en2x
Wirtschaftsverband Fuels und Energie e.V.

OHNE MOLEKÜL WENDE KEINE ENERGIE WENDE

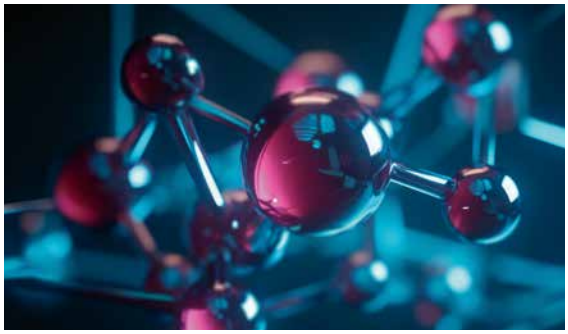
Fortschrittsbericht zur Transformation der Mineralölwirtschaft 2023

INHALT

Vorwort 5
Wir brauchen eine breite Akzeptanz für grüne Moleküle

Einleitung 6
Wir müssen reden – wie gelingt die Transformation von fossilen zu grünen Molekülen?

WARUM GRÜNE MOLEKÜLE GEBRAUCHT WERDEN S. 8



Ohne Molekülwende keine Energiewende 10

Zielmärkte 14
- Motorisierter Individualverkehr 16
- Schwerlastverkehr 18
- Luftverkehr 20
- Wärmemarkt 24
- Produkte für die stoffliche Nutzung 26



WIE UND WO WERDEN GRÜNE MOLEKÜLE GEWONNEN UND VERARBEITET? S. 28

Rohstoffe und Technologien 30

CO_2-neutraler Wasserstoff und nachhaltiger Kohlenstoff 31
- Wasserstoff 32

Nutzung alternativer Kohlenstoffquellen 36
- Biomasse 38
- Kreislaufwirtschaft 40
- Carbon Capture 42

Produktion und Infrastruktur 44
- Raffinerien 45
- Import 50

WAS FÜR DAS GELINGEN DER MOLEKÜLWENDE NOTWENDIG IST

S. 52



Rahmenbedingungen für die Molekülwende **54**

Drei Fragen an... **62**
Prof. Christian Küchen 64
Markus Exenberger 65
Prof. Dr. Jürgen Peterseim 66
Dr. Carsten Rolle 67

en2x-Mitglieder in der Transformation **69**

Der Verband **70**
en2x-Mission 72
en2x-Ausschüsse 74
en2x-Veranstaltungshighlights 2023 76
en2x-Mitglieder 78
Kontakt 81

MINERALÖLZAHLEN 2023

S. 82



Editorial 85
Mineralölbranche 2023 86
Energieverbrauch 88
Mineralölbilanz 92
Raffineriekapazitäten 96
Mineralölversorgung und Außenhandel 102
Mineralölverbrauch 118
Mineralölpreise und Steuern 124
Umrechnungsfaktoren 130
Grafikverzeichnis 131
Symbolverzeichnis 131
Anhang 132

„DIE TRANSFORMATION DER MINERALÖL WIRTSCHAFT NIMMT GESTALT AN.

VIELE PROJEKTE SIND ALLERDINGS UNTER HEUTIGEN MARKTBEDINGUNGEN NICHT WIRTSCHAFTLICH.“

WIR BRAUCHEN EINE BREITE AKZEPTANZ FÜR GRÜNE MOLEKÜLE

Die Mineralölwirtschaft in Deutschland steht für gut ein Drittel der inländischen Energieversorgung und stellt dabei neben Energie für Verkehr und Wärme eine Vielzahl von Einsatzstoffen und Vorprodukten vor allem für die chemische Industrie bereit. Zu erwarten ist, dass der Bedarf an Kohlenwasserstoffen vor allen Dingen durch die weitere Elektrifizierung unserer Volkswirtschaft sinken wird. Doch wir werden auch weiterhin großen Mengen an energiereichen Molekülen benötigen – und zwar überall dort, wo eine Elektrifizierung nicht möglich oder nicht wirtschaftlich ist, etwa in der Luftfahrt und Teilen des Schwerlastverkehrs. Auch der Bedarf an Einsatzstoffen in der Chemieindustrie bleibt bestehen. Diese Produkte müssen in Deutschland spätestens bis 2045 CO_2-neutral bereitgestellt werden. Und das bedeutet: CO_2-neutraler Wasserstoff, nachhaltige biogene und synthetische Energieträger sowie CO_2-neutrale chemische Rohstoffe müssen stärker in den Fokus der Energiewende rücken. Die Notwendigkeit und vor allem die zu bewältigenden Herausforderungen einer Molekülwende werden noch immer unterschätzt.

Dabei bleibt für die Molekülwende bis 2045 nicht mehr viel Zeit. Es gibt marktreife und hochskalierbare Technologien, die schon heute zum Einsatz bereitstehen. Die Transformation von fossilen zu grünen Molekülen und der damit verbundene Umbau der Mineralölwirtschaft nehmen Gestalt an. Viele Projekte sind allerdings unter heutigen Marktbedingungen nicht wirtschaftlich. Für die notwendigen privaten Investitionen in Milliardenhöhe bedarf es daher in der Anlaufphase gezielter staatlicher Unterstützung. Die Unternehmen brauchen kalkulierbare Perspektiven und die verlässliche Aussicht auf Geschäftsmodelle, um investieren zu können. Ansonsten werden Transformationsprojekte wegen zu hoher Risiken von den Banken nicht finanziert. Hier geht es ausdrücklich nicht um eine Dauersubventionierung, sondern um eine gezielte Startförderung, um die industrielle Produktion von grünen Molekülen zu ermöglichen. Kontraproduktiv ist in diesem Zusammenhang, wenn der Einsatz grüner Moleküle von vornherein auf bestimmte Einsatzbereiche beschränkt wird. Gerade breite Anwendungsmöglichkeiten verringern die Risiken für Investoren und erhöhen so die Wahrscheinlichkeit, dass investiert wird.

Wichtig für das Gelingen der Molekülwende sind darüber hinaus der Aufbau von Importstrukturen sowie neben einer Wasserstoffstrategie auch eine umfassende Kohlenstoffstrategie, die alle möglichen nachhaltigen Kohlenstoffquellen wie Biomasse, Abfall- und Reststoffe, Recycling und CO_2 integriert betrachtet. Denn für viele Anwendungen werden Kohlenwasserstoffe langfristig benötigt. Grüne Moleküle stehen nicht in Konkurrenz zu einer sinnvollen Elektrifizierung, sondern werden die heute noch fossilen Quellen ersetzen. Fortschrittliche Biokraftstoffe sowie CO_2-neutraler Wasserstoff und daraus hergestellte Folgeprodukte sind somit eine notwendige Ergänzung zur Elektrifizierung.

Jetzt muss es vor allem darum gehen, das Angebot grüner Moleküle schnell und nachhaltig auszuweiten. Das erfordert massive Investitionen im In- und Ausland.
Wir sind davon überzeugt, dass die Molekülwende gelingt, wenn die energiewirtschaftlichen und energiepolitischen Voraussetzungen stimmen. Dafür treten der Verband en2x und seine Mitgliedsunternehmen an. Wir wollen, dass klimafreundliche Investitionen für eine grüne Molekülwende im großen Stil möglich werden. Doch dafür müssen Hindernisse aus dem Weg geräumt werden, die diese Investitionen derzeit noch bremsen. Nötig sind vor allem eine breite Akzeptanz und weitgehende Technologieoffenheit für grüne Moleküle, eine verlässliche und ausreichend hohe CO_2-Bepreisung für langfristige Kalkulationssicherheit, der Abbau von Bürokratie und staatlichen Auflagen sowie der Aufbau neuer globaler Märkte.

Wir sind auf dem Weg zu neuen Produkten und sind bereit zu investieren. Aber nur gemeinsam mit der Politik sowie mit anderen wichtigen Wirtschaftsbereichen können die Rahmenbedingungen dafür geschaffen werden, dass die Molekülwende zum Markterfolg wird.





Felix Faber

Vorsitzender der Geschäftsführung
Shell Deutschland GmbH

Vorstandsvorsitzender
en2x – Wirtschaftsverband Fuels und Energie e.V.

WIR MÜSSEN REDEN.

WIE GELINGT DIE TRANSFORMATION VON FOSSILEN ZU GRÜNEN MOLEKÜLEN?

Der im Jahr 2021 neugegründete Verband en2x ist angetreten, die Transformation der Mineralölwirtschaft in Deutschland auf ihrem Weg zur Treibhausgasneutralität (netto null CO_2-Emissionen) zu unterstützen und über den Dialog mit Politik, Wirtschaft und Gesellschaft die notwendigen Maßnahmen sowie die Fortschritte transparent zu machen.

Das Ziel, Treibhausgasneutralität bis 2045 in Deutschland und bis 2050 in Europa zu erreichen, erfordert einen weitgehenden Verzicht auf fossilen Kohlenstoff für fast alle Energieträger und Einsatzstoffe, die heute aus Mineralöl und Erdgas hergestellt werden. Sektoren und Anwendungen, die auch langfristig auf die Nutzung von Kohlenwasserstoffen angewiesen sind, müssen zunehmend mit CO_2-neutralen Produkten versorgt werden. Hierzu sind eine Molekülwende und ein grundlegender Wandel der bisherigen Mineralölwirtschaft erforderlich.

Mit dem vorliegenden ersten en2x-Fortschrittsbericht wollen wir einen Gesamtüberblick über die Rolle der bislang vor allem Mineralöl verarbeitenden Industrie beim Übergang zu einem treibhausgasneutralen Deutschland mit einer stabilen Versorgung mit Energie und Einsatzstoffen geben. Wir dokumentieren die Ausgangsbedingungen und beschreiben den jeweils erforderlichen Rahmen für die Zielmärkte Pkw- und Schwerlastverkehr, Luftfahrt, Wärmemarkt und Industrie, für eine Wasserstoff- und eine Kohlenstoffstrategie sowie damit verknüpfte Technologien wie Power-to-X, Biomassenutzung, Kreislaufwirtschaft, CO_2-Abscheidung und -nutzung sowie für die notwendige Bepreisung von fossilen CO_2-Emissionen.

Die Branche ist fest entschlossen, wichtige Schlüsselbeiträge auf dem Weg zu einem treibhausgasneutralen Deutschland zu leisten – mit großen Investitionen in eine Vielfalt von CO_2-neutralen Produkten, anspruchsvollen Technologien und Innovationen. Dazu setzt sie auf Rahmenbedingungen, die die Transformation von fossilen zu CO_2-neutralen Molekülen zu einem nachhaltigen Geschäftsmodell machen.

Nötig ist ein Konsens in Politik und Wirtschaft über die Notwendigkeit der Molekülwende, um das Ziel Treibhausgasneutralität zu erreichen. Die Molekülwende stellt eine enorme Herausforderung dar, die ohne umfassende Regulierung nicht gemeistert werden kann.

Ebenso bedarf es geeigneter Instrumente zur langfristigen Finanzierung und Absicherung insbesondere für Erstinvestitionen in industrielle Produktionskapazitäten und Infrastrukturen für grüne Moleküle, um das notwendige private Kapital für die Transformation zu aktivieren.

en2x und die en2x-Mitgliedsunternehmen möchten dazu in einen konstruktiven Dialog mit der Politik und anderen Akteuren der Energiewende treten. Dieser Fortschrittsbericht soll dabei als eine Diskussionsgrundlage dienen.



Prof. Christian Küchen

Hauptgeschäftsführer
en2x – Wirtschaftsverband Fuels und Energie e.V.

„DIE
BRANCHE
IST FEST
ENTSCHLOSSEN,
WICHTIGE
SCHLÜSSEL
BEITRÄGE
AUF DEM WEG ZU EINEM
TREIBHAUSGAS
NEUTRALEN
DEUTSCHLAND
ZU LEISTEN.“

WARUM GRÜNE MOLEKÜLE GEBRAUCHT WERDEN

DAMIT DIE KLIMAZIELE ERREICHT WERDEN KÖNNEN, WIRD EIN SIGNIFIKANTER ANTEIL DER ZUKÜNFTIG BENÖTIGTEN ENDENERGIE IN FORM VON CO_2-NEUTRALEN MOLEKÜLEN ZUR VERFÜGUNG STEHEN MÜSSEN.

WARUM GRÜNE MOLEKÜLE GEBRAUCHT WERDEN

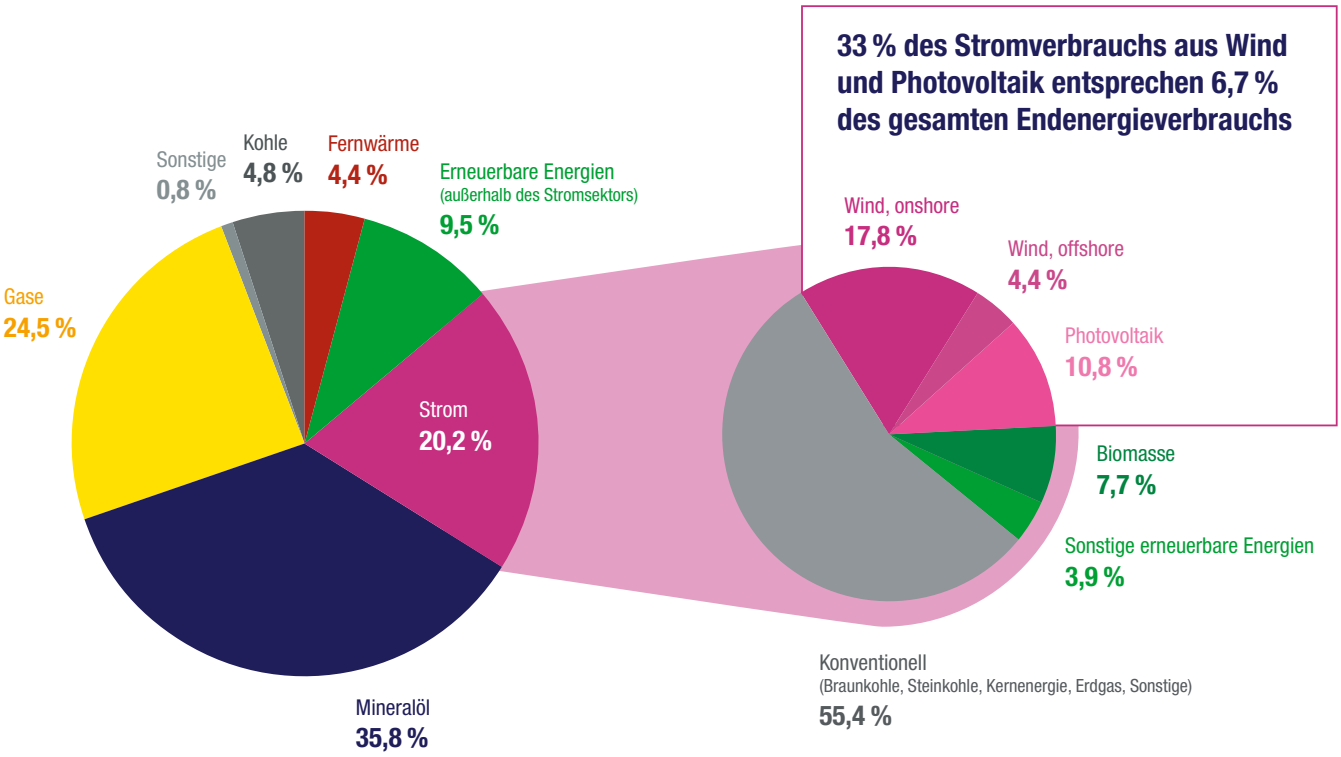
OHNE MOLEKÜLWENDE KEINE ENERGIEWENDE

ENERGIE IST MEHR ALS NUR STROM – EINE STROMWENDE ALLEIN REICHT NICHT AUS

Deutschland steht vor einer großen Herausforderung: der Transformation der Sektoren Energie, Industrie, Verkehr und Gebäude zum Erreichen der Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045, die als Ziel im nationalen Klimaschutzgesetz verankert ist. Auf dem Weg dahin soll der Treibhausgasausstoß bis 2030 um mindestens 65 Prozent gegenüber dem Jahr 1990 und 2040 um mindestens 88 Prozent verringert werden. Dazu ist neben der effizienteren Nutzung, Speicherung und Verteilung von Energie der Umstieg von Erdgas, Kohle und Mineralöl auf CO_2-neutrale Energieträger erforderlich. Ein zentraler Baustein der Transformation ist der massive Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung. Allerdings werden grüne Elektronen allein nicht dazu ausreichen, Treibhausgasneutralität in der Industrie, in der Mobilität sowie im Wärme- und Stromsektor zu erreichen. Moleküle decken heute rund 80 Prozent unseres gesamten Endenergiebedarfs – Strom hat einen Anteil von bislang 20 Prozent. Selbst wenn es gelingt, durch Effizienzsteigerung und Elektrifizierung den Stromanteil am Gesamtenergiebedarf bis 2045 auf 50 Prozent zu steigern, wird die Hälfte der zukünftig benötigten Endenergie in Form von dann CO_2-neutralen Molekülen zur Verfügung stehen müssen.

Durch höhere Effizienz, Elektrifizierung der Fahrzeugflotte und Wärmewende wird zwar der Bedarf an gasförmigen und flüssigen Energieträgern künftig sinken, er bleibt jedoch signifikant. Mehr als 40 Prozent des heutigen Absatzes werden auch 2045 noch dort benötigt, wo die Elektrifizierung allein technisch an ihre Grenzen stößt.

ENDENERGIEVERBRAUCH IN DEUTSCHLAND NACH ENERGIETRÄGERN 2022



In der politischen Debatte über die Frage, wie Deutschland das Ziel Klimaneutralität erreichen kann, wird der notwendige Bedarf an Wasserstoff und erneuerbaren flüssigen und gasförmigen Energieträgern deutlich unterschätzt. Gleichzeitig werden die Potenziale der Elektrifizierung durch Ökostrom überschätzt. Im Jahr 2022 wurden nur rund sieben Prozent des Endenergiebedarfs durch Strom aus Wind- und Sonnenenergie gedeckt.

Quelle: AGEB/BDEW; Zahlen vorläufig; Grafik (Nr. 336a): en2x

SIGNIFIKANTER BEDARF AN ALTERNATIVEN KRAFT- UND BRENNSTOFFEN 2045

Die Luftfahrt und die Schifffahrt sind die Verkehrsbereiche, die größtenteils auf flüssige oder gasförmige Energieträger angewiesen bleiben. Es ist nicht absehbar, dass Flugzeuge für die Mittel- und Langstrecke oder große Container- und Passagierschiffe batterieelektrisch betrieben werden. Hier bleiben energiereiche Moleküle, die einfach und sicher gespeichert werden können, das Mittel der Wahl. Das gilt auch für die Bereiche Landwirtschaft, Feuerwehr, Katastrophenschutz oder das Militär. Landmaschinen, Lösch- und Bergungsfahrzeuge oder auch Notstromaggregate werden weiterhin flexible und speicherbare Energieträger benötigen.

Energiereiche Moleküle werden darüber hinaus für den großen Bestand an Fahrzeugen und Heizungen gebraucht. Auch hierfür muss es vor allem aus zwei Gründen Lösungen geben. Erstens müssen laut BDI-Klimapfade-Studie selbst bei 15 Mio. batteriebetriebenen Elektrofahrzeugen im Jahr 2030 zusätzlich 20 Prozent der Kraftstoffe im Verkehrssektor (ca. 50 Prozent des Gesamtabsatzes) erneuerbar sein, damit die Klimaziele erreicht werden. Zusätzlich wird es 2030 voraussichtlich weiterhin mehrere Millionen Ölheizungen geben, die mit klimaschonenden Brennstoffen betrieben werden müssen. Die Nutzung alternativer Kraft- und Brennstoffe in bestehenden Fahrzeugen und Heizungen würde das CO_2-Gesamtbudget für das 1,5-Grad-Ziel schonen – umso mehr, je früher und je höher der Anteil wäre. Und selbst im Jahr 2045, ab dem die deutsche Verpflichtung zur Klimaneutralität gilt, werden nicht sämtliche Fahrzeuge im Straßenverkehr und nicht alle Heizsysteme vollständig elektrifiziert sein.

Zweitens: Aus Gründen der Resilienz in der Mobilität und der Wärmeversorgung. Denn sollte der Hochlauf der E-Mobilität oder von Wärmepumpen nicht in gewünschtem Umfang erfolgen, würde zwangsläufig der Bedarf an erneuerbaren flüssigen Kraft- und Brennstoffen noch einmal steigen.

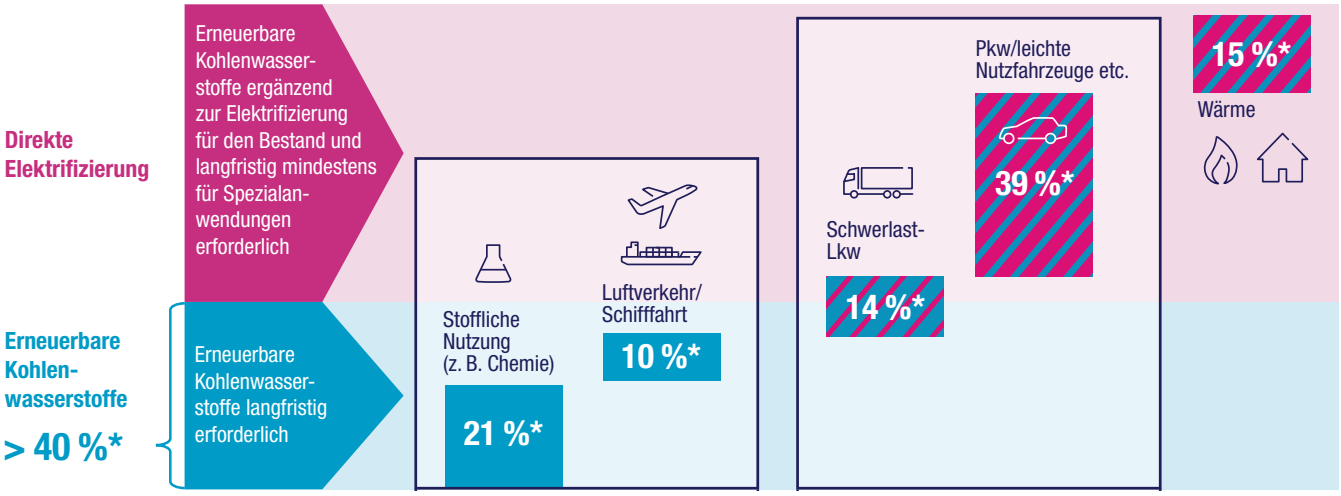
LANGFRISTIGER BEDARF AN CHEMISCHEN EINSATZSTOFFEN

Für die chemische Industrie und weitere Industriezweige ist die stoffliche Nutzung von Molekülen – insbesondere Kohlenwasserstoffen – unverzichtbar. Sie werden als Einsatzstoffe für die Herstellung einer Vielzahl von (Vor-) Produkten benötigt. Wichtige chemische Einsatzstoffe sind beispielsweise Naphtha, Ethylen oder Flüssiggas, die u. a. für die Erzeugung von Kunst-, Schaum- und Dämmstoffen benötigt werden. Sie werden bislang vor allem aus Erdöl gewonnen und müssen mittel - bis langfristig CO_2-neutral zur Verfügung stehen.

DEUTSCHLAND WIRD ENERGIEIMPORTEUR BLEIBEN

Trotz des Ausbaus der heimischen erneuerbaren Stromerzeugung bleibt Deutschland ein Industrieland, das zukünftig seinen Energie- und Rohstoffbedarf größtenteils durch Importe in Form von Wasserstoff, Methanol, synthetischem Rohöl oder Gas sowie in Form von Fertigprodukten decken muss. Gerade für Kohlenwasserstoffe, die langfristig benötigt werden und die gut und mit vergleichsweise geringem Energieaufwand auch über lange Distanzen wie Rohöl heute transportiert werden können, kann der Aufbau eines globalen Marktes dazu beitragen, eine wettbewerbsfähige Energie-

CO_2-NEUTRALE MOLEKÜLE SIND UNVERZICHTBAR FÜR DAS ERREICHEN DER KLIMAZIELE



***Sektorale Aufteilung der Kohlenwasserstoffe 2023**

Eigene Abschätzung auf Basis der Mineralölzahlen 2023, Rundungsdifferenzen möglich

Quelle und Grafik (Nr. 386a): en2x

und Rohstoffversorgung für Wirtschaft und Verbraucher zu gewährleisten. Welche Anteile der benötigten Moleküle letztendlich in Deutschland z. B. aus Biomasse oder erneuerbarem Strom hergestellt und welche Anteile importiert werden, lässt sich derzeit nicht genau vorhersagen.

MOLEKÜLE ALS ENERGIESPEICHER UND ZUR KRISENVORSORGE

Auch im Hinblick auf die künftige Stromversorgung und strategische nationale Energiereserven sind grüne Moleküle von zentraler Bedeutung. Chemische Energiespeicher wie grüner Wasserstoff und vor allem daraus erzeugte Produkte wie Methanol oder synthetisches Rohöl sind sehr gut dazu geeignet, von Regionen mit günstigen Erzeugungsbedingungen zum Verbrauchsort transportiert zu werden.

Für ein Stromerzeugungssystem, das zunehmend auf fluktuierenden erneuerbaren Energien wie Sonnenenergie oder Windenergie basiert, sind diese chemischen Energiespeicher zur Abdeckung von Spitzenlasten und bei nicht ausreichendem Grünstromangebot unverzichtbar. Sie werden bei Bedarf rückverstromt, stabilisieren so das Stromnetz und stärken die Resilienz der Energieversorgung insgesamt.

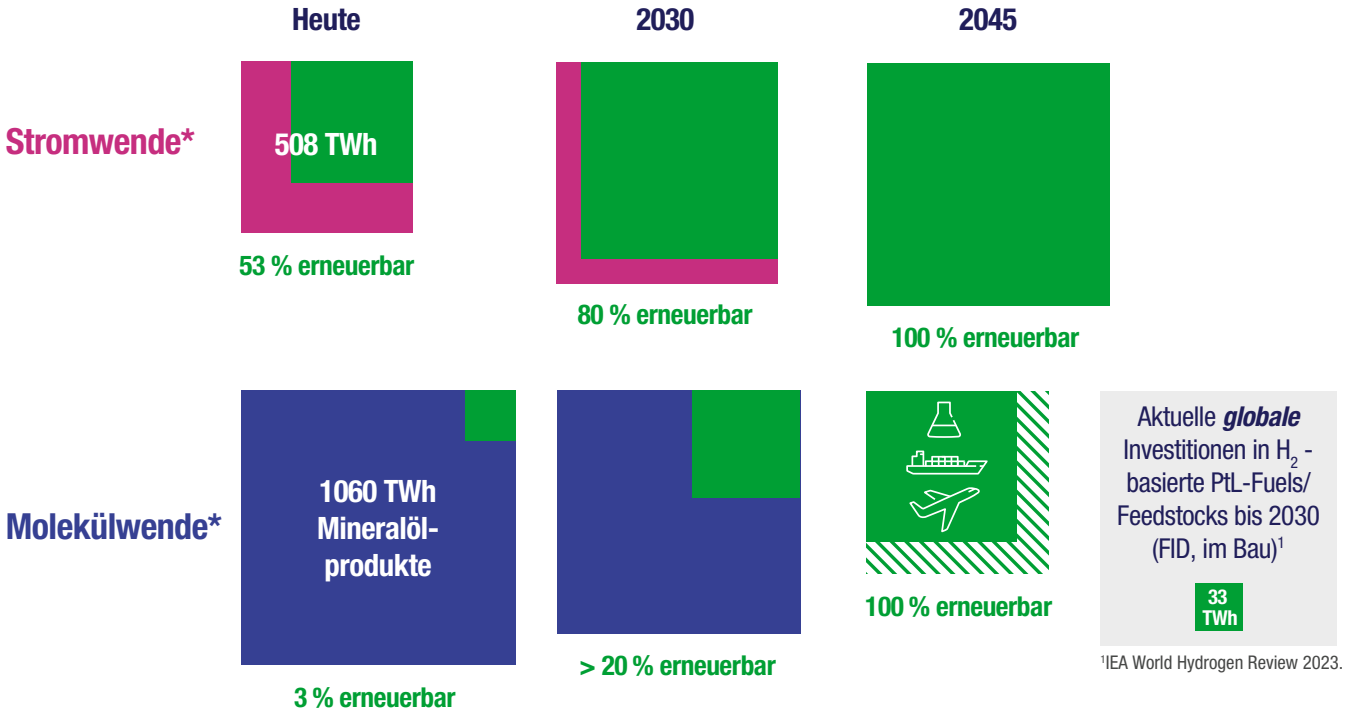
Die Verfügbarkeit speicherbarer flüssiger wie gasförmiger Energieträger ist zudem auch in einem klimaneutralen Deutschland, das weiterhin auf Energieimporte angewiesen sein wird, die Voraussetzung für die wichtige Energiebevorratung zur Krisenvorsorge. Mit Elektronen ist eine nationale Energiereserve im Umfang von 90 Verbrauchstagen, wie sie heute das Erdölbevorratungsgesetz (ErdölBevG) für Rohöl und Benzin, Diesel, Heizöl und Kerosin verpflichtend vorsieht, nicht realisierbar. Auch deshalb ist zusätzlich zur Stromwende eine Molekülwende erforderlich.

GRÜNE ELEKTRONEN UND MOLEKÜLE ERGÄNZEN SICH

Es ist wichtig zu betonen: CO_2-neutraler Wasserstoff und Folgeprodukte wie Ammoniak, Methanol, E-Fuels oder fortschrittliche Biokraftstoffe stehen nicht in Konkurrenz zum Ausbau der erneuerbaren Energien und zu der sinnvollen Elektrifizierung in den Sektoren. Sie ersetzen vielmehr fossile Energieträger sowie Rohstoffe und sind zwingend erforderlich für das Erreichen der Klimaziele und eine sichere Energieversorgung.

Doch obwohl flüssige und gasförmige Energieträger („Moleküle“) aktuell den größten Teil der deutschen

ENERGIEWENDE = STROMWENDE + MOLEKÜLWENDE



[1]IEA World Hydrogen Review 2023.

***Werte für Deutschland**

Grafik (Nr. 432): en2x; Quelle Strom: BDEW, Stromerzeugung (2023); Quelle Moleküle: AGEB, Primärenergieverbrauch Anteil Mineralöl; Eigene Berechnungen und Annahmen

Energieversorgung stellen, finden sie in der Energiewendedebatte kaum Beachtung. Die Notwendigkeit, für das Erreichen der Klimaziele große Mengen heute fossiler Kohlenwasserstoffe durch treibhausgasneutrale Moleküle zu ersetzen, bleibt bei aktuellen Diskussionen zu häufig unberücksichtigt. Stattdessen findet eine Ausstiegsdebatte statt, die notwendige Investitionen eher verhindert.

NEBEN GRÜNEM WASSERSTOFF SIND NACHHALTIGE KOHLENSTOFFQUELLEN NOTWENDIG

Darüber hinaus wird die Molekülwende meist auf Wasserstoff reduziert. Die Frage, wie wir den Kohlenstoffbedarf unserer Wirtschaft künftig decken können, wird dagegen nicht ausreichend diskutiert.

Kohlenstoff ist ein unverzichtbarer Baustein für Kohlenwasserstoffe und damit für eine Vielzahl von Konsum- und Gebrauchsgütern nahezu aller Wirtschaftsbereiche. Allein die chemische Industrie in Deutschland verarbeitet etwa 21 Millionen Tonnen Kohlenstoff jährlich. Nötig ist eine Kohlenstoffstrategie, welche die drei wesentlichen alternativen Kohlenstoffquellen – Biomasse, direkte CO_2-Nutzung und Recyclingströme – umfasst. Durch die Nutzung erneuerbaren Kohlenstoffs entstehen nachhaltige Kohlenstoffkreisläufe, die explizit ein Ziel der Bundesregierung sowie der Europäischen Kommission sind.

DIE ZEIT FÜR DIE MOLEKÜLWENDE DRÄNGT

All das zeigt: Wasserstoff und Kohlenwasserstoffe werden weiterhin als Energieträger sowie als Roh- und Einsatzstoffe für die Industrie benötigt. Daher ist neben der Stromwende jetzt auch die Molekülwende unerlässlich. Es ist höchste Zeit, dass die Bundesregierung dieses Langfristprojekt angeht und aufgrund der Komplexität einer zentralen Koordination unterstellt.

