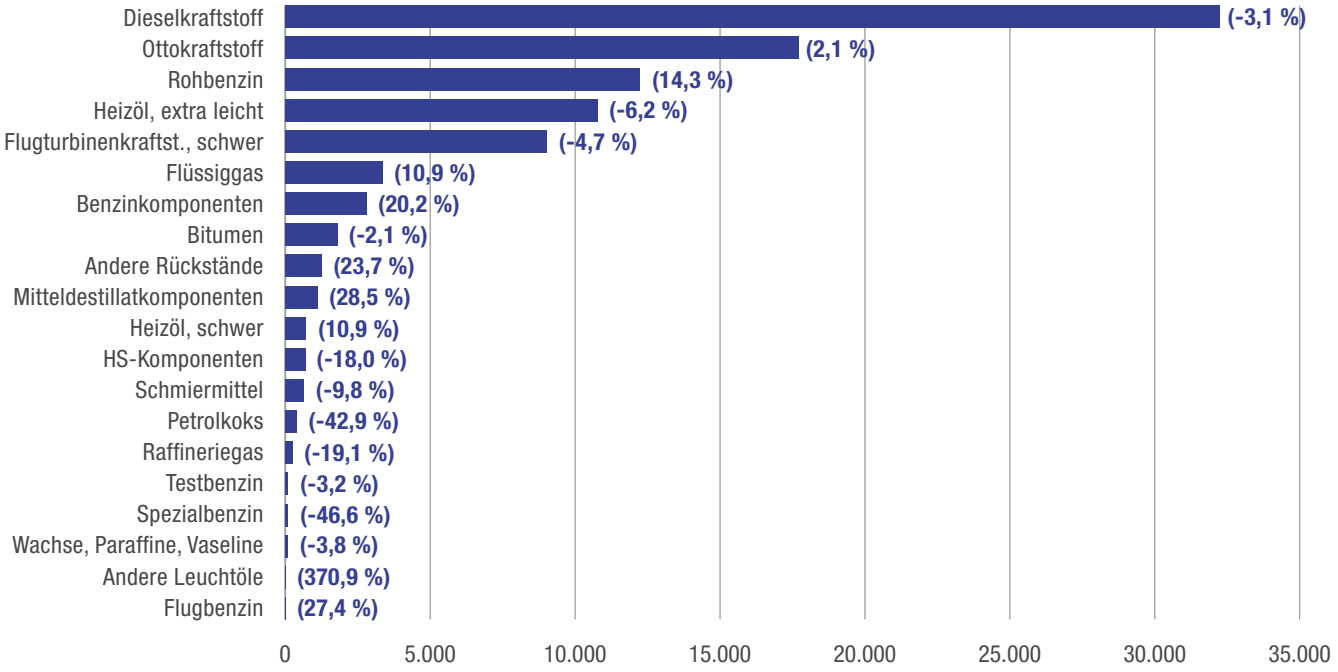
2024 ist der Absatz von Dieselkraftstoff um 3,1 Prozent zurückgegangen, während Ottokraftstoff ein Absatzplus von 2,1 Prozent gegenüber dem Vorjahr verzeichnete. Die Absatzmengen von Flugturbinenkraftstoff fielen 2024 nach dem Anstieg im vergangenen Jahr (2023: 4,3 Prozent) um 4,7 Prozent und bleiben so mit 11,7 Prozent deutlich unter dem Vorkrisenniveau.

Die Lieferungen von Rohbenzin stiegen 2024 um 14,3 Prozent gegenüber dem Vorjahr und konnten damit den Einbruch von 2023 weitgehend ausgleichen. In den letzten zehn Jahren sind sie insgesamt um knapp 25 Prozent gesunken.

Der Verbrauch von leichtem Heizöl hat 2024 um 6,2 Prozent abgenommen. Diese Entwicklung ist u. a. auf den milden Winter und Einsparmaßnahmen zurückzuführen.

## ABSATZ VON MINERALÖLPRODUKTEN IN DEUTSCHLAND 2024*
VERÄNDERUNGEN ZU 2023 IN %

**in Tsd. t**




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

***Vorläufige Zahlen.**

## BRUTTO-INLANDSABSATZ 1990–2024*

**in Tsd. t**

| Jahr | Insgesamt | Darunter: Otto-kraftstoff | Diesel-kraftstoff | Heizöl, extra leicht | Flugturbinen-kraftstoff | Schmierstoffe | Bitumen |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **1990** | **122.811** | 31.274 | 21.817 | 31.803 | 4.333 | 1.113 | 2.929 |
| **1995** | **130.204** | 30.306 | 26.208 | 34.785 | 5.084 | 1.170 | 3.576 |
| **2000** | **126.610** | 28.807 | 28.922 | 27.875 | 7.142 | 1.122 | 3.348 |
| **2005** | **118.415** | 23.431 | 28.531 | 25.380 | 8.085 | 1.023 | 2.907 |
| **2010** | **112.295** | 19.615 | 32.128 | 21.005 | 8.529 | 1.001 | 2.519 |
| **2015** | **108.662** | 18.226 | 36.756 | 16.127 | 8.537 | 1.065 | 2.158 |
| **2016** | **109.830** | 18.238 | 37.901 | 15.812 | 9.179 | 1.036 | 2.273 |
| **2017** | **112.510** | 18.296 | 38.703 | 15.836 | 9.968 | 1.032 | 2.146 |
| **2018** | **107.011** | 17.837 | 37.475 | 13.256 | 10.239 | 1.011 | 2.143 |
| **2019** | **109.241** | 17.966 | 37.848 | 15.061 | 10.239 | 977 | 2.025 |
| **2020** | **99.510** | 16.259 | 35.071 | 15.625 | 4.739 | 814 | 2.019 |
| **2021** | **97.911** | 16.428 | 34.980 | 11.206 | 6.129 | 873 | 2.011 |
| **2022** | **100.204** | 16.915 | 34.644 | 12.188 | 9.078 | 803 | 2.023 |
| **2023** | **94.942** | 17.344 | 33.271 | 11.482 | 9.479 | 707 | 1.835 |
| **2024*** | **95.305** | 17.709 | 32.226 | 10.765 | 9.037 | 638 | 1.796 |

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

## INLANDSABSATZ NACH PRODUKTEN 2015–2024*

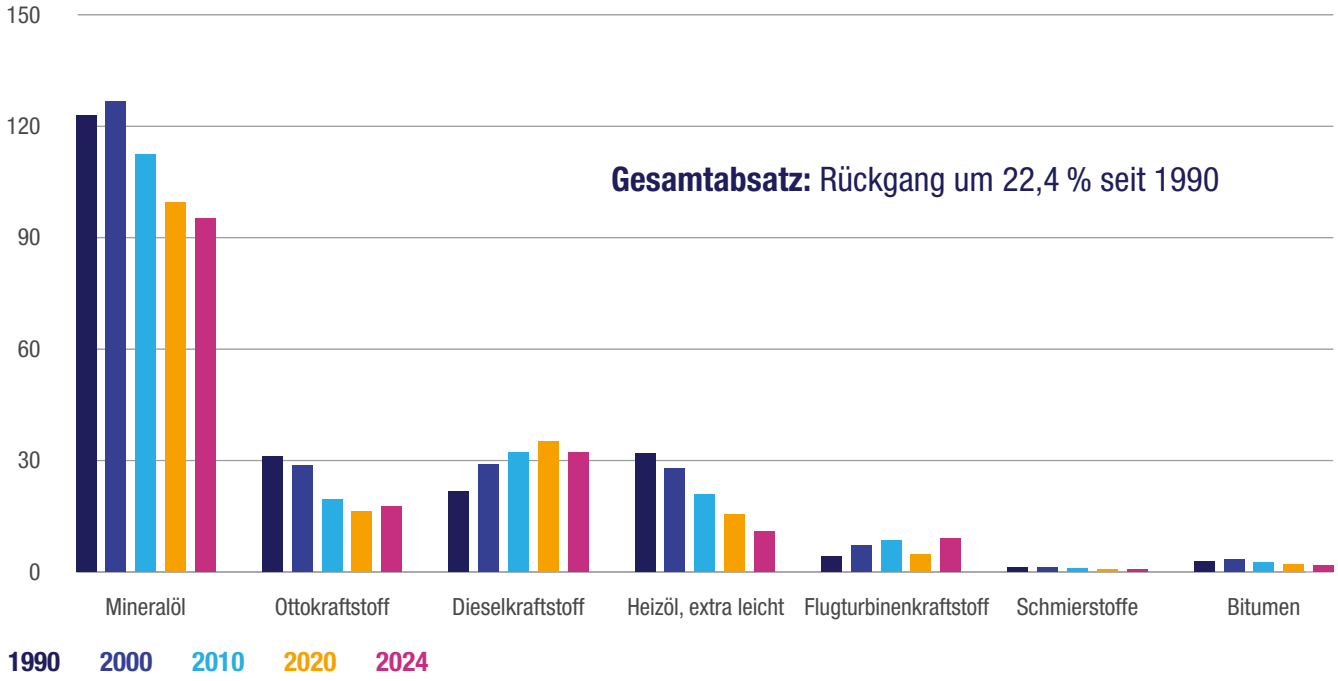
**in Tsd. t**

| Mineralölprodukte | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024* |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Hauptprodukte** | | | | | | | | | | |
| Rohbenzin | 16.331 | 15.798 | 15.605 | 11.439 | 11.264 | 11.804 | 13.694 | 12.798 | 10.703 | 12.235 |
| Ottokraftstoff | 18.226 | 18.238 | 18.296 | 17.837 | 17.966 | 16.259 | 16.428 | 16.915 | 17.344 | 17.709 |
| Dieselkraftstoff | 36.756 | 37.901 | 38.703 | 37.475 | 37.848 | 35.071 | 34.980 | 34.644 | 33.271 | 32.226 |
| Heizöl, extra leicht | 16.127 | 15.812 | 15.836 | 13.256 | 15.061 | 15.625 | 11.206 | 12.188 | 11.482 | 10.765 |
| Heizöl, schwer | 4.479 | 2.898 | 3.080 | 1.848 | 1.560 | 807 | 1.328 | 888 | 652 | 723 |
| Benzinkomponenten | – | – | 156 | 3.356 | 3.438 | 3.497 | 2.879 | 2.671 | 2.343 | 2.815 |
| Mitteldestillatkomponenten | – | – | 1 | 736 | 526 | 1.087 | 1.052 | 948 | 871 | 1.119 |
| Komponenten von schwerem Heizöl | – | – | – | 1.222 | 1.261 | 1.474 | 959 | 1.039 | 844 | 692 |
| **Nebenprodukte** | | | | | | | | | | |
| Flüssiggas | 3.017 | 3.094 | 4.326 | 3.625 | 3.889 | 3.493 | 3.740 | 3.359 | 3.023 | 3.353 |
| Raffineriegas | 536 | 489 | 439 | 402 | 438 | 389 | 362 | 378 | 317 | 256 |
| Spezialbenzin | -123 | 44 | 81 | 151 | 197 | 172 | 155 | 173 | 173 | 92 |
| Testbenzin | 91 | 141 | 146 | 134 | 134 | 123 | 136 | 116 | 102 | 99 |
| Flugbenzin | 13 | 10 | 10 | 9 | 8 | 5 | 4 | 4 | 3 | 4 |
| Flugturbinenkraftstoff, schwer | 8.537 | 9.179 | 9.968 | 10.239 | 10.239 | 4.739 | 6.129 | 9.078 | 9.479 | 9.037 |
| – Davon Militärverbrauch | 87 | 90 | 35 | 24 | 88 | 68 | 112 | 83 | 91 | n. v. |
| Andere Leuchtöle (z. B. Petroleum) | 8 | 20 | 19 | 21 | 19 | 18 | 26 | 15 | 1 | 4 |
| Schmierstoffe | 1.065 | 1.036 | 1.032 | 1.011 | 977 | 814 | 873 | 803 | 707 | 638 |
| Bitumen | 2.158 | 2.273 | 2.146 | 2.143 | 2.025 | 2.019 | 2.011 | 2.023 | 1.835 | 1.796 |
| Petrolkoks | 1.031 | 1.072 | 1.088 | 935 | 987 | 905 | 792 | 869 | 680 | 388 |
| Wachse, Paraffine, Vaseline etc. | 315 | 285 | 283 | 165 | 128 | 139 | 134 | 106 | 89 | 85 |
| Andere Rückstände | 95 | 1.540 | 1.295 | 1.006 | 1.277 | 1.071 | 1.022 | 1.191 | 1.023 | 1.266 |
| **Brutto-Inlandsabsatz** | **108.662** | **109.830** | **112.510** | **107.011** | **109.241** | **99.510** | **97.911** | **100.204** | **94.942** | **95.305** |
| Doppelzählung aus Recycling | 6.629 | 6.272 | 6.522 | 5.482 | 6.304 | 5.839 | 6.100 | 6.902 | 6.583 | 7.309 |
| **Insgesamt** | **102.033** | **103.558** | **105.989** | **101.529** | **102.937** | **93.671** | **91.811** | **93.302** | **88.359** | **87.996** |

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

## ABSATZ VON MINERALÖL UND MINERALÖLPRODUKTEN IM VERGLEICH: 1990–2024*

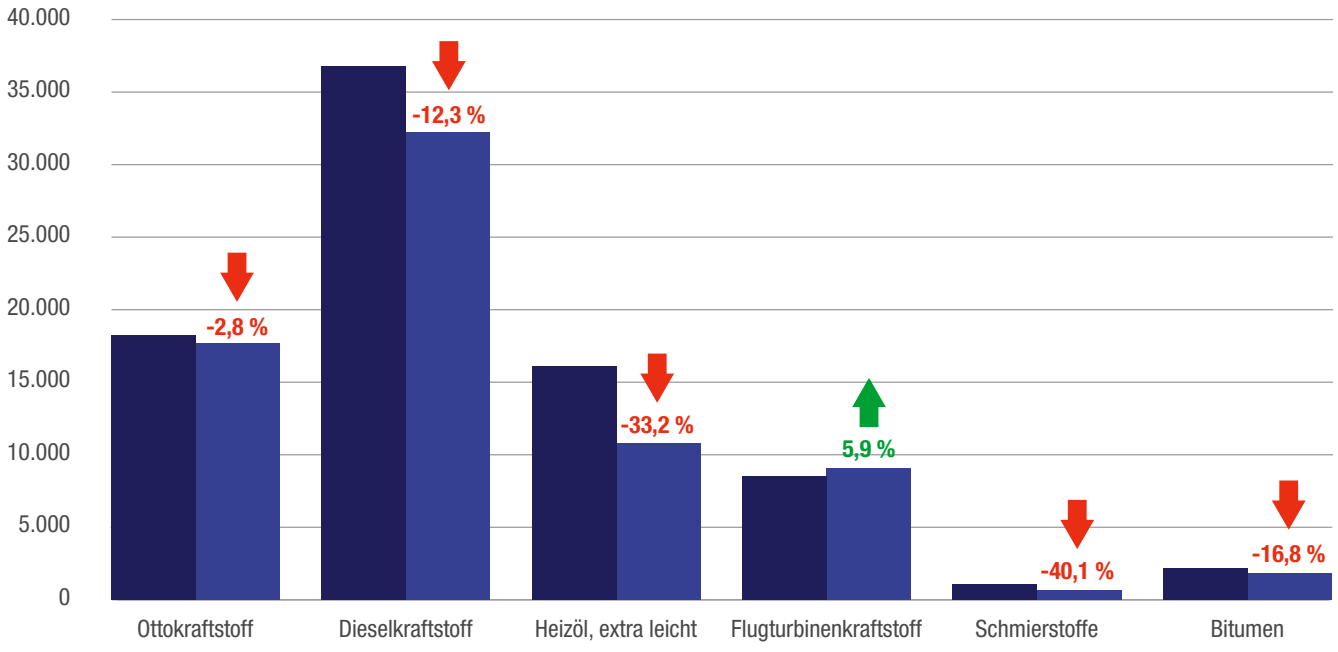
**in Mio. t**




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

## VERÄNDERUNG DES JAHRESINLANDSABSATZES 2024* VS. VOR 10 JAHREN

**in Tsd. t**




Quelle und Grafik (Nr. 486): en2x

*Vorläufige Zahlen.