Bis 2045, dem Jahr, ab dem Deutschland treibhausgasneutral sein soll, bleiben nur noch 21 Jahre. Nach über 20 Jahren gefördertem Ausbau der erneuerbaren Energien beträgt deren Anteil an der Stromerzeugung rund 50 Prozent. Der Markthochlauf bei Ökostrom ist damit erfolgt, auch wenn die Stromwende noch nicht abgeschlossen ist. Beim Markthochlauf für grüne Moleküle steht Deutschland vor noch größeren Herausforderungen. Auch hier werden sehr wahrscheinlich 20 Jahre dazu benötigt, das Ziel zu erreichen. Die Voraussetzung dafür ist, dass noch in dieser Dekade die industriellen Projekte, die zur Produktion grüner Moleküle notwendig sind, realisiert werden und das Angebot stetig und auf nachhaltige Art und Weise ausgeweitet werden kann.

Auf den folgenden Seiten richten wir den Fokus auf die wichtigen Zielmärkte grüner Moleküle: den Pkw- und Schwerlastverkehr, die Luftfahrt, den Gebäudebereich sowie die Industrie (vor allem Chemie). Wie ist der Status quo? Welchen Beitrag kann die bisherige Mineralölwirtschaft in diesen Sektoren für das Erreichen von Klimaneutralität leisten und welche Herausforderungen sind mit ihrer Transformation verbunden?

FAZIT

- Wenn es darum geht, die Klimaziele zu erreichen und die Transformation wichtiger Industrien in Deutschland zu ermöglichen, ist eine Molekülwende unverzichtbar. Die Stromwende allein reicht nicht aus.
- Für die chemische Industrie und weitere Grundstoffindustrien ist die stoffliche Nutzung von Molekülen essenziell. Auch ihre Einsatzstoffe müssen zunehmend aus nachhaltigen Quellen stammen.
- Im Jahr 2045 werden signifikante Anteile des Endenergiebedarfs Deutschlands durch CO_2-neutrale, energiereiche Moleküle gedeckt werden müssen.
- Die Luftfahrt und die Schifffahrt können größtenteils nicht elektrifiziert werden und bleiben deshalb auf molekülbasierte Energieträger angewiesen.
- Im Bestand der Fahrzeuge mit Verbrennermotor sowie der Heizungen sind molekülbasierte Kraft- und Brennstoffe die einzige Option, mit der sich die THG-Emissionen senken lassen.
- Wasserstoff oder daraus erzeugte Produkte sind wichtige chemische Energiespeicher, die zur Abdeckung von Spitzenlasten und bei zu geringem Ökostromangebot benötigt werden.
- Weil Deutschland auf Energieimporte angewiesen bleibt, werden speicherbare flüssige wie gasförmige Energieträger auch in der Zukunft die Energiebevorratung zur Krisenvorsorge sicherstellen müssen.
- Neben CO_2-neutralem Wasserstoff wird auch Kohlenstoff aus nachhaltigen Quellen in großen Mengen benötigt. Dazu müssen die alternativen Kohlenstoffquellen – Biomasse, direkte CO_2-Nutzung und Recyclingströme – genutzt werden können.
- Die industrielle Produktion grüner Moleküle muss jetzt beginnen. Eine Verzögerung des Markthochlaufs ist keine Option.

ZIEL
MÄRKTE

DER VERKEHRSSEKTOR, DER WÄRMEMARKT UND DIE CHEMIEINDUSTRIE MÜSSEN ERGÄNZEND ZUR ELEKTRIFIZIERUNG ZUNEHMEND MIT CO_2-NEUTRALEN PRODUKTEN UND EINSATZSTOFFEN VERSORGT WERDEN.



LADEINFRASTRUKTUR AUFBAUEN UND ANREIZE FÜR ALTERNATIVE KRAFTSTOFFE SCHAFFEN

ZIELBILD DER BRANCHE

Die en2x-Mitgliedsunternehmen unterstützen die Klimaziele und übernehmen Verantwortung für den Beitrag der Branche hin zu einem treibhausgasneutralen motorisierten Individualverkehr. Sie wollen maßgeblich dazu beitragen, dass die Klimaziele im Verkehr erreicht werden. Dazu beteiligt sich die Branche am Aufbau und Betrieb von Ladeinfrastruktur für E-Fahrzeuge und treibt die Transformation der Kraftstoffproduktion hin zu erneuerbaren Kraftstoffen voran.

Ein Drittel aller Mineralölprodukte geht heute in den motorisierten Individualverkehr. Gleichzeitig ist dieser für knapp 60 Prozent aller CO_2-Emissionen im Verkehrssektor verantwortlich. Das Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2045 in Deutschland bzw. 2050 in Europa bedeutet, dass die Nutzung fossilen Benzins oder Diesels im motorisierten Individualverkehr spätestens dann beendet werden muss. Um das zu erreichen, fokussiert die nationale und europäische Regulierung die Anstrengungen im Pkw-Verkehr vor allem auf den Ausbau der Elektromobilität und den Ausstieg aus der Verbrennertechnologie.

Im Rahmen der EU-CO_2-Flottenregulierung sollten ab 2035 Neufahrzeuge mit Verbrennungsmotor aufgrund der hohen Emissionsanforderungen nicht mehr zugelassen werden. Ob die angekündigte Ausnahmeregelung, Neufahrzeuge mit Verbrennungsmotoren auch nach 2035 in den Verkehr bringen zu können, sofern sie ausschließlich mit E-Fuels betrieben werden, eine realistische Option darstellt, kann derzeit nicht abgeschätzt werden. Ein detaillierter Umsetzungsvorschlag hierzu steht noch aus.



Unabhängig davon unterstreichen etwa die Treibhausgasquotenverpflichtungen für die Inverkehrbringer von Kraftstoffen, die Kfz-Steuer-Befreiung, die staatlichen Förderungen für den Kauf von E-Autos („Umweltbonus“ bis zum 17.12.2023) sowie für den Aufbau von privater oder öffentlicher Ladeinfrastruktur und der nationale Masterplan Ladeinfrastruktur II den Fokus auf E-Mobilität. Die Tankstellenunternehmen betreiben bereits heute Ladesäulen an ihren Stationen wie auch außerhalb, z.B. an Supermärkten, Firmensitzen, Wohnimmobilien oder Straßenlaternen.

MARKTORIENTIERUNG UND ABBAU VON HEMMNISSEN BEIM AUFBAU DER E-LADEINFRASTRUKTUR DRINGEND ERFORDERLICH

Die en2x-Mitgliedsunternehmen sind dabei, ihre Investitionen in den Ladesäulen-Ausbau auszuweiten. Eine pauschale gesetzliche Verpflichtung aller Tankstellen zur Installation von Schnellladesäulen ist nicht zielführend. Sie wäre ineffizient, weil sie weniger geeignete Standorte einschließen würde, und sie wäre kontraproduktiv, weil sie knappe Ressourcen an für E-Charging-Kunden weniger attraktive Standorte binden würde. Es bestünde sogar das Risiko, dass ländliche Tankstellen infolge der Verpflichtung aus dem Markt ausscheiden und somit die Versorgung des ländlichen Raums mit Kraftstoffen eingeschränkt wird. Zudem widerspräche eine Versorgungsauflage dem erklärten Ziel von Politik und Wirtschaft, Bürokratie zu reduzieren.

E-MOBILITÄT UND ERNEUERBARE KRAFTSTOFFE ERGÄNZEN SICH

Erneuerbare Kraftstoffe können maßgeblich dazu beitragen, die THG-Emissionen im Verkehr zu senken. Aktuell sind rund 48 Mio. Pkw mit Verbrennungsmotor zugelassen. Im Jahr 2035 werden Schätzungen zufolge noch deutlich mehr als 30 Mio. Verbrenner-Pkw in Deutschland genutzt. Mittel- bis langfristig werden zudem Nutzfahrzeuge etwa in der Landwirtschaft, im Tiefbaubereich und bei Feuerwehren sowie auch die Binnenschifffahrt nicht sinnvoll elektrifizierbar sein. Da sich aktuell nicht abzeichnet, dass der Hochlauf der E-Mobilität im von der Politik gewünschten Tempo gelingt – 15 Mio. E-Pkw im Jahr 2030 scheinen derzeit kaum realistisch –, wird der Bedarf an alternativen Kraftstoffen für das Erreichen der Emissionsziele im Verkehrssektor eher noch zunehmen. Laut nationalem Klimaschutzgesetz sollen die Treibhausgasemissionen (berechnet als CO_2-Äquivalente; kurz: CO_2-Äq.) im Verkehrssektor schritt-

weise auf 85 Mio. t im Jahr 2030 sinken. Nach 2021 wurde auch 2022 das vorgegebene Emissionsminderungsziel nicht erreicht. Laut den Daten des Umweltbundesamtes stiegen die CO_2-Emissionen im Verkehrssektor auf 148 Mio. t.

Nach Ansicht der en2x-Mitgliedsunternehmen sind für die angestrebte Emissionsreduzierung im Pkw-Verkehr der Ausbau der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge sowie ergänzend ein ausreichendes Angebot an erneuerbaren Kraftstoffen an Tankstellen notwendig. Nur damit können auch die Millionen Verbrennerfahrzeuge im Bestand zunehmend treibhausgasneutral fahren.

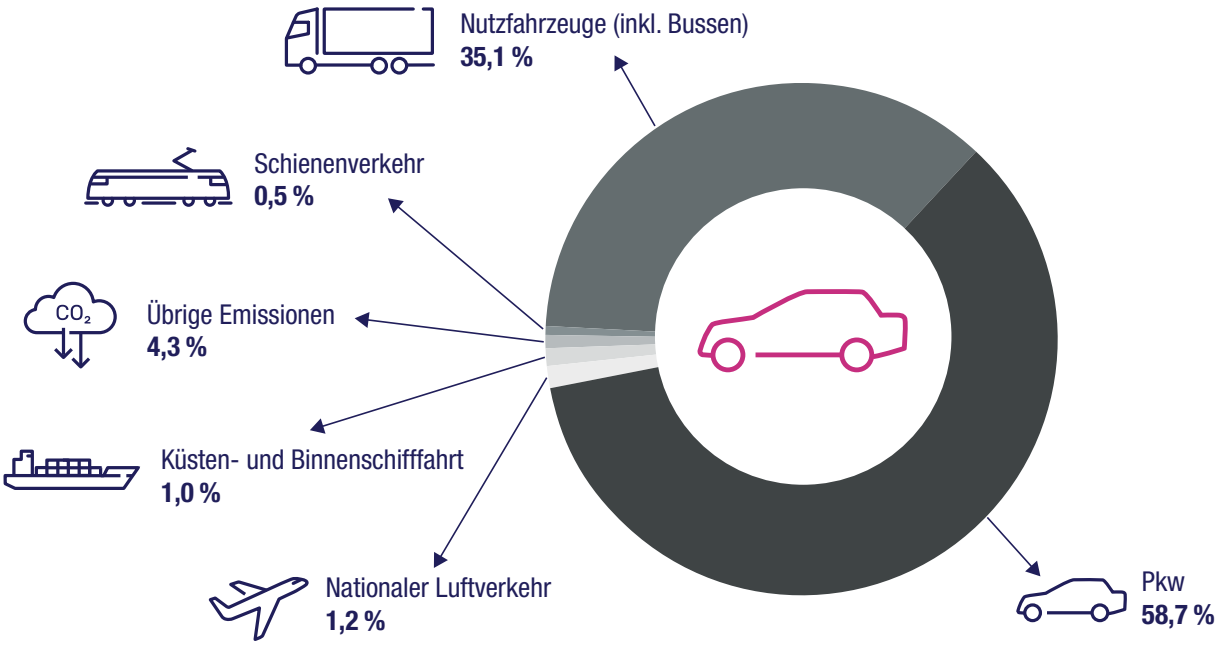
ES FEHLT AN POLITISCHEN ENTSCHEIDUNGEN, DIE INVESTITIONEN BEFÖRDERN

Demgegenüber behandeln die nationale wie auch die europäische Regulierung alternative Kraftstoffe bislang eher restriktiv. So werden beispielsweise in Deutschland bei der Energiesteuer fossile und erneuerbare Kraftstoffe noch immer gleich behandelt. Auch in der geplanten nationalen Biomassestrategie sollen nach derzeitigem Stand Biokraftstoffe für den Verkehrssektor die letzte Option sein. Eine gezielte Regulierung und Förderung, die wirksam Anreize für einen Hochlauf von klimaschonenden Kraftstoffen schaffen würden, sind derzeit nicht gegeben. Die gesetzliche THG-Quote, die Kraftstoffunternehmen in einem jährlich ansteigenden Umfang (von 8 Prozent im Jahr 2023 auf 25 Prozent im Jahr 2030) verpflichtet, die Treibhausgasemissionen der in Verkehr gebrachten Kraftstoffe zu vermindern, ist kein ausreichender Impuls für Investitionen in den Hochlauf von Produktionsanlagen für klimaschonende Kraftstoffe.

FAZIT

- Der Ausbau der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge muss sich an den Kundenbedürfnissen und Marktgegebenheiten orientieren. Eine Versorgungsauflage für den Aufbau von E-Ladestationen an sämtlichen Tankstellen in Deutschland wäre nicht zielführend. Sie birgt zudem das Risiko, dass Tankstellenbetreiber im ländlichen Raum aufgrund hoher Investitionskosten Stationen aufgeben müssen.
- Damit die Ausbauziele für die Ladeinfrastruktur erreicht werden, sind vor allem schnellere Genehmigungsverfahren, die Festlegung der technischen Standards sowie ausreichende Netzanschlüsse und Flächen für Ladesäulen erforderlich.
- Der Zugang zum Markt für Ladestationen für Elektrofahrzeuge muss für alle Akteure zu gleichen Bedingungen möglich sein. Regelungen, die vor allem für Netzbetreiber vorteilhaft sind, müssen entfallen.
- Der Markthochlauf alternativer Kraftstoffe muss beschleunigt werden – ergänzend zum Aufbau der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge.
- Alternative Kraftstoffe werden benötigt, damit auch die Emissionen von Bestandsfahrzeugen mit Verbrennungsmotor (2030: mindestens 30 Mio. Pkw) gesenkt werden können.

KNAPP 60 PROZENT DER CO_2-EMISSIONEN IM VERKEHR DURCH PKW
(OHNE INTERNATIONALE VERKEHRE)



Quelle: UBA 2020; Grafik (Nr. 388b): en2x

SCHWERLASTVERKEHR

CO_2-NEUTRALITÄT IM GÜTERVERKEHR BRAUCHT ALLE OPTIONEN

ZIELBILD DER BRANCHE

Die en2x-Mitgliedsunternehmen werden auch in Zukunft Energie für den Schwerlastverkehr und für Nutzfahrzeuge zur Verfügung stellen und dazu verschiedene CO_2-neutrale Energieträger anbieten. Produkte wie Grünstrom, CO_2-neutraler Wasserstoff und Biokraftstoffe ersetzen synchron mit der Umstellung der Fahrzeugflotte und entsprechend den Kundenbedürfnissen zunehmend die fossilen Kraftstoffe.

Rund drei Viertel des innereuropäischen Warentransports erfolgen heute auf der Straße, Tendenz steigend. Die Verlagerung auf andere Verkehrsträger wie Schiffe oder Bahnen ist sinnvoll, die Kapazitäten hierfür sind auf absehbare Zeit jedoch begrenzt. Beim Verkehrsaufkommen im Warentransport übertrifft hierzulande der Straßengüterverkehr die Bahn derzeit um mehr als das Neunfache (laut Statistischem Bundesamt rund 3643 Mio. gegenüber rund 386 Mio. t im Jahr 2022). Zudem soll auch die Personenbeförderung über die Schiene deutlich zunehmen.

Auch Wasserwege sind nur bedingt eine Alternative. Mittels Binnenschifffahrt werden aktuell rund 188 Mio. t transportiert. Das Erweiterungspotenzial ist jedoch auch hier eingeschränkt. Selbst bei massiven Investitionen in Schienen und Binnenwasserstraßen wird der Straßentransport darum auch künftig von überragender Bedeutung bleiben.
Für den Klimaschutz ist das eine Herausforderung, denn schwere 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 beträgt der Anteil an den Emissionen sogar fast 40 Prozent.

Derzeit versorgen die en2x-Mitgliedsunternehmen den Markt für Antriebsenergien im Straßengüter- und vor allem im Schwerlastverkehr in der Regel mit Dieselkraftstoff. Ein kleiner Anteil wird mit Biogas versorgt. Im Jahr 2023 lag der Anteil neuzugelassener schwerer Nutzfahrzeuge mit Verbrennungsmotor bei rund 97 Prozent. Doch damit die Treibhausgasminderungsziele im Verkehrssektor 2030 und darüber hinaus erreicht werden, besteht dringender Handlungsbedarf, neue Antriebs- und Kraftstoffoptionen zu entwickeln und einzuführen.

UNTERSCHIEDLICHE ANWENDUNGEN SPRECHEN FÜR TECHNOLOGIEMIX

Die Nutzfahrzeughersteller und -zulieferer setzen derzeit auf drei Optionen: den batterieelektrischen Antrieb, den Einsatz von CO_2-neutralem Wasserstoff in Verbindung mit einer Brennstoffzelle oder einem Wasserstoffmotor sowie die Verwendung erneuerbarer flüssiger Kraftstoffe. Entsprechend der Vielfalt an Anwendungsfällen dürfte künftig ein Technologiemix auch notwendig sein. Denn für Schwerlast-Lkw auf der Langstrecke bestehen beispielsweise andere Anforderungen als für Transporter im Stadtverkehr oder Spezialfahrzeuge im Rettungsdienst. Auch sind Gefahrguttransporte heute noch nicht mit alternativen Antrieben (Batterie, Wasserstoff) zulässig.

Derzeit ist nicht klar, wie sich die Marktanteile der verschiedenen Antriebstechnologien entwickeln werden. Gerade bei den Schwerlast-Lkw im Langstreckenverkehr, die besonders viel Kraftstoff verbrauchen und entsprechend Treibhausgase emittieren, ist das Rennen um die Technologie noch offen. Doch schon heute müssen jegliche bereits skalierbaren Defossilisierungsoptionen, wie beispielsweise flüssige und gasförmige Biokraftstoffe, genutzt werden, damit möglichst große Treibhausgasemissionsreduzierungen erreicht werden.

Eine wesentliche Voraussetzung für einen Antriebswechsel ist vor allem die Schaffung leistungsfähiger Lade- und Tankinfrastrukturen für Strom und Wasserstoff. CO_2-neutrale oder treibhausgasarme Kraftstoffe wie HVO100, Bio-LNG und Bio-CNG sowie E-Fuels ermöglichen eine deutliche CO_2-Reduktion auf Basis der bestehenden Motortechnologie und unter Nutzung der bestehenden Tankinfrastruktur.

TECHNOLOGIEVIELFALT UND FAIREN MARKTZUGANG ERMÖGLICHEN

In Anbetracht der vielfältigen Anwendungsbereiche für Nutzfahrzeuge und der Herausforderungen im Schwerlastverkehr erscheint es aus Sicht von en2x sinnvoll, jede der genannten Optionen in vergleichbarer Weise zu unterstützen. Technologieentscheidungen für einzelne Antriebsarten sollten der Entwicklung am Markt überlassen bleiben. Ziel ist es, bis dahin dafür zu sorgen, dass möglichst keine Option benachteiligt oder vorzeitig ausgeschlossen oder auch einseitig begünstigt wird.

In diesem Sinne setzt sich en2x dafür ein, dass neue Infrastrukturen für den Schwerlastverkehr der Zukunft (Wasserstoff und Ladestrom) aufgebaut und betrieben werden können. Dafür wichtig sind ein vorausschauender Ausbau des Strom- bzw. Wasserstoffnetzes, einheitliche und faire Zugänge zu Netzanschlüssen, die Erschließung neuer Flächen und schnelle Genehmigungsverfahren.

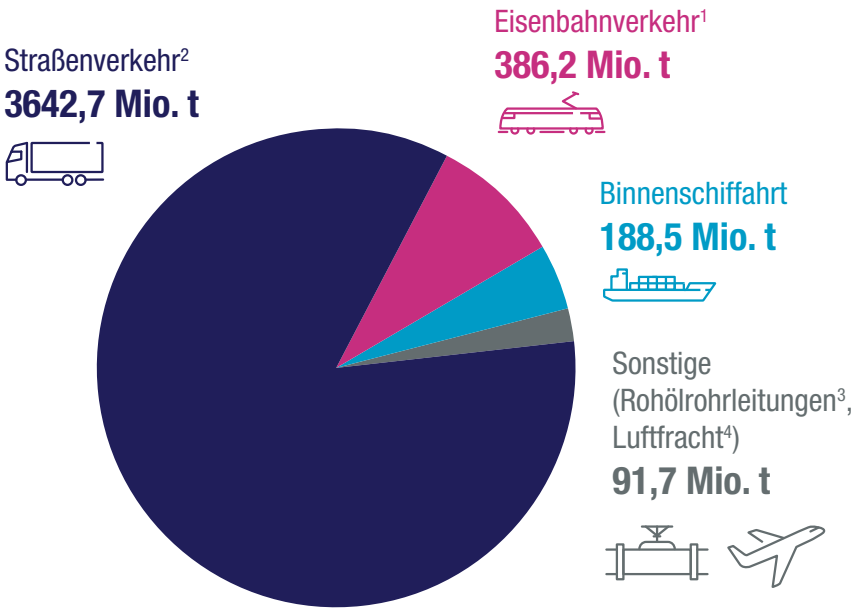
Notwendig ist es auch, alternative Kraftstoffe als gleichberechtigte Klimaschutzoption anzuerkennen und in den entsprechenden Regelwerken zu berücksichtigen. Hier besteht insbesondere auf EU-Ebene Handlungsbedarf. Sowohl in der EU-Flottenregulierung wie auch bei der Lkw-Maut und vor allem bei der Energiebesteuerung werden nachhaltige Kraftstoffe bislang wie fossile Kraftstoffe behandelt.

Heutige nationale gesetzliche Gestaltungsmöglichkeiten zur Anpassung des Energiesteuergesetzes sollten zusätzlich dazu genutzt werden, das Potenzial biogener Kraftstoffe vergleichsweise kurzfristig zu nutzen.
Die Überarbeitung der 10. BImSchV sieht die Zulassung erneuerbarer paraffinischer Reinkraftstoffe aus Rest- und Abfallstoffen (HVO100) vor. Damit wird zumindest eine Marktöffnung für diesen nichtfossilen Kraftstoff ermöglicht. Ein erster Schritt – dem weitere folgen müssten.

FAZIT

- Der Gütertransport über die Straße wird auch künftig von überragender Bedeutung bleiben.
- Ein CO_2-neutraler Straßengüterverkehr braucht vielfältige Lösungen für den Antrieb von schweren Lkw und Bussen.
- Flüssige und gasförmige Biokraftstoffe (Bio-LNG, Bio-CNG, HVO100, E-Fuels) können bereits heute die Treibhausgasemissionen im Güter- und Personentransportverkehr deutlich reduzieren.
- 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.
- Die vermehrte Nutzung dieser treibhausgasarmen Kraftstoffe im Straßenverkehr löst Investitionen aus, von denen weitere Teilsektoren wie Luft- und Schifffahrt profitieren können.

GÜTERVERKEHR NACH VERKEHRSTRÄGERN IN DEUTSCHLAND 2022
TRANSPORTAUFKOMMEN



[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).
[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

LUFTVERKEHR

FÜR DIE LUFTFAHRT SIND NACHHALTIGE FLUGKRAFTSTOFFE ZWINGEND ERFORDERLICH

ZIELBILD DER BRANCHE

Die en2x-Mitgliedsunternehmen wollen Sustainable Aviation Fuels (SAF) in Deutschland sowie in anderen EU-Staaten herstellen bzw. SAF, das in anderen Weltregionen hergestellt wird, nach Deutschland importieren. Sie sorgen dafür, dass künftig normgerechter Flugkraftstoff, der wachsende Anteile an bio- und strombasierten SAF enthalten wird, an die Flughäfen geliefert wird. Sie leisten damit einen substanziellen Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele im Luftverkehr.

Global betrachtet ist die Luftfahrt für etwa 2 Prozent aller von Menschen verursachten CO_2-Emissionen verantwortlich. Werden zusätzlich die Treibhausgaseffekte berücksichtigt, die durch Kondensstreifen entstehen, sind es sogar 3,5 Prozent. Prognosen zufolge soll der weltweite Luftverkehr in den nächsten 20 Jahren um 3,7 Prozent jährlich wachsen, was zu einer weiteren Zunahme der CO_2-Emissionen führen würde. Die International Air Transport Association (IATA) und die International Civil Aviation Organization (ICAO) streben bis 2050 netto null Emissionen für die Luftfahrt an.

Nachhaltige Flugkraftstoffe, sogenannte Sustainable Aviation Fuels (SAF), sind der Schlüssel zur Defossilisierung des Luftfahrtsektors. Für die Mittel- und Langstrecke, die rund drei Viertel aller Flüge ausmachen, sind die flüssigen SAF aufgrund ihrer hohen Energiedichte auf absehbare Zeit die einzige Option für eine schnelle Reduktion von Treibhausgasen. Wasserstoff für die Gasturbine oder für die Brennstoffzelle gelten zumindest für größere Flugzeuge allenfalls als eine künftige Option für die Kurzstrecke. Das batteriebetriebene Fliegen mit Elektromotoren könnte allenfalls eine Nische im Bereich kleiner Flugzeuge für die Kurzstrecke werden.

SAF sind drop-in-fähig, das heißt, sie können fossilem Kerosin beigemischt und in aktuellen Flugzeugen sowie der vorhandenen Infrastruktur genutzt werden. Da bei ihrer Verbrennung deutlich weniger Ruß entsteht, können SAF die Treibhausgaseffekte von Kondensstreifen drastisch reduzieren, wie Untersuchungen der des Deutschen Luft- und Raumfahrtzentrums und der NASA ergeben haben.

EU HAT SCHNELL ANSTEIGENDE QUOTEN FÜR SAF BESCHLOSSEN

In Europa haben sich EU-Kommission und EU-Parlament am 25. April 2023 im Rahmen des Fit-for-55-Pakets unter dem Namen ReFuelEU Aviation folgerichtig auf schnell ansteigende Mindestquoten für Sustainable Aviation Fuels (SAF) geeinigt. Die ReFuelEU-Aviation-Verordnung gilt für Flüge im gewerblichen Luftverkehr. Sie legt fest, welche Nachhaltigkeitskriterien für die Herstellung von SAF gelten und welche Anteile an nachhaltigen Flugkraftstoffen EU-weit herkömmlichem Kerosin mindestens beigemischt werden müssen. Als SAF in Frage kommen Produkte auf Basis von Altfetten (Hydroprocessed Esters and Fatty Acids, HEFA) und anderer Biomasse (Biomass-to-Liquid, BtL) oder synthetischer Treibstoff („ökostrombasiert“) auf Basis von grünem Wasserstoff und CO_2 (Power-to-Liquid, PtL). Die SAF-Ziele gelten ab dem 1. Januar 2025. Die Airlines müssen bei Abflügen an Standorten in der EU ab dann mindestens 2 Prozent nachhaltige Flugkraftstoffe tanken. Diese SAF-Quote soll im Laufe der Jahre auf 6 Prozent im Jahr 2030 und in weiteren Schritten auf 70 Prozent im Jahr 2050 steigen. Verbunden damit ist auch eine Unterquote: Von den 6 Prozent SAF im Jahr 2030 müssen 1,2 Prozent PtL-SAF, also synthetisch hergestelltes Kerosin (auch als „eSAF“ bezeichnet), sein. Auch diese Unterquote steigt schrittweise im Laufe der Jahre und soll im Jahr 2050 35 Prozent betragen.

Um die SAF-Quoten der EU einhalten zu können, müssen nach Darstellung des statistischen Amts der Europäischen Union (Eurostat) im kommenden Jahr 700.000 t rein biobasierte SAF, ab 2030 insgesamt 2,4 Mio. t SAF (davon 500.000 t eSAF) und 2035 bereits 8 Mio. t SAF (davon 2 Mio. t eSAF) zur Verfügung stehen.

NÖTIGE INVESTITIONEN IN MILLIARDENHÖHE BLEIBEN BISLANG AUS

Die größte Herausforderung ist der Aufbau von Produktionskapazitäten, mit denen der stark wachsende Bedarf an CO_2-neutralen Flugkraftstoffen gedeckt werden könnte. Erste industrielle Anlagen produzieren derzeit zertifizierte Bio-SAF-Qualitäten als zulässige Blendkomponenten zu fossilem Kerosin im Umfang von bis zu 50 Prozent auf Basis von Altfetten und -ölen. Weitere biobasierte Produktionsverfahren wie Alcohol-to-Jet haben derzeit noch einen Demoprojekt-Status.

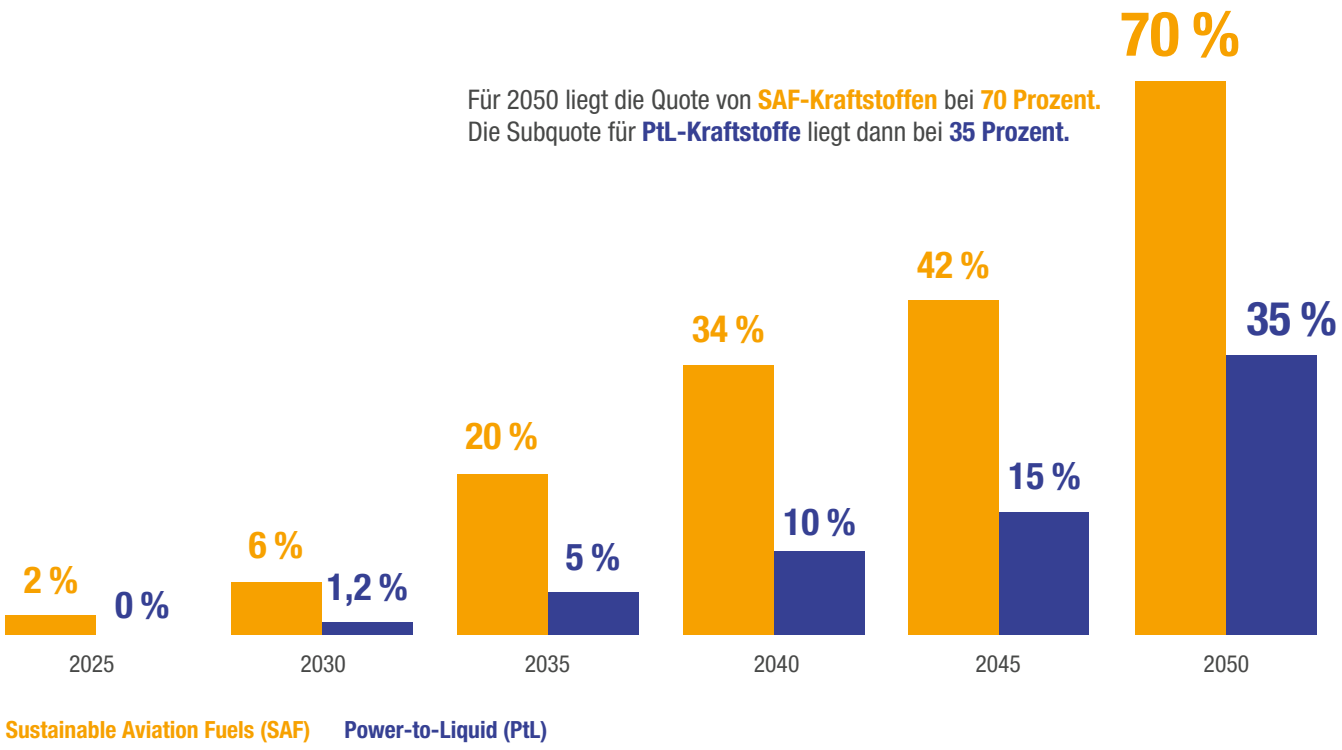
Für die biobasierten Flugkraftstoffe sind noch verlässliche Rahmenbedingungen bezüglich der Nutzung von Biorohstoffen erforderlich. Dazu zählt u. a. die Zulassung neuer Feedstocks wie Zwischenfrüchte, damit eine ausreichende Verfügbarkeit von Biorohstoffen gewährleistet ist. Das Co-Processing, also die Mitverarbeitung dieser Rohstoffe in der Raffinerie, muss mit flexiblen Bilanzierungsmöglichkeiten kombiniert werden. Bei den strombasierten Flugkraftstoffen ist derzeit nur die Fischer-Tropsch-Synthese (FTS) 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 des so hergestellten Flugkraftstoffs. 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.