## SEKTORALER VERBRAUCH VON DIESELKRAFTSTOFF 2015–2024*

**in Tsd. t**

| Sektor | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024* |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Straßenverkehr | 33.675 | 34.834 | 35.649 | 34.625 | 34.921 | 32.105 | 31.978 | 31.778 | 30.449 | 29.390 |
| Schienenverkehr | 299 | 323 | 266 | 221 | 252 | 253 | 260 | 245 | 235 | 226 |
| Küsten- und Binnenschifffahrt | 298 | 261 | 238 | 249 | 264 | 236 | 246 | 217 | 222 | 227 |
| Gewerbe, Handel, Dienstleistungen u. übrige Verbraucher | 2.484 | 2.483 | 2.550 | 2.380 | 2.411 | 2.477 | 2.496 | 2.404 | 2.365 | 2.383 |
| **Gesamt** | **36.759** | **37.901** | **38.703** | **37.475** | **37.848** | **35.071** | **34.980** | **34.644** | **33.271** | **32.226** |

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

## MONATLICHER INLANDSABSATZ VON OTTOKRAFTSTOFFEN 2015–2024*

**in Tsd. t**

| Monat | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024* |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Januar | 1.345 | 1.345 | 1.417 | 1.369 | 1.362 | 1.472 | 1.032 | 1.234 | 1.271 | 1.307 |
| Februar | 1.396 | 1.396 | 1.342 | 1.318 | 1.285 | 1.376 | 1.011 | 1.276 | 1.306 | 1.311 |
| März | 1.507 | 1.507 | 1.619 | 1.480 | 1.460 | 1.292 | 1.369 | 1.387 | 1.450 | 1.429 |
| April | 1.527 | 1.527 | 1.494 | 1.469 | 1.475 | 982 | 1.264 | 1.351 | 1.377 | 1.481 |
| Mai | 1.571 | 1.571 | 1.611 | 1.563 | 1.578 | 1.241 | 1.314 | 1.339 | 1.529 | 1.570 |
| Juni | 1.548 | 1.548 | 1.586 | 1.601 | 1.537 | 1.375 | 1.477 | 1.667 | 1.506 | 1.482 |
| Juli | 1.606 | 1.606 | 1.584 | 1.563 | 1.616 | 1.588 | 1.500 | 1.531 | 1.483 | 1.582 |
| August | 1.591 | 1.591 | 1.616 | 1.597 | 1.617 | 1.491 | 1.579 | 1.677 | 1.502 | 1.588 |
| September | 1.581 | 1.581 | 1.535 | 1.462 | 1.519 | 1.516 | 1.539 | 1.280 | 1.540 | 1.519 |
| Oktober | 1.536 | 1.536 | 1.537 | 1.504 | 1.586 | 1.492 | 1.512 | 1.411 | 1.555 | 1.515 |
| November | 1.529 | 1.529 | 1.530 | 1.492 | 1.443 | 1.191 | 1.440 | 1.415 | 1.411 | 1.483 |
| Dezember | 1.501 | 1.501 | 1.425 | 1.418 | 1.489 | 1.242 | 1.392 | 1.348 | 1.416 | 1.479 |
| **Jahresabsatz** | **18.238** | **18.238** | **18.296** | **17.837** | **17.966** | **16.259** | **16.428** | **16.915** | **17.344** | **17.745** |

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

## MONATLICHER INLANDSABSATZ VON DIESELKRAFTSTOFF 2015–2024*

**in Tsd. t**

| Monat | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024* |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Januar | 2.627 | 2.680 | 2.954 | 2.791 | 2.960 | 2.808 | 2.199 | 2.651 | 2.394 | 2.273 |
| Februar | 2.607 | 2.849 | 2.802 | 2.826 | 2.960 | 2.938 | 2.188 | 2.548 | 2.559 | 2.519 |
| März | 3.082 | 3.167 | 3.466 | 3.119 | 3.105 | 3.016 | 2.938 | 3.086 | 2.995 | 2.656 |
| April | 3.026 | 3.262 | 3.146 | 3.183 | 3.230 | 2.526 | 2.878 | 2.737 | 2.531 | 2.768 |
| Mai | 2.925 | 3.091 | 3.346 | 3.153 | 3.277 | 2.711 | 2.795 | 2.676 | 2.930 | 2.636 |
| Juni | 3.117 | 3.217 | 3.317 | 3.175 | 3.050 | 2.812 | 3.086 | 3.057 | 2.792 | 2.676 |
| Juli | 3.442 | 3.340 | 3.300 | 3.301 | 3.410 | 3.256 | 3.238 | 3.028 | 2.783 | 2.896 |
| August | 3.149 | 3.274 | 3.408 | 3.323 | 3.237 | 2.956 | 3.195 | 3.314 | 2.868 | 2.717 |
| September | 3.206 | 3.402 | 3.264 | 3.151 | 3.146 | 3.135 | 3.128 | 2.763 | 2.807 | 2.814 |
| Oktober | 3.327 | 3.262 | 3.307 | 3.329 | 3.363 | 3.238 | 3.267 | 2.837 | 2.950 | 2.636 |
| November | 3.303 | 3.334 | 3.351 | 3.313 | 3.180 | 2.836 | 3.145 | 3.057 | 2.925 | 2.713 |
| Dezember | 2.944 | 3.023 | 3.041 | 2.810 | 2.930 | 2.839 | 2.925 | 2.891 | 2.737 | 2.541 |
| **Jahresabsatz** | **36.756** | **37.901** | **38.703** | **37.475** | **37.848** | **35.071** | **34.980** | **34.644** | **33.271** | **31.844** |

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

***Vorläufige Zahlen.**

## MONATLICHER INLANDSABSATZ VON EXTRA LEICHTEM HEIZÖL 2015–2024*

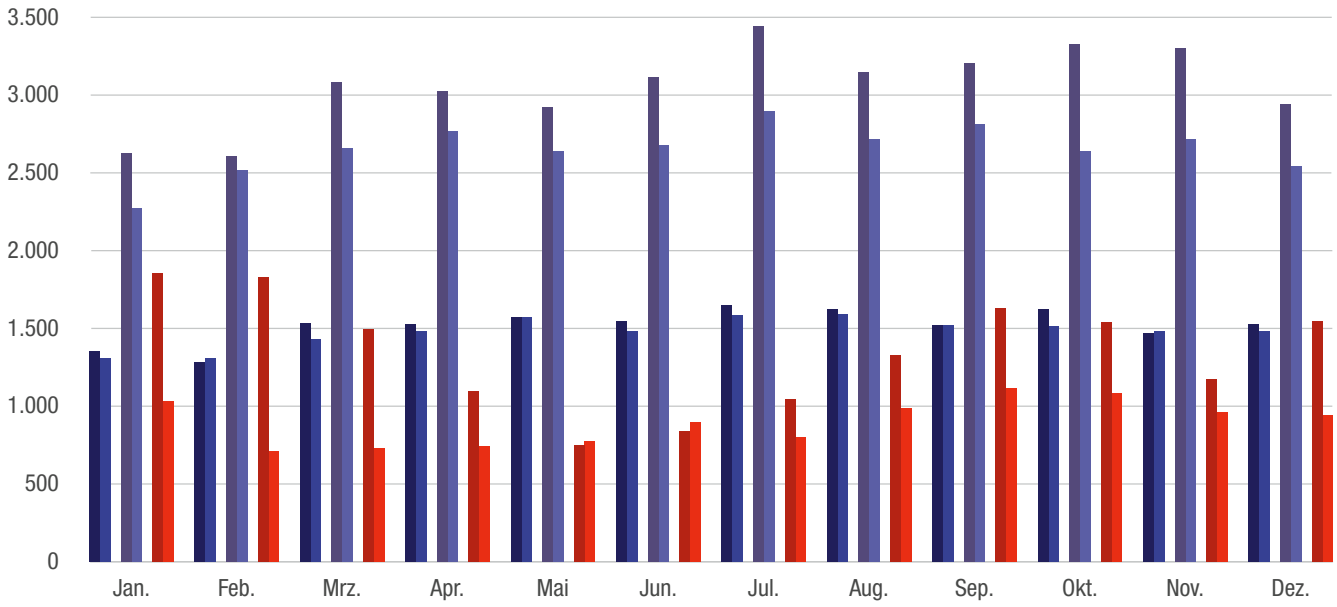
**in Tsd. t**

| Monat | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024* |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Januar | 1.853 | 1.790 | 1.475 | 1.066 | 1.872 | 1.244 | 608 | 892 | 868 | 1.033 |
| Februar | 1.830 | 1.869 | 1.314 | 1.445 | 1.446 | 1.496 | 767 | 945 | 1.037 | 708 |
| März | 1.495 | 1.706 | 1.471 | 1.595 | 1.181 | 2.005 | 834 | 1.137 | 1.091 | 729 |
| April | 1.096 | 1.314 | 1.114 | 914 | 992 | 1.883 | 901 | 809 | 958 | 740 |
| Mai | 746 | 962 | 1.518 | 781 | 992 | 1.695 | 851 | 955 | 1.057 | 775 |
| Juni | 839 | 820 | 1.282 | 638 | 1.120 | 1.266 | 815 | 718 | 884 | 900 |
| Juli | 1.047 | 759 | 1.271 | 815 | 1.357 | 1.038 | 657 | 1.049 | 793 | 799 |
| August | 1.328 | 1.211 | 1.183 | 977 | 1.286 | 625 | 841 | 1.082 | 752 | 984 |
| September | 1.629 | 1.007 | 1.323 | 1.139 | 1.267 | 934 | 1.095 | 1.222 | 763 | 1.114 |
| Oktober | 1.540 | 1.460 | 1.279 | 1.407 | 1.247 | 1.104 | 1.379 | 1.123 | 1.056 | 1.083 |
| November | 1.174 | 1.403 | 1.423 | 1.156 | 1.211 | 1.017 | 1.192 | 1.051 | 1.060 | 959 |
| Dezember | 1.548 | 1.512 | 1.183 | 1.322 | 1.092 | 1.317 | 1.268 | 1.203 | 1.162 | 939 |
| **Jahresabsatz** | **16.127** | **15.812** | **15.836** | **13.256** | **15.061** | **15.625** | **11.206** | **12.188** | **11.482** | **10.763** |

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

## MONATLICHER INLANDSABSATZ VOR 10 JAHREN UND 2024*

**in Tsd. t**




**Ottokraftstoff** 2015 2024 | **Dieselkraftstoff** 2015 2024 | **Heizöl, extra leicht** 2015 2024

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

**INFO:**

- Monatliche Mengen werden bei den vorläufigen Zahlen 2024 unterjährig vom BAFA nicht aktualisiert. So kommt es bei der Monatskumulation zu Abweichungen im Vergleich zur Jahresmenge (Seite 140, 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 stiegen 2024 auf 83,9 Mio. Tonnen und lagen damit 8,7 Prozent über dem Vorjahr. Zuvor waren sie 2023 auf 77,2 Mio. Tonnen zurückgegangen (minus 12,5 Prozent gegenüber 2022).

Im Jahr 2023[1)] waren die USA (18,4 Prozent; 14,2 Mio. t) und Norwegen (17,9 Prozent; 13,8 Mio. t) die größten Rohöllieferanten, nachdem die Lieferungen aus Russland eingestellt worden waren.

Die Diesel- und Ottokraftstoffimporte nach Deutschland sind 2024 um 12,1 Prozent bzw. 20,6 Prozent gesunken, während die Rohbenzinimporte um 17 Prozent gestiegen sind.

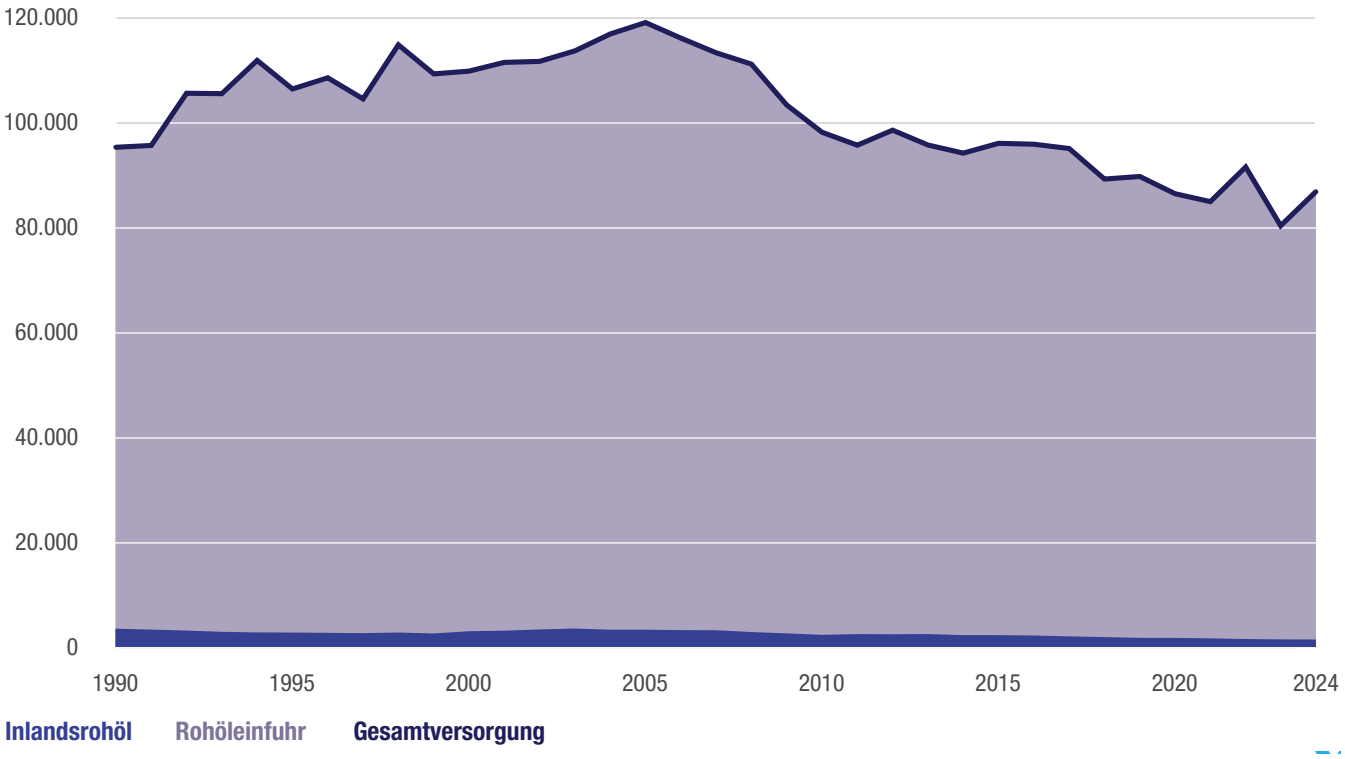
Die Ausfuhr von Mineralölprodukten erhöhte sich 2024 im Vergleich zum Vorjahr um 18,7 Prozent, wohingegen die Importe um 6,6 Prozent sanken. Insgesamt übertraf die Einfuhr von Mineralölprodukten mit 33,6 Mio. t die Ausfuhr von 29,2 Mio. t.

Mit 82,9 Prozent lag die Raffinerieauslastung 2024 deutlich über dem Vorjahreswert von 75 Prozent und bewegte sich wieder in Richtung des Zehnjahresmittels von 84,5 Prozent.

[1)] In den vorläufigen Daten des BAFA für 2024 sind die Rohölimporte nicht nach Lieferländern aufgeschlüsselt.