WICHTIGE RAHMENBEDINGUNGEN FÜR EINEN SCHNELLEN SAF-MARKTHOCHLAUF

Quoten als regulatorisches Hauptinstrument reichen für den Markthochlauf von SAF aus fortschrittlichen Biorohstoffen und erneuerbarem Strom nicht aus. Gerade für die ersten PtL-Anlagen im industriellen Maßstab muss neben einer gesicherten Nachfrage (über Quoten) auch eine verlässliche Preisperspektive gegeben sein, um die nötigen beträchtlichen privaten Investitionen auszulösen. Hierzu sind neben der Forschungsförderung zur Klärung technologischer Risiken für Projekte im Industriemaßstab langfristig wirkende Finanzierungsinstrumente und Ausschreibungsmodelle wie z. B. H2Global unbedingt erforderlich. Die Umwidmung der Luftverkehrssteuer in eine EU-weite, zweckgebundene Abgabe könnte entscheidend zur Finanzierung des SAF-Hochlaufs beitragen und gleichzeitig kostenbedingte Wettbewerbsnachteile von EU-Airlines gegenüber Nicht-EU-Airlines reduzieren.

Bei der Herstellung von erneuerbaren Flugkraftstoffen entstehen in der Regel weitere erneuerbare Nebenprodukte. Diese Nebenprodukte müssen ebenfalls auf die Klimaschutz-

SAF-QUOTEN NACH REFUEL-EU-AVIATION-VERORDNUNG



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

ziele angerechnet werden können, andernfalls würden die Kosten für das Hauptprodukt (SAF) noch signifikant steigen. Darüber hinaus muss die SAF-Quotenerfüllung durch ein praktikables Verrechnungssystem einfach und flexibel gestaltet werden. Starre physische Lieferverpflichtungen an jedem Flughafen in der EU, wie sie die ReFuelEU Aviation ab 2034 vorschreibt, sind zu vermeiden. Außerdem müssen Möglichkeiten geschaffen werden, freiwillige über die Quotenverpflichtungen hinausgehende SAF-Mengen bei der THG-Bilanzierung von Kunden (z. B. Scope-3-Ziele) und Produkten zu berücksichtigen.

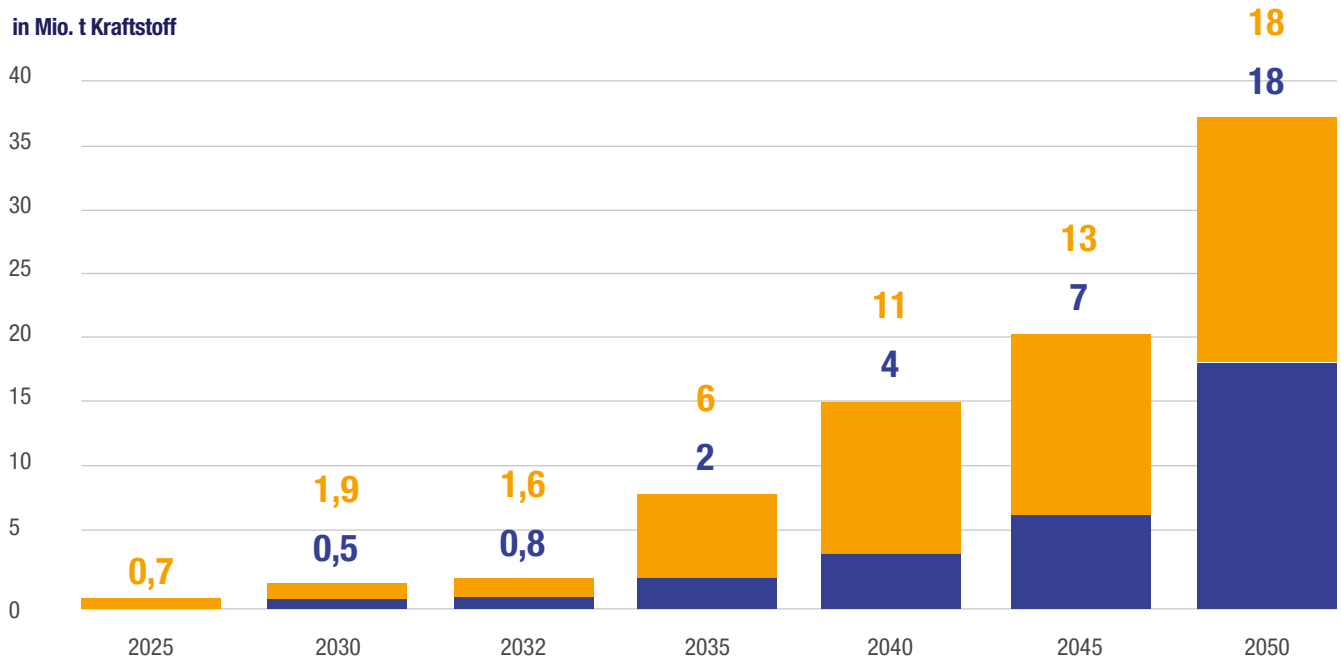
WETTBEWERBSVERZERRUNGEN UND CARBON LEAKAGE VORBEUGEN

Bei der Luftfahrt handelt sich um einen internationalen, globalen Markt mit hoher Wettbewerbsintensität. Signifikant höhere Kosten beeinträchtigen die Wettbewerbsfähigkeit der EU-Luftfahrtunternehmen, solange nicht global gleiche Standards gelten. Zur Verhinderung von Wettbewerbsverzerrungen und Carbon Leakage im Luftfahrtsektor sind deshalb wirksame Instrumente erforderlich. Beispielsweise die Einführung einer wettbewerbsneutralen SAF-Abgabe für Passagierflüge in den EU-Mitgliedstaaten, die von allen in der EU startenden Airlines für jeden Passagier zu entrichten ist, sowie die Einführung eines CO_2-Ausgleichmechanismus für Passagierflüge außerhalb der EU, um die Umgehung der SAF-Quotenverpflichtungen durch die Verlagerung von interkontinentalen Flügen auf Flughäfen an den EU-Außengrenzen zu verhindern.

FAZIT

- Sustainable Aviation Fuels (SAF) sind zum Erreichen der Klimaziele im Luftverkehr zwingend notwendig.
- Damit hinreichend privates Kapital für Investitionen, insbesondere in den PtL-SAF-Markthochlauf, mobilisiert werden kann, sind für den Aufbau industrieller Projekte neben der Weiterentwicklung der Förderkulisse für Forschung und Entwicklung weitere langfristig wirkende Finanzierungssysteme wichtig, außerhalb staatlicher Etats und sich laufend ändernder politischer Prioritäten.
- Durch eine Zusammenarbeit mit dem Finanzsektor (etwa über staatlich abgesicherte KfW-Darlehen) müssen Investitionshemmnisse abgebaut werden.
- Die SAF-Quotenerfüllung muss durch flexible Anrechnungsmöglichkeiten weiter vereinfacht werden und die Produktion und Weiterverarbeitung von SAF in existierenden Raffinerien vollumfänglich berücksichtigen.

ERWARTETER SAF-BEDARF DER LUFTFAHRTUNTERNEHMEN IN DER EU



Quelle: Eurostat Database (2023); growth assumption aviation market 1.5% per annum (according to the International Civil Aviation Organization, ICAO, medium scenario), zitiert nach NOW GmbH, Factsheet ReFuelEU Aviation Regulation, Okt. 2023;
Grafik (Nr. 449): en2x



REFUEL-EU AVIATION: BIS ZUM JAHR 2050 STEIGT DIE QUOTE FÜR NACHHALTIGE FLUGKRAFTSTOFFE (SAF) AUF 70 PROZENT.

ALLE TECHNOLOGIEOPTIONEN NUTZEN – FÜR MEHR KLIMASCHUTZ BEIM HEIZEN

ZIELBILD DER BRANCHE

Die en2x-Mitgliedsunternehmen wollen weiterhin mit ihren Produkten zur Wärmeversorgung der Gebäude in Deutschland beitragen. Sie liefern zunehmend treibhausgasarme Brennstoffe an Haushalte sowie Wirtschaft und leisten damit einen wichtigen Beitrag für Klimaschutz und Versorgungssicherheit im Wärmemarkt.

Der Wärmemarkt ist ein wichtiger Sektor für das Erreichen der Klimaziele. Allein 33,5 Prozent des Endenergieverbrauchs in Deutschland entfallen auf Raumwärme und Warmwasser. Insgesamt gibt es rund 21,2 Mio. Wärmeerzeuger in Gebäuden im gesamten Bundesgebiet. Davon sind 14,1 Mio. Gasheizungen, rund 5,1 Mio. Ölkessel und 650.000 Flüssiggasheizungen. Im Jahr 2023 wurden 112.500 neue Ölheizungen verbaut (rund 2 Prozent des Bestands). Daher steigt das Durchschnittsalter des Heizungsbestandes kontinuierlich an. Heizöl wird in rund einem Viertel der Wohneinheiten Deutschlands zur Wärmeversorgung genutzt. Die Versorgung mit Heizöl EL und Flüssiggas erfolgt derzeit zu einem hohen Anteil durch en2x-Mitgliedsunternehmen. Im Jahr 2021 lag der Gesamtabsatz von Heizöl EL bei 11,2 und 2022 bei 12,1 Mio. t. Der Heizölabsatz ist trotz der nur sehr langsam gesunkenen Zahl an Ölheizungen in den vergangenen zehn Jahren um rund 40 Prozent zurückgegangen – vor allem dank der Modernisierung mit effizienter Öl-Brennwerttechnik und Dämmmaßnahmen im Gebäudebestand. Die mit Blick auf das Erreichen der Klimaziele von vielen Akteuren favorisierten Energieträger für den Wärmemarkt sind Fernwärme und Strom. Strom-Wärmepumpen kommen bei 6,2 Prozent, Fernwärme bei 14,2 Prozent der Wohneinheiten zum Einsatz (Stand 2022).

VIELE ÖLHEIZUNGEN WERDEN IN LÄNDLICHEN REGIONEN BETRIEBEN

Gebäude, die mit Heizöl oder Flüssiggas beheizt werden, befinden sich zumeist am Rand von Ballungsgebieten oder in ländlichen Gegenden. Finanzielle Aspekte und fehlende Wärmenetze sprechen oft gegen eine Umstellung des Heizsystems oder eine umfangreiche Sanierung des Hauses. Dennoch müssen auch diese Gebäude bis 2045 treibhausgasneutral mit Energie versorgt werden. Im novellierten Gebäudeenergiegesetz (GEG) ist festgelegt, wie Gebäudeeigentümer dazu beitragen sollen, dieses Ziel zu erreichen.

NOVELLE DES GEBÄUDEENERGIEGESETZES (GEG): ANTEIL ERNEUERBARER ENERGIEN WIRD DEUTLICH ERHÖHT

Das seit dem 01.01.2024 geltende GEG schreibt bei der Erneuerung einer Heizung in einem Bestandsgebäude vor, dass ab 2029 15 Prozent, ab 2035 30 Prozent und ab 2040 60 Prozent erneuerbare Energien genutzt werden müssen, sofern zum Zeitpunkt des Heizungsaustausches noch keine kommunale Wärmeplanung vorliegt. Anderenfalls muss die Nutzung von 65 Prozent erneuerbarer Energie spätestens fünf Jahre nach Beginn der Heizungsmodernisierung erfolgen. Gemeinden mit mehr als 100.000 Einwohnern müssen eine kommunale Wärmeplanung bis 01.07.2026 vorlegen; kleinere Gemeinden haben dafür zwei Jahre länger Zeit. Ab Ende 2044 dürfen keine fossilen Brennstoffe mehr verwendet werden. In Neubauten müssen Heizungen seit dem 01.01.2024 zu mindestens 65 Prozent erneuerbare Energien nutzen.

Das GEG ermöglicht Immobilieneigentümern eine breite Auswahl an Erfüllungsoptionen. Heizöl- oder Flüssiggaskunden, die auch weiter auf einen speicherbaren Energieträger im eigenen Tank setzen wollen, können den erneuerbaren Anteil an der Wärmeerzeugung z. B. durch den Einbau einer Hybridheizung, bestehend aus einem Heizkessel für flüssige oder gasförmige Brennstoffe und einer Wärmepumpe, einbringen. Ebenso können die Vorgaben mit einem neuen Brennwertgerät und dem Einsatz eines Flüssigbrennstoffes mit einem entsprechenden erneuerbaren Anteil erfüllt werden. Bei Kombination mit einer Solarthermieanlage für Heizung und Warmwasser wird die gewonnene Solarwärme anteilig auf die erforderliche Erneuerbarenquote angerechnet.

BILANZIELLE ERFÜLLUNG DES ERNEUERBAREN ANTEILS ERMÖGLICHEN

Die brennstoffseitige Erfüllung des GEG kann auch durch eine entsprechende Beimischung von Heizöl mit erneuerbaren Anteilen oder durch die entsprechende Verwendung von biogenem Flüssiggas erreicht werden. Sinnvoll wäre es

allerdings, wenn die nachgefragte Menge an alternativen flüssigen Brennstoffen – wie bei einer Gasversorgung – von den Brennstoffanbietern auch bilanziell erfüllt werden konnte. Dann müsste unverändert die vom Gesetzgeber geforderte Gesamtmenge grüner Energien in den Wärmemarkt geliefert werden, es müsste aber nicht jeder vom Kunden individuell bestellte erneuerbare Anteil am Heizöl an genau diesen Kunden ausgeliefert werden. Das würde zur Kostensenkung (niedrigere Logistikkosten) beitragen und damit die Akzeptanz der Wärmewende erhöhen.

„GREEN FUELS READY"-LABEL FÜR HEIZGERÄTE, TANKS UND KOMPONENTEN

Viele Geräte für flüssige Brennstoffe sind bereits auf erneuerbare Energieträger ausgelegt. Ein spezielles „Green Fuels Ready"-Label kennzeichnet Heizungsanlagen, Tanks und Komponenten aus, die bis zu 100 Prozent mit erneuerbaren, treibhausgasneutralen flüssigen Brennstoffen, also auch in Mischungen mit fossilen flüssigen Brennstoffen, betrieben werden können. Es gibt auch bereits Haushalte, die solche Brennstoffe in Demonstrationsanlagen nutzen. Derzeit arbeiten Heizölproduzenten und -handel intensiv an einem flächendeckenden Angebot für solche klimaschonenden Heizölqualitäten.

FAZIT

- Für das Erreichen der Klimaziele im Gebäudesektor ist ein vielfältiges Technologieangebot erforderlich, um bezahlbare Lösungen für die unterschiedlichen Gegebenheiten im Bestand zu ermöglichen.
- Hybridheizungen, die Strom-Wärmepumpen mit effizienten Öl- oder Flüssiggaskesseln kombinieren und Brennstoffe mit erneuerbaren Anteilen nutzen, leisten einen wichtigen Beitrag für die Wärmewende.
- Bei schwankendem Angebot von Wind- und Solarstrom können solche Hybridheizungen insbesondere an kalten Tagen Spitzenlasten abdecken bzw. Spitzenlasten im Stromnetz reduzieren.
- Eine dezentrale Bevorratung flüssiger Brennstoffe in den Verbrauchertanks stärkt die Resilienz der Energieversorgung insgesamt.
- Eine bilanzielle Erfüllung des erneuerbaren Anteils trägt zur Kostensenkung bei und stärkt die Akzeptanz der Wärmewende.

ERFORDERLICHER ANTEIL ERNEUERBARER ENERGIEN BEI HEIZUNGSMODERNISIERUNGEN
GEMÄSS GEBÄUDEENERGIEGESETZ (GEG) 2024

<table>
<tr><th rowspan="3">Datum der Heizungs-modernisierung</th><th colspan="2">Gemeindegebiete mit mehr als 100.000 Einwohnern*</th><th colspan="2">Gemeindegebiete mit 100.000 Einwohnern oder weniger*</th></tr>
<tr><th colspan="2">Kommunale Wärmeplanung</th><th colspan="2">Kommunale Wärmeplanung</th></tr>
<tr><th>Liegt nicht vor</th><th>Liegt vor</th><th>Liegt nicht vor</th><th>Liegt vor</th></tr>
<tr><td>2024</td><td rowspan="3">15 % ab 2029
30 % ab 2035
60 % ab 2040</td><td rowspan="3">65 % ab 5 Jahre nach Inbetriebnahme</td><td rowspan="5">15 % ab 2029
30 % ab 2035
60 % ab 2040</td><td rowspan="5">65 % ab 5 Jahre nach Inbetriebnahme</td></tr>
<tr><td>2025</td></tr>
<tr><td>2026 (bis 30.06.)</td></tr>
<tr><td>2026 (ab 01.07)</td><td colspan="2" rowspan="3">65 % ab 5 Jahre nach Inbetriebnahme</td></tr>
<tr><td>2027</td></tr>
<tr><td>2028 (bis 30.06)</td><td colspan="2">65 % ab 5 Jahre nach Inbetriebnahme</td></tr>
<tr><td>ab 2028 (01.07)</td><td colspan="4">100 % für alle Heizungen ab 2045</td></tr>
</table>

*Am 01.01.2024

Quelle und Grafik (Nr. 488): en2x

NAPHTHA, ETHYLEN, METHANOL, SCHMIERSTOFFE, BITUMEN, PARAFFINE, PROZESSÖLE

ZIELBILD DER BRANCHE

Die Mineralöl verarbeitende Industrie stellt auch künftig in erheblichem Umfang Produkte für die stoffliche Nutzung bereit. Durch die Transformation der Branche hin zur Treibhausgasneutralität werden auch diese nicht energetischen Produkte, deren Anteil am gesamten Produktportfolio steigen wird, in Zukunft zunehmend CO_2-neutral her- und bereitgestellt.

AUCH DIE PRODUKTE FÜR DIE STOFFLICHE NUTZUNG MÜSSEN CO_2-NEUTRAL WERDEN

Ein erheblicher Teil der heute aus Mineralöl hergestellten Produkte werden nicht als Kraftstoff für Motoren oder Brennstoff für Heizungen verwendet, sondern vor allem in der chemischen Industrie als Einsatzstoffe sowie in weiteren Grundstoffindustrien als wichtige Bestandteile von Wertschöpfungsketten verwendet. Insgesamt machen diese nicht energetisch genutzten Produkte gut 20 Prozent der gesamten Raffinerieproduktion in Deutschland aus. Die Produkteigenschaften und die Anwendungen sind vielfältig. Der mengenmäßig größte Anteil entfällt auf chemische Vorprodukte wie Ethylen, Naphtha oder Flüssiggas, die u. a. für die Erzeugung von Kunst-, Schaum- und Dämmstoffen benötigt werden, aber auch Produkte wie Methanol, Schmierstoffe, Bitumen, Weißöle, Paraffine oder Prozessöle sowie Petrolkoks werden stofflich verwendet. Naphtha und andere Erdölderivate machen derzeit etwa 72 Prozent der stofflich genutzten Rohstoffe in der organisch-chemischen Industrie in Deutschland aus.



Derzeit werden fossilbasierte Kohlenwasserstoffe zudem in verschiedensten Abnehmerindustrien weiterveredelt, wie etwa in der Kosmetik- und Pharmabranche, in der Bau- oder Lebensmittelindustrie. Somit sind die in der Raffinerie gewonnenen Produkte zur stofflichen Nutzung von zentraler Bedeutung für den Erhalt industrieller Wertschöpfungsketten in Deutschland.

LANGFRISTIGER BEDARF

Anders als bei Kraft- und Brennstoffen ist davon auszugehen, dass der Bedarf der stofflich genutzten Raffinerieerzeugnisse konstant bleiben oder mit der wirtschaftlichen Entwicklung sogar steigen wird. Das gilt in Deutschland vor allem dann, wenn die chemische Industrie als wichtiger Teil der deutschen Exportwirtschaft erhalten bleibt. Für die Weiterentwicklung von Raffinerien und Produktionsstätten stellt das eine Herausforderung dar, da die Herstellung dieser Produkte aufgrund der Kuppelproduktion derzeit nicht unabhängig von der Kraft- und Brennstoffherstellung erfolgen kann.

AUCH EINSATZSTOFFE FÜR DIE CHEMIE, SCHMIERSTOFFE UND BITUMEN MÜSSEN NACHHALTIG WERDEN

Im Zuge der Transformation werden die Raffinerien ihre Rohstoffbasis zunehmend auf erneuerbare Energieträger und Einsatzstoffe wie CO_2-neutralen Wasserstoff, CO_2 als Rohstoff, nachhaltige Biomasse (Stroh, biogene Sekundärrohstoffe wie Pflanzenreste, Restholz) sowie Plastikreststoffe umstellen. Neben dem Co-Processing (siehe Infoblock auf Seite 47) werden neue Verfahren wie Wasserstoffelektrolyse, die thermochemische Umwandlung von Biomasse oder das chemische Recycling von Plastikabfällen sowie Power-to-Liquid-Verfahren zum Einsatz kommen. Auch in der chemischen Industrie, die bis dato häufig mit den grundstoffliefernden Raffinerien und Produktionsstätten eng verzahnt ist, gibt es Bestrebungen, die Grundstoffe vollständig auf erneuerbarer Basis herzustellen.

ERSATZ DER FOSSILEN ROHSTOFFBASIS

Teilweise sind für stofflich verwertete Produkte schon heute nachhaltige Herstellungsverfahren bekannt und werden in Demonstrationsanlagen auf ihren Markthochlauf hin getestet und vorbereitet. So können z. B. einige chemische Vorprodukte über Methanol-to-X-Verfahren oder durch die

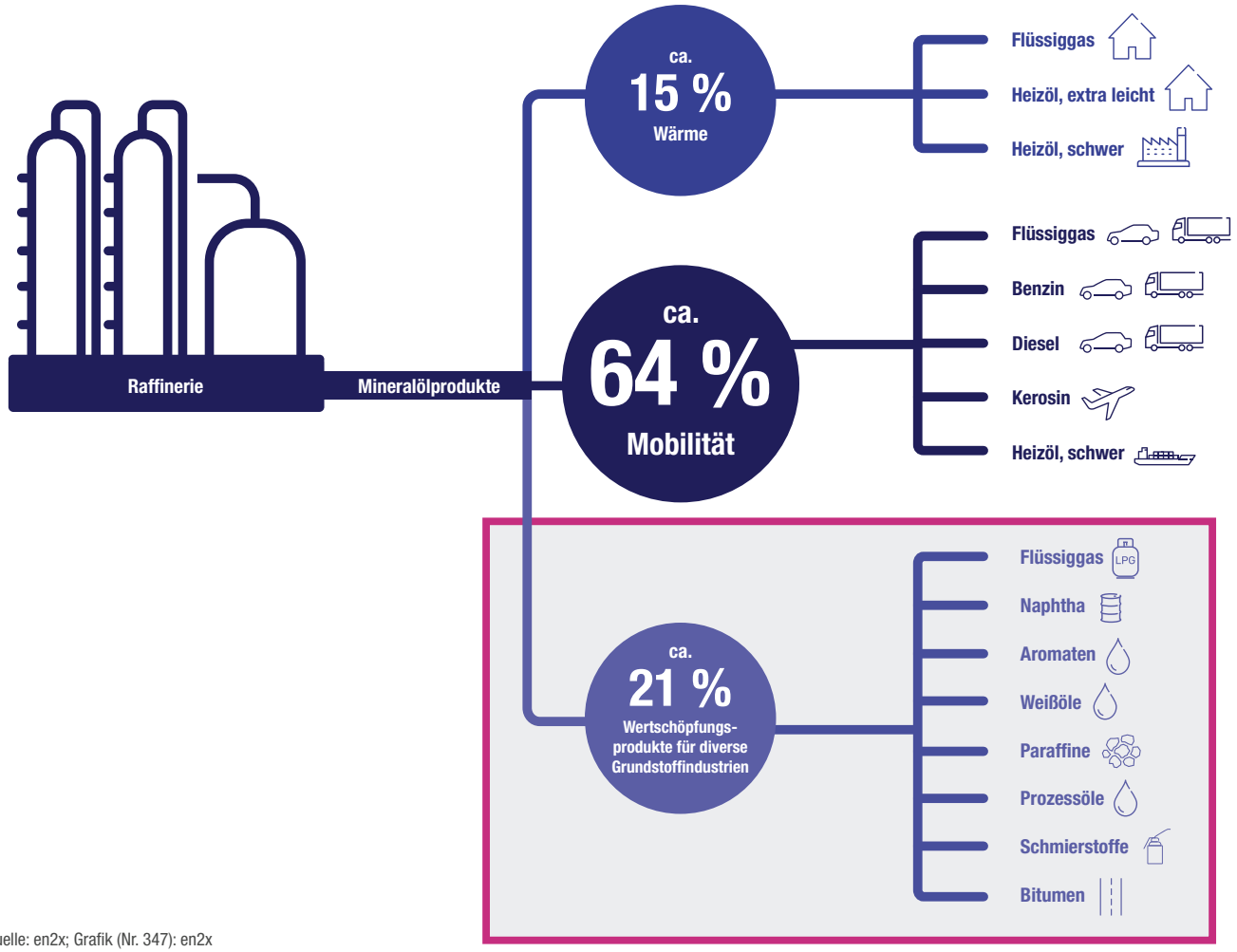
Verarbeitung von synthetischen Fischer-Tropsch-Rohölen aus Wasserstoff und CO_2 hergestellt werden. Neben den synthetisch erzeugten Rohstoffen spielt auch Biomasse für die nachhaltige Bereitstellung eine wichtige Rolle. So existieren für Endprodukte unterschiedlichster Abnehmerindustrien schon heute biogene Alternativen – vom Bitumen im Straßenbau bis hin zu Vaseline im Personal-Care-Bereich. Jedoch können noch nicht in allen Fällen die gleichen Eigenschaften erreicht werden wie mit dem fossilen „Original“. Für die en2x-Mitgliedsunternehmen wird das Geschäftsfeld der stofflich genutzten Produkte stark von den Entwicklungen der Technologiepfade H2/PtX, Biomasse und Kreislaufwirtschaft (Circular Economy) beeinflusst werden.

Eine Herausforderung besteht darin, dass für die Märkte dieser Produkte bislang kaum regulatorische Instrumente zur Unterstützung einer schnelleren Markteinführung vorgesehen sind. So können die zum Teil erheblichen Mehrkosten im Vergleich zu den fossilen Produktpendants heute (noch) nicht kompensiert werden.

FAZIT

- Die Mineralöl verarbeitende Industrie stellt neben Kraft- und Brennstoffen in erheblichem Umfang Produkte für die stoffliche Nutzung bereit.
- Diese Produkte sind ein Grundbaustein von Wertschöpfungsketten in diversen Industrien (Chemie, Kunststoff, Bau, Lebensmittel und Personal Care). Sie werden auch in Zukunft benötigt.
- Damit die Produkte zur stofflichen Nutzung zunehmend CO_2-neutral bereitgestellt werden können, müssen genügend alternative Rohstoffe zur Verfügung stehen.
- Über 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 die Verfügbarkeit sicherzustellen.

VERWENDUNG VON MINERALÖL IN DEUTSCHLAND HEUTE



Quelle: en2x; Grafik (Nr. 347): en2x

WIE UND WO WERDEN GRÜNE MOLEKÜLE GEWONNEN UND VERARBEITET?

CO_2-NEUTRALER WASSERSTOFF UND KOHLENSTOFF AUS NACHHALTIGEN QUELLEN SIND DIE BAUSTEINE DER MOLEKÜLWENDE.

RAFFINERIEN WERDEN ZU PRODUKTIONSZENTREN FÜR CO_2-NEUTRALE PRODUKTE.

ENERGIEPARTNERSCHAFTEN SIND DIE BASIS FÜR DEN IMPORT GRÜNER MOLEKÜLE.

ROHSTOFFE UND TECHNOLOGIEN

WIE UND WO WERDEN GRÜNE MOLEKÜLE GEWONNEN UND VERARBEITET?

CO_2-NEUTRALER WASSERSTOFF UND NACHHALTIGER KOHLENSTOFF: BAUSTEINE DER MOLEKÜLWENDE

Für einen erfolgreichen Klimaschutz benötigen wir CO_2-neutralen Wasserstoff und für viele Anwendungen auch nachhaltige Kohlenwasserstoffe in großen Mengen. Das erfordert Technologien und Infrastrukturen, welche die beide Stoffe erzeugen und transportieren, um sie zu CO_2 neutralen Produkten verarbeiten zu können.

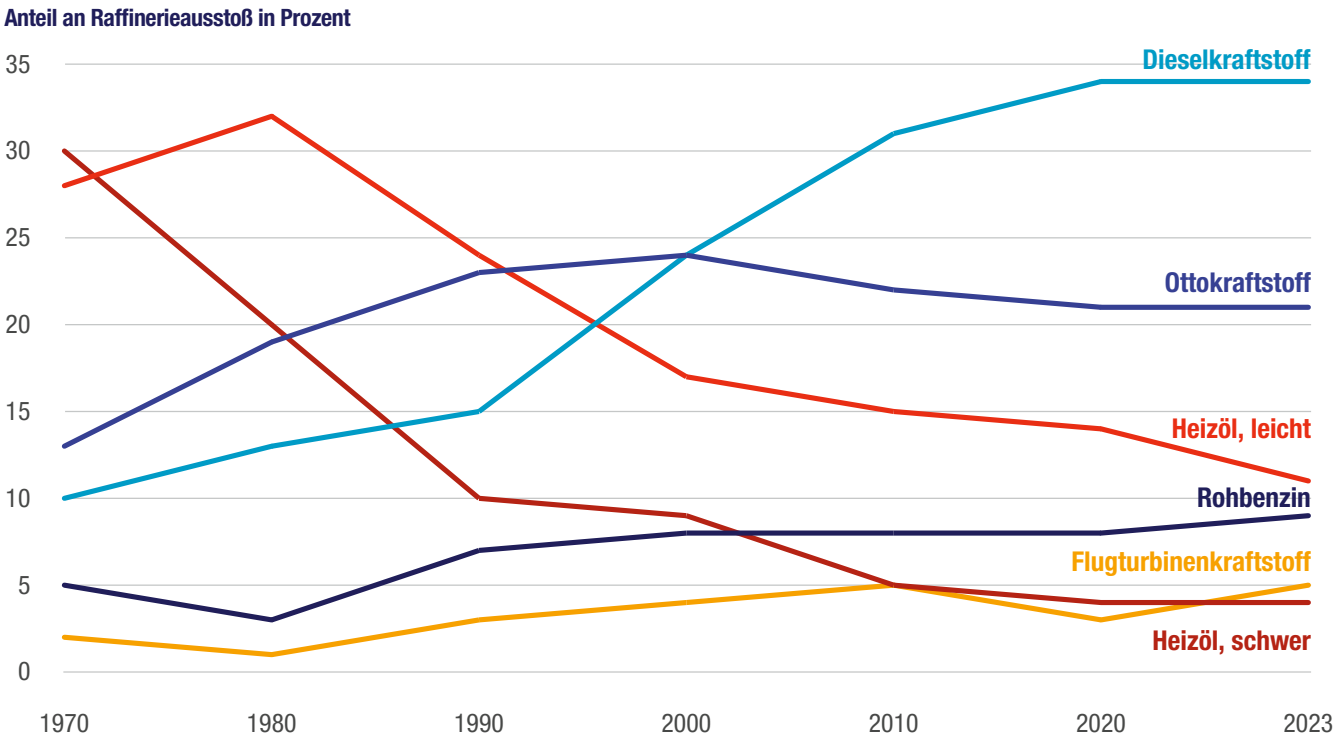
DIE TRANSFORMATION DER BISHERIGEN MINERALÖLWIRTSCHAFT IST EIN WICHTIGER BAUSTEIN DER MOLEKÜLWENDE

Heute werden die in verschiedenen Sektoren verwendeten flüssigen Kohlenwasserstoffe überwiegend aus Rohöl in Raffinerien hergestellt. Mineralölprodukte sind die mit weitem Abstand dominierenden Energieträger im Verkehrssektor und decken einen wesentlichen Anteil des Wärmebedarfs in Deutschland. Raffinerien stellen darüber hinaus erhebliche Mengen von Einsatzstoffen und Grundprodukten für die chemische Industrie her, und das bei einer bereits heute im globalen Vergleich hohen Energieeffizienz.

Sie sind ein wichtiges Element der industriellen Wertschöpfungsketten und leisten darüber hinaus gemeinsam mit dem Import von Fertigprodukten einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit. Das bislang weitgehend auf fossilen Kohlenwasserstoffen fußende Geschäftsmodell der Mineralölwirtschaft wird sukzessive durch ein Geschäftsmodell abgelöst, in dem erneuerbare Energien wie Wind- und Solarstrom, Biomasse, CO_2-neutraler Wasserstoff sowie synthetische oder recycelte Rohstoffe die Basis sind. Parallel zur Umstellung auf erneuerbare Rohstoffe werden sich das Produktspektrum der Raffinerien und die Importe kontinuierlich an die sich ändernde Nachfrage in den unterschiedlichen Sektoren anpassen müssen.

Mit einer auch zukünftig verlässlichen Energie- und Rohstoffversorgung hilft die Branche, Wertschöpfungsketten in Deutschland zu transformieren und zu erhalten. Wasserstoff sowie CO_2-neutrale Kohlenwasserstoffe sind dafür die notwendigen Bausteine.

ANTEILE DER MINERALÖLPRODUKTE AN DER RAFFINERIEPRODUKTION IM ZEITVERLAUF
RAFFINERIEN KÖNNEN IHRE PRODUKTION AN DIE SICH VERÄNDERNDE NACHFRAGE ANPASSEN



Quelle und Grafik (Nr. 457a): en2x



WASSERSTOFF IST ESSENZIELL FÜR DIE ENERGIE-WENDE UND DAS ERREICHEN DER KLIMAZIELE.

WASSERSTOFF

CO_2-NEUTRALER WASSERSTOFF IST DER ROHSTOFF FÜR DIE TRANSFORMATION

ZIELBILD DER BRANCHE

Die en2x-Mitgliedsunternehmen wollen langfristig als Produzenten, Importeure, Händler, aber auch Nutzer von CO_2-neutralem Wasserstoff und seinen Derivaten in einem attraktiven Geschäftsfeld agieren können. Sie tragen zum Erreichen der Klimaziele bei, indem sie anstelle fossiler Energieträger und Rohstoffe zunehmend erneuerbar erzeugten Wasserstoff und seine Derivate (Power-to-X-Produkte) sowohl in Deutschland herstellen als auch importieren und in den Raffinerien zu Produkten verarbeiten, um diese als Kraftstoff für den Verkehr (Luftfahrt, Güter-/Nutzfahrzeuge und Pkw) oder chemische Grundstoffe an die Industrie zu vertreiben.

WASSERSTOFF UND KOHLENWASSERSTOFFE WERDEN IN NAHEZU ALLEN SEKTOREN FÜR DIE CO_2-NEUTRALITÄT BENÖTIGT

CO_2-freier und CO_2-neutraler Wasserstoff (grün, blau, türkis und orange) sowie daraus erzeugte Power-to-X-Produkte, wie z. B. Methanol, Ammoniak, synthetische Kraftstoffe (E-Fuels) und Basischemikalien (E-Chemicals), werden langfristig vor allem dort gebraucht, wo die direkte Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien nicht möglich ist oder nicht dazu ausreicht, fossile Energieträger und Rohstoffe zu ersetzen. Für eine Übergangsphase sollte auch die Nutzung CO_2-arm erzeugten Wasserstoffs möglich sein und die Umstellung auf eine Wasserstoffwirtschaft unterstützen.

WASSERSTOFFBEDARF WIRD ENORM STEIGEN UND GRÖSSTENTEILS DURCH IMPORTE GEDECKT WERDEN

Aktuell werden in Deutschland rund 55 Terawattstunden (umgerechnet rund 1,7 Mio. t) Wasserstoff vor allem aus Erdgas hergestellt. In der Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS) hat die Bundesregierung das Mengenziel für die Wasserstoffbedarfe erhöht. Sie geht davon aus, dass der Wasserstoffbedarf in Deutschland bis 2030 bei 95 bis 130 Terawattstunden liegen und danach stark ansteigen wird. Gleichzeitig ist das ursprüngliche Ausbauziel für die inländische Elektrolysekapazität von fünf auf zehn Gigawatt erhöht worden. Davon entfallen zwei Gigawatt auf Raffinerien. Bis 2045 wird Deutschland laut Schätzung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz 500 bis 600 Terawattstunden Wasserstoff benötigen, um das Ziel Klimaneutralität zu erreichen. Da die inländische Produktion absehbar nicht ausreichen wird, wird Deutschland nach Einschätzung der Bundesregierung rund zwei Drittel des laut Prognose benötigten Wasserstoffs importieren müssen.



WASSERSTOFFFARBEN

GRÜNER WASSERSTOFF

Herstellung per Wasserelektrolyse mit erneuerbaren Energien (Strom aus Wind/PV). Nebenprodukt: Sauerstoff.

BLAUER WASSERSTOFF

Herstellung per Dampfreformierung z. B. aus Erdgas; anfallendes CO_2 wird zu größtenteils abgetrennt und weiterverwendet oder in geologischen Formationen eingelagert.

TÜRKISER WASSERSTOFF

Herstellung per Pyrolyse, z. B. aus Erdgas; anfallender fester Kohlenstoff wird als Rohstoff weiterverwendet oder eingelagert.

ORANGER WASSERSTOFF

Herstellung per Dampfreformierung von Biomethan oder Elektrolyse mit dem Überschussstrom aus der thermischen Abfallbehandlung.

FÜR EINEN RASCHEN UND KOSTENEFFIZIENTEN MARKTHOCHLAUF ALLE WASSERSTOFFFARBEN NUTZEN

Die Herstellung von Wasserstoff basiert derzeit noch meist auf konventionellen Verfahren, hauptsächlich unter Verwendung von Erdgas als Rohstoff. Experten gehen davon aus, dass die Wasserelektrolyse mit erneuerbarem Strom künftig die dominierende Technologie zur Wasserstoffproduktion wird. Unter den unterschiedlichen technischen Ansätzen zur Herstellung ist die Elektrolyse am weitesten fortgeschritten, doch auch hier gibt es verschiedene Verfahren mit unterschiedlichen technischen Reifegraden – es besteht daher noch Entwicklungsbedarf, um die Effizienz zu steigern und um die Kosten zu senken. Die Elektrolysetechnologie stellt eine große Chance für die Exportwirtschaft dar.

Der Aufbau nationaler Elektrolysekapazitäten unterstützt dabei und ist zugleich ein wichtiger Beitrag zur Versorgungssicherheit. Dennoch dürfte grüner Wasserstoff auf absehbare Zeit ein knappes Gut bleiben, so dass treibhausgasarmer Wasserstoff in verschiedenen Farben zur Überbrückung für den Markthochlauf erforderlich sein wird.

Zu begrüßen ist, dass die Bundesregierung in der überarbeiteten Wasserstoffstrategie nicht nur grünen Wasserstoff, sondern auch blauen Wasserstoff (aus Erdgas mit Abtrennung und Einlagerung des entstandenen CO_2), türkisen Wasserstoff (aus Erdgas mit dem Nebenprodukt Kohlenstoff) und orangen Wasserstoff (H2 aus Biomasse) als Optionen vorsieht. Damit diese Wasserstoffvarianten genutzt werden können, werden aber auch Technologien zur Abscheidung, Nutzung und Speicherung von CO_2 benötigt.



FAZIT

- CO_2-neutraler Wasserstoff wird in nahezu allen Sektoren für das Erreichen der Klimaziele benötigt werden.
- Raffinerien sind ohne größere Umrüstungen in der Lage, CO_2-neutralen Wasserstoff einzusetzen und damit zur THG-Reduktion beizutragen. Wichtig ist der Anschluss der Standorte an das künftige Wasserstoffkernnetz.
- Der Bedarf wird von heute 55 TWh auf 500 bis 600 TWh im Jahr 2050 anwachsen – und größtenteils durch Importe gedeckt werden müssen.
- Ziel der Regulierung sollte vor allem die Schaffung eines schnell wachsenden Angebots sein, nicht die Verteilung eines knappen Produkts auf spezifische Sektoren.

TECHNOLOGIEN ZUR ERZEUGUNG UND VERARBEITUNG VON WASSERSTOFF

ELEKTROLYSE

ist ein technisches Verfahren zur Aufspaltung einer chemischen Verbindung mit Hilfe von Strom. Sie wird beispielsweise zur Gewinnung von Wasserstoff angewendet, indem Wasser (H2O) in seine Bestandteile Wasserstoff (H2) und Sauerstoff (O2) aufgespalten wird. Für die Energiewende, die Transformation der Sektoren Industrie, Verkehr und Energie, ist die Wasserstoff-elektrolyse von zentraler Bedeutung, um aus Strom aus erneuerbaren Energien speicherbare grüne Moleküle zu machen. Deutschland will bis 2030 10 Gigawatt Elektrolysekapazitäten aufbauen, EU-weit sollen dann 40 Gigawatt zur Verfügung stehen.

FISCHER-TROPSCH-SYNTHESE (FTS)

Mit diesem bereits seit den 1920er Jahren bekannten Verfahren können aus Synthesegas – bestehend aus Wasserstoff (H2) und Kohlenstoffmonoxid (CO) – langkettige Kohlenwasserstoffe, etwa synthetische Kraftstoffe, hergestellt werden. Der für die FT-Synthese benötigte Wasserstoff wird durch die Wasserelektrolyse gewonnen. Das benötigte Kohlenstoffmonoxid wird durch die Reduktion von Kohlenstoffdioxid (CO_2) mit Wasserstoff zu CO und Wasser erzeugt. Die in der FTS gebildeten Kohlenwasserstoffe stehen nach einer weiteren Verarbeitung in der Raffinerie als synthetischer Dieselkraftstoff, als E-Benzin und E-Kerosin oder auch als Wachse für die stoffliche Nutzung zur Verfügung.

METHANOLSYNTHESE

Bei der Methanolsynthese werden Kohlenstoffmonoxid (CO) und Wasserstoff (H2) mit Hilfe von Katalysatoren (aus Kupfer und Zinkoxid) zu Methanol umgesetzt. Methanol wird bislang großtechnisch aus fossilen Energieträgern wie Erdgas und Kohle gewonnen. Mittels verschiedener chemischer Verfahren (z. B. Dampfreformierung von Erdgas oder Vergasung von Kohle, Erdgas oder Erdöl) wird ein Synthesegas gewonnen, aus dem anschließend in einem katalytischen Prozess Rohmethanol entsteht. Nach einer Reinigung kann dieses weiterverarbeitet werden, z. B. zu Benzin. Das für die Katalyse benötigte Synthesegas kann außer aus fossilen Rohstoffen auch aus alternativen Kohlenstoffquellen wie Biogas, nachwachsenden Rohstoffen/Biomasse, Klärschlamm und CO_2 (aus konzentrierten industriellen Abgasen oder aus der Luft) und grünem Wasserstoff hergestellt werden. Dann entsteht grünes Methanol, das u. a. zu CO_2-neutralen Kraftstoffen verarbeitet werden kann.

PTX (POWER-TO-X)

Mit diesem Sammelbegriff werden u. a. Verfahren bezeichnet, die elektrische Energie in chemisch gespeicherte Energie umwandeln. So kann regenerativ erzeugter Strom in energiereiche Moleküle wie Wasserstoff, Methan und andere Gase sowie Methanol und andere flüssige Kraft- und Rohstoffe wie Naphtha (Rohbenzin) gewandelt und gespeichert werden. Das ,,X“ steht dabei für die Stofffamilie, in die gewandelt wird; z. B. gibt es PtG/Power-to-Gas (gasförmige Stoffe) oder PtL/Power-to-Liquid (flüssige Stoffe). Im Luftfahrtkontext z. B. ist damit gemeint, dass regenerativ erzeugter Strom dazu verwendet wird, den Treibstoff Kerosin (eSAF) zu synthetisieren. Ein Weg führt über die Methanolsynthese und eine anschließende mehrstufige Konversion. Das zweite Verfahren ist die Fischer-Tropsch-Synthese (FTS).

STROMBASIERTE FUELS

Für die Herstellung von strombasierten flüssigen Energieträgern wird grüner/CO_2-neutraler Wasserstoff benötigt. Dieser wird mittels Wasserelektrolyse unter Verwendung von Ökostrom gewonnen. Damit die erforderlichen langkettigen Kohlenwasserstoffmoleküle entstehen, muss noch Kohlenstoffmonoxid (CO) hinzugefügt werden. Dazu wird der Wasserstoff mit CO_2 in einem zweiten Prozessschritt (umgekehrte Wasser-Gas-Shift-Reaktion) kombiniert. Es entsteht ein aus Kohlenmonoxid (CO) und Wasserstoff bestehendes Synthesegas. Das Synthesegas wird zu synthetischem Methanol (Methanolroute) oder zu synthetischem Rohöl (Fischer-Tropsch-Route) umgewandelt, damit daraus in weiteren Verarbeitungsschritten u. a. synthetischer Diesel- und Ottokraftstoff oder Kerosin erzeugt werden kann. Mit einem neuen Verfahren, der sogenannten Co-Elektrolyse, ist es möglich, das Synthesegas in einem Prozessschritt herzustellen und die Effizienz des Gesamtverfahrens zu erhöhen. Die ökostrombasierten Energieträger werden auch als Renewable Fuels on Non-Biological Origin (RFNBO) oder E-Fuels bezeichnet. Im Gegensatz zu fossilen Kraftstoffen sind sie frei von Aromaten (u. a. Benzol), so dass bei der Verbrennung weniger/kein Ruß anfällt. Das ist beispielsweise für den Flugzeugbetrieb relevant, wo die Menge der Rußpartikel die Bildung von klimawirksamen Kondensstreifen bestimmt.

NUTZUNG ALTERNATIVER KOHLENSTOFF QUELLEN

INNERHALB GESCHLOSSENER KREISLÄUFE

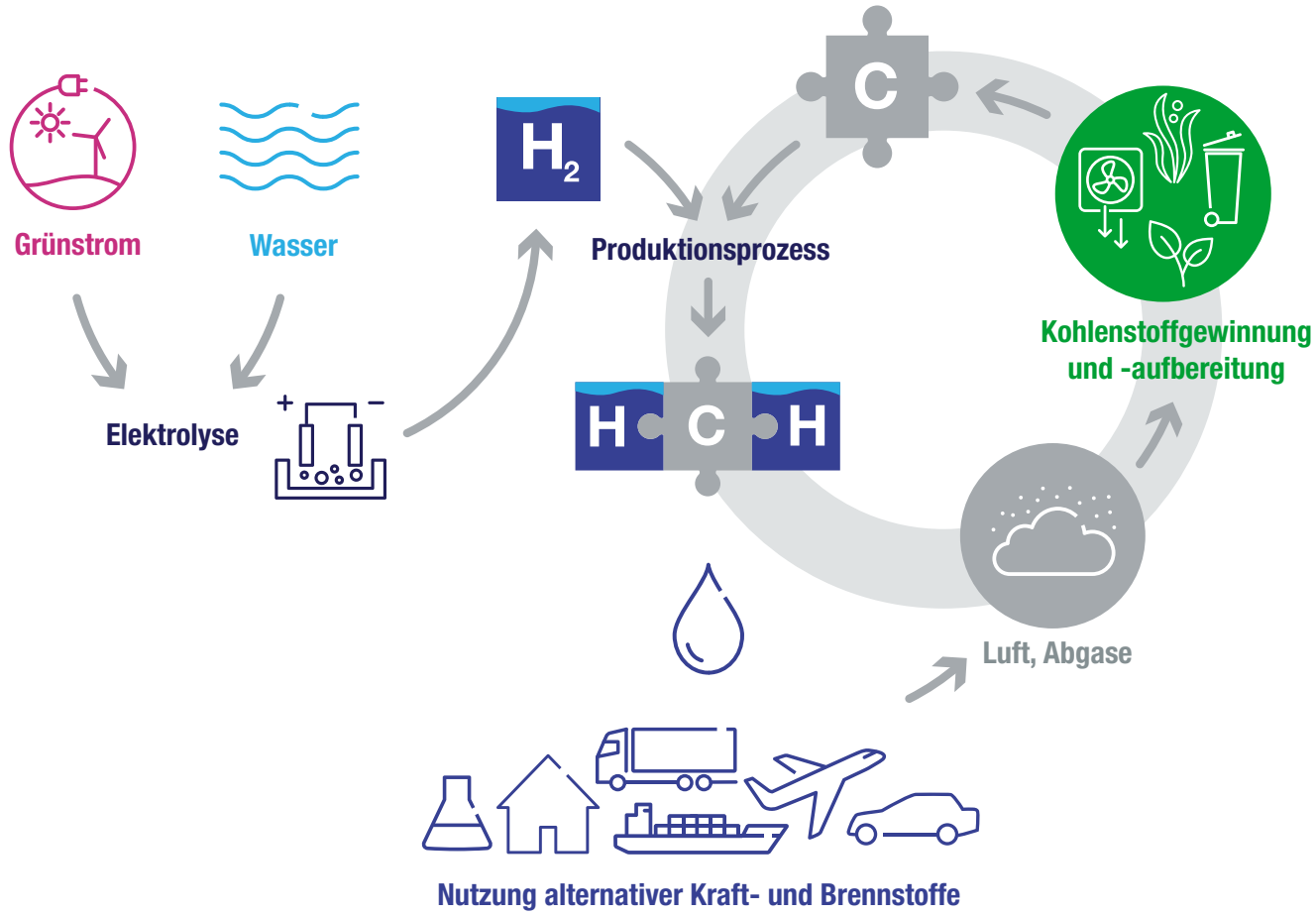
NUTZUNG ALTERNATIVER KOHLENSTOFFQUELLEN

WOHER KOMMT DAS GRÜNE C?

Wie kann in Zukunft der notwendige Bedarf an Kohlenwasserstoffen ohne fossile Kohlenstoffquellen gedeckt werden? Denn Kohlenwasserstoffe sind nicht nur wichtige Energieträger, sondern auch unverzichtbare chemische Bausteine für eine Vielzahl von Konsum- und Gebrauchsgütern.

Damit bei ihrer Produktion und Verwendung bis zur Entsorgung kein zusätzliches CO_2 in die Atmosphäre emittiert wird, braucht es geschlossene Kohlenstoffkreisläufe. Bei der Nutzung von **Biomasse** schließen die Pflanzen den Kohlenstoffkreislauf, die zuvor das CO_2 aus der Atmosphäre genommen haben. Das **Recyclen von Kunststoffen** ist eine weitere Option. Eine andere Möglichkeit bietet die **Nutzung von CO_2 aus Abgasen** oder aus der Luft. Vergleichsweise kurzfristig verfügbar sind Rohstoffe, die auf Biomasse oder Reststoffen basieren. In zahlreichen europäischen Ländern sind bisherige Mineralölraffinerien bereits zu Bioraffinerien umgebaut worden. Bio- und reststoffbasierte Strategien werden daher von den meisten Unternehmen als erster Schritt der Transformation priorisiert.

HERSTELLUNG ALTERNATIVER FUELS – EIN GESCHLOSSENER CO_2-KREISLAUF



Quelle und Grafik (Nr. 268b): en2x

BIOMASSE LIEFERT DIE MEISTE ERNEUERBARE ENERGIE IN DEUTSCHLAND

ZIELBILD DER BRANCHE

Die von den en2x-Mitgliedern erzeugten biogenen Energieträger und Einsatzstoffe tragen wesentlich zur THG-Reduzierung in den Sektoren Verkehr, Industrie und Gebäude bei. Die nachhaltige Nutzung von Biomasse ist ein wichtiger Baustein für die Transformation von fossilen zu erneuerbaren Kohlenwasserstoffen. Die Unternehmen können dazu auf ausreichend Biomasse zugreifen. Um Nutzungskonkurrenzen abzubauen, setzen die Unternehmen zunehmend auf die Nutzung von Sekundärrohstoffen (Pflanzenreste, Altfett, Biomüll).

Mehr als die Hälfte der im Jahr 2023 in Deutschland genutzten erneuerbaren Energie stammte aus Biomasse. Mit rund 255 TWh ist die Biomasse der wichtigste erneuerbare Energieträger in Deutschland und zugleich die bedeutendste Quelle für Kohlenstoff jenseits der fossilen Energieträger. Verwendet werden neben der land- und forstwirtschaftlich bereitgestellten Biomasse auch Reststoffe und Abfälle. Hierzu zählen, neben Alt- und Gebrauchtholz, Bioabfälle (z. B. aus der Biotonne), Gülle/Festmist und Getreidestroh.



Biomasse wird in fester, flüssiger und gasförmiger Form zur Strom- und Wärmeerzeugung und zur Herstellung von Brenn- und Kraftstoffen (Biofuels) genutzt. Fast zwei Drittel der Biomasse werden derzeit im Wärmesektor, vor allem in Form von Energieholz, eingesetzt. Zur Gebäudebeheizung wird u. a. schwefelarmes Heizöl mit Bioanteilen von bis zu 10 Prozent im Markt vertrieben. Neben der derzeitigen Hauptnutzung der Biomasse im Wärmesektor tragen Biokraftstoffe maßgeblich zur Emissionsminderung im Verkehr bei.

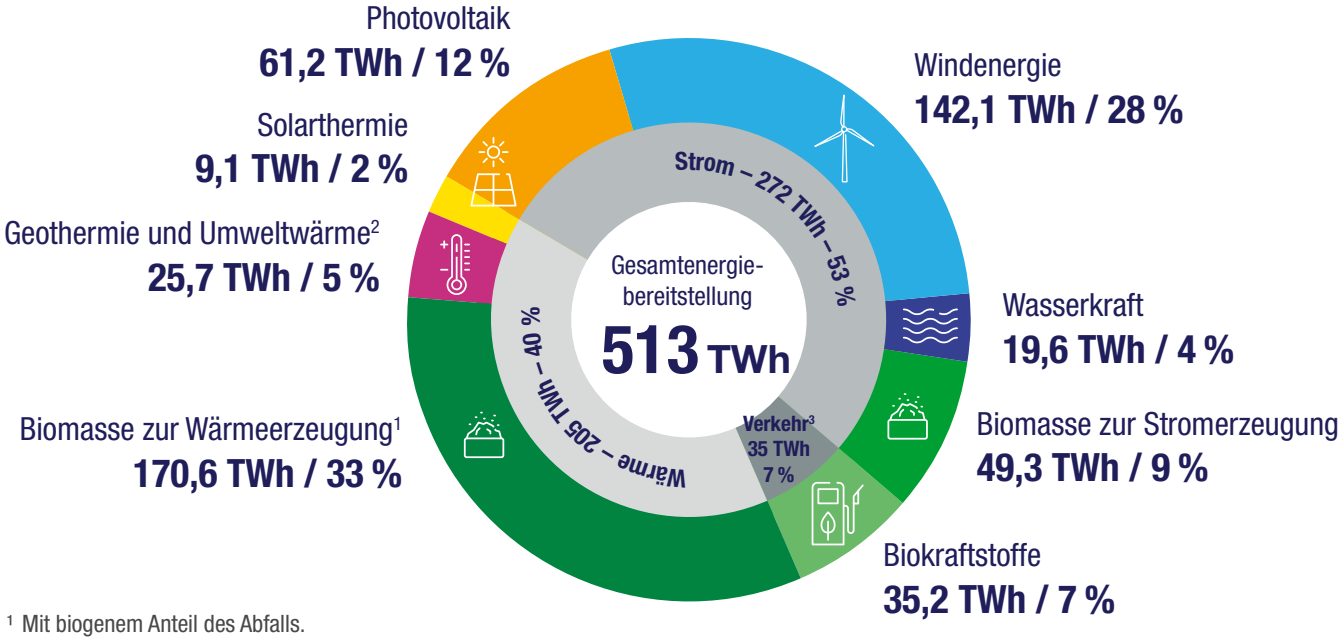
MEHR ALS 70 PROZENT DER THG-QUOTE ÜBER BIOKRAFTSTOFFE ERFÜLLT

Als Biokomponente in Ottokraftstoffen und im Dieselkraftstoff wurden im Jahr 2022 rund 1,5 Mio. t Bioethanol und 3,1 Mio. t Biodiesel verwendet. Biokraftstoffe sind die wichtigste Erfüllungsoption für die gesetzliche Treibhausgasminderungsquote (THG-Quote) im Verkehr. So wurden laut der offiziellen Statistik zur Quotenerfüllung der Generalzolldirektion im Jahr 2022 von 16,7 Mio. t CO_2eq erreichter THG-Emissionsminderung allein 10,9 Mio. t CO_2eq durch die Beimischung von Biodiesel und Bioethanol erbracht. Zusammen mit Bio-Reinkraftstoff und Biogas (LNG, verflüssigt und LPG, komprimiert) und einem Übertrag unberücksichtigter Mengen aus dem Vorjahr wurden in 2022 mehr als 70 Prozent der THG-Quote über Biokraftstoffe erfüllt.

ENERGETISCHE VERSUS STOFFLICHE NUTZUNG

Das Thema Biomasse und ihre energetische Verwendung wird trotz der erreichten CO_2-Minderung nach wie vor kontrovers diskutiert. Denn die energetische Nutzung von Biomasse konkurriert mit anderen Verwendungsmöglichkeiten. Als problematisch wird bewertet, wenn Pflanzen statt zur Nahrungs- und Futtermittelproduktion für den Einsatz als „Energiepflanzen“ angebaut werden. Laut den Eckpunkten für die Nationale Biomassestrategie der Bundesregierung soll die stoffliche Nutzung Vorrang erhalten. Allerdings lassen sich in der Raffinerie energetische Produkte und Produkte für die stoffliche Nutzung in der Herstellung nicht vollständig trennen. Zu berücksichtigen ist auch, dass bei der Gewinnung von Bioethanol und Biodiesel im Produktionsprozess oder durch die Verwertung der übrigen pflanzlichen Bestandteile Kuppelprodukte anfallen, etwa Futtermittel und Erzeugnisse für die Lebensmittelindustrie, organischer Dünger, Biogas sowie biogene Kohlensäure.

ENERGIEBEREITSTELLUNG AUS ERNEUERBAREN ENERGIETRÄGERN 2023



[1] Mit biogenem Anteil des Abfalls.
[2] Stromerzeugung aus Geothermie etwa 0,2 TWh (nicht separat dargestellt).
[3] Verbrauch von EE-Strom im Verkehr etwa 4,9 TWh.

Quelle: Umweltbundesamt (UBA) auf Basis AGEE-Stat, Stand 02/2024; Grafik (Nr. 471): en2x. Abweichungen bedingt durch Rundungen

SIGNIFIKANTE MINERALÖLPRODUKTSUBSTITUTION DURCH BIOMASSENUTZUNG MÖGLICH

Zur Abgrenzung verschiedener Biorohstoffe und Herstellungsverfahren werden drei Formen von Biomasse unterschieden: I. Anbaubiomasse Nahrungs-/Futtermittelpflanzen wie Raps und Mais; II. Abfallbasierte Biomasse wie Altspeiseöle und Altfette (RED II, Anhang IX, Teil B); III. Fortschrittliche Biomasse, u. a. Stroh, Rest-/Altholz, Bioabfall aus Haushalten und Industrie, Gülle/Klärschlamm, Algen (RED II, Anhang IX, Teil A). Die zukünftig nutzbaren Potenziale an Biomasse zur energetischen Nutzung sind sowohl von der technischen Entwicklung als auch von den Nachhaltigkeitskriterien abhängig. Die Potenzialbestimmung unter Beachtung aller Nutzungskonflikte ist nach derzeitigem Wissensstand nicht abgeschlossen.

Eine im en2x-Auftrag vom Deutschen Biomasseforschungszentrum (DBFZ) erstellte Analyse verschiedener Biomassestudien zeigt große Bandbreiten von Annahmen und Erwartungen hinsichtlich des verfügbaren Potenzials auf. Unter der Annahme ausgereifter Technologien deuten die aktuellen Potenzialstudien darauf hin, dass eine signifikante Mineralölproduktsubstitution durch Biomassenutzung – vor allem aus Abfall- und Reststoffen – möglich ist. Es besteht aus Sicht des DBFZ Bedarf an weitergehenden Potenzialstudien, die u. a. zusätzlich Aspekte wie sektorale Bedarfsentwicklung, Nachhaltigkeitsanforderungen, Nutzung von Anbaubiomasse, Biomasseimporte und Technologieentwicklung berücksichtigen.

FAZIT

- Biomasse ist der wichtigste erneuerbare Energieträger in Deutschland und zugleich die bedeutendste nichtfossile Quelle für Kohlenstoff.
- Biogene Kraft- und Brennstoffe sind ein essenzieller Bestandteil der Transformation. Mit ihnen wird heute bereits der Einsatz von fossilem Erdöl und Erdgas verringert.
- Die begrenzte Nutzung von Anbaubiomasse bleibt eine Erfüllungsoption zur THG-Minderung im Verkehr. Optionen wie fortschrittliche Biokraftstoffe aus Reststoffen, E-Mobilität oder synthetische Kraftstoffe werden mittel- und langfristig signifikant höhere Beiträge leisten.
- Die Unternehmen der Mineralöl verarbeitenden Industrie in Deutschland müssen auf Biomasse als Erfüllungsoption gemäß den europäischen Vorgaben (RED II) zugreifen können.
- Die Nachhaltigkeit der Biomasse muss weiterhin durch robuste Zertifizierungs- und Überwachungssysteme sichergestellt werden.

CHEMISCHES RECYCLING AUS KUNSTSTOFFABFALL WERTVOLLE ROHSTOFFE GEWINNEN

ZIELBILD DER BRANCHE

In der Raffinerie der Zukunft sind fossile Rohstoffe durch nachhaltigere Alternativen zu ersetzen. Dazu zählt auch die Verarbeitung von Plastikabfällen durch chemisches Recycling. Unter der Voraussetzung geeigneter rechtlicher Rahmenbedingungen (Anerkennung und Anrechenbarkeit des chemischen Recyclings) können Raffinerien mit vorhandenen und neuen Technologien große Teile des Kunststoffabfalls chemisch recyceln. Sie können damit eine wichtige Rolle bei der Schließung der bisher offenen Kohlenstoffkreisläufe spielen.

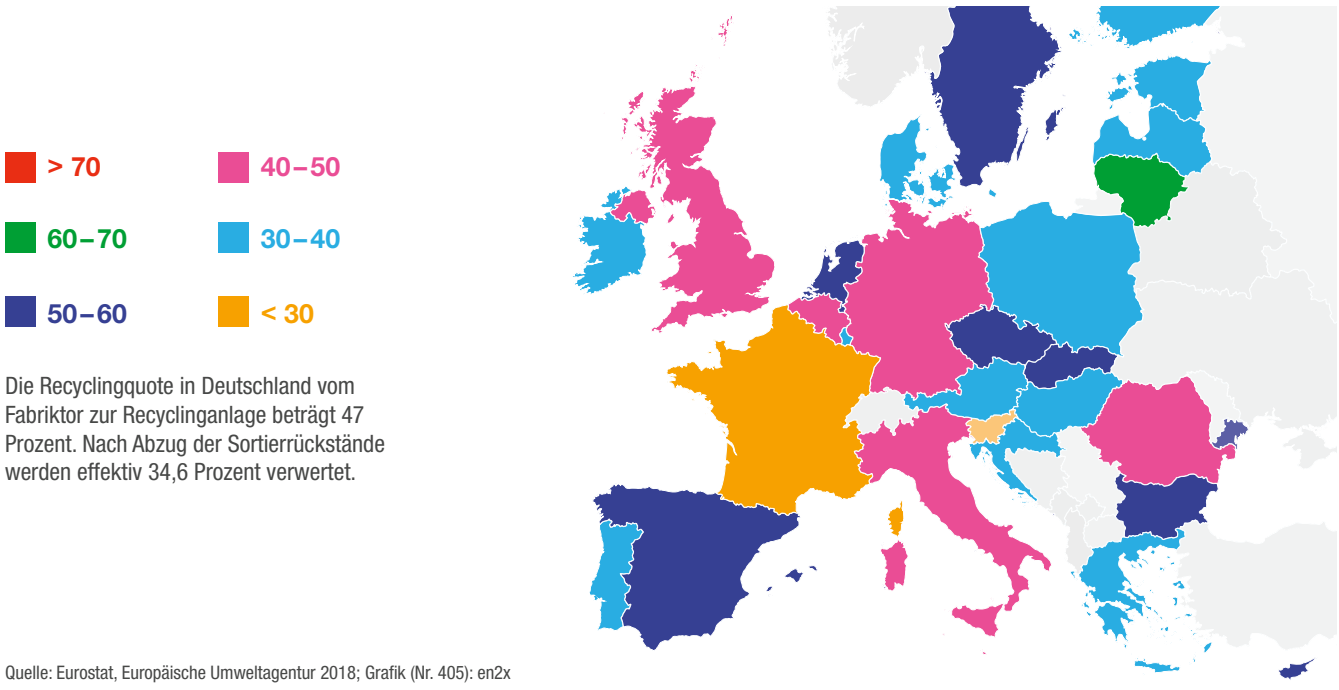
KREISLAUFWIRTSCHAFT IST EINE SÄULE DER ROHSTOFFSTRATEGIE

Ein Großteil der heutigen Waren basiert auf der Verwendung von Materialien, die der Umwelt entnommen werden und nach Gebrauch der Ware als Abfall entsorgt werden müssen. Ein Lösungsansatz ist die Kreislaufwirtschaft (Circular Economy), also eine idealerweise vollständige stoffliche Rückführung von Materialien bzw. Produkten nach Ende ihrer Nutzung, damit daraus Ausgangsstoffe für neue Produkte bzw. Waren entstehen können. Durch diesen Ansatz kann Kohlenstoff im Kreislauf gehalten und der Bedarf an neuem Kohlenstoff gesenkt werden.