## ROHÖLVERSORGUNG IN DEUTSCHLAND 1990–2024*

**in Tsd. t**

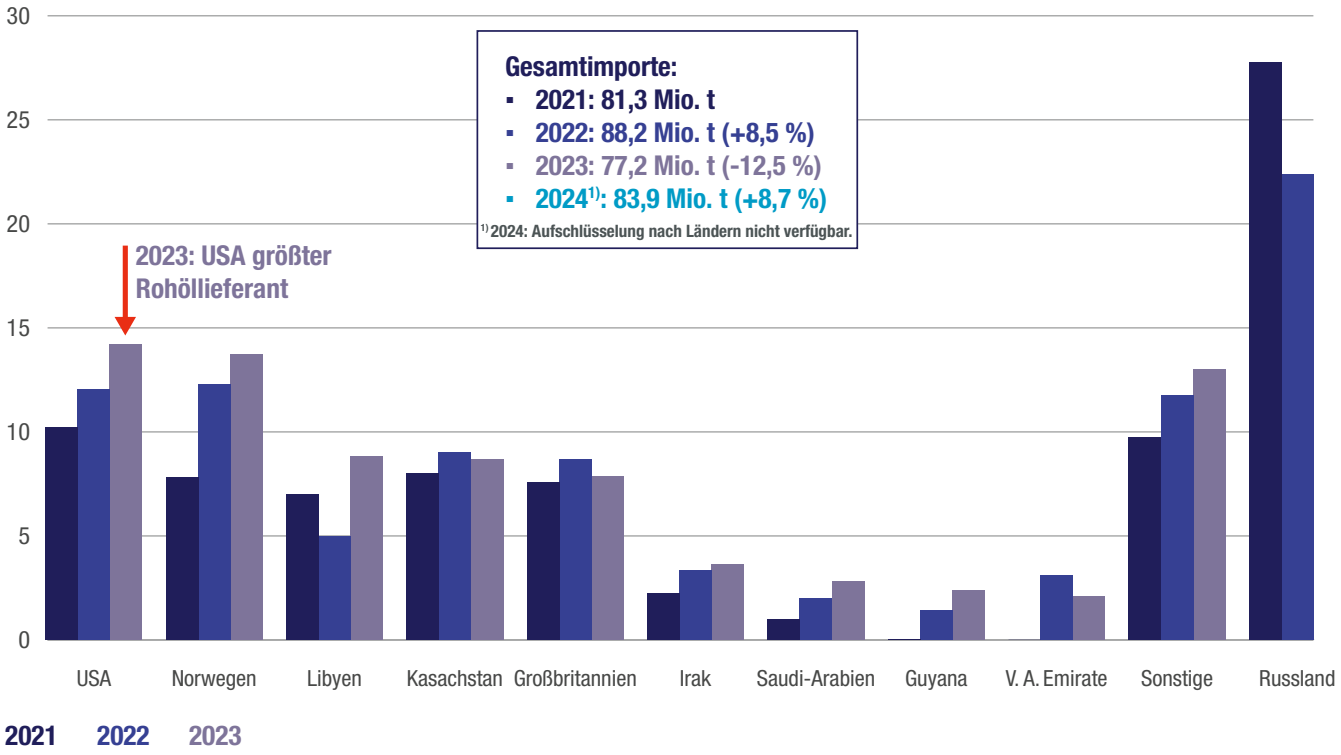



Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA); Grafik (Nr. 381): en2x

***Vorläufige Zahlen.**

## ROHÖLIMPORTE NACH DEUTSCHLAND, VERGLEICH 2021–2024*

in Mio. t

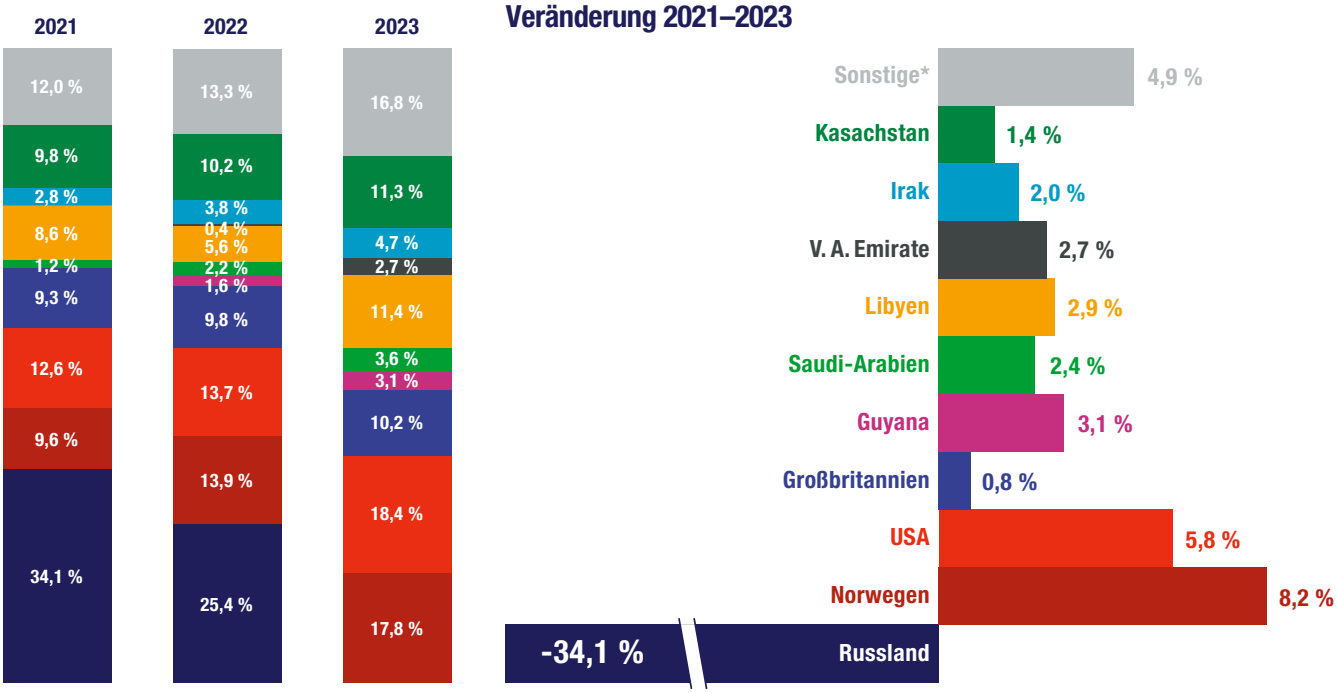



Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA); Grafik (Nr. 439): en2x

## ROHÖLIMPORTE NACH DEUTSCHLAND 2021–2023

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

in %

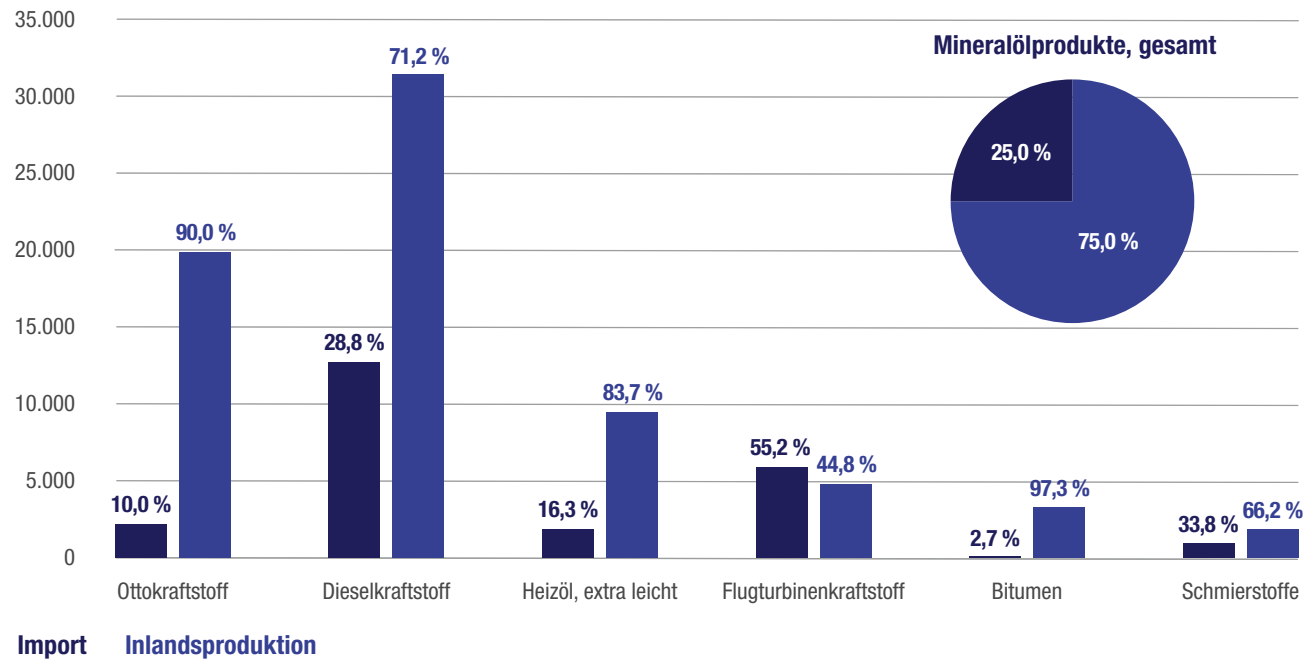



Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA); Angaben in % aller Rohölimporte; Grafik (Nr. 422): en2x

*Vorläufige Zahlen.

## ANTEILE VON MINERALÖLPRODUKTEN AN DER EIGENVERSORGUNG
IMPORTE VS. INLANDSPRODUKTION 2024*

**in Mio. t**




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

## ROHÖL- UND PRODUKTEINSATZ DER RAFFINERIEN 1990–2024*

**in Tsd. t**

| Jahr | Inlandsrohöl | Importrohöl | Rohöl, gesamt | Produkteinsatz[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. | **86.311** | 15.903 | **102.215** |

Summendifferenzen durch Rundungen bedingt. | [1)] Einschl. Wiedereinsatz zum Schmierölblending
Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA); Tabelle (Nr. 6-001): en2x

***Vorläufige Zahlen.**

## EIGENVERBRAUCH DER RAFFINERIEN 2015–2024*

**in Tsd. t**

| Mineralölprodukte | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024* |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Leichtdestillate | 3.689 | 3.798 | 3.865 | 3.594 | 3.644 | 3.341 | 3.392 | 3.765 | 3.446 | 3.707 |
| Mitteldestillate | 16 | 15 | 17 | 15 | 14 | 16 | 18 | 69 | 14 | 19 |
| Destillationsrückstand | 1.730 | 1.881 | 1.878 | 1.808 | 1.734 | 1.741 | 1.748 | 1.910 | 1.764 | 1.730 |
| – Darunter Petrolkoks | 604 | 632 | 655 | 658 | 586 | 658 | 635 | 656 | 545 | 629 |
| **Gesamt** | **5.435** | **5.694** | **5.760** | **5.417** | **5.391** | **5.099** | **5.158** | **5.744** | **5.223** | **5.457** |

Summendifferenzen durch Rundungen bedingt. | [1] Einschl. Schmierölblending und Eigenverbrauch.
Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA); Tabelle (Nr. 6-002): en2x

## BESTÄNDE VON ROHÖL UND MINERALÖLPRODUKTEN 2015–2024*

**in Tsd. t (Stand: Jahresende)**

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

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 2015–2024*

**in Tsd. t**

| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024* |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Rohöleinsatz | 93.391 | 94.220 | 93.104 | 87.676 | 87.013 | 83.990 | 84.139 | 89.312 | 79.246 | 86.311 |
| Produkteneinsatz | 11.228 | 11.969 | 14.186 | 15.277 | 16.214 | 15.367 | 15.298 | 15.078 | 14.890 | 15.903 |
| **Gesamteinsatz** | **104.618** | **106.189** | **107.289** | **102.952** | **103.226** | **99.357** | **99.437** | **104.390** | **94.136** | **102.215** |
| **Erzeugung** | | | | | | | | | | |
| Rohbenzin | 7.978 | 7.860 | 7.635 | 6.373 | 6.662 | 6.820 | 7.381 | 7.465 | 7.323 | 7.723 |
| Ottokraftstoff | 19.513 | 20.402 | 19.904 | 19.446 | 19.211 | 18.308 | 17.600 | 19.138 | 17.717 | 19.853 |
| Benzinkomponenten | 614 | 470 | 1.071 | 2.477 | 2.216 | 2.431 | 2.727 | 2.392 | 2.174 | 2.597 |
| Dieselkraftstoff | 32.208 | 33.315 | 32.278 | 31.497 | 30.506 | 30.500 | 29.534 | 32.618 | 28.803 | 31.405 |
| Heizöl, extra leicht | 12.828 | 11.652 | 11.870 | 10.151 | 11.897 | 12.174 | 10.265 | 10.813 | 9.191 | 9.427 |
| Mitteldestillatkomponenten | 710 | 1.133 | 1.561 | 1.495 | 1.639 | 1.966 | 2.126 | 2.199 | 2.007 | 2.108 |
| Heizöl, schwer | 5.932 | 5.902 | 5.265 | 5.178 | 4.340 | 4.032 | 4.948 | 4.523 | 3.656 | 4.244 |
| HS-Komponenten | 2.021 | 1.471 | 2.110 | 2.118 | 2.694 | 2.188 | 2.473 | 2.423 | 2.297 | 1.792 |
| **Summe Hauptprodukte** | **81.804** | **82.205** | **81.695** | **78.736** | **79.164** | **78.419** | **77.053** | **81.571** | **73.168** | **79.150** |
| Flüssiggas | 2.656 | 2.744 | 3.419 | 3.224 | 3.232 | 2.885 | 3.025 | 2.768 | 2.438 | 3.592 |
| Raffineriegas | 3.839 | 3.937 | 4.051 | 3.742 | 3.835 | 3.538 | 3.481 | 3.790 | 3.357 | 4.263 |
| Spezialbenzin | – | – | 198 | 110 | 352 | 476 | 575 | 591 | 459 | 438 |
| Testbenzin | 2 | 1 | 61 | 64 | 61 | 61 | 52 | 49 | 30 | 38 |
| Flugturbinenkraftstoff, schwer | 5.178 | 5.317 | 5.347 | 5.101 | 5.077 | 2.519 | 2.892 | 4.463 | 4.495 | 4.780 |
| Andere Leuchtöle (z. B. Petroleum) | – | 9 | 9 | 2 | 4 | – | 13 | 33 | 26 | 32 |
| Bitumen | 3.525 | 4.065 | 4.289 | 4.083 | 3.915 | 3.755 | 4.108 | 3.672 | 3.110 | 3.288 |
| Petrolkoks | 1.886 | 1.887 | 1.911 | 1.715 | 1.704 | 1.682 | 1.727 | 1.844 | 1.574 | 1.789 |
| Wachse, Paraffine, Vaseline etc. | 142 | 122 | 94 | 219 | 306 | 311 | 313 | 269 | 330 | 416 |
| Andere Rückstände | 1.099 | 1.190 | 1.393 | 1.238 | 1.337 | 1.227 | 1.335 | 1.433 | 1.650 | 1.500 |
| **Summe Nebenprodukte** | **18.328** | **19.273** | **20.771** | **19.499** | **19.825** | **16.452** | **17.521** | **18.912** | **17.468** | **20.136** |
| **Summe Schmierstoffe** | **2.477** | **2.367** | **2.509** | **2.460** | **2.282** | **2.400** | **2.651** | **2.017** | **1.829** | **1.876** |
| Bruttoraffinerieerzeugung[1)] | 102.609 | 103.845 | 104.975 | 100.695 | 101.271 | 97.272 | 97.225 | 102.500 | 92.465 | 101.162 |
| Sonstige Produkte | 2.037 | 2.182 | 2.055 | 2.011 | 1.836 | 1.912 | 1.883 | 1.698 | 1.306 | 1.578 |
| Statistische Differenzen | -27 | 162 | 259 | 246 | 119 | 173 | 329 | 192 | 315 | -526 |
| **Durchschnittliche Rohölkapazität** | **103.080** | **102.055** | **102.155** | **102.655** | **102.655** | **105.655** | **105.655** | **105.655** | **105.655** | **104.086[2)]** |
| **Auslastung in %** | **90,6** | **92,3** | **91,1** | **85,4** | **84,8** | **79,5** | **79,6** | **84,5** | **75,0** | **82,9** |

Summendifferenzen durch Rundungen bedingt. | [1)] Einschl. Schmierölblending und Eigenverbrauch, [2)] 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 1990–2024*

**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*** | 33.642 |
| **2017** | 41.064 | | |

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

# EINFUHR VON MINERALÖLPRODUKTEN 2015–2024*

**in Tsd. t**

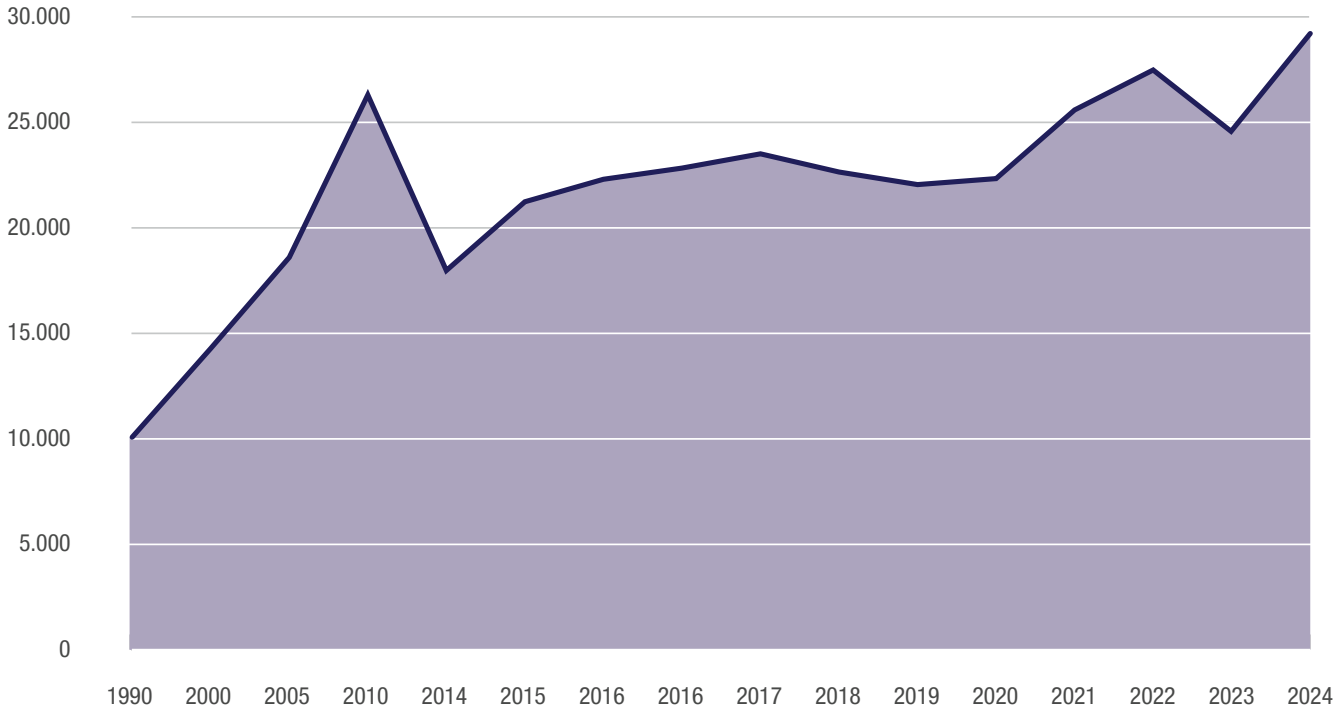
| Mineralölprodukte | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024* |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Hauptprodukte** | | | | | | | | | | |
| Rohbenzin | 6.909 | 7.276 | 7.799 | 7.125 | 6.881 | 7.390 | 8.989 | 7.265 | 4.799 | 5.618 |
| Ottokraftstoff | 1.497 | 1.029 | 1.421 | 1.606 | 2.090 | 1.352 | 1.716 | 1.354 | 2.764 | 2.195 |
| Benzinkomponenten | 422 | 484 | 736 | 834 | 1.073 | 542 | 582 | 475 | 686 | 942 |
| Dieselkraftstoff | 14.116 | 15.414 | 15.403 | 15.060 | 15.881 | 14.222 | 14.607 | 13.395 | 14.435 | 12.686 |
| Heizöl, extra leicht | 3.35 | 3.275 | 3.380 | 2.780 | 3.315 | 3.039 | 1.725 | 1.947 | 2.173 | 1.837 |
| Mitteldestillatkomponenten | 592 | 549 | 672 | 710 | 700 | 503 | 210 | 285 | 203 | 336 |
| Heizöl, schwer | 889 | 735 | 746 | 208 | 287 | 52 | 22 | 611 | 955 | 893 |
| HS-Komponenten | 1.034 | 1.796 | 1.529 | 1.936 | 1.340 | 1.316 | 1.269 | 521 | 275 | 255 |
| **Nebenprodukte** | | | | | | | | | | |
| Flüssiggas | 732 | 790 | 943 | 1.080 | 1.224 | 1.265 | 1.452 | 1.324 | 1.208 | 1.225 |
| Raffineriegas | – | – | – | – | – | – | – | – | 23 | 67 |
| Spezialbenzin | 57 | 71 | 59 | 138 | 178 | 108 | 108 | 109 | 97 | 89 |
| Testbenzin | 86 | 86 | 94 | 92 | 111 | 87 | 96 | 83 | 80 | 86 |
| Flugbenzin | 11 | 11 | 11 | 10 | 10 | 6 | 6 | 6 | 5 | 4 |
| Flugturbinenkraftstoff, schwer | 4.991 | 5.003 | 5.924 | 6.537 | 6.787 | 3.027 | 4.002 | 6.329 | 6.596 | 5.892 |
| Andere Leuchtöle (z.B. Petroleum) | 11 | 21 | 21 | 22 | 19 | 20 | 23 | 8 | 13 | 6 |
| Schmierstoffe | 984 | 1.015 | 992 | 990 | 1.005 | 860 | 1.028 | 900 | 882 | 956 |
| Bitumen | 241 | 127 | 51 | 54 | 61 | 95 | 67 | 65 | 109 | 90 |
| Petrolkoks | 615 | 596 | 712 | 622 | 672 | 572 | 490 | 563 | 460 | 209 |
| Wachse, Paraffine, Vaseline etc. | 405 | 394 | 401 | 341 | 278 | 293 | 264 | 210 | 148 | 170 |
| Andere Rückstände | 110 | 89 | 168 | 191 | 223 | 86 | 158 | 103 | 110 | 87 |
| **Gesamt** | **37.437** | **38.761** | **41.064** | **40.337** | **42.136** | **34.836** | **36.814** | **35.555** | **36.019** | **33.642** |