Für den Raffineriesektor kann das sogenannte chemische Recycling von Kunststoffabfällen eine wachsende Bedeutung bekommen. Einige en2x-Mitglieder setzen bereits in Projekten auf Technologien zum chemischen Recycling wie die Pyrolyse, ein thermochemisches Verfahren zur Aufspaltung bzw. Umwandlung organischer Verbindungen. Mit einigen kleinen Anpassungen in einem Raffinerieprozess können Kunststoffabfälle zu neuen chemischen Grundstoffen für die Plastikherstellung aufbereitet werden. Neben biogenen Rohstoffen und nachhaltigen CO_2-Quellen stellt damit die Circular Economy die dritte Säule der künftigen Kohlenstoffversorgung von Raffinerien dar.

Die wichtigste Quelle für die Kreislaufwirtschaft in Raffinerien werden wahrscheinlich Kunststoffabfälle sein.

RECYCLINGQUOTE VON KUNSTSTOFFVERPACKUNGSABFÄLLEN IN EUROPA IN PROZENT (STAND 2018)



Die Recyclingquote in Deutschland vom Fabriktor zur Recyclinganlage beträgt 47 Prozent. Nach Abzug der Sortierrückstände werden effektiv 34,6 Prozent verwertet.

Quelle: Eurostat, Europäische Umweltagentur 2018; Grafik (Nr. 405): en2x

VON 5,4 MIO. T PLASTIKMÜLL WIRD NUR GUT EIN DRITTEL WIEDERVERWERTET

An Plastikmüll wurden in Deutschland im Jahr 2021 insgesamt 5,4 Mio. t überwiegend über das „Duale System“ erfasst. Auch Restmüll enthält nennenswerte Anteile an Plastikfraktionen aus Nichtverpackungen (außerhalb des „Dualen Systems“), die – auch wegen mangelnder Sortierbarkeit – heute meist einer thermischen Verwertung zugeführt werden. Zur Wiederverwertung mit heutigen Verfahren müsste Restmüll mit deutlich höherem Aufwand weiter sortiert werden. Mit dem dominierenden mechanischen Recycling wird heute eine Recyclingquote von offiziell 47 Prozent erreicht. Effektiv werden nach Abzug der Sortierrückstände jedoch nur 34,6 Prozent recycelt und zu neuem Granulat verarbeitet. Der Rest landet fast ausschließlich in der Müllverbrennung.

CHEMISCHES RECYCLING KÖNNTE GROSSE TEILE DES PLASTIKABFALLS VERWERTEN

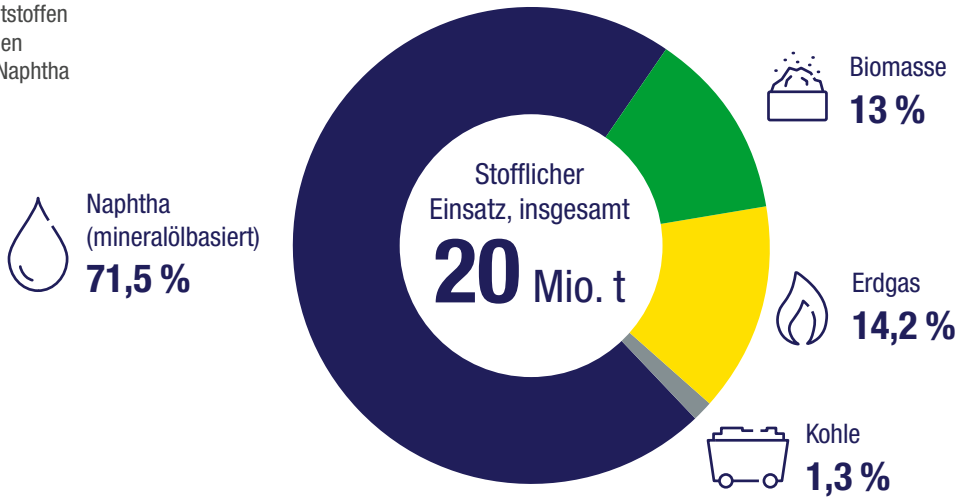
Durch verschiedene Verfahren, insbesondere durch Pyrolyse, kann aus Kunststoffabfällen wieder eine rohölähnliche Substanz erzeugt werden. Das Verfahren beschränkt sich dabei nicht ausschließlich auf Kunststoffabfall, sondern kann auch andere mechanisch nicht recycelbare Abfälle mit hohen organischen Anteilen wie z. B. verschmutzte technische Elastomere (bspw. aus Altreifen) einer Wiedernutzung zuführen. Die Pyrolyse und das chemische Recycling generell können ein breites Spektrum verschiedenster Kunststoffsorten mit Verunreinigungen und zumeist auch ohne ausgeprägtes vorgelagertes Sortieren oder Waschen verwenden. Insbesondere können so auch Sortierrückstände noch eine stoffliche Verwendung finden. So können große Teile von heute nicht recycelbaren Kunststoffresten und -abfällen im Kreislauf gehalten werden. Technisch werden beim chemischen Recycling verschiedene Kunststoffe reaktionstechnisch in ihre Bausteine aufgespalten. Die Polymerisierung wird zumindest teilweise rückgängig gemacht. Dadurch entstehen wieder neue Grundstoffe, aus welchen mit verschiedenen Verfahren die bewährten Produkte hergestellt werden können. Diese Technik kann entscheidend dazu beitragen, die Stoffkreisläufe zu schließen. Laut einer Studie des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT) könnten in der Bundesrepublik durch chemisches Recycling etwa zwei Mio. t Plastikabfälle zusätzlich in den Wirtschaftskreislauf zurückgeführt werden. Dadurch würden die beim Verbrennen des Mülls entstehenden Emissionen vermieden und der Bedarf an fossilem Rohöl reduziert.

FAZIT

- Die Kreislaufwirtschaft stellt neben der Biomasse und Power-to-X einschließlich der Carbon-Capture-Technologien eine der drei Rohstoffquellen für die Transformation von fossilen zu treibhausgasneutralen Molekülen dar.
- Raffinerien können durch chemisches Recycling problematische Rohstoffmixe zu marktgerechten Produkten verarbeiten und schwer recycelbare Abfälle aufwerten, die bisher in der Müllverbrennung oder auf der Deponie landen.
- Alle in einer Raffinerie nutzbaren Technologien sollten gleichberechtigt zu anderen Verfahren des Recyclings in den entsprechenden Regelwerken (insbesondere Kreislaufwirtschaftsgesetz) anerkannt werden.
- Durch chemisches Recycling von Kunststoffabfällen werden fossile Rohstoffe durch nachhaltigere Alternativen ersetzt und können im Kreislauf gehalten werden.
- Dabei ist wichtig, dass die durch Recycling gewonnenen Rohstoffe bilanziell möglichst flexibel den Produkten zugeordnet werden können.

ROHSTOFFBASIS DER ORGANISCHEN CHEMIE IN DEUTSCHLAND
ANTEILE 2020

Chemisches Recycling von Kunststoffen kann den heute noch bestehenden Bedarf der Chemie an fossilem Naphtha in Deutschland reduzieren.



Quelle: VCI, FNR; Grafik (Nr. 464): en2x

CARBON CAPTURE

CO_2-ABSCHEIDUNG UND -NUTZUNG SIND SCHLÜSSELTECHNOLOGIEN

ZIELBILD DER BRANCHE

CCU - Carbon Capture and Utilization, also die Abscheidung und Nutzung von CO_2, und Carbon Capture and Storage (CCS), die Abscheidung und dauerhafte Speicherung von CO_2, werden als Technologien für die Transformation hin zu CO_2-neutralen Kohlenwasserstoffprodukten und die Reduktion von CO_2-Emissionen in die Atmosphäre genutzt. Die CO_2-Abscheidung wird zu einer wichtigen Quelle für die künftige Versorgung von Raffinerien mit CO_2-neutralem Kohlenstoff. Die Raffineriestandorte sind dazu an die zukünftige CO_2-Infrastruktur genau wie an eine Wasserstoffinfrastruktur angeschlossen. CCU-Produkte werden im Rahmen von Quotensystemen als Erfüllungsoption anerkannt. Darüber hinaus haben die bei Raffinerieprozessen auftretenden schwer vermeidbaren CO_2-Emissionen Zugang zu CCS.

CCU: CO_2 ALS ROHSTOFF NUTZEN

Neben Biomasse und chemischem Abfallrecycling ist die CO_2-Abscheidung die dritte wichtige Kohlenstoffquelle für die Produktion von in der Gesamtbilanz CO_2-neutralen Energieträgern und Einsatzstoffen in der Raffinerie. CO_2 kann direkt aus der Luft – im Direct-Air-Capture-Verfahren – oder aus Industrieprozessen abgeschieden werden. Wird das CO_2 aus der Luft entnommen, entstehen auch bei einer letztendlichen Verbrennung der damit hergestellten Produkte bilanziell keine zusätzlichen CO_2-Emissionen. Um langfristig einen Kohlenstoffkreislauf zu erreichen, ist deshalb das DAC-Verfahren zur CO_2-Abscheidung unverzichtbar. Bis jedoch die noch relativ junge DAC-Technologie in großem Maßstab zur Verfügung steht, sollte es möglich sein, CO_2 aus Industrieprozessen zu nutzen. Es ist ökonomisch sinnvoll, zunächst auf industrielle Punktquellen zurückzugreifen, anstatt CO_2 indirekt durch Direct Air Capture oder Biomasse zu binden und den Kreislauf so zu schließen. Solange es erlaubte Emissionen wie etwa im Rahmen des EU-Emissionshandelssystems gibt, sollte deshalb die Abscheidung des hoch konzentrierten CO_2 aus Industrieprozessen zugelassen und gleichzeitig der Hochlauf der DAC-Technologie eingeleitet werden.

Abgeschiedenes CO_2 kann 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. Für die Erzeugung von grünem Wasserstoff und die CO_2-Abscheidung werden erhebliche Strommengen benötigt. Eine der wichtigsten Voraussetzungen auch für den Einsatz dieser Technologien ist deshalb der Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung.

SCHNELLE EMISSIONSMINDERUNG NUR MIT CCS

Gleichzeitig müssen die Treibhausgasemissionen schon heute reduziert werden – und das schnell. Deshalb sollten die Abscheidung und dauerhafte Speicherung nicht nur für unvermeidbare CO_2-Emissionen, sondern auch für schwer vermeidbare Emissionen, wie sie z. B. beim Hydrocracken zur höheren Produktausbeute in Raffinerien anfallen, mindestens übergangsweise eingesetzt werden. Die Dampfreformierung in den Raffinerien kann mittels CCS umgehend klimaneutral umgestellt werden und den dringend benötigten (dann blauen) Wasserstoff bereitstellen. Technisch ist CCS ausgereift und kann kurzfristig eingesetzt werden. Dies sollte aber nicht als fossiler Lock-in missverstanden werden. Insbesondere zu Beginn der CO_2-Wirtschaft ist CCS eine der kosteneffizientesten Lösungen, wenn es darum geht, Emissionen zu mindern. Sobald ausreichend erneuerbare Energien zur Verfügung stehen, können in Raffinerien und anderen Industrien Prozesse klimaneutral umgestellt wie auch neue CCU-Anlagen errichtet werden. In diesem Fall wird der Standort von einem CO_2-Erzeuger zu einem CO_2-Verbraucher. In der Übergangszeit ist das Einlagern von CO_2 besser als das Emittieren in die Atmosphäre. CCS bietet zudem die Möglichkeit von Negativemissionen, wenn CO_2 aus der Luft (Direct Air Capture – DAC) oder bei der Verbrennung von Biomasse abgeschieden und gespeichert wird.

DAS KLIMASCHUTZPOTENZIAL VON CCS/CCU ERSCHLIESSEN

Unabhängig vom Verwendungszweck muss CO_2 von der Quelle zur Weiterverarbeitung oder langfristigen Speicherung transportiert werden. Hierfür muss in Deutschland die nötige Infrastruktur geschaffen werden. 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 transportieren zu können. Naheliegend ist zudem der Aufbau von CO_2-Hubs, die als Sammelstellen für mehrere kleine Emittenten dienen.

Rechtlich zugelassen ist bisher allerdings nur der Transport für Speicherungszwecke. Eine Aktualisierung des Kohlendioxidspeicherungsgesetzes (KSpG) ist deshalb nötig. Da die nationalen Speicherstätten begrenzt sind und die Akzeptanz von CCS in Politik und Gesellschaft derzeit noch gering ist, sind ausländische Lagerstätten ein wichtiger Baustein für den CCS-Hochlauf. Geeignete unterseeische Speicherpotenziale sind z. B. in der dänischen und norwegischen Nordsee vorhanden. Um einen effektiven globalen Markt für CCS und CCU zu schaffen, muss sich die Bundesregierung für eine Regulierung auf internationaler Ebene einsetzen.

FAZIT

- Neben Biomasse und Abfallrecycling ist CO_2-Abscheidung eine der Säulen zur Bereitstellung CO_2-neutraler Raffinerieprodukte.
- Die Abscheidung, Nutzung und Speicherung von CO_2 (CCU und CCS) sind notwendige Schlüsseltechnologien, da auch in einer klimaneutralen Gesellschaft CO_2-Emissionen nicht vollständig vermieden werden können.
- Für den Hochlauf der Technologien zur Herstellung von CO_2-neutralen Kohlenwasserstoffen (Fischer-Tropsch-Synthese, Methanolsynthese) werden CCU und CCS als Kohlenstoffquellen zumindest übergangsweise nötig sein.
- Die Entwicklung der CCU-/CCS-Technologie muss in Deutschland vorangetrieben werden. Es bedarf einer Regulierung, die die Anwendung in industriellem Maßstab ermöglicht.
- Carbon-Capture-Maßnahmen sollten auf die THG-Quote angerechnet werden können.



CARBON MANAGEMENT: EU RECHNET MIT HOHEM BEDARF

Laut einer Prognose der EU-Kommission wird die EU im Jahr 2050 bis zu 450 Mio. t CO_2 jährlich aus Punktquellen wie Industrieanlagen und Kraftwerken abscheiden und geologisch speichern oder nutzen müssen, um klimaneutral wirtschaften zu können. Die Prognose stammt aus einem Kommissionsentwurf für eine Carbon-Management-Strategie. Zu den 450 Mio. t, die aus schwer zu dekarbonisierenden Sektoren wie Agrar, Luftfahrt, Energie und einigen Industriezweigen stammen, kämen ab 2050 noch 100 bis 200 Mio. t hinzu, die direkt aus der Atmosphäre herausgefiltert werden müssten, um deren CO_2-Konzentration zu senken.

PRODUKTION UND INFRA STRUKTUR

DIE MINERALÖL WIRTSCHAFT KANN DIE MOLEKÜL WENDE VORAN BRINGEN

UMBAU DER RAFFINERIEN ZU PRODUKTIONSZENTREN FÜR GRÜNE ENERGIETRÄGER UND CHEMISCHE EINSATZSTOFFE MÖGLICH

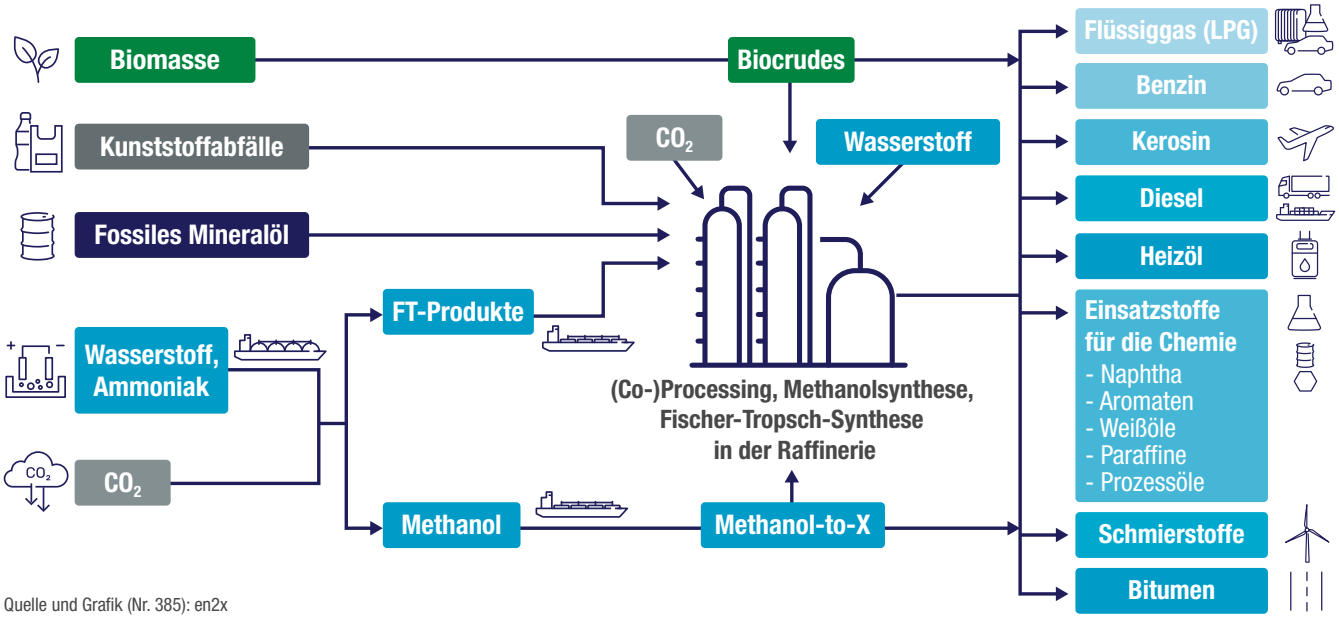
Raffinerien erzeugen stets eine Bandbreite von chemischen Rohstoffen (z. B. Naphtha oder Paraffine) und Energieträgern (z. B. Otto- und Dieselkraftstoff, Kerosin). Das nennt man Kuppelproduktion. Dazu gehört auch die Herstellung solcher Kohlenwasserstoffe, die als chemische Vorprodukte eine wichtige Rohstoffquelle für viele Industriezweige, wie etwa Chemie oder Pharma, sind. Eine andere stoffliche Nutzung ist Bitumen im Straßenbau.

Die enge Verknüpfung von Raffinerien mit anderen Industriezweigen wie insbesondere der chemischen Industrie hat dazu beigetragen, die Wettbewerbsfähigkeit der trotz im internationalen Vergleich hohen Energiekosten und Umweltauflagen zu erhalten. Wichtig dabei ist: Die Mineralölwirtschaft hat schon in der Vergangenheit bewiesen, dass sie ihre Produktion und Lieferfähigkeit an die qualitativen und quantitativen Veränderungen der Nachfrage nach Kohlenwasserstoffen anpassen kann. Für diese (Vor-)Produkte gibt es existierende Absatzmärkte. Sie tragen zur Wirtschaftlichkeit der Herstellungsprozesse bei. In den letzten Jahren war diese Flexibilität besonders gefragt, da es z. B. infolge der Pandemie erhebliche Nachfrageveränderungen bei einzelnen Produkten gab.

TRANSFORMATION DER RAFFINERIEN ERHÄLT WICHTIGE WIRTSCHAFTSSTANDORTE

Mineralölbasierte Kraftstoffe und Chemieprodukte bestehen aus langen Molekülketten, die sich aus Kohlenstoff- (C) und Wasserstoffatomen (H) zusammensetzen, sogenannten Kohlenwasserstoffen. Um Produkte mit ähnlichen Eigenschaften ohne fossile Rohstoffe herzustellen, sind daher neben CO_2-neutralem Wasserstoff nachhaltige Kohlenstoffquellen erforderlich. Dabei sollten bestehende hocheffizient vernetzte lokale Industriecluster rund um Raffinerie- und Importstandorte erhalten bleiben. Diese Voraussetzungen bieten gute Optionen für eine „gleitende" Transformation und erhöhen so die gesellschaftliche Akzeptanz der Energiewende, da drastische Strukturumbrüche vermieden werden können.

TRANSFORMATION DES MINERALÖL- UND RAFFINERIESEKTORS ZUR KLIMANEUTRALITÄT
WACHSENDE ANTEILE ALTERNATIVER EINSATZSTOFFE



Quelle und Grafik (Nr. 385): en2x

KUPPELPRODUKTION IN DER RAFFINERIE

Raffinerien haben eine Kuppelproduktion, das heißt aus Rohöl entsteht durch Destillation sowie in Konversionsanlagen stets eine breite Palette flüssiger und gasförmiger Kohlenwasserstoffe, u. a. Benzin, Kerosin und Diesel. Bei der Destillation von hochviskosem (dickflüssigem) Rohöl in der Raffinerie, also der Verdampfung und der nachfolgenden gestuften Kondensation, entstehen mehrere Teilprodukte, die auch als Fraktionen bezeichnet werden. Zuerst kondensieren dabei die Rohölanteile mit hoher und zuletzt die Anteile mit niedriger Siedetemperatur. Das Ergebnis dieser Auftrennung in verschiedene Fraktionen sind brennbare Gase, leichte, mittlere und schwere Destillate und ein bei Umgebungsdruck nicht destillierbarer Rückstand. Die mengenmäßigen Anteile der einzelnen Fraktionen hängen vom eingesetzten Rohöl ab. Durch den Einsatz von Konversionsanlagen kann die Ausbeute an Produkten in gewissen Umfang an die Nachfrage angepasst werden. Zudem besteht darüber hinaus eine gewisse Flexibilität, da z. B. einige Anteile der für die Herstellung von Flugkraftstoffen benötigten Komponenten auch im Dieselkraftstoff eingesetzt werden können.

Insgesamt entsteht aber in Raffinerien bei der Rohölverarbeitung immer ein Mix verschiedener Produkte. Man spricht von Kuppelproduktion aus Haupt- und Nebenprodukten. Dies wird sich auch nicht grundlegend ändern, wenn zunehmend erneuerbare Einsatzstoffe das fossile Rohöl ersetzen. Wenn beispielsweise mit dem Fischer-Tropsch-Verfahren auf Basis erneuerbarer Energien Flugkraftstoff als Hauptprodukt hergestellt werden soll, werden immer auch Nebenprodukte wie z. B. Dieselkraftstoff hergestellt.

Größere und nachhaltige Veränderungen des Produktspektrums erfordern allerdings substanzielle Investitionen in die Raffinerien. Zu beachten sind dabei die in der Regel komplexen, integrierten Prozesse und Anlagen, die häufig in einem engen Verbund mit der chemischen Industrie zusammenarbeiten. Einzelne Prozesse zu skalieren oder zu entfernen, hat große Auswirkungen auf die gesamte Wertschöpfung.

Die Fokussierung auf die Herstellung eines einzelnen Produkts, beispielsweise nachhaltigen Kerosins, ist weder prozessbedingt noch wirtschaftlich darstellbar. Der vollständige Verzicht auf die Herstellung von Mineralölprodukten aus Rohöl bedeutet zudem, dass wichtige fossile Nebenprodukte wie Schwefel, Bitumen für den Straßenbau und Schmieröle nicht mehr auf diesem Pfad produziert werden können und klimaschonende Alternativen dafür neu entwickelt werden müssen.



DEFOSSILISIERUNG VON RAFFINERIEPRODUKTEN DURCH CO-PROCESSING SPART ZEIT UND GELD

Über das Co-Processing sind die Raffineriestandorte schon heute technisch in der Lage, größere Mengen CO_2-armer wie auch CO_2-neutraler Produkte in bestehenden Anlagen mit geringen Anpassungen herzustellen. Beim Co-Processing werden in der Raffinerie fossile und alternative Rohstoffe (Feedstocks) gemeinsam in verschiedenen Verarbeitungsverfahren zu klimaschonenden Produkten verarbeitet. Im Laufe der Transformation verarbeiten die Raffinerien statt fossilem Erdöl zunehmend CO_2-neutrale Kohlenwasserstoffe. Diese Einsatzstoffe können aus abfallbasierter und fortschrittlicher Biomasse (gebrauchte Speiseöle, Pyrolyseöle, Biocrudes), aber auch über das chemische Recycling aus Kunststoffabfällen gewonnen werden. Dazu kommt die Mitverarbeitung von Rohstoffen, die z. B. in Form von Methanol oder synthetischem Rohöl auf Basis von erneuerbarem Strom hergestellt und nach Deutschland importiert werden. Der Anteil fossiler Quellen sinkt in dem Umfang, in dem die Anteile der alternativen Rohstoffe zunehmen.

Der Aufbau neuer Verarbeitungsanlagen nur für alternative Rohstoffe würde den Transformationsprozess verlangsamen, die Skalierung erschweren und die Produkte beim Übergang zu grünen Molekülen verteuern. Wenn diese Produkte als entsprechend CO_2-mindernd bzw. erneuerbar in der Regulierung anerkannt werden, können vergleichsweise schnell große CO_2-Minderungs-Potenziale genutzt werden.

Vergleichsweise kurzfristig verfügbar sind Rohstoffe, die auf Biomasse oder Reststoffen basieren. In zahlreichen europäischen Ländern sind bisherige Mineralölraffinerien bereits zu Bioraffinerien umgebaut worden. Bio- und reststoffbasierte Strategien werden daher von den meisten Unternehmen als erster Schritt der Transformation priorisiert, auch wenn die Verfügbarkeit von Biomasse insgesamt nicht dazu ausreichen wird, heute noch fossiles Rohöl im

ÜBER CO-PROCESSING DIE NUTZUNG ALTERNATIVER ROHSTOFFE EFFIZIENT ERMÖGLICHEN

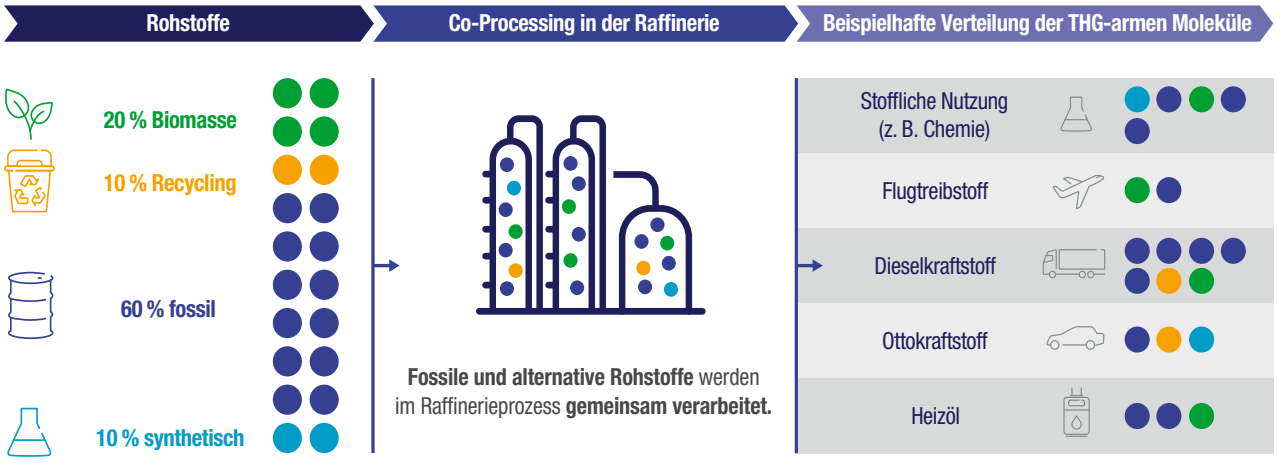
Die Mitverarbeitung von Biomasse in der Raffinerie wird bereits heute in Deutschland praktiziert. Wegen bislang fehlender Möglichkeiten der Anrechnung auf die nationale THG-Quote werden die Produkte und somit der Klimaschutzbeitrag bislang jedoch meist in Nachbarländer exportiert. Das Aufheben regulatorischer Hemmnisse beim Co-Processing hätte daher unmittelbar einen positiven Effekt auf die Treibhausgasemissionen in Deutschland. Dazu muss die Verarbeitung aller europarechtlich zugelassenen Rohstoffe auch in Deutschland möglich sein.

Zudem muss deren THG-Minderung über den gesamten Raffinerieprozess hinweg auf entsprechende Vorgaben für die Zielprodukte anrechenbar sein. Es ist von entscheidender Bedeutung, dass die Zuordnung der erneuerbaren oder recycelten Einsatzstoffe bei der gemeinsamen Verarbeitung zu den hergestellten Endprodukten (wie z. B. Flugkraftstoff) möglichst flexibel erfolgen kann. Grundsätzlich verteilen sich beim Co-Processing die zugeführten grünen Moleküle auf die unterschiedlichen Stoffströme und Kuppelprodukte, die im Verarbeitungsprozess dem Ort der Beimischung folgen. Wegen der komplexen Verarbeitungsverfahren ist meist nicht genau nachvollziehbar, wie sich die alternativen Einsatzstoffe in den verschiedenen Produkten verteilen. Für den Klimaschutz ist es dabei unerheblich, ob ein fossiles C-Atom z. B. im Flugkraftstoff oder im Diesel ersetzt wird. Entscheidend ist, dass möglichst große Anteile des fossilen Rohöls als Einsatzstoff durch alternative Rohstoffe in der Raffinerie insgesamt ersetzt werden.

Ähnlich wie bei Strom- oder Gasnetzen, bei denen an verschiedenen Stellen erneuerbare und nicht erneuerbare Energien zugeführt werden und bilanziell an anderer Stelle komplett erneuerbarer Strom oder Biogas entnommen werden kann, sollten auch Verarbeitungsanlagen in den Raffinerien oder auch in der chemischen Industrie behandelt werden. Eine vergleichbare flexible Zuordnung würde die Kosten deutlich senken. Sollten dagegen detaillierte Nachweise erforderlich werden, welches erneuerbare Molekül sich in welchem Produkt wiederfindet, würde das gerade zu Beginn der Molekülwende die Kosten signifikant erhöhen: zum einen durch die Kosten für die Nachweise, zum anderen aber auch dadurch, dass derzeit in einigen Produkten die erneuerbare Eigenschaft nicht durch Regulierung angereizt und dementsprechend demnach auch nicht im Wettbewerb bezahlt wird. Diese Mehrkosten müssten dann auf andere Produkte aufgeschlagen werden, was insgesamt die Kosten steigern und somit insgesamt auch die Kundenakzeptanz verringern würde.



CO-PROCESSING IN DER RAFFINERIE (BEISPIEL)



Co-Processing ist eine Schlüsseltechnologie für die Herstellung treibhausgasarmer Produkte in der Raffinerie. Eine wirtschaftliche Bereitstellung dieser Produkte muss durch bilanzielle Anrechnung und flexible Allokation der klimaschonenden Eigenschaften ermöglicht werden.

Grafik (Nr. 430a): en2x

notwendigen Umfang zu ersetzen. Die Verwendung von Biomasse und Kunststoffabfall als zu recycelnden Rohstoffen hat den Vorteil, dass sie sowohl Kohlenstoff als auch Wasserstoff enthalten, die für die Herstellung der verschiedenen Produkte genutzt werden können. Dazu existieren bereits Verfahren für die Aufbereitung und Weiterverarbeitung, deren technologischer Reifegrad relativ weit fortgeschritten ist.

NEUE TECHNOLOGIEN UND NEUE INFRASTRUKTUR FÜR DIE TRANSFORMATION DER RAFFINERIE-STANDORTE NOTWENDIG

Die Transformation stellt die Raffineriestandorte vor vielfältige branchenspezifische Herausforderungen. Erforderlich ist der Aufbau von technischen Anlagen und Infrastruktur u. a. für die Wasserstoffelektrolyse, CO_2-Abscheidung/-verarbeitung oder die Syntheseprozesse (Fischer-Tropsch, Methanol). Die ausreichende Versorgung mit erneuerbarem Strom (Hochspannungsebene) und die Anbindung der Raffinerien an die überregionalen Verteilnetze für Wasserstoff und CO_2 sind weitere Anforderungen.

Im Raffineriebetrieb wird derzeit überwiegend grauer Wasserstoff zur Entschwefelung, zum Hydrotreating und zum Hydrocracking verwendet. Er stammt aus anderen Verarbeitungsverfahren in der Raffinerie. Zusätzlicher Wasserstoff wird aus Erdgas mittels Dampfreformierung gewonnen. Grüner Wasserstoff wird aktuell nur in sehr geringen Mengen erzeugt. Größere Elektrolyseanlagen werden jedoch an vielen Standorten geplant. Häufig sind jedoch die finalen Investitionsentscheidungen noch nicht gefallen.

BRANCHE IST WICHTIGER STRATEGISCHER PARTNER BEIM AUFBAU EINER WASSERSTOFF-WIRTSCHAFT

Heute sind die chemische Industrie und Raffinerien in Deutschland die größten Verbraucher von Wasserstoff. Wenn es darum geht, einen Hochlauf klimafreundlicher Technologien zu erreichen, ist die Verwendung von CO_2-neutralem Wasserstoff in Raffinerien naheliegend. Diese sind aus drei Gründen prädestiniert, den Markthochlauf von grünem Wasserstoff zu unterstützen:

- Es existieren bereits die benötigten Anlagen zur Nutzung des bislang aus Erdgas hergestellten Wasserstoffs, somit sind über die Elektrolyseanlagen hinaus vergleichsweise geringe zusätzliche Investitionen zur Integration erforderlich.
- Der Markt ist ausreichend groß, um die notwendigen Skalierungseffekte zu erzielen.
- Die Möglichkeit, die so erzielten Treibhausgaseinsparungen z. B. auf die Einsparziele im Verkehrssektor mit vergleichsweise hohen CO_2-Vermeidungs-Kosten anzurechnen, kann dazu beitragen, dass sich Investitionen eher rechnen als in anderen Sektoren, bei denen eine ähnlich hohe CO_2-Bepreisung derzeit nicht besteht und auch nicht absehbar ist.

Umso wichtiger ist es, Raffineriestandorte an das geplante Wasserstoffkernnetz anzuschließen und die Branche bei der Ausgestaltung und Umsetzung der Nationalen Wasserstoffstrategie einzubeziehen.

FAZIT

- Die Mineralölwirtschaft kann CO_2-neutrale Produkte bereitstellen. Sie hat das nötige Know-how und verfügt über anspruchsvolle Technologien und Infrastrukturen wie Pipelines und Tanklager, die für die Versorgung mit zunehmend treibhausgasreduzierten Rohstoffen und Produkten genutzt und weiterentwickelt werden können.
- Das Co-Processing ist eine Schlüsseltechnologie für die Transformation. Raffinerien sind damit schon heute technisch in der Lage, größere Mengen CO_2-armer wie auch CO_2-neutraler Produkte in bestehenden Anlagen herzustellen. Die Verarbeitung aller europarechtlich zugelassenen Rohstoffe muss auch in Deutschland möglich sein.
- Die Transformation stellt die Raffineriestandorte vor vielfältige neue Herausforderungen. Um CO_2-neutrale Produkte herstellen zu können, müssen die Standorte u. a. an die Verteilnetze für Wasserstoff und CO_2 angebunden werden.
- Da sie zu den großen Erzeugern und Verarbeitern von Wasserstoff gehören, sind Raffinerien prädestiniert, den Markthochlauf von grünem Wasserstoff zu unterstützen.



DA SIE ZU DEN GROSSEN ERZEUGERN UND VERARBEITERN VON WASSERSTOFF GEHÖREN, SIND RAFFINERIEN PRÄDESTINIERT, DEN MARKTHOCHLAUF VON GRÜNEM WASSERSTOFF ZU UNTERSTÜTZEN.

IMPORT

STRATEGISCHE ENTWICKLUNG VON INTERNATIONALEN ENERGIE-PARTNERSCHAFTEN FÜR DIE NOTWENDIGEN IMPORTMENGEN

Trotz des Ausbaus der erneuerbaren Stromerzeugung wird Europa auch in Zukunft seinen Energie- und Rohstoffbedarf größtenteils durch Importe decken müssen. Dazu müssen parallel zum Aufbau der inländischen Wasserstoffproduktion samt Verteilnetz ein globaler Markt für CO_2-neutrale Moleküle und eine entsprechende Importinfrastruktur geschaffen werden.

Der Wasserstoffanteil in allen Produkten, die heute aus Mineralöl hergestellt werden, stammt zu rund 99 Prozent aus Rohöl und wird als Kohlenwasserstoff zu Weltmarktpreisen importiert. Nur ein Bruchteil des Wasserstoffs in den Produkten wird getrennt davon hergestellt, heute meist aus Erdgas.

Daher gilt es, nun rasch Energiepartnerschaften mit Ländern aufzubauen, die über günstige Bedingungen für Sonnen- oder Windstrom zur Produktion von grünem Wasserstoff und daraus hergestellten Kohlenwasserstoffen verfügen. Die Produktionskosten von grünem H2 und PtX-Produkten können an den potenziellen Gunststandorten dieser Erzeugerländer um mindestens den Faktor zwei kostengünstiger sein als in Deutschland (IEA), da es sich nach Expertenmeinung abzeichnet, dass die Strombereitstellungskosten in Deutschland höher als in anderen Weltregionen liegen werden. Beschaffungsprogramme wie z. B. H2Global können unterstützend wirken, da sie das Preisrisiko für erste Investitionen in neue Technologien mindern und somit Finanzierungen dieser Anlagen ermöglichen.

CO_2-neutraler Wasserstoff und daraus hergestellte Derivate würden insbesondere als Zwischenprodukte in Form von Methanol oder synthetischem Rohöl (synCrude) allen Beteiligten Vorteile bringen. Im Vergleich zu reinem Wasserstoff sind diese Kohlenwasserstoffe einfacher zu speichern und über lange Distanzen effizient zu transportieren, insbesondere dann, wenn vorhandene Infrastrukturen genutzt werden.



Ein globaler Power-to-X-Markt kann somit eine Win-win-Situation schaffen – vorausgesetzt, Energiepartnerschaften werden auf nachhaltige Weise aufgebaut. Es bieten sich vielen Ländern neue, langfristige Geschäftsfelder und solchen Staaten eine alternative Perspektive, die bislang vom Export fossiler Ressourcen profitieren. Zugleich kann und muss durch eine Diversifizierung der potenziellen Lieferländer das Risiko einseitiger Abhängigkeiten für Deutschland als Importland vermieden werden.

Aufgrund ihrer internationalen Ausrichtung kann die Mineralölwirtschaft die Entwicklung von Energiepartnerschaften für grüne Moleküle bis hin zu einem globalen Markt wirksam unterstützen. Sie verfügt über eine etablierte Infrastruktur wie Pipelines, mobile Transportkapazitäten und Tanklager, die auch für den Import, die Verarbeitung, die Logistik und den Absatz zunehmend treibhausgasreduzierter Rohstoffe und Produkte weitergenutzt oder adaptiert werden können. Die Unternehmen haben große Erfahrung in der erfolgreichen Entwicklung und Einführung neuer Technologien sowie in der Initiierung und Durchführung der dafür erforderlichen Investitionsprojekte. Zugleich wären Raffinerien verlässliche Großkunden für Anlagenbauer sowie für Produzenten und Importeure beim industriellen Hochlauf einer internationalen Wasserstoffwirtschaft.

OPTIONEN FÜR DEN WASSERSTOFFTRANSPORT

Ausgehend von den aktuellen Planungen könnte der Wasserstoffimport über Pipelines eine tragende Rolle spielen, aber auch Importe per Schiff aus weit entfernten Regionen der Welt sind grundsätzlich denkbar. Der Aufwand für den Transport von Wasserstoff ist allerdings höher als der für den Transport von z. B. Methan (Erdgas).

Für den Transport über große Distanzen sind insbesondere aus grünem Wasserstoff hergestellte flüssige Produkte wie Methanol oder synthetisches Rohöl wegen ihrer einfachen Transportierbarkeit die beste Möglichkeit, erneuerbare Energie aus Ländern mit großem Solar- und Windenergiepotenzial einzuführen. Dies ist auch deshalb ein sinnvoller Ansatz, da für viele Anwendungen auch zukünftig Kohlenwasserstoffe benötigt werden und daher neben Wasserstoff auch Kohlenstoff importiert werden muss. Ein wesentlicher Erfolgsfaktor für die deutsche Wirtschaft sind Energie und Rohstoffe, die wie heute Rohöl zu Weltmarktpreisen beschafft werden können. Das könnte gerade für flüssige Produkte wie Methanol oder synthetisches Rohöl gelingen, bei denen die Transportkosten vergleichsweise niedrig sind, was auch Importe aus weiter entfernten Ländern ermöglicht.

Eine weitere Option für den Wasserstofftransport besteht in der Weiterverarbeitung des erzeugten Wasserstoffs mit Luftstickstoff zu Ammoniak (NH_3) nach dem Haber-Bosch-Verfahren (Ammoniaksynthese). Da Ammoniak ein toxisches Gas ist, sind die Transportanforderungen hoch. Auch der zusätzliche Energieaufwand für die Wiedergewinnung des Wasserstoffs (Ammoniakcracken) am Zielort ist zu berücksichtigen.



DAC-TECHNOLOGIE ALS NACHHALTIGE KOHLENSTOFFQUELLE ENTWICKELN

Die Herstellung von synthetischen Energieträgern beruht auf getrennt vorliegenden Wasserstoff- und Kohlenstoffquellen. Da Kohlenstoff aus biobasierten Feedstocks oder industrielle CO_2-Punktquellen in den potenziellen Erzeugerländern häufig nicht zur Verfügung stehen, ist langfristig die direkte Abscheidung von CO_2 aus der Atmosphäre (Direct Air Capture, DAC) nötig. Die DAC-Technologie erfordert jedoch einen großen zusätzlichen Kapitalaufwand und ist mit einem hohen Einsatz von Wärme und/ oder Strom verbunden. Sie ist im Vergleich zu Punktquellen wesentlich teurer, steht derzeit noch relativ am Anfang der Entwicklung und technologisch sind noch wesentliche Lernkurven zu durchlaufen. Zugleich ist durch Upscaling in den industriellen Maßstab die notwendige Kostendegression in den Kapitalkosten zu realisieren.

FAZIT

- Neben der Planung und Förderung der inländischen Wasserstofferzeugung muss die nationale Importstrategie weiterentwickelt und ausgeweitet (Energiepartnerschaften) werden.
- Ein globaler PtX-Markt kann eine Win-win-Situation für alle Beteiligten schaffen und auch Ländern eine Perspektive bieten, die heute von fossilen Energieexporten abhängig sind.
- Aufgrund ihrer Expertise im Bereich großtechnischer Infrastrukturen kann die Mineralölwirtschaft die Entwicklung von Energiepartnerschaften für grüne Moleküle wirksam unterstützen.
- Neben dem Transport von Wasserstoff über Pipelines ist für große Distanzen der Schiffstransport von flüssigen Wasserstoffderivaten wie Methanol und synthetischem Rohöl eine naheliegende Option.

WAS FÜR DAS GELINGEN DER MOLEKÜL WENDE NOTWENDIG IST

OHNE GEEIGNETE REGULIERUNG KEINE INVESTITIONEN IN DIE MOLEKÜLWENDE.

OHNE GEEIGNETE REGULIERUNG BLEIBEN NOTWENDIGE INVESTITIONEN AUS

RAHMENBEDINGUNGEN FÜR DIE MOLEKÜLWENDE

Zum Erreichen der Klimaziele ist die Transformation von fossilen zu treibhausgasneutralen Kohlenwasserstoffen ein entscheidender Baustein. Die Unternehmen der bisherigen Mineralölwirtschaft haben den Transformationsprozess eingeleitet. Sie setzen viele der für die Molekülwende benötigten Technologien und Rohstoffe bereits heute ein. Notwendig sind allerdings zusätzliche Investitionen in Milliardenhöhe, die bei den bestehenden Rahmenbedingungen in vielen Fällen bislang nicht erfolgen.

UMBAU ERFORDERT INVESTITIONEN IN MILLIARDENHÖHE

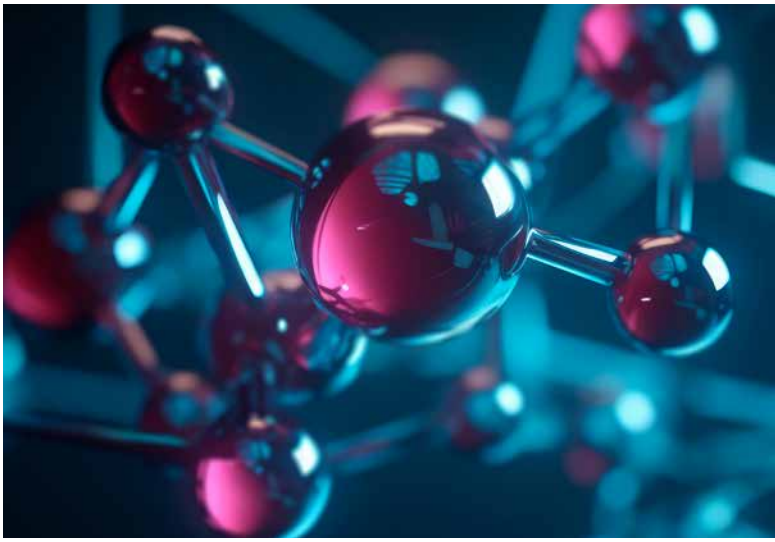
Einige der zukünftig notwendigen Technologien werden von der Branche bereits heute eingesetzt. Sie werden benötigt, damit die Nachfrage nach CO_2-neutralen Produkten für den Pkw- und Schwerlastverkehr, für Luft- und Schifffahrt, für den Wärmesektor sowie für viele Anwendungen, in denen Kohlenwasserstoffe stofflich genutzt werden, gedeckt werden kann. Zu diesen Technologien gehören die Nutzung von fortschrittlicher Biomasse, insbesondere von Rest- und Abfallstoffen, die Herstellung und Nutzung von CO_2-neutralem Wasserstoff und dessen Weiterverarbeitung zu Kohlenwasserstoffen. Auch das chemische Recycling beispielsweise von Kunststoffen und die Abscheidung und Einlagerung bzw. Nutzung von CO_2 gehören zu den Verfahren, die von der Branche bereits heute eingesetzt werden.

Zur Umsetzung der Molekülwende müssen alle diese Technologien schnell und in großem Umfang zum Einsatz kommen. Das erfordert erhebliche Investitionen in die Erschließung von Rohstoffquellen und in neue oder veränderte Produktionsprozesse, die schnell im dreistelligen Millionen- oder auch im Milliardenbereich für einzelne Vorhaben liegen können. Allerdings bieten die Entwicklung neuer Technologien und der Aufbau von Herstellungskapazitäten für CO_2-neutrale Produkte derzeit in den allermeisten Fällen noch keinen Business-Case. Neben technologischen Risiken, die am Anfang der Lernkurve neuer großtechnischer Produktionsprozesse immer bestehen und schnell zu einem Verlust an Wettbewerbsfähigkeit führen können, sind es vor allem ökonomische und regulatorische Risiken, die große Investitionen erschweren.

DIALOG FÜR DIE MOLEKÜLWENDE STARTEN

Angesichts der wichtigen Rolle grüner Moleküle bei der Transformation wichtiger Industrien hin zur Klimaneutralität muss die nationale Klimaschutz- und Energiewendepolitik dringend erweitert werden. Deutschland braucht neben der Stromwende auch eine Molekülwende, um die Klimaziele erreichen und gleichzeitig langfristig Wertschöpfung und Beschäftigung am Wirtschaftsstandort erhalten zu können. Der Fokus sollte fortan darauf liegen, ein Umfeld zu schaffen, welches die benötigten Investitionen in neue Technologien und Infrastrukturen für grüne Moleküle auslöst, damit künftig genügend bezahlbare Energieträger und Einsatzstoffe für die verschiedenen Anwendungen zur Verfügung stehen.

Es gilt, in engem Dialog zwischen Politik und Wirtschaft – genau wie für den Umbau der Stromerzeugung – auch für flüssige und gasförmige Energieträger und Rohstoffe realistische Transformationspfade forciert zu entwickeln. Dazu sind folgende sechs Punkte aus unserer Sicht von zentraler Bedeutung:



1. VERLÄSSLICHE BEPREISUNG VON CO_2-EMISSIONEN

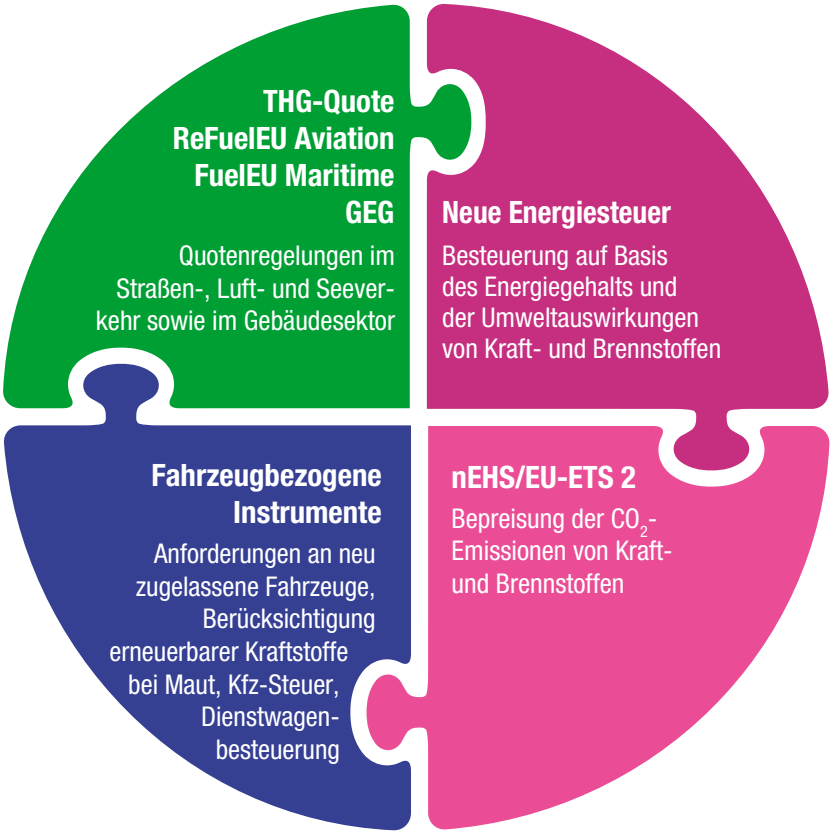
Das Ziel muss sein, dass erneuerbare Moleküle gegenüber fossilen mittelfristig wettbewerbsfähig werden. Das wichtigste Instrument dafür ist eine ausreichend hohe CO_2-Bepreisung, die z. B. über die von der EU-Kommission vorgeschlagene Neugestaltung der Energiesteuerrichtlinie in Verbindung mit einem verlässlichen Emissionshandelssystem geschaffen werden kann. Dabei muss darauf geachtet werden, dass diese Bepreisung bei Branchen, die mit ihren Angeboten und Produkten im internationalen Wettbewerb stehen, nicht zu einem Verlust an Wettbewerbsfähigkeit führt.

Es ist davon auszugehen, dass die CO_2-neutralen Moleküle auf absehbare Zeit zu deutlich höheren Kosten hergestellt und damit teurer sein werden als die fossilen Vergleichsprodukte. Diese Differenz wird der Staat nicht dauerhaft durch Förderung überbrücken können. Mittelfristig müssen erneuerbare Moleküle aber gegenüber fossilen Molekülen wettbewerbsfähig werden. Daher ist vor allem ein auf Dauer angelegtes und ausreichend ambitioniertes CO_2-Bepreisungs-System erforderlich, um diese Kostendifferenz zu überbrücken. Eine reformierte Energiebesteuerung in Verbindung mit einem verlässlichen Emissionshandel ohne kurzfristige politische Eingriffe könnte ein solches CO_2-Bepreisungssystem darstellen. Ergänzend können Instrumente wie eine CO_2-abhängige Maut oder die Dienstwagenbesteuerung und die Kfz-Steuer wirken. Diese Instrumente müssen dann grüne Moleküle – anders als derzeit – berücksichtigen.

AKTUELLE INSTRUMENTE NICHT AUSREICHEND

Für einen Hochlauf klimaschonender erneuerbarer Kraftstoffe im Straßenverkehr reichen die mit den aktuellen Instrumenten zur CO_2-Bepreisung verbundenen CO_2-Preissignale allerdings nicht aus: Das mit dem Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) eingeführte nationale Emissionshandelssystem (nEHS) für die Sektoren Wärme und Verkehr sieht bis Ende 2025 einen schrittweise steigenden Festpreis pro Tonne CO_2 und ab 2026 einen Preiskorridor für die CO_2-Zertifikate vor. Einen freien Handel gibt es bis dahin nicht. Fossile Energie wird durch einen zusätzlichen Aufschlag relativ teurer, für das Erreichen der erforderlichen Treibhausgasminderung müssten jedoch noch deutlich höhere CO_2-Preise vorgesehen werden. Das neue europäische Handelssystem EU-ETS 2, das ab 2027 Emissionen aus dem Verkehrs- und Gebäudebereich bepreisen soll, sieht zwar einen CO_2-Zertifikate-Handel bei kontinuierlicher Verknappung der insgesamt verfügbaren Emissionsberechtigungen vor; mit einer Freigabe von zusätzlichen Zertifikaten sollen aber zu große Preissteigerungen verhindert werden. Dennoch könnte es laut Prognosen schnell zu hohen Zertifikatpreisen kommen, wobei unsicher ist, ob es in der Folge zu politischen Eingriffen kommt. Quoten, wie sie etwa für

CO_2-BEPREISUNG UND QUOTEN – WICHTIGE INSTRUMENTE FÜR DEN HOCHLAUF VON ERNEUERBAREN KRAFTSTOFFEN



Eine reformierte Energiebesteuerung in Verbindung mit einem verlässlichen Emissionshandelssystem würde die Wettbewerbsfähigkeit flüssiger erneuerbarer Kraftstoffe trotz höherer Produktionskosten entscheidend erhöhen. Ergänzend können Instrumente wie eine CO_2-abhängige Maut oder eine Dienstwagenbesteuerung wirken.

Quelle und Grafik (Nr. 450): en2x

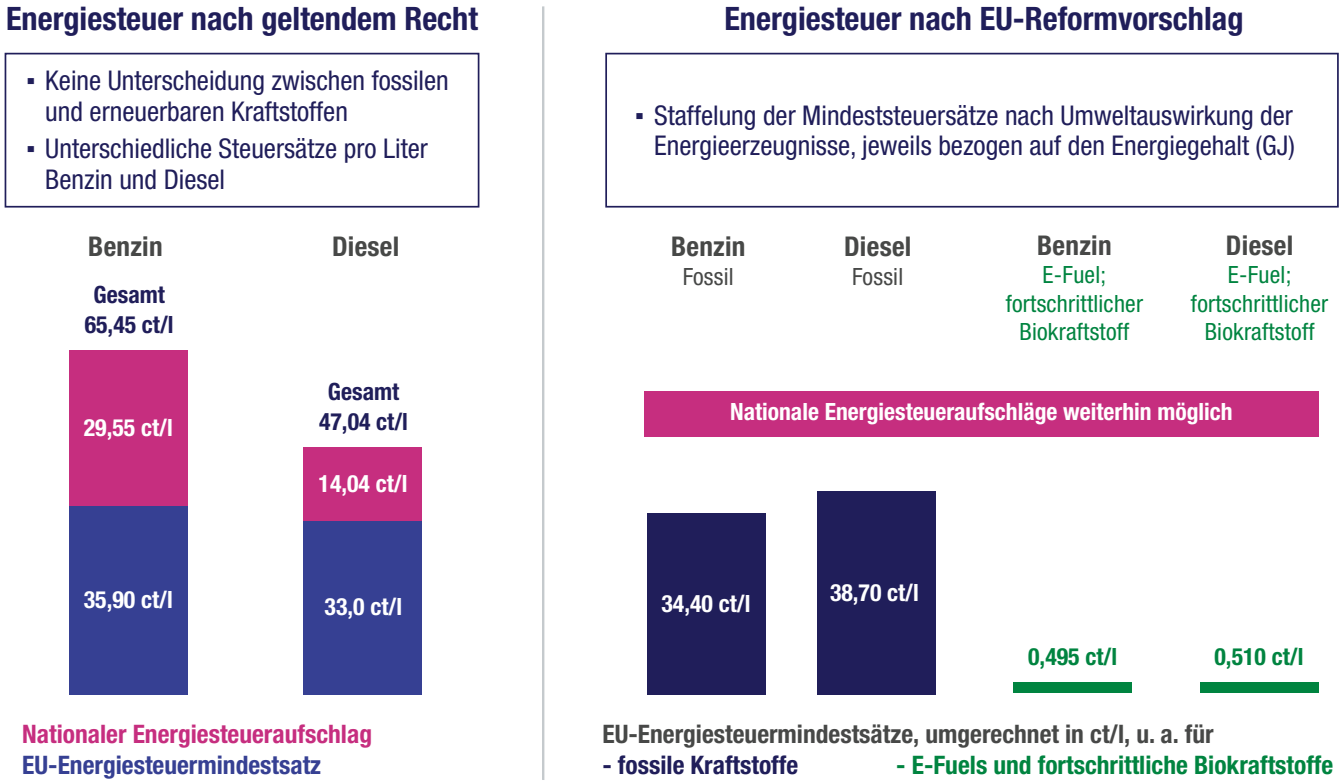
fortschrittliche Biokraftstoffe oder RFNBOs (Renewable Fuels of Non Biological Origin) für den Luftfahrsektor bis zum Jahr 2050 in der EU-Richtlinie ReFuelEU Aviation verbindlich festgelegt sind, sind offensichtlich derzeit allein nicht ausreichend, um die benötigten Investitionen auszulösen. Sie können zwar prinzipiell eine Nachfrage nach Mengen schaffen, für Investoren fehlt aber ein verlässliches langfristiges Preissignal, welches für ausreichend Kalkulationssicherheit sorgt (siehe dazu auch den Infoblock „Hochlauf grüner Moleküle: Quoten allein reichen nicht aus“).

NEUE EU-ENERGIESTEUER SOLL UMWELTAUSWIRKUNG BERÜCKSICHTIGEN

Seit 2021 liegt ein Vorschlag der EU-Kommission zur Änderung der Energiesteuerrichtlinie (Energy Tax Directive, kurz ETD) auf dem Tisch. Nach diesem Vorschlag würden in der Umweltauswirkung schädlichere fossile Kraftstoffe höher und nachhaltige, weniger CO_2-intensive Biokraftstoffe und E-Fuels deutlich niedriger besteuert. Für fortschrittliche erneuerbare Kraftstoffe oder auch deren Anteile in Kraftstoffgemischen sieht der aktuelle Kommissionsvorschlag einen auf den Energieinhalt bezogenen Mindeststeuersatz von 0,15 Euro je Gigajoule vor. Das entspricht umgerechnet weniger als 1 Cent je Liter. Für fossilen Ottokraftstoff und Diesel ist ein Mindeststeuersatz von 10,75 Euro je Gigajoule vorgesehen. Damit würde sich die Wettbewerbsfähigkeit flüssiger erneuerbarer Kraftstoffe trotz höherer Produktionskosten entscheidend verbessern. Denn aktuell wird jeder Liter Kraftstoff gleich besteuert, unabhängig davon, ob er fossil oder erneuerbar ist.

Eine an den Umweltauswirkungen ausgerichtete Energiebesteuerung wäre ein wirksamer und vergleichsweise verlässlicher Hebel für den Hochlauf von erneuerbaren Kraftstoffen. Würde man beispielsweise die heutige Besteuerung von Ottokraftstoff von 65,45 Cent pro Liter Benzin in Deutschland im Sinne des Kommissionsvorschlags anpassen, entspräche das einem CO_2-Preis von ca. 270 Euro pro Tonne CO_2. Diese Steuer wäre dann für fossilen Ottokraftstoff fällig, für fortschrittliches erneuerbares Benzin läge der Steuersatz bei weniger als einem Cent pro Liter. Die Differenz zwischen dem Steuersatz für fossile und erneuerbare Kraftstoffe könnte wesentlich dazu beitragen, den Unterschied der Herstellungskosten zu reduzieren oder sogar zu kompensieren, und würde damit ein klares und in der Höhe relevantes Signal für Investitionen in erneuerbare Moleküle bedeuten. Dazu käme die genannte CO_2-Bepreisung aus dem Emissionshandel für Kraft- und Brennstoffe, die die Attraktivität von Investitionen in alternative Kraftstoffe zusätzlich vergrößert.

EU-REFORMVORSCHLAG ZUR ENERGIESTEUER UNTERSTÜTZT KLIMAZIELE



Bliebe die Reform der EU-Energiebesteuerung aus, könnte die Bundesregierung kurzfristig auf Basis einer EU-Ermächtigung zumindest den nationalen Steuersatz für nachhaltige Kraftstoffe auf das EU-Mindeststeuermaß senken.

Quelle und Grafik (Nr. 403b): en2x

HOCHLAUF GRÜNER MOLEKÜLE: QUOTEN ALLEIN REICHEN NICHT AUS

Wenn es um den Ersatz fossiler durch erneuerbare Moleküle geht, setzt die Politik – europäisch, aber auch nationall – hauptsächlich auf Quoten: In Deutschland gelten im Straßenverkehr Treibhausgasminderungsquoten für die von der Mineralölwirtschaft in den Markt gebrachten Kraftstoffe. Die Quote steigt von 9 Prozent im Jahr 2024 schrittweise auf 25 Prozent im Jahr 2030; sie beinhaltet dabei auch Mehrfachanrechnungen für verschiedene Erfüllungsoptionen. Zusätzlich gibt es schrittweise steigende Mindestquoten für den Einsatz von nachhaltigen Kraftstoffen. Speziell für den Bereich der Luftfahrt wurden jüngst europaweit geltende Mindestquoten für den Einsatz von nachhaltigen Flugkraftstoffen, den sogenannten Sustainable Aviation Fuels (SAF), für den Zeitraum bis 2050 festgelegt.

Es ist zu beobachten, dass gerade bei den neuen Technologien mit hohen Anfangsinvestitionen, insbesondere bei den strombasierten Kraftstoffen (z.B. eSAF), die durchaus ambitionierten Quoten derzeit nicht zu den notwendigen Investitionsentscheidungen führen. Zum einen ist zu berücksichtigen, dass Quoten z.B. für das Jahr 2030 keineswegs ausreichen, um Investitionen, die schnell im hohen dreistelligen Millionen- oder im Milliardenbereich liegen, zu rechtfertigen. Denn wenn aus diesem Grund neue Produktionsanlagen errichtet werden, müssen diese dann mindestens 20 Jahre betrieben werden, um die Investition zu rechtfertigen. Da kann eine Quote, die nur das Jahr 2030 betrifft, naturgemäß nicht ausreichen.

Aber auch bei langfristig geltenden Quoten wie in der Luftfahrt besteht das große Risiko, dass die ersten Anlagen zu teuer produzieren und von zukünftig zu bauenden Anlagen aus dem Markt gedrängt werden. Quoten können im besten Fall – wenn der Markt nicht unerwartet auch durch mögliche politische Eingriffe schrumpft – eine verlässliche Nachfrage generieren, einen gesicherten Preis oder zumindest ein abgesichertes Preisniveau für die Produkte jedoch nicht. Auch aus diesem Grund werden gerade für neue Technologien ergänzende Instrumente benötigt, um die zwingend erforderlichen Investitionen auszulösen.

2. GEZIELTE UNTERSTÜTZUNG VON ERSTINVESTITIONEN IN INDUSTRIELLE ANLAGEN

Viele der erforderlichen Technologien zur Herstellung CO_2-neutraler Moleküle befinden sich noch am Beginn ihrer Lernkurve. In der frühen Markthochlaufphase sind die ersten Investitionen die teuersten und sie verlieren schnell an Wettbewerbsfähigkeit. Daher ist es erforderlich, dass die höheren Risiken bei den ersten Anlagen gerade zur Herstellung von strombasierten Produkten abgefedert werden.