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

***Vorläufige Zahlen.**

## AUSFUHR VON MINERALÖLPRODUKTEN 1990–2024*

**in Tsd. t**




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

## AUSFUHR VON ROHÖL UND MINERALÖLPRODUKTEN 1990–2024*

**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*** | 84 | 29.212 |
| **2017** | – | 23.509 | | | |

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

***Vorläufige Zahlen.**

# AUSFUHR VON MINERALÖLPRODUKTEN 2015–2024*

**in Tsd. t**

| Mineralölprodukte | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024* |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Hauptprodukte** | | | | | | | | | | |
| Rohbenzin | 552 | 442 | 412 | 495 | 480 | 457 | 617 | 714 | 737 | 783 |
| Ottokraftstoff | 2.540 | 2.981 | 3.417 | 2.914 | 2.748 | 2.974 | 3.081 | 3.566 | 3.445 | 4.472 |
| Benzinkomponenten | 1.904 | 2.070 | 2.302 | 2.142 | 2.105 | 2.386 | 2.861 | 2.447 | 2.183 | 2.346 |
| Dieselkraftstoff | 6.551 | 7.951 | 7.508 | 6.974 | 6.265 | 6.862 | 7.808 | 9.711 | 8.155 | 9.924 |
| Heizöl, extra leicht | 1.597 | 1.351 | 1.335 | 1.073 | 1.077 | 1.244 | 1.379 | 1.307 | 1.206 | 1.239 |
| Mitteldestillatkomponenten | 290 | 209 | 179 | 175 | 138 | 143 | 53 | 18 | 100 | 270 |
| Heizöl, schwer | 2.038 | 1.523 | 884 | 1.538 | 1.286 | 1.796 | 2.662 | 2.651 | 2.119 | 2.533 |
| HS-Komponenten | 996 | 632 | 979 | 1.120 | 1.450 | 991 | 952 | 752 | 949 | 906 |
| **Nebenprodukte** | | | | | | | | | | |
| Flüssiggas | 259 | 189 | 201 | 161 | 252 | 241 | 275 | 302 | 238 | 489 |
| Raffineriegas | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – |
| Spezialbenzin | 221 | 369 | 200 | 191 | 290 | 135 | 281 | 280 | 253 | 497 |
| Testbenzin | 31 | 29 | 36 | 42 | 95 | 58 | 39 | 46 | 38 | 51 |
| Flugbenzin | 1 | 1 | 1 | 2 | 2 | 2 | 3 | 2 | 2 | 1 |
| Flugturbo, leicht | – | – | – | – | – | – | – | – | – | – |
| Flugturbo, schwer | 1.217 | 863 | 1.294 | 1.354 | 1.399 | 685 | 958 | 1.676 | 1.552 | 1.603 |
| Andere Leuchtöle (Petroleum) | – | – | – | – | – | – | 6 | 25 | 28 | 29 |
| Schmierstoffe | 1.185 | 1.270 | 1.522 | 1.574 | 1.552 | 1.510 | 1.716 | 1.351 | 1.260 | 1.374 |
| Bitumen | 1.377 | 1.819 | 2.020 | 1.874 | 1.776 | 1.772 | 1.897 | 1.485 | 1.231 | 1.468 |
| Petrolkoks | 849 | 812 | 868 | 764 | 793 | 734 | 701 | 918 | 835 | 990 |
| Wachse, Paraff., Vaseline etc. | 241 | 229 | 235 | 200 | 226 | 223 | 228 | 173 | 141 | 144 |
| Andere Rückstände | 454 | 94 | 115 | 55 | 116 | 122 | 71 | 57 | 138 | 95 |
| **Gesamt** | **22.303** | **22.833** | **23.509** | **22.647** | **22.051** | **22.335** | **25.588** | **27.482** | **24.610** | **29.212** |

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

# BUNKERUNGEN SEEGEHENDER SCHIFFE 2015–2024*

**in Tsd. t**

| Jahr | Dieselkraftstoff | Heizöl, extra leicht | Heizöl, schwer | Schmierstoffe | Summe |
|---|---|---|---|---|---|
| **2015** | 1.016 | | 1.421 | 1 | 2.438 |
| **2016** | 999 | | 1.855 | 1 | 2.855 |
| **2017** | 230 | 632 | 1.457 | 1 | 2.320 |
| **2018** | – | 734 | 981 | – | 1.714 |
| **2019** | – | 706 | 668 | – | 1.374 |
| **2020** | – | 532 | 809 | – | 1.341 |
| **2021** | – | 708 | 705 | – | 1.412 |
| **2022** | – | 742 | 740 | – | 1.482 |
| **2023** | – | 654 | 661 | – | 1.315 |
| **2024*** | – | 623 | 666 | – | 1.289 |

Summendifferenzen durch Rundungen bedingt. | Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA); Tabelle (Nr. 6-009): en2x

***Vorläufige Zahlen.**

# INFRASTRUKTUREN

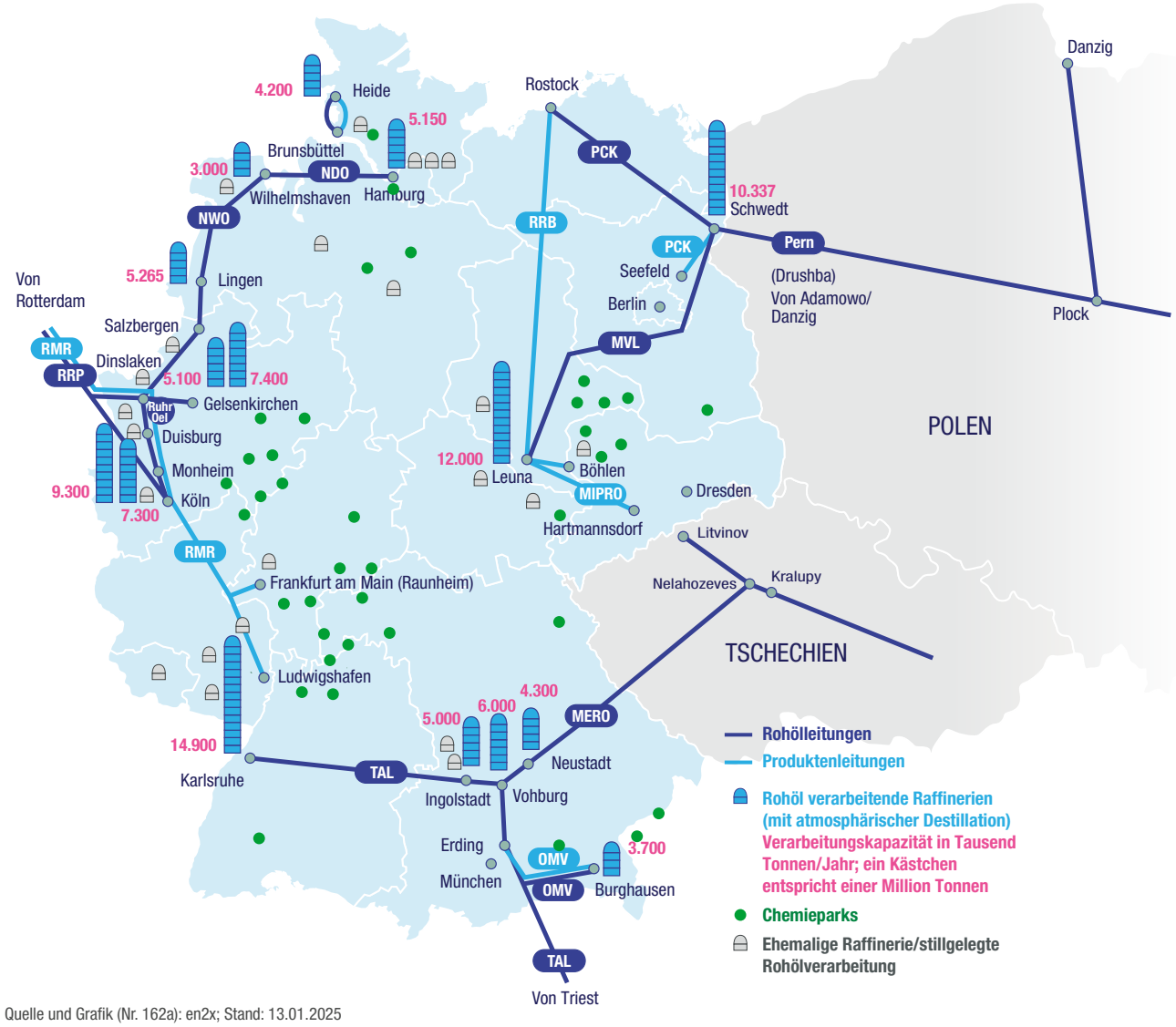
## PIPELINES, LAGER UND TANKSTELLEN

# INFRASTRUKTUREN

Die Anzahl der Tankstellen ist in den letzten zehn Jahren mit ca. 1,3 Prozent nur leicht gesunken. Bedeutende Änderungen gab es in der jüngeren Vergangenheit durch Betreiberwechsel bei rund 20 Prozent der Tankstellen.



# RAFFINERIEN, CHEMIEPARKS UND PIPELINES FÜR DEUTSCHLAND




Quelle und Grafik (Nr. 162a): en2x; Stand: 13.01.2025

| 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, BP Gelsenkirchen | Gelsenkirchen | Bis 1982 VEBA OEL AG, Werksgruppe Ruhr, bis 2017 Ruhr Oel GmbH |
| 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 | Teilstillegung 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 | Stillegung 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 2024

| 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<br>Ruhr Oel GmbH, BP Gelsenkirchen<br>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, BP Gelsenkirchen | 610 |
| Ruhr Oel GmbH Gelsenkirchen-Buer | Wesel–Gelsenkirchen | Ruhr Oel GmbH, BP Gelsenkirchen | 384 |
| TAL Gruppe | Triest/Italien–Kufstein/Österreich | | |
| Deutsche Transalpine Oelleitung GmbH, München | Ingolstadt/Deutschland | OMV Burghausen<br>Bayernoil Raffinerie<br>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 Erdölauslieferungs-GmbH (EAG), Lingen |
| 8,5 | 22,0<br>14,0<br><br>6,3 | 323<br>Rotterdam–<br>Wesseling | 6 | Juli 1960 | 76,7 | Niederlande<br>Deutschland | Länge in Deutschland: 146 km |
| 6,0 | 8,5 | 43 | – | Nov. 1957 | 11,0 | Deutschland | |
| | | | | | | Italien<br>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) |

# MINERALÖLTANKLAGER ÜBER 1.000 m³, 2014–2023

**in Tsd. m³**

| Externe Tanklager[1] nach Bundesländern | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Schleswig-Holstein | 1.725,2 | 1.733,5 | 1.733,5 | 1.716,0 | 1.714,6 | 1.714,6 | 1.712,3 | 1.712,3 | 1.712,3 | 1.712,3 |
| – Davon Kavernen | 1.614,5 | 1.614,5 | 1.614,5 | 1.597,0 | 1.597,0 | 1.597,0 | 1.597,0 | 1.597,0 | 1.597,0 | 1.597,0 |
| Hamburg | 1.874,8 | 1.895,3 | 2.128,0 | 2.118,6 | 2.050,3 | 2.053,7 | 2.049,5 | 1.822,3 | 1.819,0 | 1.752,2 |
| Niedersachsen | 21.027,2 | 21.887,0 | 21.887,0 | 21.892,0 | 21.892,0 | 21.893,3 | 21.872,2 | 21.845,7 | 21.860,6 | 24.534,2 |
| – Davon Kavernen | 20.292,0 | 21.142,2 | 21.142,2 | 21.142,2 | 21.142,2 | 21.142,2 | 21.157,9 | 21.133,5 | 21.142,6 | 23.816,2 |
| Bremen | 1.731,6 | 1.738,3 | 1.738,3 | 1.738,3 | 1.747,4 | 1.747,4 | 1.747,4 | 1.747,4 | 1.747,4 | 1.865,4 |
| – Davon Kavernen | 1.282,0 | 1.282,0 | 1.282,0 | 1.282,0 | 1.282,0 | 1.282,0 | 1.282,0 | 1.282,0 | 1.282,0 | 1.400,0 |
| Nordrhein-Westfalen | 4.350,5 | 4.327,9 | 4.334,5 | 4.324,5 | 4.324,7 | 5.623,1 | 4.404,8 | 4.300,0 | 4.331,5 | 4.286,8 |
| – Davon Kavernen | 1.459,7 | 1.443,9 | 1.443,9 | 1.424,9 | 1.424,9 | 2.720,0 | 1.501,6 | 1.501,6 | 1.501,6 | 1.501,6 |
| Hessen | 1.112,4 | 1.121,8 | 1.121,7 | 1.121,7 | 1.124,7 | 1.121,1 | 1.103,3 | 1.098,8 | 1.221,9 | 1.233,1 |
| Rheinland-Pfalz | 1.366,2 | 1.365,9 | 1.365,9 | 1.359,1 | 1.359,1 | 1.361,3 | 1.361,3 | 1.360,1 | 1.357,9 | 1.357,9 |
| Baden-Württemberg | 1.551,7 | 1.551,2 | 1.550,4 | 1.559,8 | 1.560,0 | 1.560,0 | 1.538,2 | 1.538,2 | 1.535,1 | 1.530,0 |
| Bayern | 1.453,6 | 1.448,2 | 1.443,8 | 1.434,1 | 1.495,0 | 1.459,8 | 1.453,8 | 1.450,2 | 1.448,1 | 1.440,3 |
| Saarland | 4,0 | 4,0 | 4,0 | 4,0 | 4,0 | 4,0 | – | – | – | – |
| Berlin | 1.041,7 | 1.036,9 | 1.036,9 | 1.036,9 | 972,4 | 959,7 | 959,7 | 959,7 | 927,9 | 965,3 |
| Mecklenburg-Vorpommern | 1.131,8 | 1.131,8 | 1.132,6 | 1.132,6 | 1.132,6 | 1.132,6 | 1.132,6 | 1.132,6 | 1.132,6 | 1.132,6 |
| Brandenburg | 344,4 | 344,8 | 344,8 | 344,8 | 344,8 | 343,7 | 343,7 | 343,6 | 343,7 | 336,2 |
| Sachsen-Anhalt | 84,8 | 84,8 | 84,8 | 90,5 | 90,5 | 90,5 | 90,5 | 90,5 | 90,5 | 90,5 |
| Sachsen | 562,2 | 569,3 | 569,3 | 570,4 | 567,0 | 567,0 | 567,0 | 547,0 | 547,0 | 482,0 |
| Thüringen | 578,8 | 578,8 | 578,8 | 573,7 | 573,8 | 557,6 | 551,4 | 551,4 | 551,4 | 551,2 |
| **Externe Tanklager, insgesamt** | **39.941,0** | **40.819,5** | **41.054,3** | **41.016,9** | **40.952,9** | **42.189,4** | **40.887,5** | **40.499,7** | **40.626,9** | **43.270,1** |
| **In Raffinerien und Terminals[2]** | **22.2262,3** | **22.050,4** | **20.877,5** | **21.051,9** | **20.842,2** | **20.701,0** | **20.690,5** | **20.883,3** | **21.013,9** | **21.108,6** |
| **Gesamt** | **62.203,3** | **62.869,9** | **61.931,8** | **62.068,9** | **61.795,1** | **62.890,4** | **61.578,1** | **61.383,0** | **61.640,8** | **64.378,7** |

[1] Tanklager außerhalb von Raffinerien und sonstigen Verarbeitungsstätten. | [2] Tanklager in Raffinerien und inländischen Pipelineterminals.

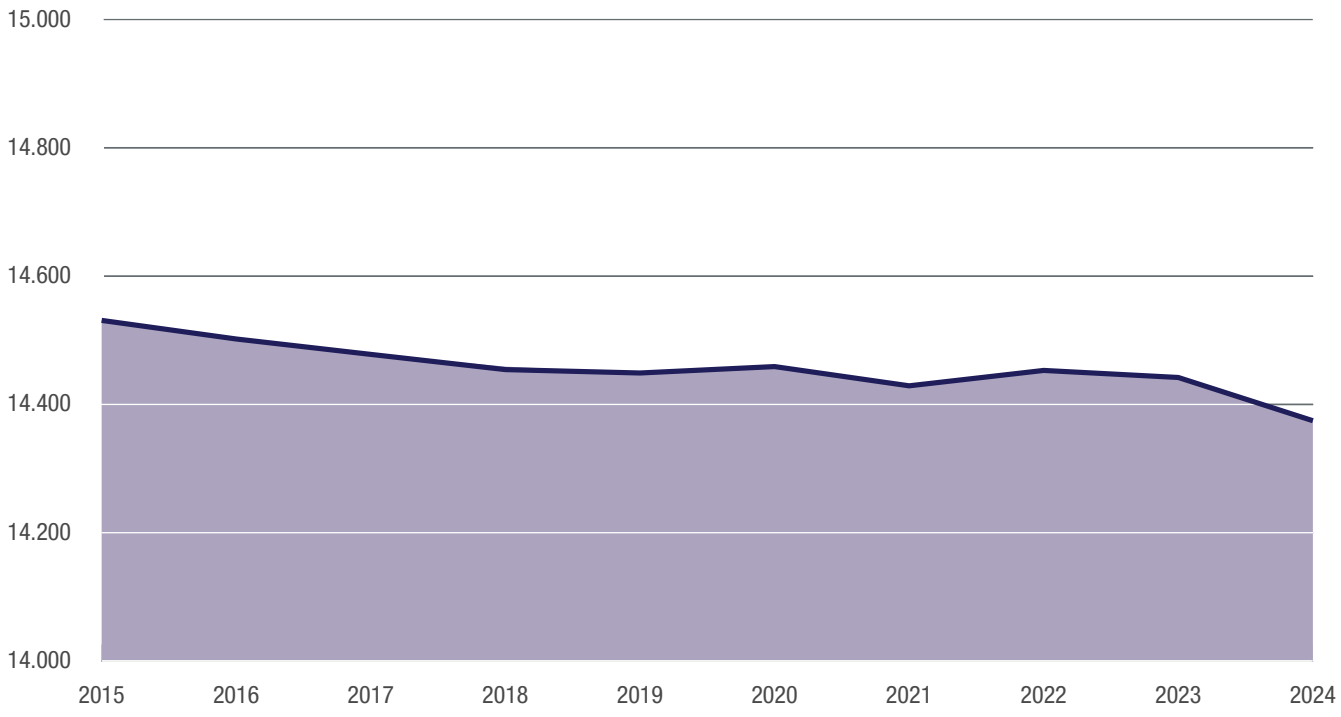
Quelle und Tabelle (Nr. 7-002): en2x

## ENTWICKLUNG DES TANKSTELLENBESTANDES 1990–2024

| Jahr | Tankstellen, insgesamt | Straßen-tankstellen | Autobahn-tankstellen | Jahr | Tankstellen, insgesamt | Straßen-tankstellen | Autobahn-tankstellen |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **1990** | **19.317** | 19.013 | 304 | **2017** | **14.478** | 14.118 | 360 |
| **1995** | **17.957** | 17.632 | 325 | **2018** | **14.459** | 14.099 | 360 |
| **2000** | **16.324** | 15.981 | 343 | **2019** | **14.449** | 14.091 | 358 |
| **2005** | **15.187** | 14.811 | 376 | **2020** | **14.459** | 14.100 | 359 |
| **2010** | **14.744** | 14.367 | 377 | **2021** | **14.429** | 14.070 | 359 |
| **2014** | **14.562** | 14.209 | 353 | **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 |

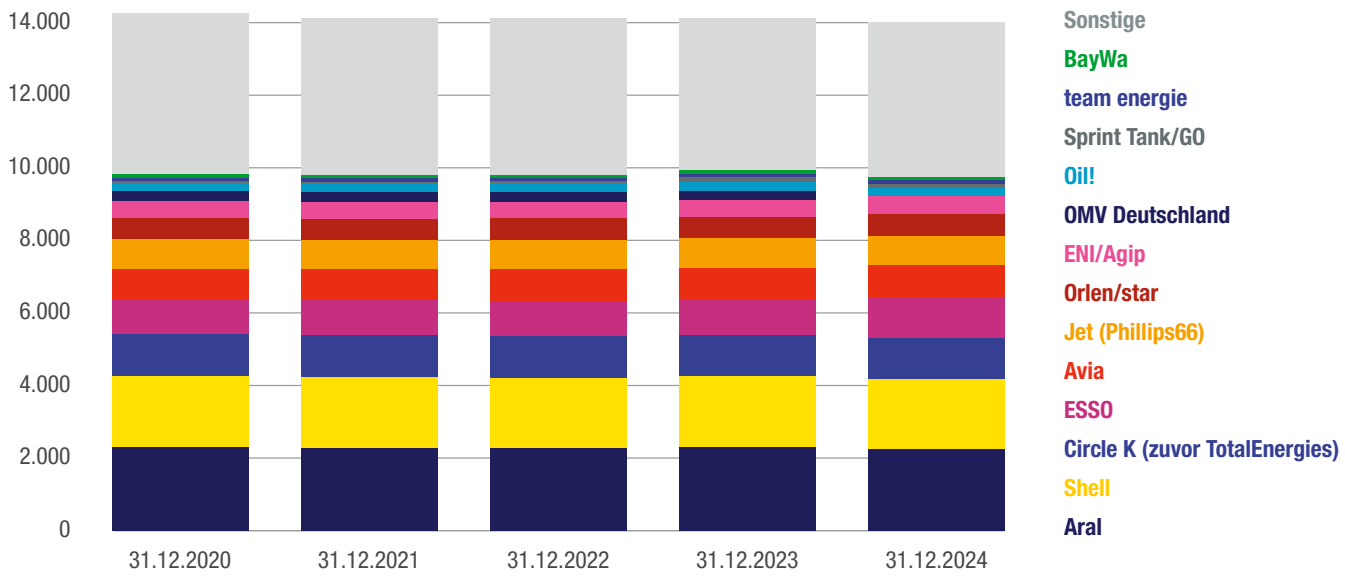
Quelle: Energieinformationsdienst (EiD); Tabelle (Nr. 37): en2x

## ENTWICKLUNG DES TANKSTELLENBESTANDES IN DEN LETZTEN 10 JAHREN




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

## ENTWICKLUNG DES STRAßENTANKSTELLENBESTANDES 2020–2024

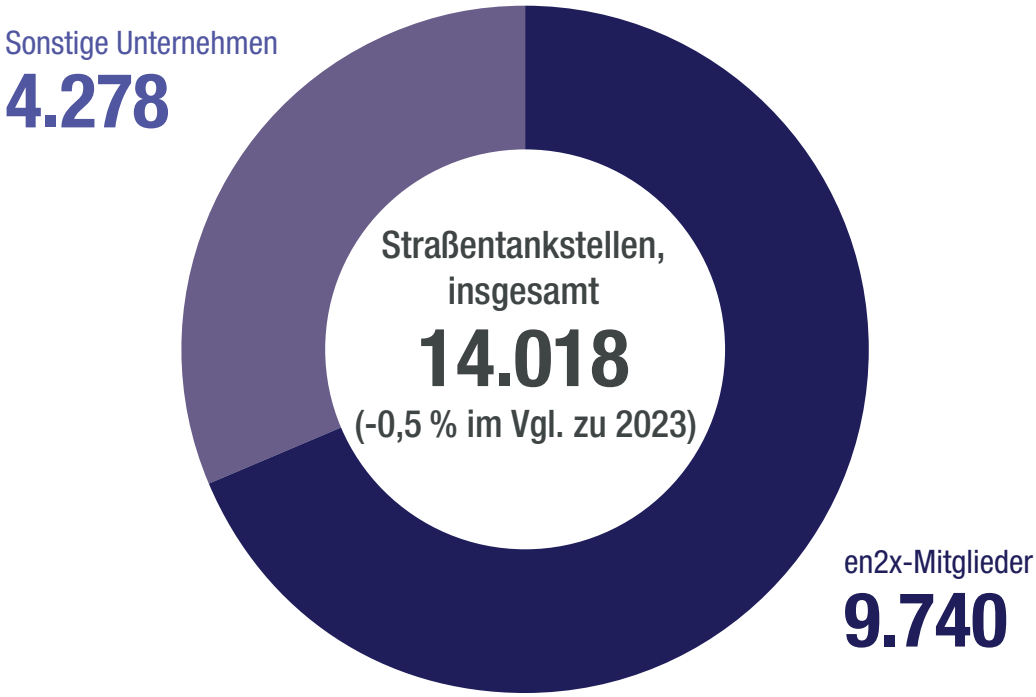



**Ausgewählte Betreiberwechsel seit 2018**

**01.10.2018** – 1.000 Tankstellen: ESSO → EG Group
**01.05.2022** – 285 Tankstellen: OMV → EG Group; je 24 Tankstellen OMV → ESSO, 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 2024




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



# PREISE UND STEUERN

# MINERALÖLPREISE UND STEUERN

Der Jahresdurchschnittspreis für Rohöl ist im Vergleich zum Vorjahr um 2 Prozent gesunken (2023: 82,6 $/bbl; 2024: 80,5 $/bbl).

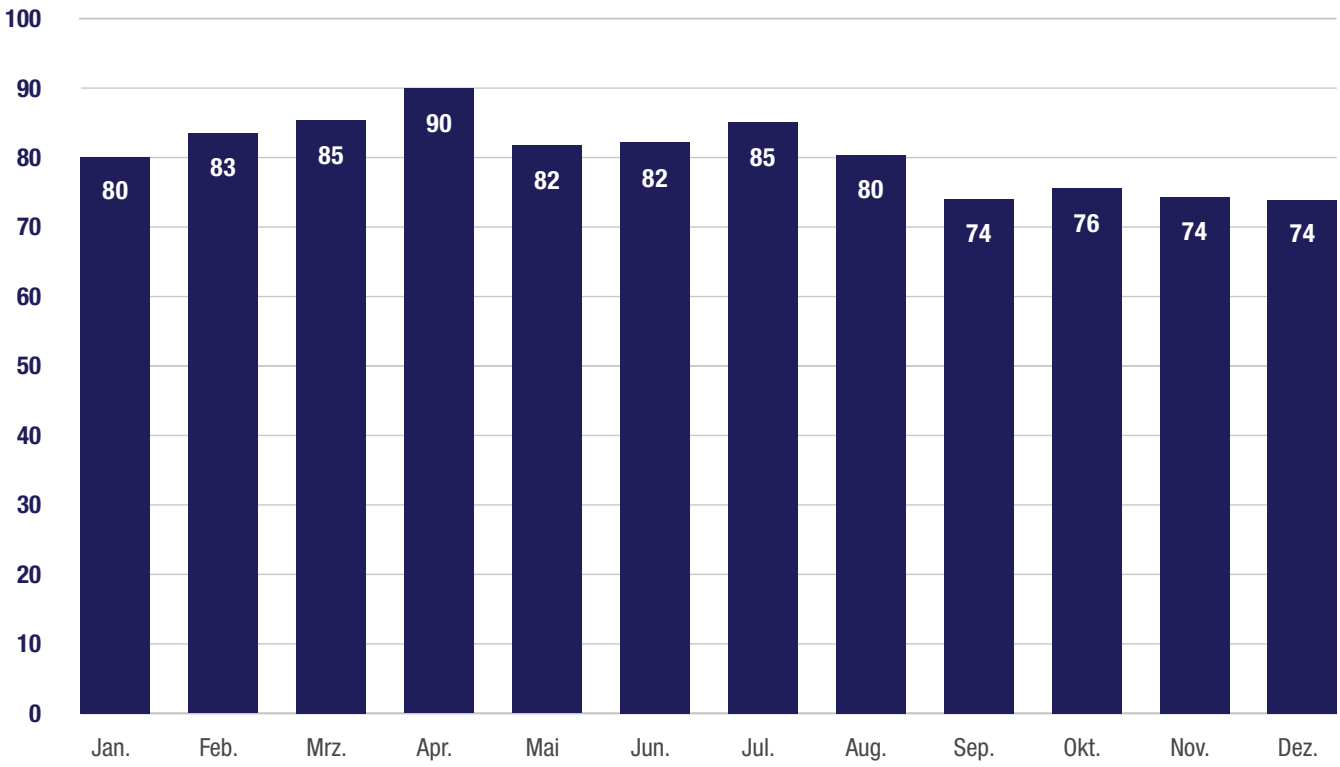
Die Mineralölbranche trägt auch 2024 wieder maßgeblich zum Bundeshaushalt bei. Rund ein Drittel der Steuern, die allein dem Bund zustehen (Bundessteuern), kommen aus Kraftstoffen.

Die Verbraucherpreise von Ottokraftstoff, Dieselkraftstoff und Heizöl sind 2024 im Vergleich zum Vorjahr gesunken (OK: minus 3 Prozent, DK: minus 4 Prozent und HEL: minus 4 Prozent). Sie liegen dennoch zwischen 20 und 40 Prozent über dem Preisniveau vor der Corona-Pandemie.

Die Energiesteuereinnahmen sind 2024 im Vergleich zum Vorjahr um 4,3 Prozent gesunken und liegen damit nun 10,3 Prozent unter dem Vor-Corona-Niveau.

## DURCHSCHNITTLICHER ROHÖLPREIS 2024

**(UK Brent) in $/bbl**




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

# MINERALÖLAUßENHANDEL 1990–2024*

**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] |

[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 1990–2024*

**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 |

## EINFUHRPREISE FÜR ROHÖL 2023, NACH MONATEN

| | € | | € | | € | | € |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Januar** | 591 | **April** | 586 | **Juli** | 543 | **Oktober** | 668 |
| **Februar** | 586 | **Mai** | 551 | **August** | 583 | **November** | 632 |
| **März** | 570 | **Juni** | 529 | **September** | 644 | **Dezember** | 566 |

[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 1990–2024*

**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 |
| **MONATE 2024*** | | | | |
| Januar | | 178,6 | 171,6 | 104,2 |
| Februar | | 181,2 | 176,4 | 107,4 |
| März | | 183,3 | 174,4 | 103,2 |
| April | | 191,2 | 175,7 | 105,7 |
| Mai | | 187,7 | 168,3 | 99,1 |
| Juni | | 182,1 | 165,8 | 98,2 |
| Juli | | 183,2 | 167,6 | 99,7 |
| August | | 178,4 | 161,4 | 95,9 |
| September | | 170,6 | 156,2 | 92,0 |
| Oktober | | 172,7 | 158,9 | 97,2 |
| November | | 171,8 | 160,7 | 95,3 |
| Dezember | | 171,9 | 161,0 | 95,1 |

[1] Normalbenzin ab 1988 unverbleit; ab 2010 keine Notierungen mehr; Super ab 1997 Eurosuper, unverbleit. I [2] Bei Abnahme von 5.000 l, ab 1992 bei Abnahme von 3.000 l.
[3] Bei Abnahme von 2.000 t oder mehr im Monat, ab 1993 bei Abnahme in Kessel- oder Tankkraftwagen ab Raffinerie, ohne Mehrwertsteuer; seit 2017 werden die Preise vom Statistischen Bundesamt nicht mehr veröffentlicht.

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

## EINNAHMEN DES BUNDES UND DER LÄNDER AUS MINERALÖL- BZW. ENERGIE- UND KFZ-STEUER 1990–2024[1]*

**in Mrd. €**

| Jahr | Mineralöl-steuer[2] | Kfz-Steuer | Jahr | Mineralöl-/ Energiesteuer[2] | Kfz-Steuer |
|---|---|---|---|---|---|
| **1990** | 17,81[3] | 4,31 | **2017** | 41,02 | 8,95 |
| **1995** | 32,92 | 7,06 | **2018** | 40,88 | 9,05 |
| **2000** | 37,83 | 7,02 | **2019** | 40,68 | 9,37 |
| **2005** | 39,71 | 8,67 | **2020** | 37,63 | 9,52 |
| **2010** | 39,84 | 8,49 | **2021** | 37,12 | 9,55 |
| **2014** | 39,76 | 8,50 | **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 |

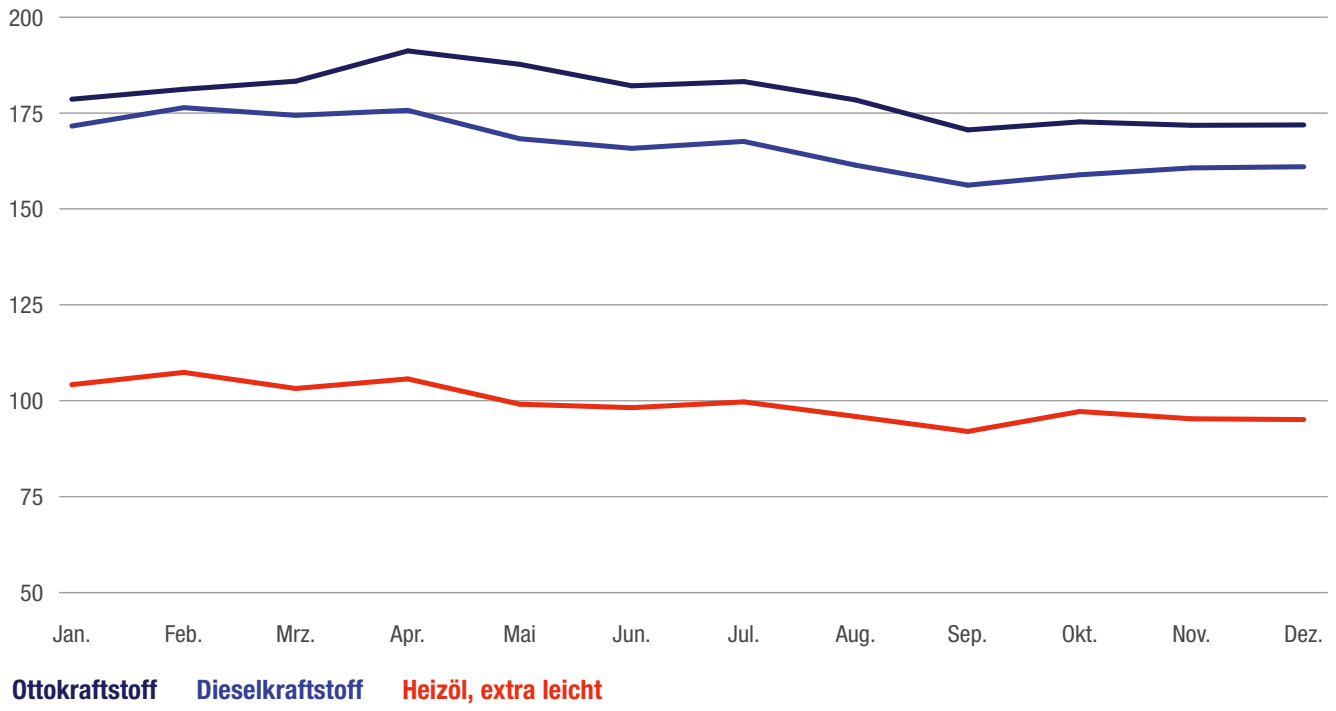
[1] Bis einschl. 1990 nur Aufkommen der alten Bundesländer. I [2] Sollzahlen (in einigen Jahren ergeben sich Abweichungen von den Istzahlen). I [3] Zzgl. neuer Bundesländer und Berlin (Ost) für 2. Halbjahr 1990, 1.031 Mrd. €.

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

***Vorläufige Zahlen.**

## VERBRAUCHERPREISE IM JAHRESVERLAUF 2024*

**in ct./l**

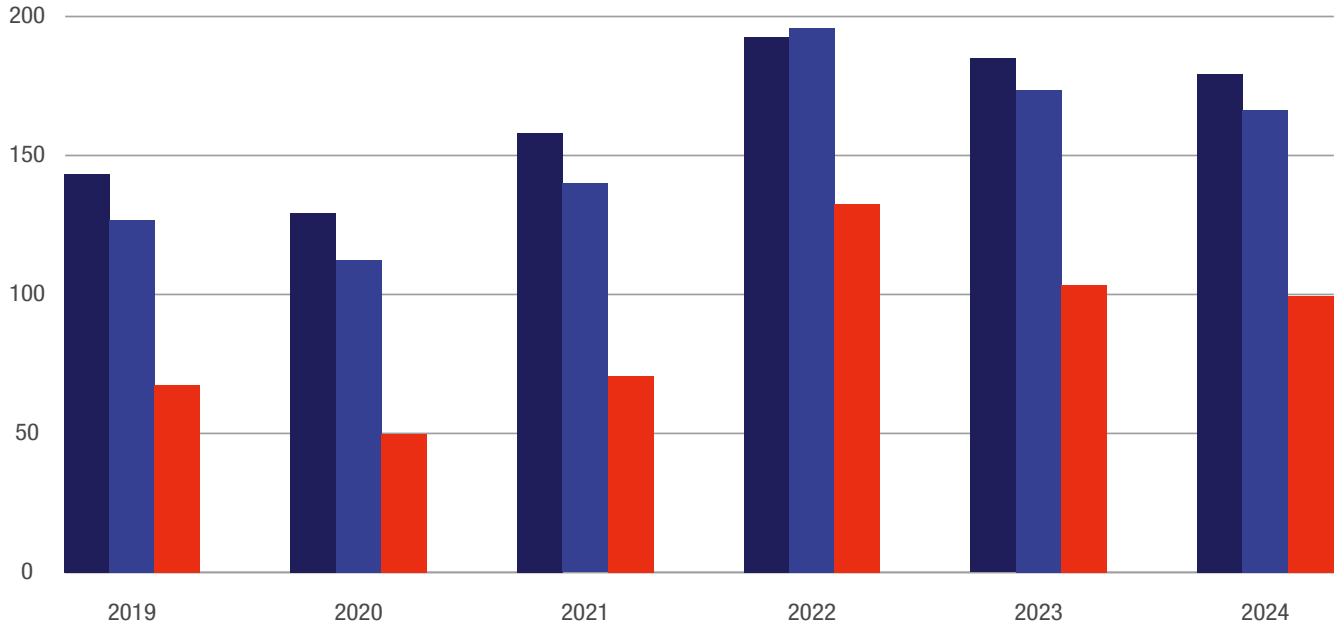



**Ottokraftstoff** **Dieselkraftstoff** **Heizöl, extra leicht**

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

***Vorläufige Zahlen.**

## ENERGIESTEUERSÄTZE 1989–2024

**in €**

| Änderungsdatum | Ottokraftstoff[1] Unverbleit | Ottokraftstoff[1] Verbleit | Dieselkraftstoff | Heizöl, extra leicht | Flüssigas als Kraftstoff (Autogas) | Erdgas als Kraftstoff | 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 | |

| Änderungsdatum | Ottokraftstoff | | Dieselkraftstoff | Heizöl, extra leicht | Flüssiggas als Kraftstoff[2] (Autogas) | Erdgas als Kraftstoff[3] | Flüssiggas, Wärme | Erdgas, Wärme | Heizöl, schwer, Wärme | Heizöl, schwer, Strom | Strom |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | €/1.000 l | €/1.000 l | €/1.000 l | €/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[4] | | ≤ 10 ppm[4] | ≤ 50 ppm[5] | | | | | | | |
| | €/1.000 l | €/1.000 l | €/1.000 l | €/1.000 l | €/100 kg | €/MWh | €/100 kg | €/MWh | €/t | €/t | €/MWh |
| 01.01.2004 | 654,50 | 721,00 | 470,40 | 61,35 | 18,03 | 13,90 | 60,06 | 5,50 | 25,00 | 25,00 | 20,50 |
| 01.01.2019 | 654,50 | 721,00 | 470,40 | 61,35 | 22,60 | 13,90 | 6,060 | 5,50 | 25,00 | 25,00 | 20,50 |
| 01.01.2020 | 654,50 | 721,00 | 470,40 | 61,35 | 271,79 | 13,90 | 60,06 | 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 |
| 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[6] |