Während für auf Rest- oder Abfallstoffen basierende nachhaltige Kraftstoffe schon industrielle Produktionsanlagen in Betrieb sind und viele weitere sicher in Betrieb gehen werden, gilt das für Anlagen zur Produktion z.B. von strombasierten Flugkraftstoffen nicht. Weltweit sind noch keine großen Produktionsanlagen in Betrieb. Manche Produktionsrouten, z.B. Sustainable Aviation Fuels aus grünem Methanol, sind noch nicht zertifiziert. Bei vielen neuen Technologien gibt es hinsichtlich der Skalierung noch Herausforderungen. Für solche „ersten" Anlagen bestehen somit in der Regel noch technologische Risiken. Sie sind dazu nicht nur teurer in der Projektierung und Errichtung, sondern produzieren auch meist zu höheren Kosten als die später gebauten Anlagen, die schon auf Erfahrungen aufbauen können („First-Investor Disadvantage"). Neben den technologischen Risiken und der hohen Wahrscheinlichkeit, dass die höheren Produktionskosten mit den ersten Anlagen nicht dauerhaft im Markt erlöst werden können, besteht für Investoren zusätzlich eine Vielzahl an regulatorischen Risiken aufgrund staatlicher Vorgaben und Restriktionen, die sich im Zeitverlauf auch noch ändern können. Dazu gehören Regelungen zum Strombezug der Anlagen oder zu den Kohlenstoffquellen, die genutzt werden können.

Wegen der Vielzahl verschiedener Risiken gelten viele Projekte derzeit als nicht „bankable", das heißt, sie werden von Banken oder anderen Kapitalgebern nicht finanziert. Es wird also darauf ankommen, zumindest einen wesentlichen Teil der Risiken durch eine staatliche Absicherung zu reduzieren. Helfen könnten langfristig abgesicherte Abnahmeverträge, wie sie beispielsweise durch Ausschreibungsinstrumente wie H2Global ermöglicht werden. Es ist zu prüfen, ob die Finanzierung solcher Ausschreibungen durch zweckgebundene Abgaben oder Umlagen unabhängig von den begrenzten Möglichkeiten des Bundeshaushalts in einem Umfang ausgeweitet werden kann, der es ermöglicht, dass die erforderlichen Investitionen in industrieller Größenordnung zumindest bis zur Überwindung der Nachteile der ersten Anlagen abgesichert werden.



3. SCHAFFUNG EINER BREITEN NACHFRAGEBASIS FÜR ERNEUERBARE PRODUKTE

Erneuerbare Energien, sowohl Strom als auch grüne Moleküle, sind absehbar knapp. Sie deshalb nur dort einzusetzen, wo es keine Alternativen gibt, ist weder für den Ausbau erneuerbaren Stroms noch für den Hochlauf grüner Moleküle zielführend. Je mehr mögliche Zielmärkte und damit potenzielle Nachfrage es für die erneuerbaren Produkte gibt, desto attraktiver ist es, in die Ausweitung des Angebots zu investieren. Das Risiko der Investition in neue Technologien wird unnötig erhöht, wenn die Produkte nur in wenigen Teilsektoren auf die Ziele angerechnet werden können oder die Anwendung durch Technologievorgaben vom Gesetzgeber langfristig ausgeschlossen wird.

Je mehr Absatzmöglichkeiten bestehen und je größer der Zielmarkt ist, desto geringer ist das Risiko für Unternehmen und Kreditgeber und desto eher wird in neue Anlagen investiert. Wo die Produkte am Ende eingesetzt werden – ob schwerpunktmäßig in der Luftfahrt, in der Schifffahrt, als Chemierohstoff oder noch in Teilen des Straßenverkehrs –, das wird der Markt am Ende zeigen. Für die Klimaziele ist es wichtig, dass es zu Investitionen kommt und die grünen Moleküle zur Verfügung stehen. Hinzu kommt, dass auf den bekannten Herstellungsrouten für erneuerbare Kohlenwasserstoffe meist ein Produktspektrum entsteht, das nicht nur in einem Sektor wie z. B. der Luftfahrt eingesetzt werden kann. Möglichst breite Anwendungsmöglichkeiten vergrößern somit die Investitionsanreize. Damit bereits bestehende Anlagen für einen „gleitenden Einstieg“ in die Transformation genutzt werden können, sollten in den Raffinerien erneuerbare und fossile Ausgangsstoffe mittels Co-Processing gemeinsam zu Endprodukten verarbeitet werden können und eine möglichst flexible Allokation der erneuerbaren Eigenschaft auf die Endprodukte ermöglicht werden. Damit würden Treibhausgasminderungen der Produkte im laufenden Prozess schneller und günstiger realisierbar.



4. ANSCHLUSS AN DIE NETZE FÜR HOCHSPANNUNGSSTROM, WASSERSTOFF UND CO_2 SICHERSTELLEN

Sowohl für die Produktion von grünem Wasserstoff, Methanol oder synthetischem Rohöl und weiteren CO_2-neutralen Molekülen an Raffineriestandorten in Deutschland als auch für den Import dieser Produkte muss eine entsprechende Infrastruktur für Produktion, Transport und Speicherung geschaffen werden.

Zudem wird für die Produktion von grünem Wasserstoff der Strombedarf (etwa für Elektrolyseure und Syntheseanlagen) an vielen Standorten deutlich steigen, was deutlich leistungsstärkere Stromanschlüsse erfordert. Im Hinblick auf den Aufbau eines Wasserstoff-Kernnetzes sind die politischen Entscheidungen gut vorangekommen. In dem Plan für das 9.700 Kilometer lange Kernnetz sind auch die Raffineriestandorte berücksichtigt. Neben Anschlüssen an das H2-Netz werden zusätzlich auch CO_2-Pipelines benötigt, denn Kohlenstoff bleibt als Rohstoff etwa für die Herstellung von Kunststoffen oder synthetischen Kraftstoffen unverzichtbar. Und auch der Infrastrukturausbau auf der Verteilebene, der Ebene der Tank- und Ladestationen, muss berücksichtigt werden, um etwa schnelles Laden zu ermöglichen. Um schnell ausreichende Mengen von CO_2-armem Wasserstoff verfügbar machen zu können, wird auch der Einsatz von blauem Wasserstoff zumindest übergangsweise notwendig sein.



5. ENTWICKLUNG INTERNATIONALER MÄRKTE UND ENERGIEPARTNERSCHAFTEN MIT DEN ENTSPRECHENDEN IMPORTINFRASTRUKTUREN

Ein großer Teil der erneuerbaren Moleküle, wie grüner Wasserstoff und seine Derivate, dabei vor allem auch synthetisches Rohöl, Methanol und Ammoniak, dürfte künftig im Ausland hergestellt werden und importiert werden müssen, denn der für ihre Herstellung nötige erneuerbare Strom wird in Deutschland auf absehbare Zeit ein knappes Gut bleiben. Neben staatlich flankierten Energiepartnerschaften bedarf es der finanziellen Absicherung und Förderung von Wasserstoffprojekten in potenziellen Lieferländern.

Der Bedarf an CO_2-neutralem Wasserstoff und seinen Derivaten sowie die Notwendigkeit von entsprechenden Energieimporten wird von Teilen der Politik noch unterschätzt. Diverse Studien zeigen, dass der überwiegende Anteil des benötigten Wasserstoffs künftig importiert werden muss. Dabei bleibt häufig noch unberücksichtigt, dass der Wasserstoff, der sich in allen Produkten findet, die heute aus Mineralöl hergestellt werden, zu rund 99 Prozent aus Rohöl stammt – also als Kohlenwasserstoff zu Weltmarktpreisen importiert wird. Nur ein Bruchteil des Wasserstoffs in den Produkten wird getrennt davon hergestellt, heute meist aus Erdgas.

Zudem zeichnet sich ab, dass die Strombereitstellungskosten in Deutschland höher als in anderen Weltregionen liegen werden. Es müssen daher parallel zum Aufbau der inländischen Wasserstoffproduktion samt Verteilnetz ein globaler Markt für CO_2-neutrale Moleküle und eine entsprechende Importinfrastruktur (u. a. Neubau/Umbau von Pipelines, Tank- und Hafenanlagen) geschaffen werden. Wenn es darum geht, die Wettbewerbsfähigkeit des deutschen Wirtschaftsstandortes zu erhalten, bieten gerade flüssige Moleküle die Chance, weltweit ein vergleichbares Preisniveau zu realisieren, da ihr Transport wie heute der von Rohöl mit relativ wenig Aufwand und damit Kosten verbunden ist.

Die Bundesregierung hat mit einer Reihe von Energiepartnerschaften bereits vieles auf den Weg gebracht. Beides gilt es, zügig weiterzuentwickeln und auszubauen. Dabei kann und muss durch eine Diversifizierung verschiedener potenzieller Lieferländer das Risiko einseitiger Abhängigkeiten vermieden werden.

Verschiedene Analysen haben gezeigt, dass ein globaler Markt für CO_2-neutrale Moleküle eine Win-win-Situation für die beteiligten Länder herstellen würde. Ebenso, dass es für Erzeugerländer mit günstigen Bedingungen möglich wäre, sich selbst zu versorgen und zugleich CO_2-neutrale Moleküle zu exportieren. Die aus CO_2-neutralem Wasserstoff erzeugten Derivate Methanol und synthetisches Rohöl (synCrude) können im Vergleich zu Wasserstoff einfach gespeichert und über lange Distanzen effizient transportiert werden, insbesondere dann, wenn vorhandene Infrastrukturen genutzt werden. Das macht sie für den Import aus ferneren Regionen mit großen Grünstrompotenzialen attraktiv. Und da für viele Anwendungen weiterhin auch Kohlenwasserstoffe benötigt werden, kann über den Import von CO_2-neutralem Methanol oder synthetischem Rohöl neben dem Wasserstoffbedarf auch der Kohlenstoffbedarf anteilig gedeckt werden.



6. FLANKIERUNG DIESER MASSNAHMEN DURCH EINE UMFASSENDE KOHLENSTOFFSTRATEGIE

Die Entwicklung einer Wasserstoffstrategie, die die verschiedenen Aspekte für den Hochlauf einer Wasserstoffwirtschaft berücksichtigt, reicht allein nicht aus. Erforderlich ist auch eine umfassende Kohlenstoffstrategie, denn für viele Alltagsprodukte und Anwendungen werden auch langfristig Kohlenwasserstoffe benötigt.

Mit Blick auf das Ziel Treibhausgasneutralität darf auch der benötigte Kohlenstoff zukünftig nicht mehr aus fossilem Öl oder Gas stammen. Zur Zielerreichung ist eine ausgeglichene Kohlenstoffbilanz bei der Herstellung und Nutzung von Kohlenwasserstoffen im Sinne geschlossener Kohlenstoffkreisläufe auch in Kombination mit der gezielten Abscheidung und stofflichen Nutzung oder Speicherung von CO_2 bzw. Kohlenstoff notwendig. Dies gilt auch für die Herstellung von blauem Wasserstoff aus Erdgas. Dadurch kann die Emission zusätzlicher Treibhausgase in die Atmosphäre langfristig vermieden werden. Eine Kohlenstoffstrategie muss Aspekte wie ein Carbon Management, Fragen der CO_2-Abscheidung und -Nutzung aus industriellen Punktquellen und aus der Luft (Direct Air Capture) sowie die Logistik (Pipelines, Schiffe, Züge, Tankwagen) bis zur Wiedernutzung oder Speicherung im industriellen Maßstab genauso umfassen wie die Rolle der Biomasse und des Kunststoffrecyclings als weitere Kohlenstoffquellen neben CO_2.

Es ist zu erwarten, dass alle drei Kohlenstoffquellen benötigt werden, um kurz- bis mittelfristig den erneuerbaren Anteil der Kohlenwasserstoffe signifikant zu erhöhen und langfristig die Herstellung klimaneutraler Produkte zu erreichen. Dabei ist ein möglichst flexibler Ansatz erforderlich. Ein Zwang für biogenes CO_2 oder eine nur sehr zeitlich limitierte Nutzungsmöglichkeit von CO_2-Punktquellen aus der Industrie würde die Molekülwende stark verlangsamen oder extrem verteuern. Da sich die Potenziale nur vergleichsweise langsam erschließen lassen (vor allem bei Kunststoffen und abgeschiedenem CO_2), ist es darüber hinaus ökonomisch sinnvoll, diese erneuerbaren Kohlenwasserstoffe zunächst gemeinsam mit fossilem Mineralöl in Raffinerien zu verarbeiten (Co-Processing).



WICHTIGE RAHMENBEDINGUNGEN AUF EINEN BLICK

- Ohne eine ausreichend hohe CO_2-Bepreisung werden erneuerbare Moleküle nicht wettbewerbsfähig. Eine an den CO_2-Emissionen orientierte Energiesteuer könnte als notwendige Ergänzung der bestehenden CO_2-Bepreisung im BEHG ein starkes und verlässliches Preissignal zugunsten erneuerbarer Kraft- und Brennstoffe erzeugen.

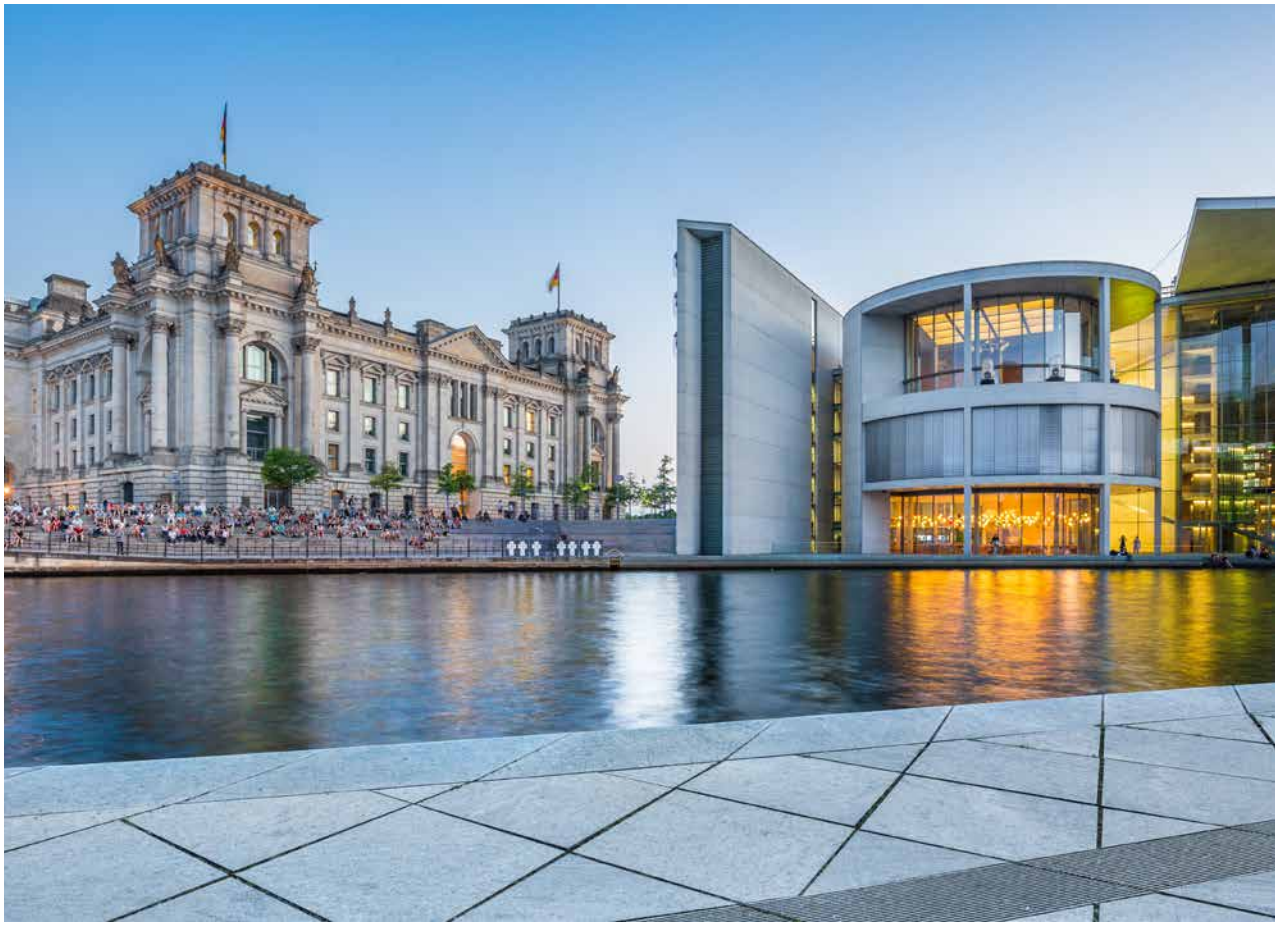
- Erste Projekte für die Produktion von CO_2-neutralen Molekülen im industriellen Maßstab benötigen Unterstützung, um die höheren Risiken am Beginn der Lernkurve auszugleichen. Darüber hinaus müssen Finanzierungsinstrumente entwickelt werden, die die nötigen langfristigen Investitionen für die Molekülwende absichern.

- Die Politik muss zeitnah klare Entscheidungen zugunsten eines Infrastrukturausbaus für die Produktion, die Verteilung und die Speicherung von Wasserstoff sowie von CO_2 im Inland und für den Import dieser Rohstoffe treffen. Für ihre Transformation müssen die Raffineriestandorte als langfristig wichtige Energie- und Rohstoffhubs an die neuen Netze angeschlossen werden.

- Die Anwendungsbereiche für CO_2-neutrale Moleküle von vornherein zu begrenzen, führt zu künstlichen Nachfragerestriktionen und ist kontraproduktiv für einen zügigen Markthochlauf. Nötig ist eine Regulierung, die Investitionen auslöst, statt diese zu erschweren.

- Deutschland muss faire Energiepartnerschaften mit diversen Ländern aufbauen, die Wasserstoff und insbesondere Derivate wie Methanol oder synthetisches Rohöl günstig herstellen können und wollen. Mit ihrer Expertise in Gewinnung, Transport und Verarbeitung von flüssigen und gasförmigen Energieträgern kann die Mineralölwirtschaft hierbei wirksam unterstützen.

- Auch in einem treibhausgasneutralen Deutschland werden Kohlenwasserstoffe für eine Vielzahl von Produktionsprozessen benötigt. Neben Wasserstoff muss auch Kohlenstoff zunehmend aus nachhaltigen Quellen gewonnen werden. Deshalb braucht Deutschland eine Kohlenstoffstrategie, die den Bezug, den Transport, die Verarbeitung und die Speicherung von CO_2 umfasst und zugleich die wichtige Rolle von Biofuels und Kunststoffrecycling anerkennt.





DREI FRAGEN AN ...



PROF. CHRISTIAN KÜCHEN

WARUM BRAUCHEN WIR GRÜNE MOLEKÜLE, UM DIE KLIMAZIELE ERREICHEN ZU KÖNNEN?

Wir haben die Situation, dass lediglich 20 Prozent unseres gesamten Energieverbrauchs durch Strom gedeckt werden, 80 Prozent durch Moleküle. Von diesen 20 Prozent kommt derzeit gut die Hälfte aus erneuerbaren Energien. Selbst wenn das durch E-Mobilität und Wärmepumpen mehr wird, werden wir nach meiner Einschätzung mindestens 50 Prozent der Energie zukünftig in Form von CO_2-neutralen Molekülen in den Markt bringen müssen, z. B. für die Luftfahrt, für die Chemie, für die Schifffahrt. Diese Beispiele sind offensichtlich. Aber auch für Millionen von Fahrzeugen im Bestand werden Alternativen in Form CO_2-neutraler Kraftstoffe benötigt. Anders sind die Klimaziele nicht zu erreichen.

WAS HINDERT UNS BISLANG, SCHNELL MEHR GRÜNE MOLEKÜLE IN DEUTSCHLAND NUTZEN ZU KÖNNEN?

Zunächst einmal die mangelnde klima- und energiepolitische Erkenntnis, dass neben der Stromwende auch eine Molekülwende dringend systematisch eingeleitet werden muss. Es muss enorm viel investiert werden – vor allem in neue Technologien. Die sind zum großen Teil am Anfang der Lernkurve, und das heißt, die ersten Anlagen produzieren teurer als spätere Anlagen. Zudem gibt es Marktrisiken. Die grünen Produkte sind teurer als die fossilen. Industriekunden und private Verbraucher müssen bereit sein, den Mehrpreis zu zahlen. Und es gibt Regulierungsrisiken. Wie weit greift die Politik ein? Wie entwickeln sich CO_2-Preise? All das erschwert derzeit teilweise Investitionen.

WELCHEN BEITRAG LEISTET DABEI DIE FOSSILE ENERGIEWIRTSCHAFT?

Die Mineralölwirtschaft will und kann sehr große Beiträge leisten. Sie hat die geeigneten Technologien, diese nutzt sie zum großen Teil heute schon. Die Nutzung von Biomasse, die Verarbeitung und Nutzung von Wasserstoff, die Abscheidung und Nutzung von CO_2 und auch Syntheseprozesse – die Branche stellt heute schon Methanol oder synthetische Kraftstoffe her. Und sie kann insbesondere auch großskalige Projekte managen, die wir im globalen Maßstab brauchen. Das alles wird dafür nötig sein, die Klimaziele zu erreichen.



Prof. Christian Küchen
Hauptgeschäftsführer en2x

Foto: Franz Gruenewald

„WIR WERDEN MINDESTENS 50 PROZENT DER ENERGIE ZUKÜNFTIG IN FORM VON CO_2-NEUTRALEN MOLEKÜLEN IN DEN MARKT BRINGEN MÜSSEN."

MARKUS EXENBERGER

WARUM GEHT DER INFRASTRUKTURAUFBAU SO LANGSAM VORAN?

Bisher gibt es lediglich Absichtserklärungen für Investitionen, weil noch niemand den Preis für grüne Moleküle kennt. Investitionen ohne eine klare Preisvorstellung sind jedoch unwahrscheinlich. Daher benötigen wir jetzt Klimaschutzverträge, sogenannte Carbon Contracts for Difference. Durch diese Verträge stellt der Staat einen Mindestpreis sicher, auf dessen Grundlage Unternehmen ihre Investitionen zuverlässig kalkulieren können.

WIRD DIE KOSTENLÜCKE ZU FOSSILER ENERGIE GESCHLOSSEN, WENN DIE INFRASTRUKTUR FÜR GRÜNE MOLEKÜLE STEHT?

Also, erst mal ist im Moment gar nicht klar, wie groß die Kostenlücke sein wird, wenn die Infrastruktur steht. Es gibt voraussichtlich eine Lücke, die sich wahrscheinlich relativ schnell schließen wird, weil der Bedarf da ist. Sowohl in Deutschland als auch in Europa und auch weltweit. Und die Nachfrage ist extrem hoch. Sie trifft meiner Meinung nach und auch nach unserer Einschätzung auf ein relativ überschaubares Angebot. Von daher werden die Kostenlücken relativ schnell schließbar sein. Wichtig ist die Regulatorik seitens der Regierung. Und bestmöglich auch hier ein wirklich internationaler Abgleich, damit wir nicht in verschiedenen Regulatorik- oder Standardisierungsregimen arbeiten und handeln müssen.

WAS SOLLTE MAN DEM MARKT ÜBERLASSEN, WAS SOLLTE DIE POLITIK REGELN?

Die Politik muss regulieren, die Politik muss Rahmen setzen im Bereich von Zertifizierung und Standardisierung. Die Politik sollte auch die Genehmigungsverfahren schnell machen. Und das betrifft nicht nur die deutsche Politik. Die Finanzwirtschaft ist ready. Sie ist auch willens, zu finanzieren, wenn die Projekte da sind. Und die Projekte kommen, wie gesagt, wenn die Rahmenbedingungen stimmen.

„BISLANG GIBT ES NUR ABSICHTSERKLÄRUNGEN, WEIL NOCH NIEMAND DEN PREIS FÜR GRÜNE MOLEKÜLE KENNT.“



Markus Exenberger
Director H2Global Stiftung
und Managing Director
H2 Global Advisory GmbH

Foto: Franz Gruenewald

PROF. DR. JÜRGEN PETERSEIM

WER KANN DIE INVESTITIONEN LEISTEN, DIE FÜR DEUTLICH MEHR GRÜNE MOLEKÜLE NOTWENDIG SIND?

Die kann kein Unternehmen allein leisten. Es wird in der Regel so sein, dass hinter allen großen Projekten Konsortien stehen, innerhalb derer es eine Risiko- und Finanzteilung gibt. Das wird tatsächlich sektorübergreifend funktionieren. So werden Unternehmen aus der Chemieindustrie mit Unternehmen der klassischen Energieversorgung und mit den Herstellern zusammenkommen. Darüber hinaus wird es den Finanzsektor ganz stark benötigen, also das Thema nachhaltige Finanzierung. Mit der Europäischen Wasserstoffbank und dem H2Global-Ansatz kommen wichtige Instrumente dazu. Es ist ein breites Spektrum an Finanzierungsmechanismen. Aber ich glaube, jeder, der ein Projekt machen möchte, muss auch eine gewisse Eigenleistung zeigen.

MUSS DER STAAT BEI DER FINANZIERUNG UNTERSTÜTZEN?

Ich glaube, das klassische Modell einer Investitionskostenförderung wird weiter hoch relevant bleiben. Angesichts hoher Investitionskosten wird es Subventionen und Förderungen geben müssen. Für die nächste Stufe, vor der viele Projekte jetzt stehen, die Skalierungsstufe, werden Klimaschutzverträge gebraucht. Das ist ein sehr gutes Instrument, mit dem sich die Betriebskosten kompensieren lassen. Das ist meiner Meinung nach der richtige Weg, wenn es darum geht, den Hochlauf zu organisieren. Nicht für langfristige Aktivitäten, aber gerade für die Realisierung des Hochlaufs.

KANN DIE FINANZIERUNG DER INVESTITIONEN NUR GLOBAL GESTEMMT WERDEN?

Die deutschen Banken können sich national schon früh positionieren, denn das Investitionsgeschäft ist ja ein Geschäft, von dem die Banken leben. Wenn wir jetzt in den Markt hineingehen, die Risiken frühzeitig bewerten und entsprechend richtig bepreisen, dann haben wir bei zukünftigen Skalierungsprojekten einen Vorteil, weil wir die Projektstrukturen besser kennen. Nichtsdestoweniger ist natürlich die deutsche Bankenwelt nicht groß genug, um den globalen Wasserstoffhochlauf zu finanzieren. Insofern werden am Anfang die Europäische Wasserstoffbank, die KfW und andere Banken, die sich da bereits positionieren, auch für die Zukunft ganz relevant sein, um zu lernen. Aber natürlich werden auch internationale Banken aktiv. Wir sehen es heute schon, dass wir nicht die Einzigen in der Welt sind, die sich um das Thema Wasserstoff kümmern.



Prof. Dr. Jürgen Peterseim
Lead Expert Hydrogen and Alternative Fuels
PwC Deutschland

Foto: Franz Gruenewald

„FÜR DEN HOCHLAUF WIRD DAS KLASSISCHE MODELL EINER INVESTITIONSKOSTENFÖRDERUNG WEITER HOCH RELEVANT BLEIBEN."

DR. CARSTEN ROLLE

BEGEBEN WIR UNS IN NEUE ABHÄNGIGKEITEN, WENN WIR GRÜNEN WASSERSTOFF IMPORTIEREN?

Ich denke nicht, dass wir in neue Abhängigkeiten geraten, denn Deutschland ist ein Land, das international extrem verflochten ist und das auch bleiben wird. Hier liegen auch unsere Stärken. Deutschland hat die letzten 25 Jahre rund 70 Prozent seines Energiebedarfs durch Importe gedeckt. Das wird bleiben. Unser Bedarf an Energieimporten wird sich nicht verändern, wohl aber die Anzahl und Verteilung der Lieferländer. Für die Erzeugung von grünem Wasserstoff kommen weltweit diverse Länder und Regionen infrage. Es wird jetzt darauf ankommen, das klug auszugestalten.

WIE KÖNNEN WIR MÖGLICHE ABHÄNGIGKEITS-RISIKEN REDUZIEREN?

Ich glaube, ein wesentlicher Punkt liegt darin, bis auch marktliche Beziehungen oder ein globaler Weltmarkt aufgebaut ist, über bilaterale Vereinbarungen sie so abzusichern, dass sie für das Produzentenland wie für das Abnehmerland attraktiv sind und eine Sicherheit geben, sich langfristig aneinander zu binden. Und das kann in Partnerschaften durchaus auch über den eigentlichen Rohstoffbezug hinausgehen. Ein großes Interesse daran nehmen wir an vielen Stellen wahr. Die Bundesrepublik hat in den letzten Jahren bereits viele Wasserstoff-Energiepartnerschaften begonnen. Und ich glaube, bis wir einen Weltmarktpreis haben und bis dieser Markt so liquide ist, ist es auch richtig, diese Zwischenschritte der Entwicklung zu gehen.

BRAUCHT ES EIN EUROPÄISCH ABGESTIMMTES VORGEHEN?

Wir sind bei weitem noch nicht da, wo wir sein könnten, wenn es darum geht, den europäischen Energiebinnenmarkt so zu etablieren, dass wir die vorhandenen Synergien voll ausschöpfen. Richtig ist, dass die Akzeptanz für bestimmte Energietechnologien von Land zu Land etwas verschieden ist und das kann auch durchaus so bestehen bleiben. Aber es gibt so viele andere Regeln, auch was den Infrastrukturausbau, was den Austausch, was die Ergänzung von verschiedenen Energieträgern in Europa angeht, wo wir deutlich besser werden können und enger zusammenarbeiten sollten. Denn die Herausforderung ist groß genug und wir sollten versuchen, es möglichst gut gemeinsam zu schaffen.



Dr. Carsten Rolle
Executive Director Weltenergierat
(World Energy Council, WEC)

Foto: Franz Gruenewald

„UNSER BEDARF AN ENERGIEIMPORTEN WIRD SICH NICHT VERÄNDERN, WOHL ABER DIE ANZAHL UND VERTEILUNG DER LIEFERLÄNDER.“

H2

en2x-MITGLIEDER IN DER TRANSFORMATION

Die Europäische Union (EU) hat sich das Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2050 zum ersten treibhausgasneutralen Kontinent zu werden. 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 Geschäftsfeldern 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 bereits 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 mit 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.

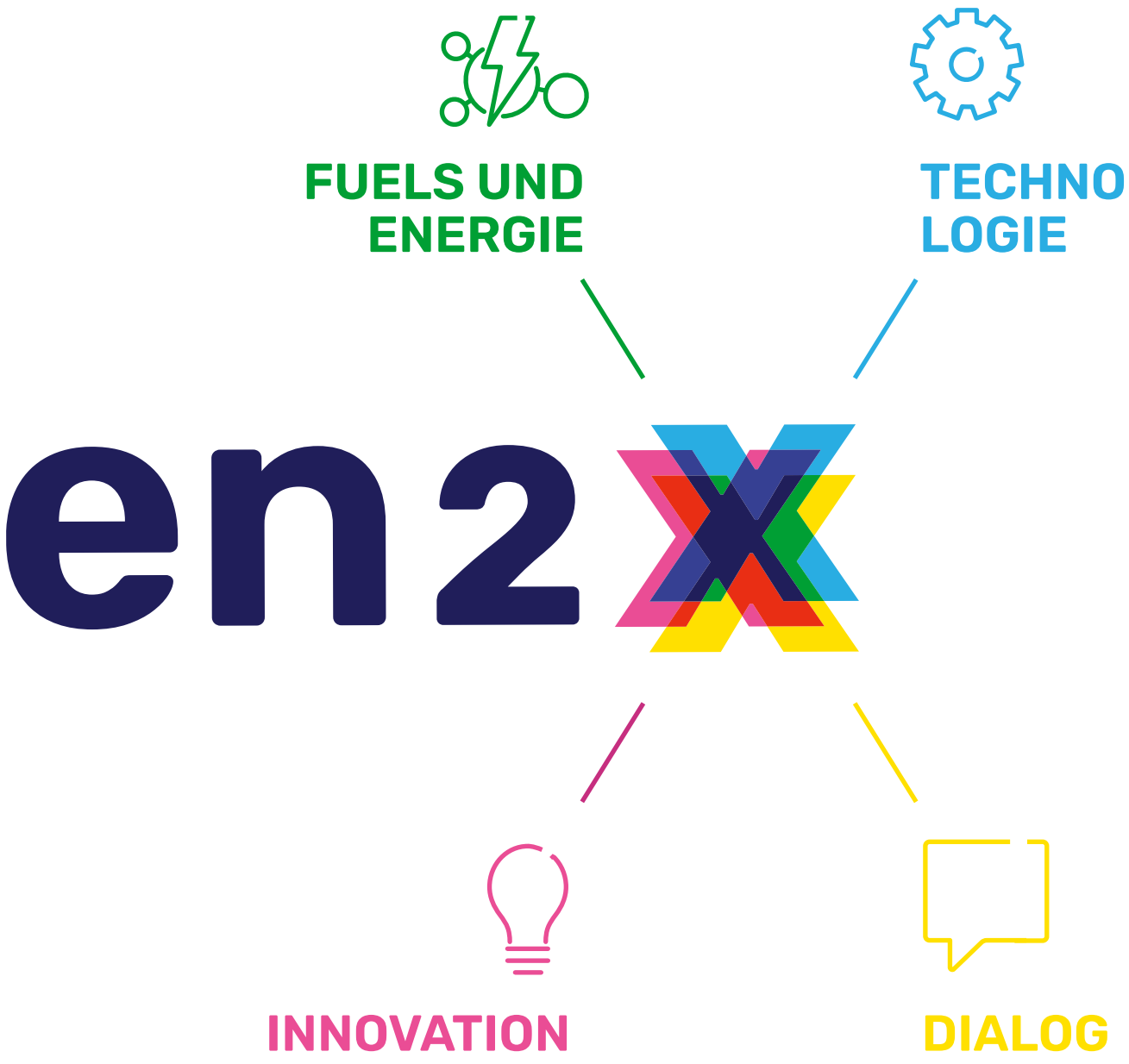


Weitere Transformationsaktivitäten sind Elektrolyseure zur Produktion von Wasserstoff und dessen Weiterverarbeitung zu synthetischen Kraftstoffen, wie z. B. eSAF für die Luftfahrt, sowie die Erzeugung von fortschrittlichen Biokraftstoffen aus Reststoffen und das chemische Recycling von Plastikabfällen. 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


FUELS UND ENERGIE
TECHNO LOGIE
en2x
INNOVATION
DIALOG

en2x-MISSION

WIR BÜNDELN UNSERE KRÄFTE FÜR DEN KLIMASCHUTZ

Der Klimaschutz ist eine der größten Herausforderungen unserer Zeit. Weil wir den nachfolgenden Generationen eine lebenswerte Welt hinterlassen wollen, ist es notwendig, Maßnahmen zur schnellen Senkung der CO_2-Emissionen zu ergreifen. Deshalb arbeiten wir vom en2x – Wirtschaftsverband Fuels und Energie e. V. gemeinsam mit unseren Mitgliedern auf das Erreichen der Klimaziele von Paris hin.