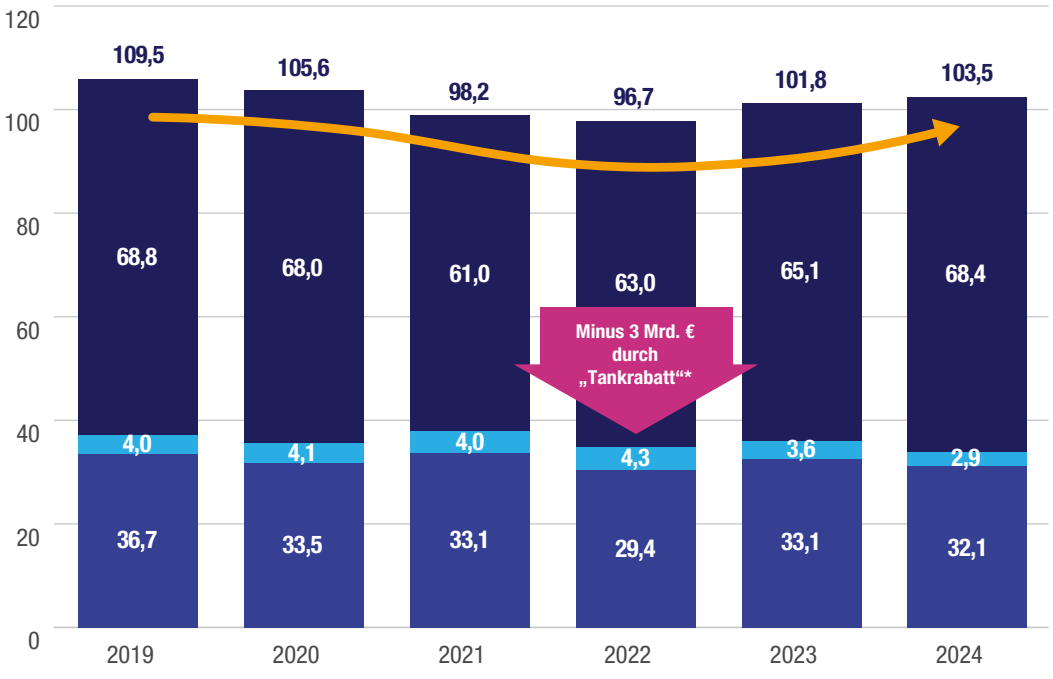
[1] Bis 31.12.1963 wurden die Steuersätze für Motorenbenzin und Diesel u. a. nach Herstellungsverfahren differenziert; die hier aufgeführten Waren beziehen sich auf die Herstellung „ohne besondere Merkmale". | [2] Ermäßigter Steuersatz befristet bis 31.12.2018; ab 01.01.2019 ansteigend; ab 01.01.2023: 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 10 ppm gilt ein um 15,30 €/1.000 l erhöhter Steuersatz. | [5] Für Heizöl, extra leicht, mit einem Schwefelgehalt von mehr als 50 ppm gilt ab 01.09.2009 ein um 15,00 €/1.000 l erhöhter Steuersatz. | [6] 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

**Bundessteuer in Mrd. €**




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

**66,1 %**
Übrige Bundessteuern, u. a. Kfz-Steuer und Stromsteuer

**2,8 %**
Energiesteuer aus Heizstoffen

**31,1 %**
Energiesteuer aus Kraftstoffen

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

# EU-STEUERSÄTZE

**(Stand: 01.01.2025)**

| | 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 | 1,15 | 2,77 | 0,50 | 23,62 |
| Bulgarien | 363,02 | 330,30 | 330,30 | 204,52 | 1,10 | 0,00 | 1,02 | 0,00 |
| Dänemark | 683,38 | 475,30 | 400,62 | 458,14 | 38,61 | 38,61 | 0,54 | 102,03 |
| Deutschland | 654,50 | 470,40 | 61,35[3] | 25,00 | 4,10 | 5,51 | 0,50 | 20,50 |
| Estland | 563,00 | 399,00 | 399,00 | 58,00 | 5,08 | 5,08 | 1,45 | 1,45 |
| Finnland | 685,40 | 503,80 | 265,10 | 305,40 | 21,06 | 21,06 | 0,63 | 22,53 |
| Frankreich[1] | 682,90 | 594,00 | 156,20 | 139,50 | 8,46 | 8,46 | 25,69 | 32,06 |
| Griechenland | 700,00 | 410,00 | 410,00 | 38,00 | 5,40 | 1,08 | 5,00 | 5,00 |
| Irland | 688,78 | 595,68 | 199,17 | 190,52 | 10,12 | 10,12 | 1,00 | 1,00 |
| Italien[2] | 728,40 | 617,40 | 403,21[4] | 64,24 | 1,22 | 4,28 | 12,50 | 22,70 |
| Kroatien | 512,31 | 406,13 | 56,14 | 21,24 | 1,94 | 3,89 | 0,50 | 1,00 |
| Lettland | 532,00 | 440,50 | 108,50 | 67,50 | 2,56 | 3,82 | 1,01 | 1,01 |
| Litauen | 513,00 | 519,60 | 113,60 | 83,66 | 0,54 | 1,08 | 0,52 | 1,01 |
| Luxemburg | 559,08 | 452,55 | 116,96 | 138,84 | 8,58 | 9,12 | 0,50 | 1,00 |
| Malta | 359,00 | 330,00 | 172,09 | 39,00 | 3,02 | 3,02 | 1,50 | 1,50 |
| Niederlande | 789,10 | 516,25 | 516,25 | 662,38 | 59,68 | 59,68 | 108,80 | 108,80 |
| Österreich | 515,00 | 425,00 | 128,00 | 60,00 | 1,08 | 1,08 | 1,00 | 1,00 |
| Polen | 466,77 | 391,12 | 54,14 | 16,10 | 1,16 | 1,16 | 1,17 | 1,17 |
| Portugal | 634,36 | 504,00 | 504,00 | 238,57 | 14,71 | 14,71 | 1,00 | 1,00 |
| Rumänien | 508,20 | 465,76 | 465,76 | 21,81 | 0,90 | 1,68 | 0,73 | 1,46 |
| Schweden | 396,84 | 415,66 | 378,28 | 398,16 | 35,73 | 35,73 | 0,53 | 30,32 |
| Slowakei | 514,00 | 368,00 | 368,00 | 111,50 | 1,33 | 1,33 | 1,32 | 1,32 |
| Slowenien | 596,58 | 571,64 | 308,08 | 133,48 | 7,24 | 7,24 | 2,33 | 1,53 |
| Spanien | 503,92 | 379,00 | 96,71 | 17,00 | 0,54 | 2,34 | 3,81 | 5,77 |
| Tschechien | 508,07 | 393,72 | 26,12 | 18,68 | 1,21 | 1,21 | 1,12 | 1,12 |
| Ungarn | 399,17 | 373,93 | 373,93 | 15,01 | 1,08 | 1,08 | 1,00 | 1,00 |
| Zypern | 429,00 | 400,00 | 74,73 | 15,00 | 9,36 | 9,36 | 5,00 | 5,00 |

[1] Stand 01.07.2023 lt. Datenbank | [2] Stand 1.7.2024 lt. Datenbank | [3] betrieblich: 46,01 | [4] betrieblich: 31,39
Quelle: Europäische Kommission (https://ec.europa.eu/taxation_customs/tedb/#/home); Tabelle (Nr. 8-006): en2x



# KLIMA SCHUTZ UND TRANSFORMATION

# KLIMASCHUTZ UND TRANSFORMATION

Die im europäischen Emissionshandelssystem (EU-ETS 1) erfasste Industrie emittierte 2023 insgesamt 101 Mio. t $CO_2$-Äq. Der Anteil der Raffinerien lag bei 21,3 Mio. t, dies sind rund 9 Prozent weniger als im Vorjahr (2022: 23,5 Mio. t).

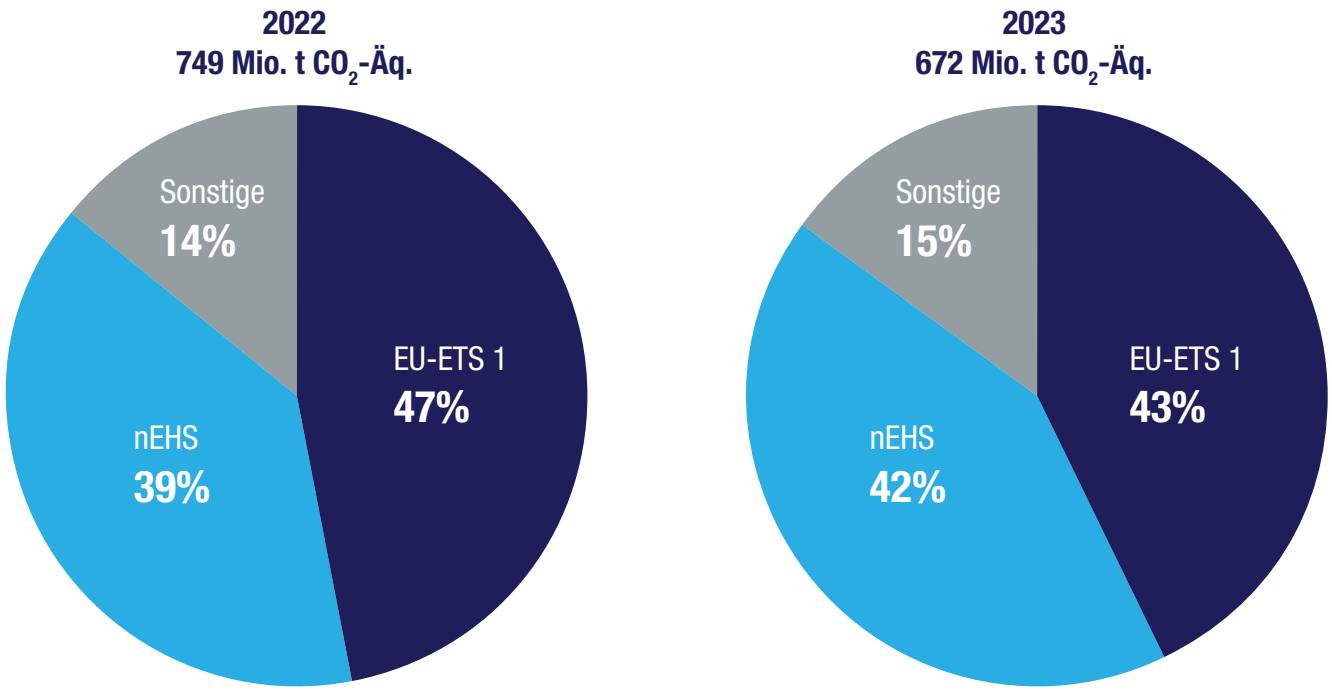
Im nationalen Emissionshandelssystem (nEHS) wurden 2023 insgesamt 282 Mio. t $CO_2$-Äq. aus der Verbrennung von Brennstoffen bilanziert. Das sind 8 Mio. t weniger als im Vorjahr (2022: 290 Mio. t). Die Emissionen aus Raffinerieprodukten sanken im selben Zeitraum um rund 1,4 Prozent auf 191,1 Mio. t (2022: 193,9 Mio. t).

Der Anteil von E10 am gesamten Benzinabsatz stieg 2024 auf 27,4 Prozent (2023: 25,9 Prozent). Beim Diesel machten 2,1 Mio. t Biodiesel 6 Prozent des Gesamtdieselabsatzes von 32,2 Mio. t aus. 2023 verzeichnete der Gesamtabsatz von Diesel 33,3 Mio. t, die Biodieselmengen lagen bei 2,6 Mio. t.

Durch den Einsatz von Biokraftstoffen konnten 2023 rund 12 Mio. t $CO_2$-Äq. eingespart werden. Dem standen Emissionen in Höhe von 1,3 Mio. t gegenüber. Im Vorjahr entfielen auf 1,7 Mio. t verursachte Emissionen rund 11,6 Mio. t Einsparungen. Damit hat sich die durchschnittliche $CO_2$-Einsparung von Biokraftstoffen weiter verbessert.

## **GESAMTEMISSIONEN IN DEUTSCHLAND** – ANTEILE DER EMISSIONSHANDELSSYSTEME EU-ETS 1 UND nEHS – 2022–2023

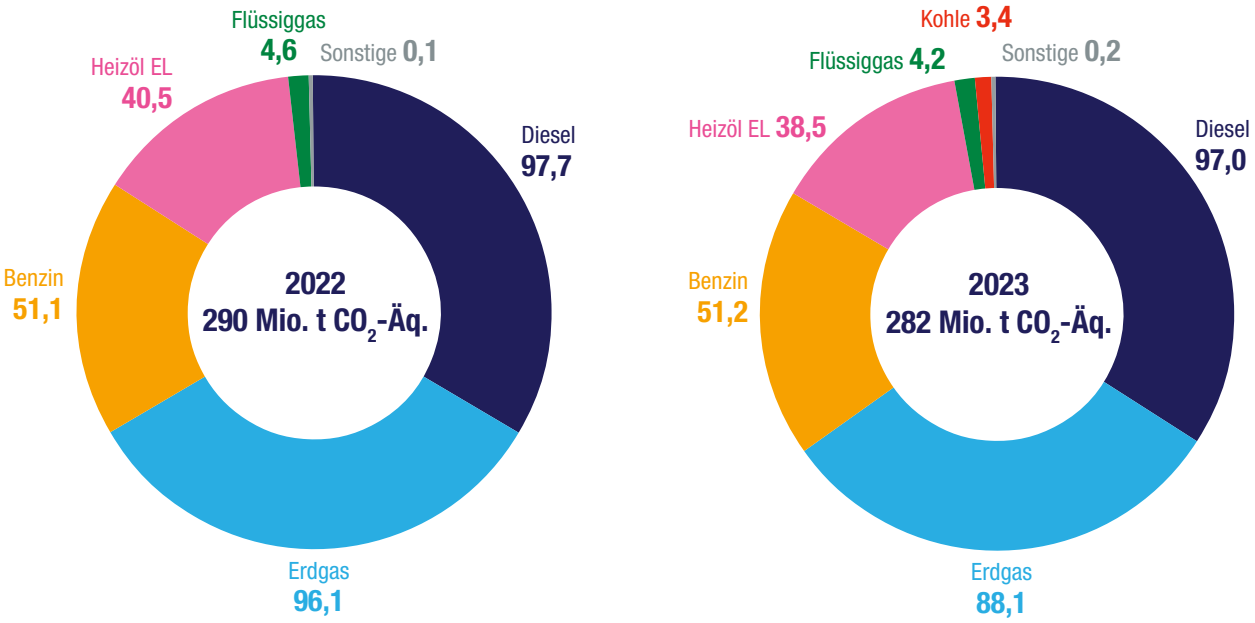
**in %**




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

## EMISSIONEN DER BRENNSTOFFE IM nEHS – 2022–2023

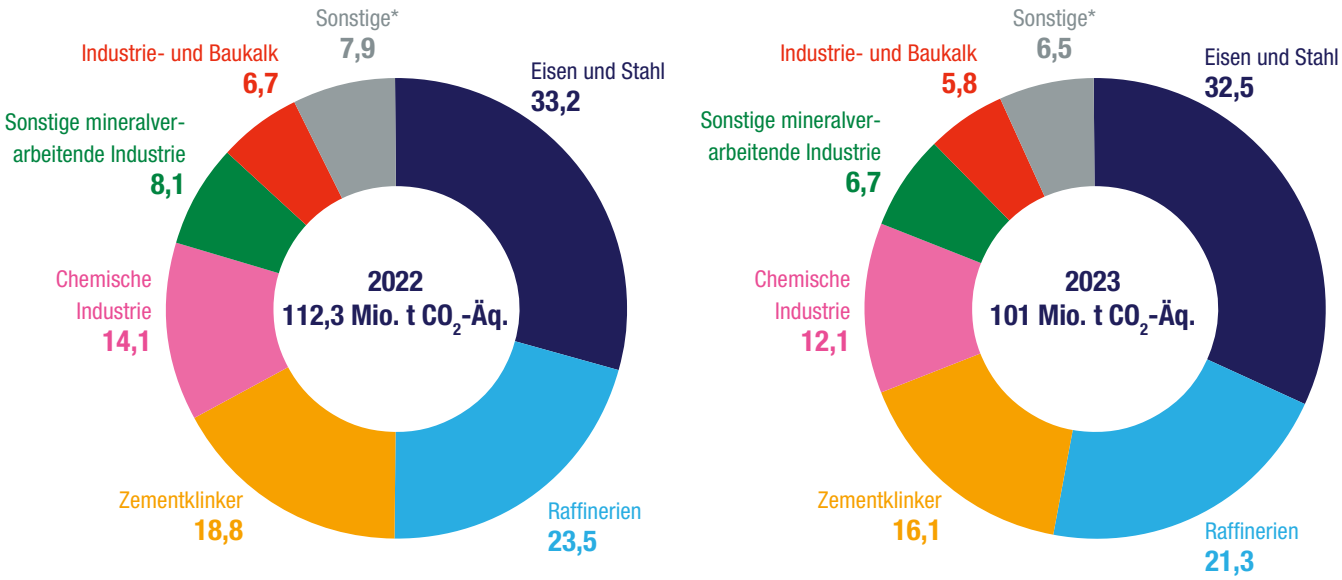
**in Mio. t $CO_2$-Äq.**




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

## EMISSIONEN DER INDUSTRIESEKTOREN IM EU-ETS 1 – 2022–2023

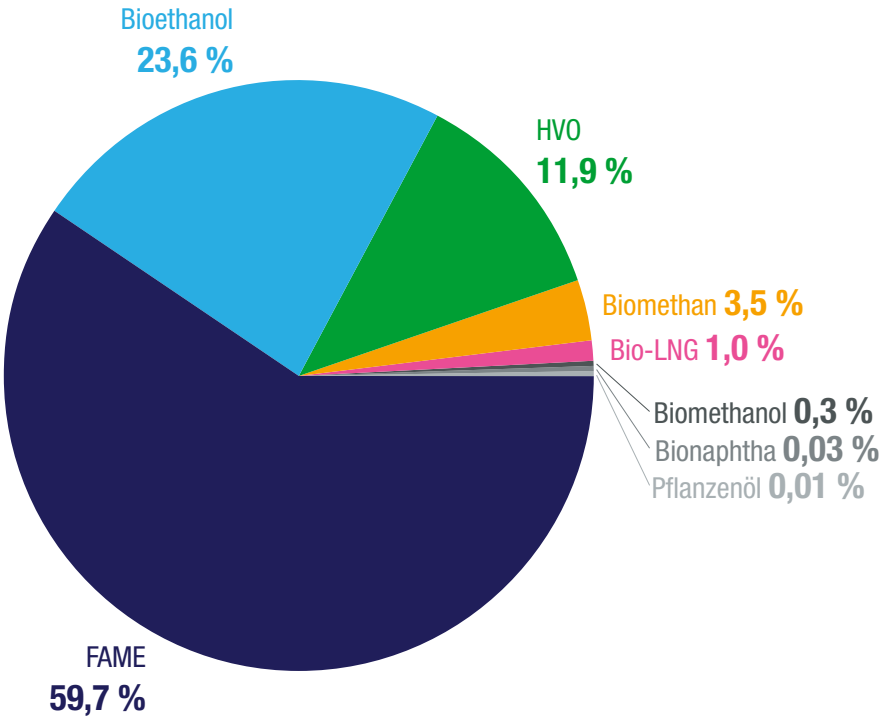
**in Mio. t $CO_2$-Äq.**




*Sonstige (2022; 2023): Papier und Zellstoff (4,7 Mio. t; 3,9 Mio. t), Nichteisenmetalle (2,7 Mio. t; 2,1 Mio.t), sonstige Verbrennungsanlagen (0,5 Mio. t; 0,5 Mio. t).

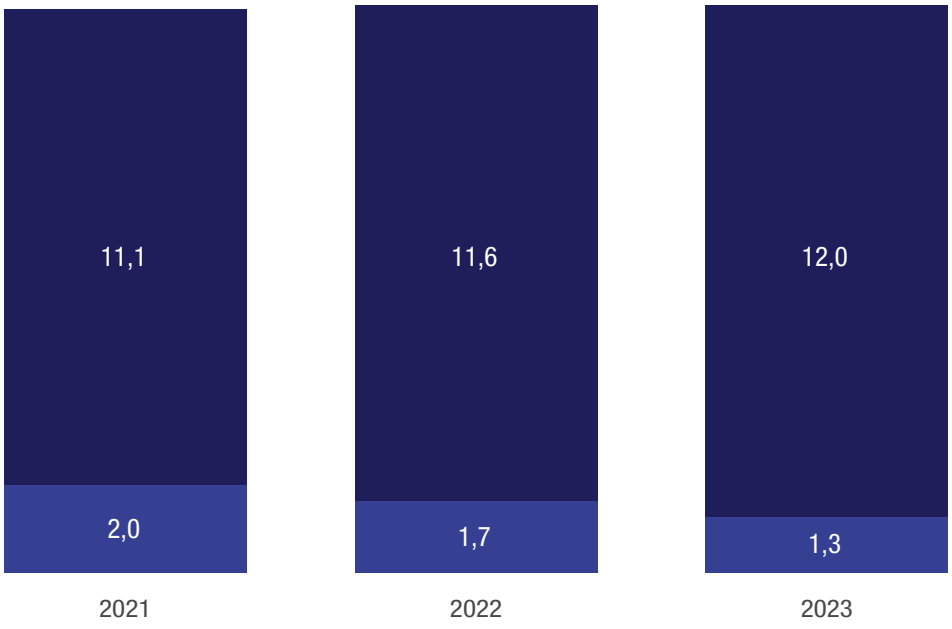
Quelle: Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt); Grafik (Nr. 565): en2x

## BIOKRAFTSTOFFARTEN 2023
**in %**




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

## EMISSIONEN UND EINSPARUNGEN DER BIOKRAFTSTOFFE 2021–2023
**in Mio. t $CO_2$-Äq.**

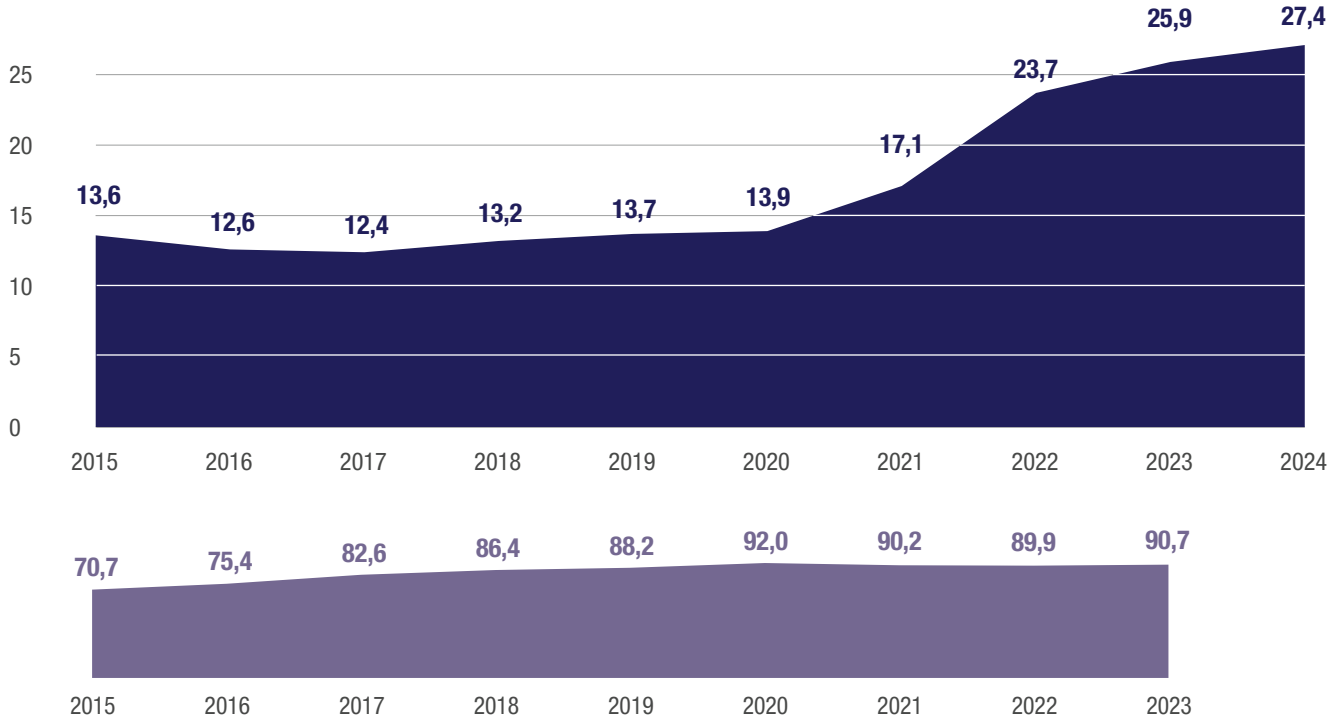



Quelle: Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE); Grafik (Nr. 568): en2x

## BEITRAG VON BIOKRAFTSTOFFEN ZUR EMISSIONSMINDERUNG NIMMT ZU

E10-MARKTANTEIL AM GESAMTEN BENZINABSATZ SEIT 2020 FAST VERDOPPELT

**in %**

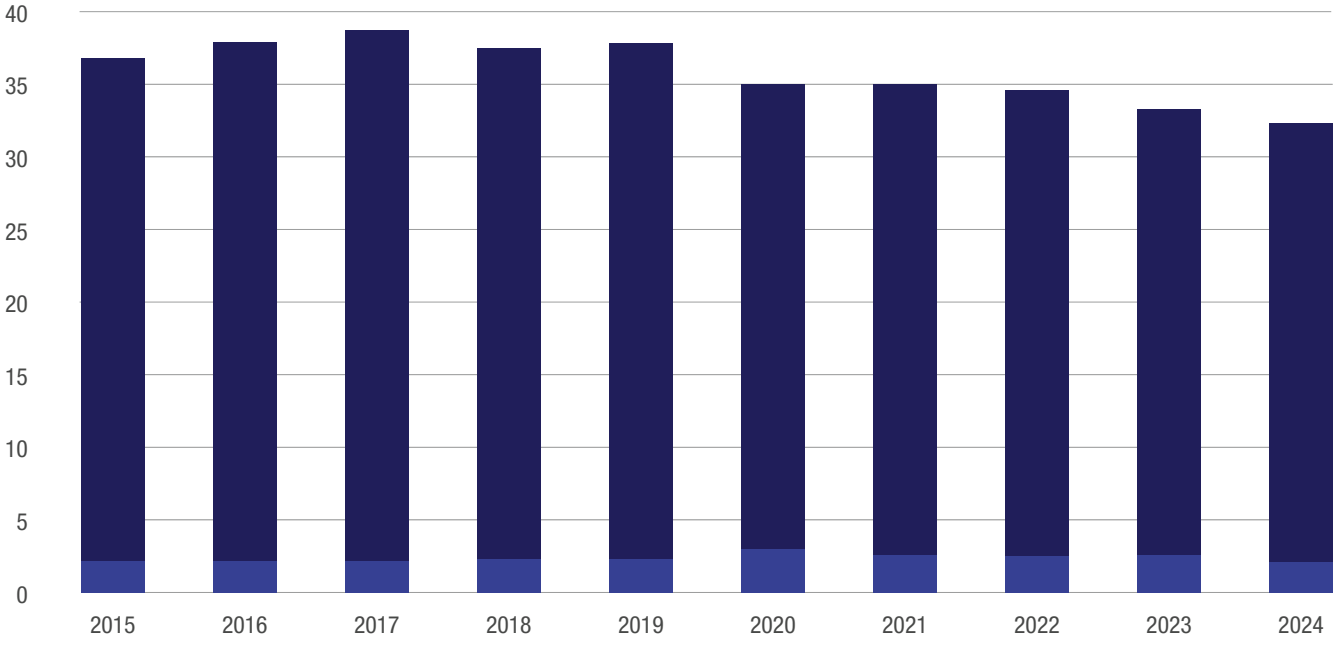



**$CO_2$-Emissions-Einsparungen von Bioethanol im Vergleich zu fossilem Benzin in %**

Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), Bundesamt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE); $CO_2$-Emissions-Einsparungen für 2024 noch nicht verfügbar; Grafik (Nr. 337): en2x

## INLANDSABSATZ DIESELKRAFTSTOFF UND ANTEIL BIODIESEL

**in Mio. t/a**

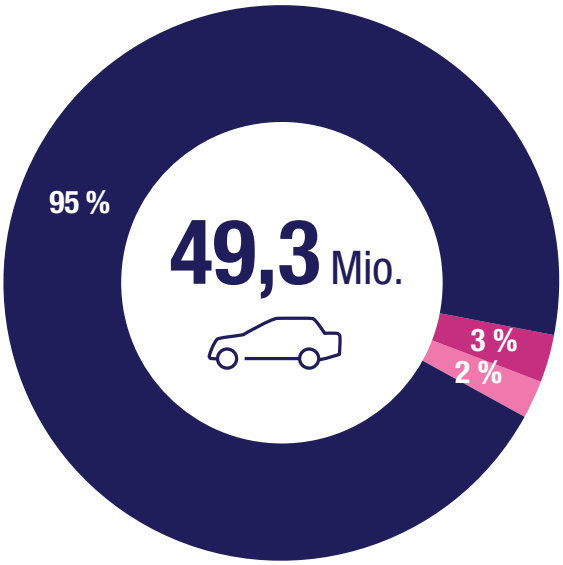



**Dieselkraftstoff** **Davon Biodiesel**

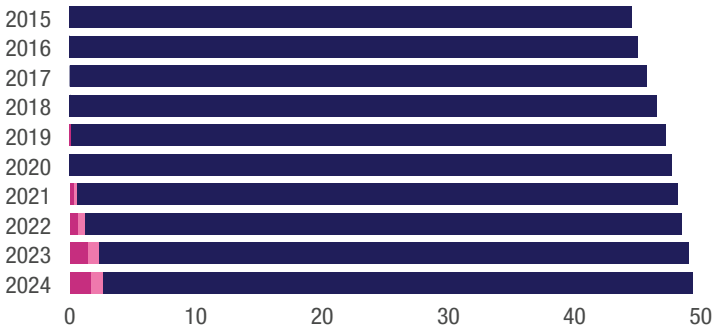
Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA); Grafik (Nr. 563): en2x

## PKW-BESTAND STEIGT KONTINUIERLICH UM DURCHSCHNITTLICH 1 %/A[1)]
ANTRIEBSENERGIE ZU MEHR ALS 95 % AUS KRAFTSTOFFEN

**Bestand zum 01.01.2025 in %**




**Anzahl Pkw nach Antriebsart im Bestand in Mio.**



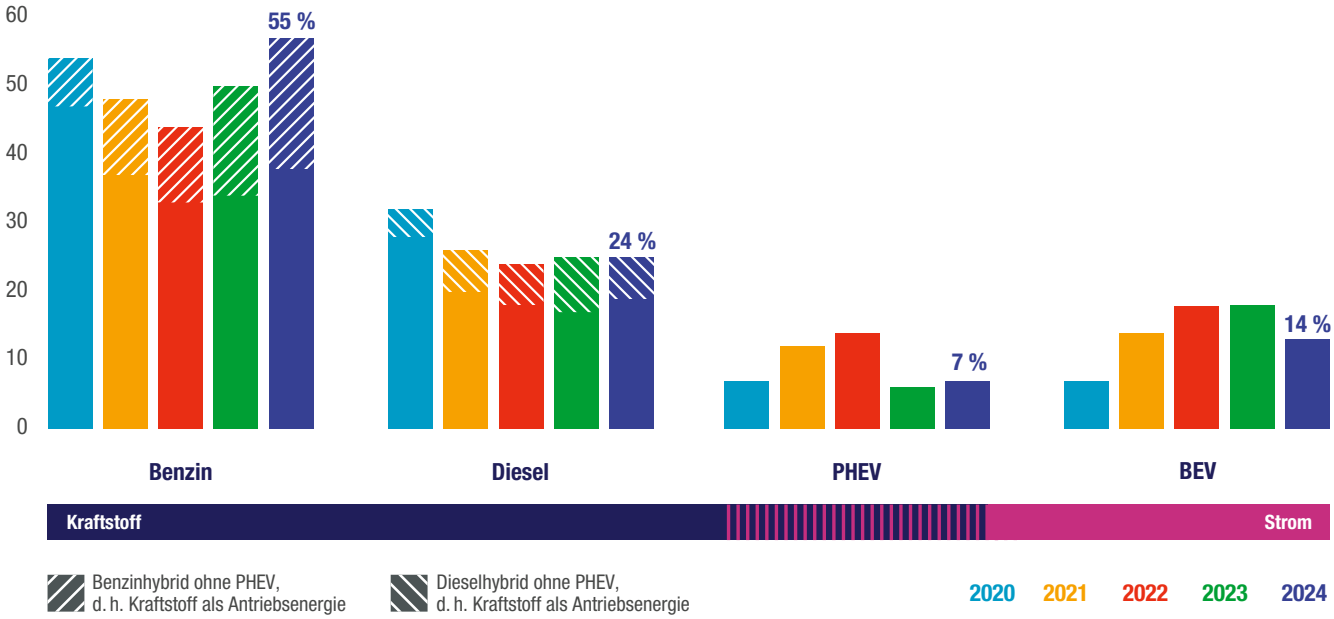

**BEV** **PHEV** **ICE[2)]**

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 (Compreed Natural Gas) + LPG (Liquefied Petroleum Gas) + Hybrid ohne PHEV.

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

## MARKTENTWICKLUNG 2024: KRAFTSTOFFANTEIL STEIGT WEITER
BENZINER INKLUSIVE HYBRIDEN IM AUFSCHWUNG, BEV RÜCKLÄUFIG

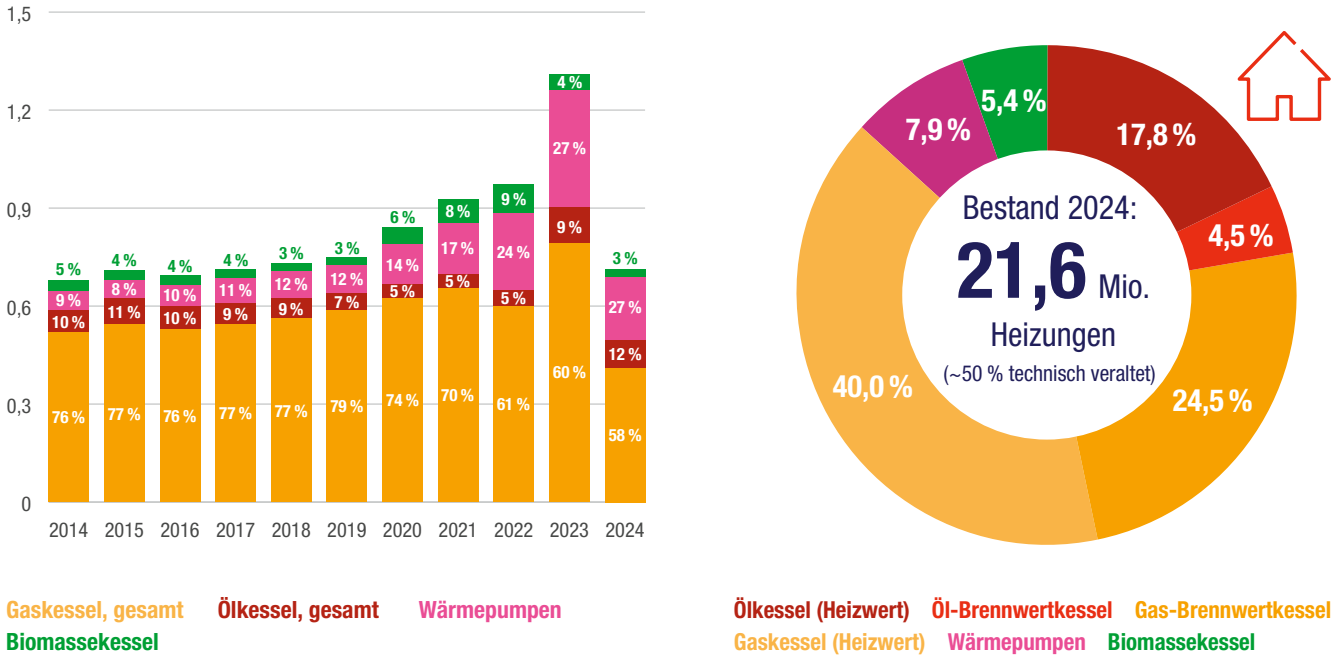
**Pkw-Neuzulassungen, Anteile in %**




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

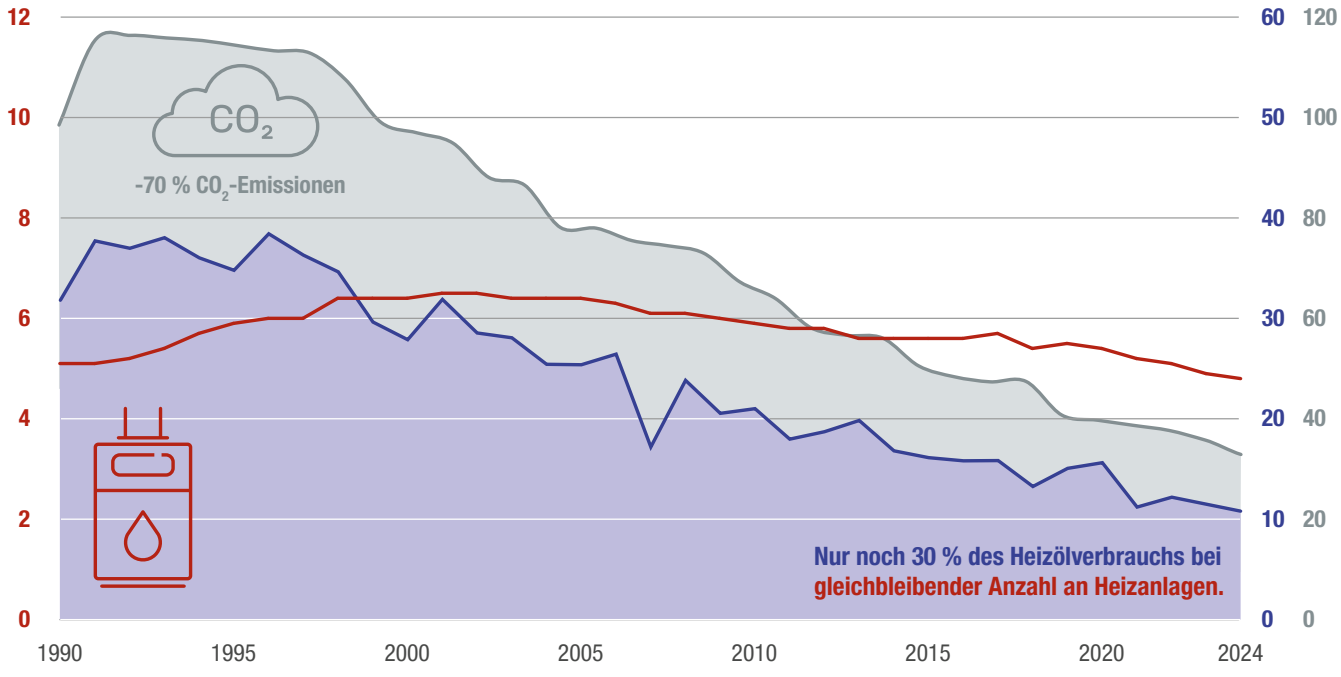
Quelle: Kraftfahrt-Bundesamt (KBA); Grafik (Nr. 431b): en2x

## ENTWICKLUNGEN IM WÄRMEMARKT:
## ZURÜCKHALTUNG BEI HEIZUNGSMODERNISIERUNG




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

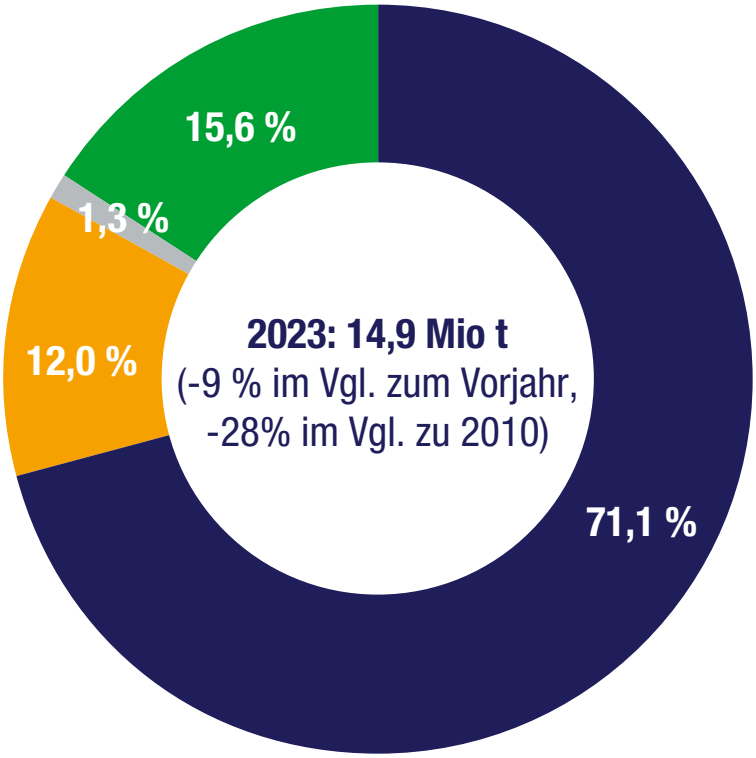
## WÄRMEMARKT:
## REDUZIERTE $CO_2$-EMISSIONEN




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 %**

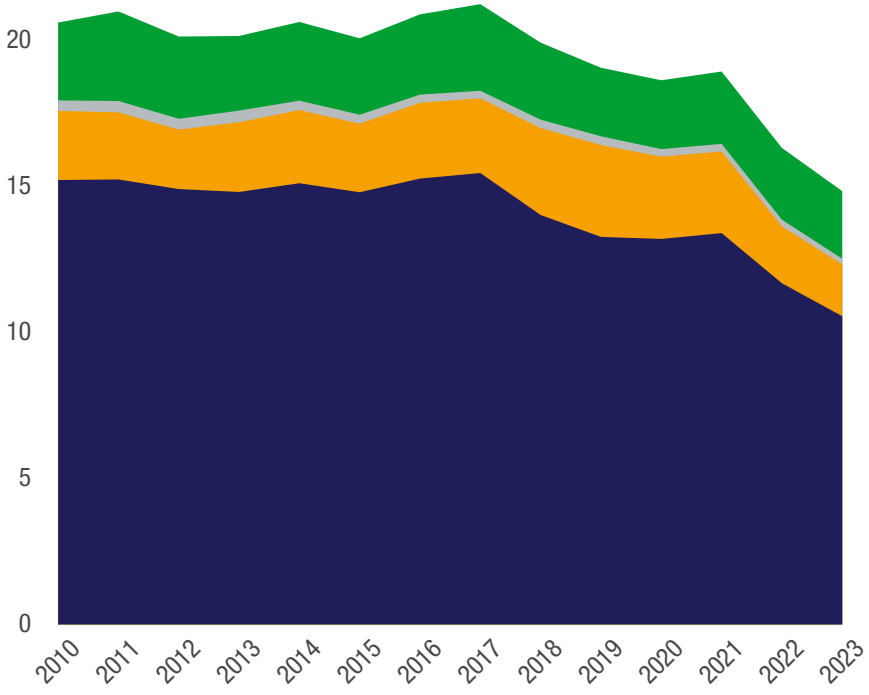



**Mineralölprodukte (Naphtha, Erdölderivate)** **Erdgas** **Kohle** **Nachwachsende Rohstoffe**

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

**ENERGIE**

| von | kJ | kcal | kWh | SKE | RÖE |
|---|---|---|---|---|---|
| | | multipliziere 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: Steinkohleneinheiten 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 |

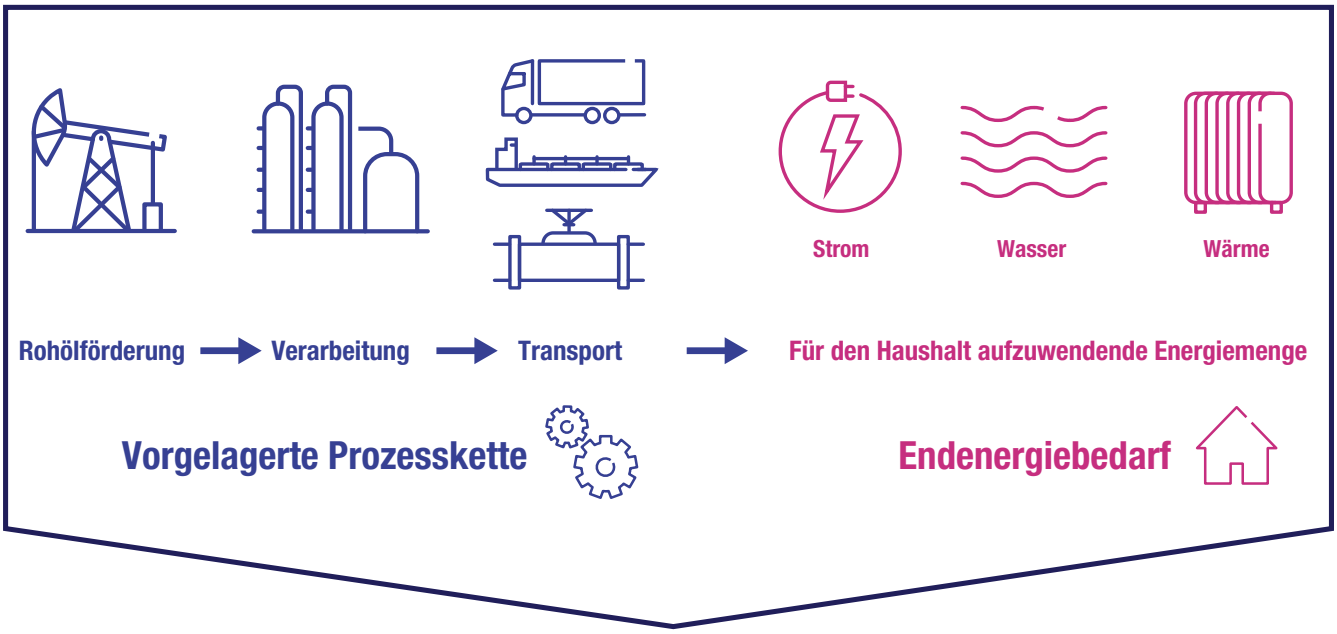
*Energieeinheitenumrechner der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Stand: 21.06.2024
Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Umweltbundesamt

# GRAFIKVERZEICHNIS


Primärenergieverbrauch in Deutschland 1990–2024 116
Primärenergieverbrauch in Deutschland nach Energieträgern 2024 (2023) 117
Endenergieverbrauch in Deutschland nach Energieträgern 2023 118
Mineralölwirtschaft spielt eine zentrale ökonomische Rolle 123
Staatliche Einnahmen aus der Nutzung von flüssigen Energieträgern 123
Enge Verflechtung der Mineralölwirtschaft mit anderen Branchen 124
Mineralölbilanz 2024 127
Mineralölabsatz in Deutschland 1990–2024 128
Raffineriebilanz 2024 129
Rohölverarbeitungskapazität der Raffinerien in Deutschland 1990–2024 (Atmosphärische Destillation) 131
Deutschland ist bedeutendster Raffineriestandort in Europa 132
Entwicklung der europäischen Raffineriekapazitäten 132
Rohstoffverarbeitung in der Raffinerie und Versorgung mit konventionellen und erneuerbaren Produkten 133
Absatz von Mineralölprodukten in Deutschland 2024 139
Absatz von Mineralöl und Mineralölprodukten im Vergleich: 1990–2024 141
Veränderung des Jahresinlandsabsatzes 2024 vs. vor 10 Jahren 141
Monatlicher Inlandsabsatz vor 10 Jahren und 2024 143
Rohölversorgung in Deutschland 1990–2024 146
Rohölimporte nach Deutschland, Vergleich 2021-2024 147
Rohölimporte nach Deutschland 2021–2023 147
Anteile von Mineralölprodukten an der Eigenversorgung – Importe vs. Inlandsproduktion 2024 148
Ausfuhr von Mineralölprodukten 1990–2024 152
Raffinerien, Chemieparks und Pipelines für Deutschland 156
Entwicklung des Tankstellenbestandes in den letzten 10 Jahren 161
Entwicklung des Straßentankstellenbestandes 2020–2024 162
Anzahl der Straßentankstellen in Deutschland 2024 162
Durchschnittlicher Rohölpreis 2024 166
Verbraucherpreise im Jahresverlauf 2024 169
Jährliche Verbraucherpreise im Vergleich 169
Maßgeblicher Beitrag zum Bundeshaushalt – Rund 1/3 der Bundessteuern aus Kraftstoffen 170
Gesamtemissionen in Deutschland – Anteile der Emissionshandelssysteme EU-ETS 1 und nEHS – 2022–2023 174
Emissionen der Brennstoffe im nEHS – 2022–2023 175
Emissionen der Industriesektoren im EU-ETS 1 – 2022–2023 175
Biokraftstoffarten 2023 176
Emissionen und Einsparungen der Biokraftstoffe 2021–2023 176
Beitrag von Biokraftstoffen zur Emissionsminderung nimmt zu 177
Inlandsabsatz Dieselkraftstoff und Anteil Biodiesel 177
Pkw-Bestand steigt kontinuierlich um durchschnittlich 1 %/a – Antriebsenergie zu mehr als 95 % aus Kraftstoffen 178
Marktentwicklung 2024: Kraftstoffanteil steigt weiter – Benziner inklusive Hybriden im Aufschwung, BEV rückläufig 178
Entwicklungen im Wärmemarkt: Zurückhaltung bei Heizungsmodernisierung 179
Wärmemarkt: reduzierte $CO_2$-Emissionen 179
Rohstoffbasis der Organischen Chemie in Deutschland 180
Rohstoffverbrauch der Organischen Chemie seit 2010 180
Endenergie- und Primärenergiebedarf 183
Energieflußbild Deutschland 2023 183

# ANHANG

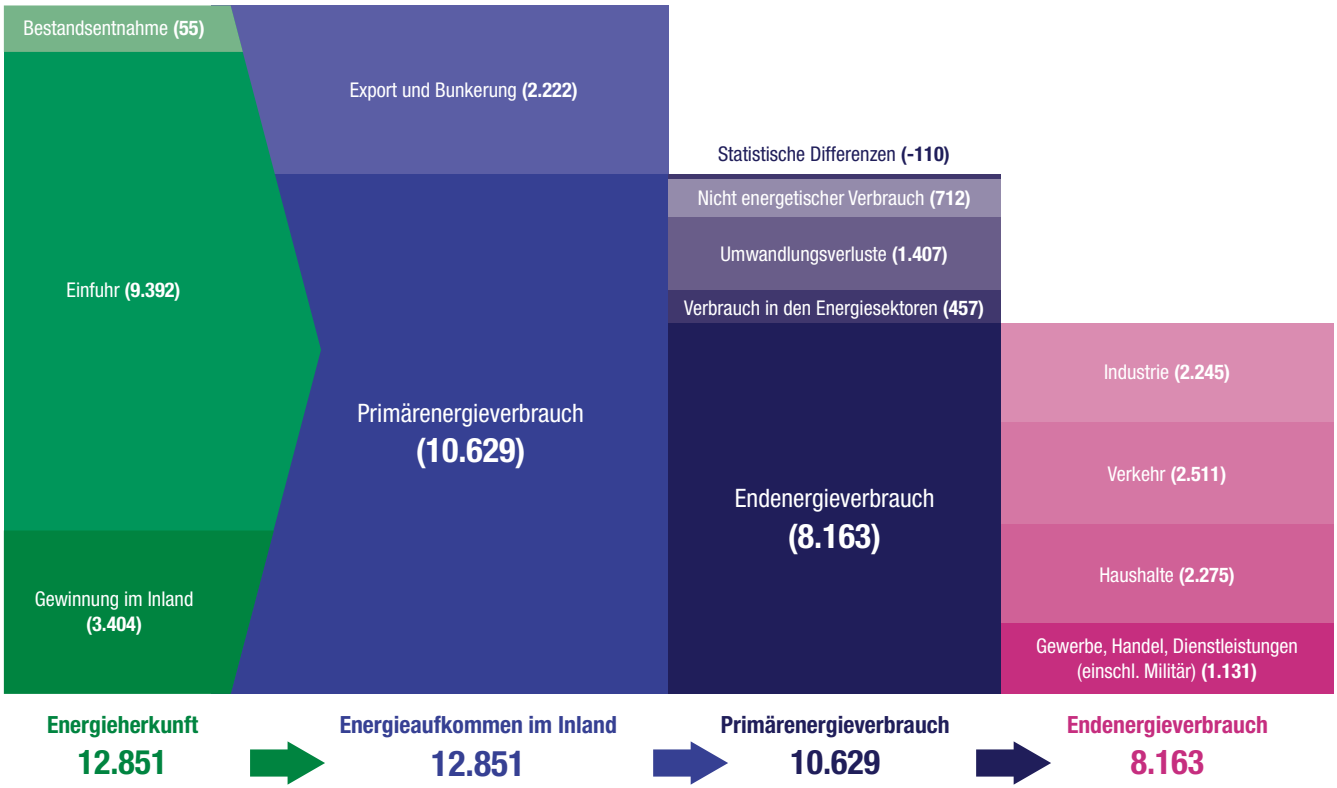
## ENDENERGIE- UND PRIMÄRENERGIEBEDARF




Quelle und Grafik (Nr. 461): en2x

## ENERGIEFLUßBILD DEUTSCHLAND 2023

**in Tsd. Petajoule (PJ)**




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

**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: Juni 2025

Datenstand:
AGEB-Zahlen: März 2025
BAFA-Zahlen: März 2025

Hinweis: Alle Daten und weiterführenden Informationen, die wir in unseren Data Insights 2024 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.