Unsere Mitgliedsunternehmen sichern einen großen Teil der heutigen Energieversorgung Deutschlands. Zudem liefern sie erhebliche Mengen an Rohstoffen, vor allem für die chemische Industrie. Für uns ist klar: Die Zukunft von Energieträgern und Rohstoffen wird treibhausgasneutral sein. Zum Erreichen dieses Ziels ist ein gewaltiger Transformationsprozess notwendig, den wir als Verband im Interesse unserer Mitglieder begleiten, vorantreiben und mitgestalten wollen. Mit einer Vielfalt von Fuels und Energie, anspruchsvoller Technologie und wegweisenden Innovationen kann unsere Branche Schlüsselbeiträge für diese Transformation liefern.

Unsere Mitglieder bündeln viele Kompetenzen, doch haben wir heute noch nicht auf alles eine Antwort. Deshalb setzen wir als Verband auf Dialog und Diskussion, um geeignete Wege zum Erreichen der Klimaziele zu finden.

„DIE BRANCHE LEISTET MIT IHRER TRANSFORMATION ENTSCHEIDENDE BEITRÄGE ZUM ERREICHEN DER KLIMAZIELE."

FUELS UND ENERGIE

Ob grüner Wasserstoff, alternative Kraft- und Brennstoffe, neue Produkte für die chemische Industrie oder Ladestationen für Elektroautos an der Tankstelle und an anderen Standorten:
Es gibt zahlreiche Lösungen dafür, die Treibhausgasemissionen immer weiter zu reduzieren. Bei unseren Mitgliedsunternehmen findet sich für die Kunden eine Vielfalt an Optionen – gegenwärtig und in der Zukunft. Dabei stehen die Unternehmen der Branche für eine hohe Versorgungssicherheit in Bezug auf Energie und Rohstoffe.

Der Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien wird in Zukunft eine deutlich größere Rolle spielen – gerade im Straßenverkehr, aber auch im Wärmesektor. Diese Entwicklung wird von uns unterstützt. So stellen Mitglieder von en2x verstärkt Ladestrom zur Verfügung und verbessern dadurch die Infrastruktur für E-Mobilität. Der Strombedarf wird durch die zunehmende Elektrifizierung stark steigen. Daher ist ein deutlich beschleunigter Ausbau der Ökostromerzeugung hierzulande notwendig, wenn es darum geht, die Klimaziele zu erreichen. Zudem kann durch mehr Effizienz und Verkehrsvermeidung noch viel Energie eingespart werden.

Das ändert jedoch nichts an der grundsätzlichen Herausforderung: Derzeit führen wir in Deutschland rund 70 Prozent der Energie, die wir brauchen, aus anderen Ländern ein.

Auch mit einem massiven Ausbau von Wind- und Solaranlagen werden wir hierzulande nicht energieautark werden. Unsere Mitglieder tragen zur Versorgungssicherheit hinsichtlich erneuerbarer Energie durch zunehmende Produktion und Importe großer Mengen hochwertiger treibhausgasneutraler Energieträger bei. Sie sind Experten für globale Energieströme. Alternative Fuels sind unbedingt notwendig, wenn es darum geht, im Flug-, Schiffs- und Schwerlastverkehr die Klimaziele zu erreichen. Es sind unsere Mitglieder, die den Bedarf und die besonderen Anforderungen der dahinter stehenden Kunden und Lieferketten kennen. Zugleich ermöglichen alternative Kraftstoffe, den großen Bestand an Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren zunehmend klimaschonend und zukünftig mit CO_2-neutralen Energien zu betanken. Auch für schwer zu elektrifizierende Anwendungsfälle bei der Wärmeversorgung können solche Fuels in Zukunft eine klimagerechte Lösung sein. Neben den Energieerzeugnissen liefern unsere Mitglieder Grundstoffe für die chemische Industrie. Diese Vorprodukte zukünftig zu defossilisieren, ist ein unverzichtbarer Baustein der Strategie, in diesem wichtigen Industriezweig die Klimaziele zu erreichen und die industriellen Wertschöpfungsketten in Deutschland zu erhalten. Ein Beitrag zur Reduktion der Treibhausgasemissionen ergibt sich darüber hinaus aus der Prozess- und Fernwärme der Raffinerien, die von der Industrie und zur Wärmeversorgung von Wohngebäuden genutzt wird.

TECHNOLOGIE

Damit die Klimaziele erreicht werden können, müssen zahlreiche industriell verwendete Stoffe und Produkte in den beiden kommenden Dekaden defossilisiert werden. Dies kann z. B. durch grünen Wasserstoff und den Aufbau geschlossener Kohlenstoffkreisläufe gelingen.

Dem Auf- und Ausbau der Produktion von grünem Wasserstoff im industriellen Maßstab kommt daher eine wichtige Rolle zu. Er kann direkt oder zur Herstellung von Folgeprodukten genutzt werden. Für eine Kreislaufwirtschaft, die auf fossilen Kohlenstoff verzichtet, ist die Weiterverarbeitung von Rest- und Abfallstoffen aus anderen Wirtschaftszweigen von großer Bedeutung. Das Gleiche gilt für die Weiterentwicklung von CO_2-Abscheidungs- und -Nutzungstechnologien. Aufgrund ihrer Erfahrung im Umgang mit Kohlenwasserstoffen und deren Produktionsanlagen, aber auch mit Wasserstoff und CO_2, haben unsere Mitglieder das nötige Know-how und sind bestens aufgestellt, um treibhausgasneutrale Alternativen zu heute noch fossilen Stoffen zu entwickeln, die entsprechenden Produktionsanlagen zu skalieren und die erforderlichen Kreisläufe aufzubauen.

Bereits heute gibt es zahlreiche Projekte, die klar in diese treibhausgasneutrale Zukunft weisen. Dazu zählen z. B. der Bau von Elektrolyseanlagen an Raffinerie- und Chemiestandorten und die Biokraftstoffgewinnung aus Reststoffen und Algen.

INNOVATION

Die ambitionierten Klimaziele erfordern vielfältige technologische Antworten. Manche Lösungen müssen wir vielleicht erst noch finden, andere erproben und verbessern. Bei unseren Mitgliedern werden deswegen gezielt Innovationen vorangetrieben und Partner zusammengebracht, um – im Sinne des Klimaschutzes und der Kunden – weiter neuartige Technologien, Produkte und Dienstleistungen zu entwickeln. Dabei ist das Ziel, in großem Maßstab umsetzbare und bezahlbare Lösungen zu erarbeiten.

Von zentraler Bedeutung sind daher Forschung und Entwicklung, um Kompetenzen weiter auszubauen und den Transformationsprozess zum Erreichen der Klimaziele voranzutreiben.

Dazu gehören die Initiierung und Unterstützung von Pilotprojekten und Reallaboren – nicht nur hierzulande, sondern vielerorts in Europa und der gesamten Welt. Des Weiteren werden gezielte Joint Ventures mit Start-ups im Energiesektor gegründet, um neuen Lösungen für mehr Klimaschutz und Energiesicherheit den Weg zu bereiten.

Auch en2x fördert Innovation durch eigene Modellvorhaben. Mit dem Forschungsinstitut OWI Science for Fuels verfügen wir über ein Tochterunternehmen, das sich an der RWTH Aachen gemeinnützig bereits seit vielen Jahren mit zunehmend treibhausgasneutralen Kraftstoffen befasst. Zudem sind wir Partner der ebenfalls gemeinnützigen Forschungsgesellschaft DGMK, die Wissenschaft, Forschung, Technik und Weiterbildung vorantreibt.

DIALOG

Auf dem Weg in eine treibhausgasneutrale Zukunft stellen sich immerfort neue Fragen. Wir haben heute noch nicht auf alle eine Antwort, und manche Antworten werden wir vielleicht noch ändern müssen. Unsere Mitgliedsunternehmen verfügen jedoch über viele Kompetenzen, die dazu nötig sind, die notwendige Transformation im Sinne der Klimaziele voranzubringen.

Um dabei erfolgreich zu sein, setzen wir auf Zusammenarbeit und Dialog. Wir suchen gemeinsam mit anderen nach den besten Lösungen. Dazu gehört für uns insbesondere die Diskussion mit Politik und Behörden, Umwelt- und Klimaschutzorganisationen, Wirtschaft und Verbrauchern. Dabei werden wir uns auch mit Kritik an unserer Branche und ihren Produkten auseinandersetzen. Als Verband vertreten wir die Interessen unserer Mitglieder in der Debatte um mehr Klimaschutz. Wir setzen uns für einen angemessenen und verlässlichen regulatorischen Rahmen ein, damit Absatzmärkte für neue Produkte unserer Mitgliedsunternehmen entstehen oder bestehende Absatzmärkte mit immer CO_2-ärmeren Produkten beliefert werden können.

Wir zeigen durch die Erstellung, ständige Evaluierung und Anpassung von Szenarien und Roadmaps Wege zum Erreichen der Klimaziele auf.

Wir wollen glaubwürdig, offen und gesprächsorientiert sein. Das gilt für spezifische Themen wie Steuerpolitik und Regulierung ebenso wie für den Blick aufs große Ganze: Energieversorgung unter Berücksichtigung von Umwelt, Klimaschutz und sozialen Belangen im Sinne von Mensch und Natur.

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 Cybersecurity) 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.



en2x-VERANSTALTUNGS HIGHLIGHTS 2023

HANDELSBLATT ENERGIE-GIPFEL

16.01.2023





KRAFTSTOFFE DER ZUKUNFT

23.01.2023

ENERGIE. CROSS.MEDIAL

28.02.2023





PARLAMENTARISCHER ABEND 02.03.2023



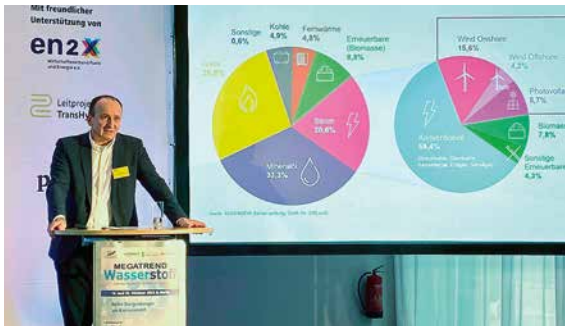
en2x-JAHRES EMPFANG

28.09.2023

DEUTSCHE WÄRMEKONFERENZ

10.10.2023





MEGATREND WASSERSTOFF

19.10.2023

GREEN FUELS IMPORT CONFERENCE

07.11.2023





TAGESSPIEGEL FUTURE SUSTAINABILITY WEEK

16.11.2023

en2x-MITGLIEDER

AVIA AG
www.avia.de

BayWa AG
www.baywa.com

BMV Mineralöl Versorgungsgesellschaft mbH
www.bmvmineraloel.de

BP Europa SE
www.bp.de

DS-MINERALÖL GmbH
www.ds-bremen.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
JET Energy Trading GmbH
www.jet-tankstellen.de

Mabanaft Deutschland GmbH & Co. KG
www.mabanaft.de

MOL Germany GmbH
www.molgermany.de

Neste Germany GmbH
www.neste.de

Nynas GmbH & Co. KG
www.nynas.com

OG Clean Fuels
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
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

Siemens AG
www.buildingtechnologies.siemens.de

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 01.07.2024

KONTAKTIEREN SIE UNS

@en2x

en2x

futurefuels.blog

@en2x_eV

www.en2x.de

@en2x.de

zukunftsheizen.de

MINERALÖL ZAHLEN

Vorläufige Zahlen

2023

„DEUTSCHLAND STEIGERT SEINE MARKT FLEXIBILITÄT UND DIVERSIFIZIERUNG.“

EDITORIAL

Liebe Leserinnen und Leser,

die EU-Sanktionen gegen russische Einfuhren als Reaktion auf den Ukrainekrieg sind im Jahr 2023 in vollem Ausmaß wirksam geworden. Auf den gut funktionierenden und hochliquiden Weltmärkten für Rohöl und Mineralölprodukte kam es in der Folge zu erheblichen Marktverschiebungen. Dies wird auch in den vorläufigen Mineralölzahlen 2023 sichtbar.

RUSSLAND ALS HAUPTIMPORTLAND ABGELÖST

Den Wegfall der Rohöllieferungen aus Russland konnte die Mineralölbranche, darunter zahlreiche en2x-Mitgliedsunternehmen, durch eine verstärkte Diversifizierung der Lieferquellen ausgleichen. An die Stelle Russlands als bisherigen Hauptlieferanten von Rohöl nach Deutschland traten nun die USA als wichtigster Importeur, gefolgt von Norwegen und Libyen. Infolge der Marktturbulenzen und der schwachen Wirtschaftsleistung im Jahr 2023 kam es dabei zu einem Rückgang der Rohöleinfuhren von rund 13 Prozent gegenüber dem Vorjahr.

Bei den Produkteinfuhren konnte die Branche die erheblichen logistischen Herausforderungen bewältigen und insbesondere die rund fünf Millionen Tonnen Diesel pro Jahr, die bislang aus Russland eingeführt wurden, aus einer Vielfalt von Lieferländern sicherstellen, insbesondere aus dem Raum Antwerpen Rotterdam Amsterdam (ARA).

Einen Einblick in die noch vorläufigen Branchenzahlen 2023 liefern wir Ihnen mit dieser kompakten Frühjahrsausgabe. Die vollständigen und finalen Mineralölzahlen 2023 erscheinen voraussichtlich nach Veröffentlichung durch das BAFA im Herbst 2024.

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

Mit freundlichem Gruß 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.

MINERALÖL BRANCHE 2023

10 AUF EINEN BLICK*



Der Primärenergieverbrauch in Deutschland ist 2023 mit einem Rückgang um ~ 8 Prozent auf 10.791 Petajoule (PJ) auf ein historisches Tief gefallen.



Der Anteil von Mineralöl am Primärenergieverbrauch stieg von 35,1 Prozent auf 35,6 Prozent. Damit ist Mineralöl weiterhin der wichtigste Energieträger in Deutschland.



Deutschland ist mit einem Anteil von 16 Prozent bedeutendster Raffineriestandort in Europa.



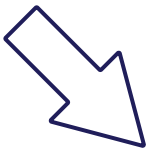
Die USA lösen Norwegen (17,9 Prozent; 13,8 Mio. t) mit einem Anteil von 18,4 Prozent (14,2 Mio. t) als größten Rohöllieferanten ab, nachdem die Lieferungen aus Russland eingestellt wurden.



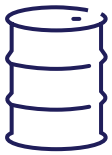
Die Dieselimporte nach Deutschland sind um 7,6 Prozent gestiegen. Die um 90 Prozent reduzierten Dieselimporte aus Russland wurden überwiegend aus anderen europäischen Ländern importiert, insbesondere aus dem ARA-Raum.



Die Raffinerieauslastung lag im Jahr 2023 bei 75,7 Prozent und ist im Vergleich zum Vorjahr um 8,8 Prozent gesunken. Die durchschnittliche Raffinerieauslastung in den letzten 10 Jahren lag bei 85,3 Prozent.



Nach einem leichten Aufwärtstrend beim Mineralöl Inlandsabsatz 2022, ist im Jahr 2023 ein Rückgang von 5,1 Prozent zu verzeichnen. Im Vergleich zum Vor-Corona-Niveau liegen die Absatzzahlen noch 13 Prozent zurück.



Absatzrückgänge vor allem bei Rohbenzin (-16,9 Prozent) und Diesel (-3,6 Prozent) sind unter anderem die Folge der schwachen Wirtschaftsleistung.



Die Verbraucherpreise von Ottokraftstoff, Dieselkraftstoff und Heizöl sind im Vergleich zum Vorjahr gesunken (OK: -4 Prozent DK: -11 Prozent und HEL: -22 Prozent). Im Vergleich liegen die Preise aber immer noch um rund 30 Prozent oder mehr über dem Vor-Corona-Niveau.



Die Mineralölbranche trägt maßgeblich zum Bundeshaushalt bei. Rund ein Drittel der Steuern, die alleine dem Bund zustehen (Bundessteuern), kommt aus Kraftstoffen.

*Vorläufige Zahlen.

ENERGIE VERBRAUCH

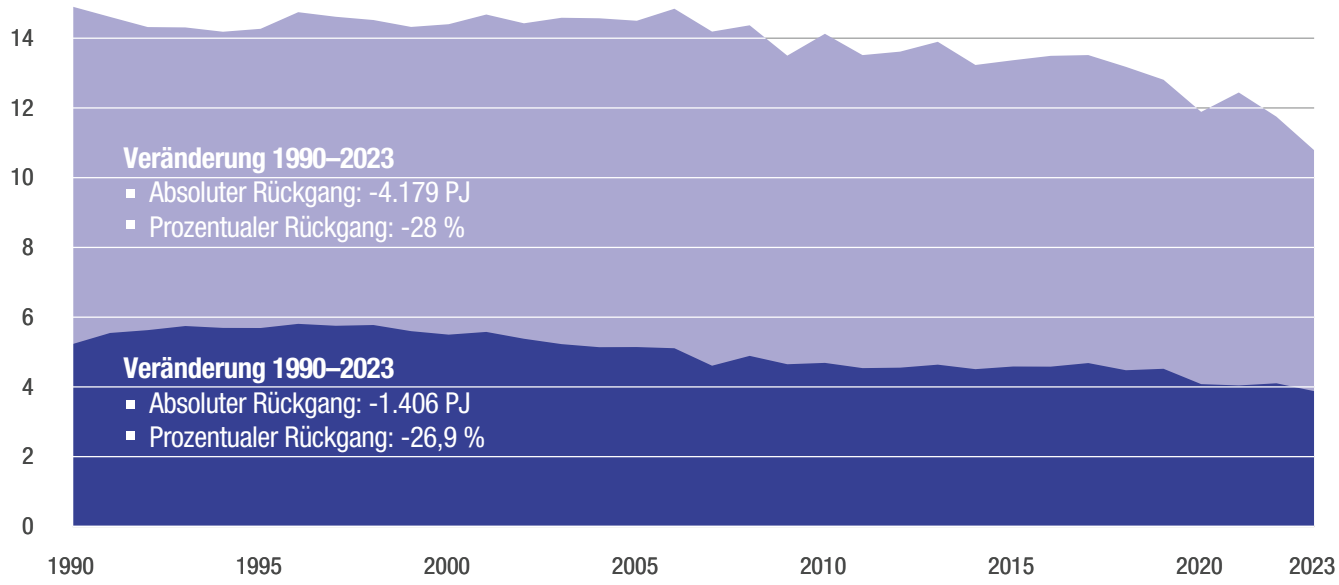
ENERGIEVERBRAUCH

Der Primärenergieverbrauch in Deutschland ist 2023 mit einem Rückgang um ~ 8 Prozent auf 10.791 Petajoule (PJ) auf ein historisches Tief gefallen.

Der Anteil von Mineralöl am Primärenergieverbrauch stieg von 35,1 auf 35,6 Prozent. Damit ist Mineralöl weiterhin der wichtigste Energieträger in Deutschland.

PRIMÄRENERGIEVERBRAUCH IN DEUTSCHLAND 1990–2023*

in Tausend Petajoule (PJ)



Primärenergieverbrauch **davon Mineralöl**

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

***Vorläufige Zahlen.**

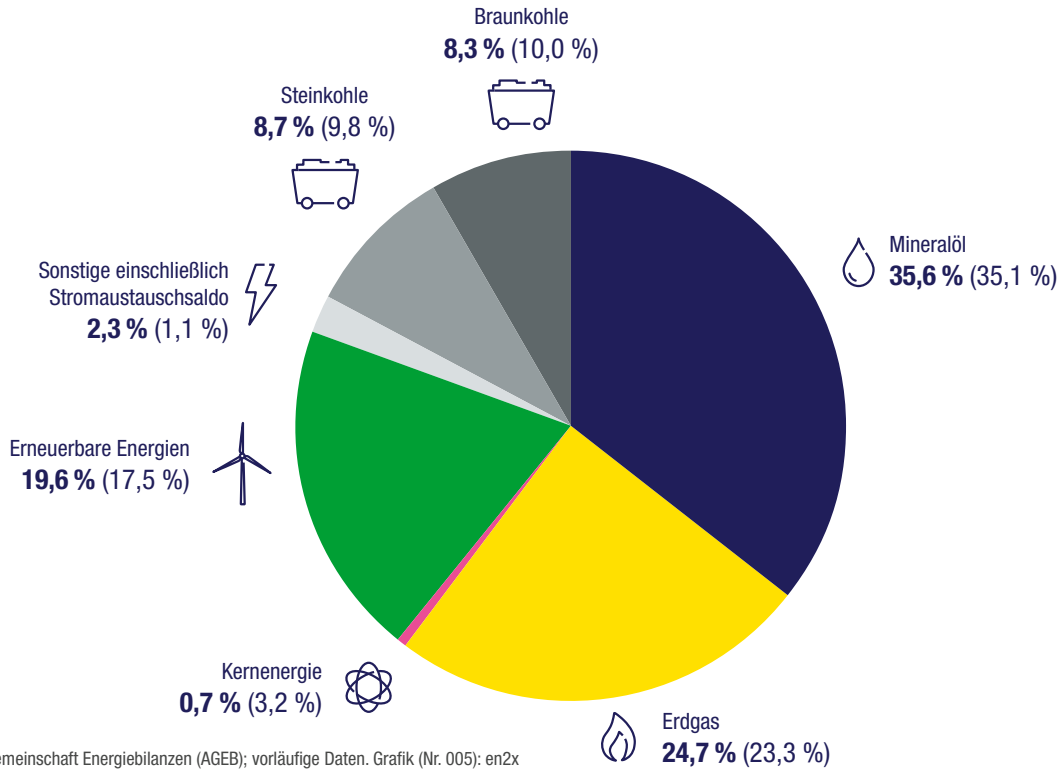
PRIMÄRENERGIEVERBRAUCH NACH ENERGIETRÄGERN IN DER BUNDESREPUBLIK DEUTSCHLAND 1990–2023*

in Tausend Petajoule (PJ)

JAHR	STEINKOHLE	in v. H.	BRAUNKOHLE	in v. H.	MINERALÖL	in v. H.	ERDGAS	in v. H.	KERNENERGIE	in v. H.	ERNEUERBARE ENERGIEN[1)]	in v. H.	SONSTIGE ENERGIETRÄGER[2)]	in v. H.	GESAMT
1990	2.306	15,5	3.201	21,5	5.228	35,0	2.304	15,4	1.668	11,2	196	1,3	3	0,1	**14.905**
1995	2.060	14,4	1.734	12,2	5.689	39,9	2.812	19,6	1.682	11,8	275	1,9	17	0,2	**14.269**
2000	2.021	14,0	1.550	10,8	5.499	38,2	2.996	20,7	1.851	12,9	417	2,9	67	0,5	**14.401**
2005	1.808	12,4	1.596	11,0	5.143	35,5	3.269	22,3	1.779	12,2	786	5,3	121	1,3	**14.500**
2010	1.714	12,1	1.512	10,6	4.689	32,9	3.183	22,3	1.533	10,8	1.310	9,9	185	1,4	**14.126**
2014	1.759	13,4	1.574	12,0	4.509	34,1	2.672	20,2	1.060	8,1	1.568	11,5	91	0,8	**13.232**
2015	1.729	13,0	1.565	11,8	4.585	33,9	2.781	20,9	1.001	7,6	1.672	12,4	36	0,4	**13.368**
2016	1.693	12,6	1.511	11,2	4.581	33,8	3.068	22,7	923	6,8	1.677	12,4	41	0,4	**13.494**
2017	1.502	11,1	1.507	11,1	4.684	34,5	3.167	23,4	833	6,2	1.790	13,3	33	0,3	**13.516**
2018	1.428	10,9	1.481	11,3	4.478	33,9	3.098	23,6	829	6,3	1.825	13,7	39	0,3	**13.178**
2019	1.084	8,5	1.163	9,1	4.520	35,2	3.220	25,1	819	6,4	1.903	14,9	99	0,9	**12.808**
2020	896	7,5	958	8,1	4.080	34,3	3.145	26,4	702	5,9	1.970	16,6	136	1,1	**11.887**
2021	1.112	8,9	1.128	9,1	4.042	32,5	3.310	26,6	754	6,1	1.949	15,7	148	1,2	**12.443**
2022	1.128	9,6	1.167	10,0	4.104	35,0	2.798	23,6	379	3,2	2.071	17,7	103	0,9	**11.750**
2023*	931	8,7	895	8,3	3.822	35,6	2.655	24,7	79	0,7	2.107	19,6	204	1,9	**10.735**

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

PRIMÄRENERGIEVERBRAUCH IN DEUTSCHLAND NACH ENERGIETRÄGERN 2023*



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

INFO:

- Daten zum Endenergieverbrauch 2023 werden in der Herbstpublikation veröffentlicht
- Statistiken bis 2022 – www.en2x.de/service/publikationen/
- Weitere Infos zum Energieverbrauch im ANHANG

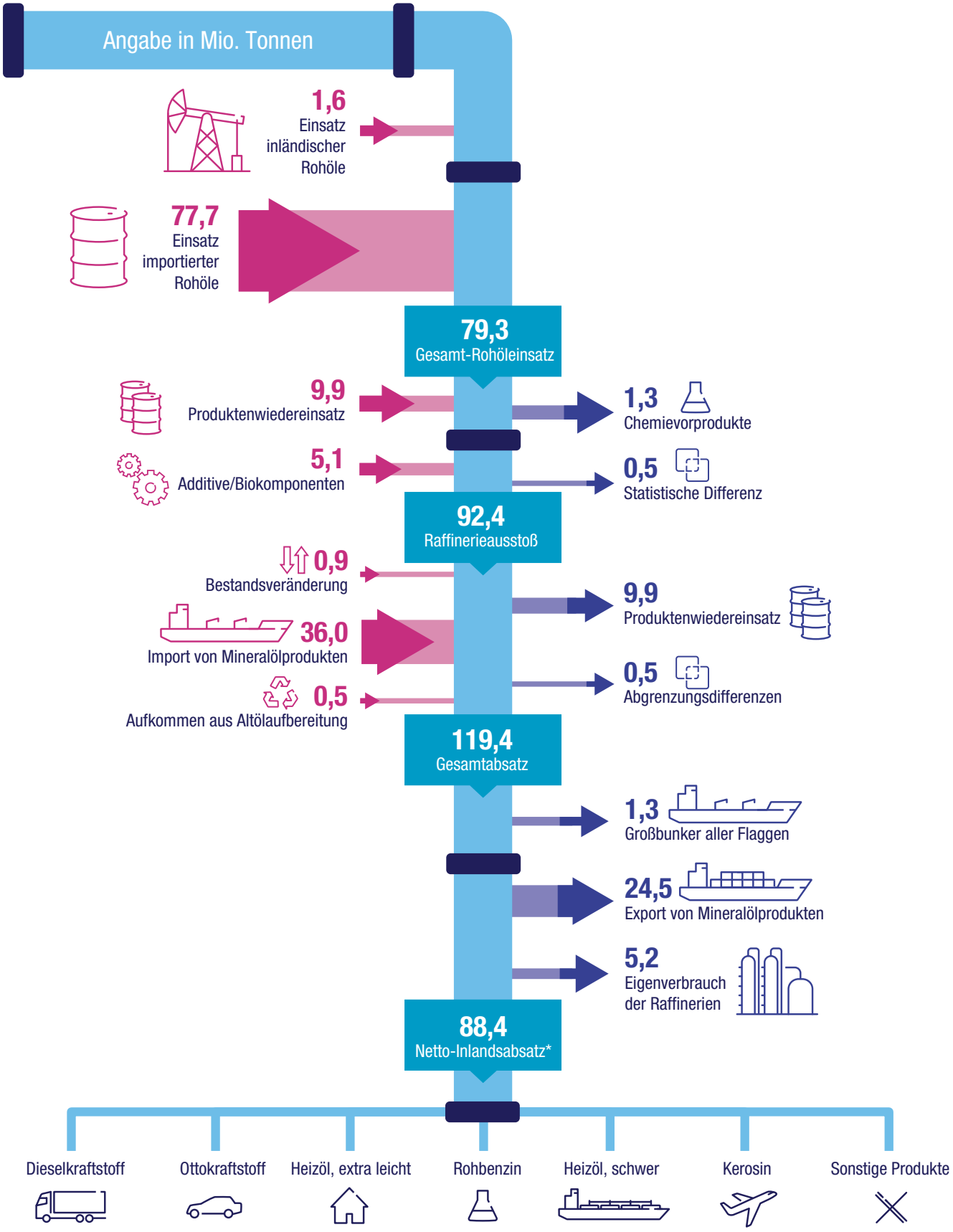
***Vorläufige Zahlen.**



MINERALÖL BILANZ

MINERALÖLBILANZ*

in Mio. t



* Der Brutto-Inlandsabsatz beträgt **95,1 Millionen Tonnen.** Aufgrund der darin enthaltenen Doppelzählungen aus dem Recycling in Höhe von **6,6 Millionen Tonnen**, ergibt sich ein Netto-Inlandsabsatz von **88,4 Millionen Tonnen.**

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

***Vorläufige Zahlen.**

MINERALÖLBEDARF UND -VERSORGUNG 1990–2023*

in Tsd. t

	1990	1995	2000	2005	2010	2014	2015	2016
Inlandsabsatz[1)]	117.616	126.210	120.216	111.954	105.656	102.710	102.033	103.558
– davon Militärablieferungen	2.132	919	543	375	248	195	204	194
Raffinerie-Eigenverbrauch	5.434	6.353	6.721	7.442	6.424	5.236	5.435	5.694
Statistische Differenzen	669	410	338	447	183	133	27	162
Bunkerungen	2.558	2.115	2.247	2.553	2.845	2.357	2.438	2.855
Ausfuhr	10.082	14.287	18.601	26.301	17.950	21.237	22.303	22.833
Gesamt-Mineralölbedarf	**136.359**	**149.374**	**148.123**	**148.698**	**133.058**	**131.673**	**132.182**	**135.102**
Inland-Rohöl	3.660	2.926	3.166	3.471	2.486	2.435	2.428	2.359
Netto-Rohöleinfuhr	88.060	99.873	100.338	111.500	92.564	89.367	90.942	91.143
Produkteneinfuhr	41.876	43.360	42.070	34.961	35.261	37.040	37.437	38.761
Sonstiges Aufkommen[2)]	2.763	3.216	2.548	-1.235	2.747	2.832	1.375	2.839
Gesamt-Mineralölaufkommen	**136.359**	**149.374**	**148.123**	**148.698**	**133.058**	**131.673**	**132.182**	**135.102**

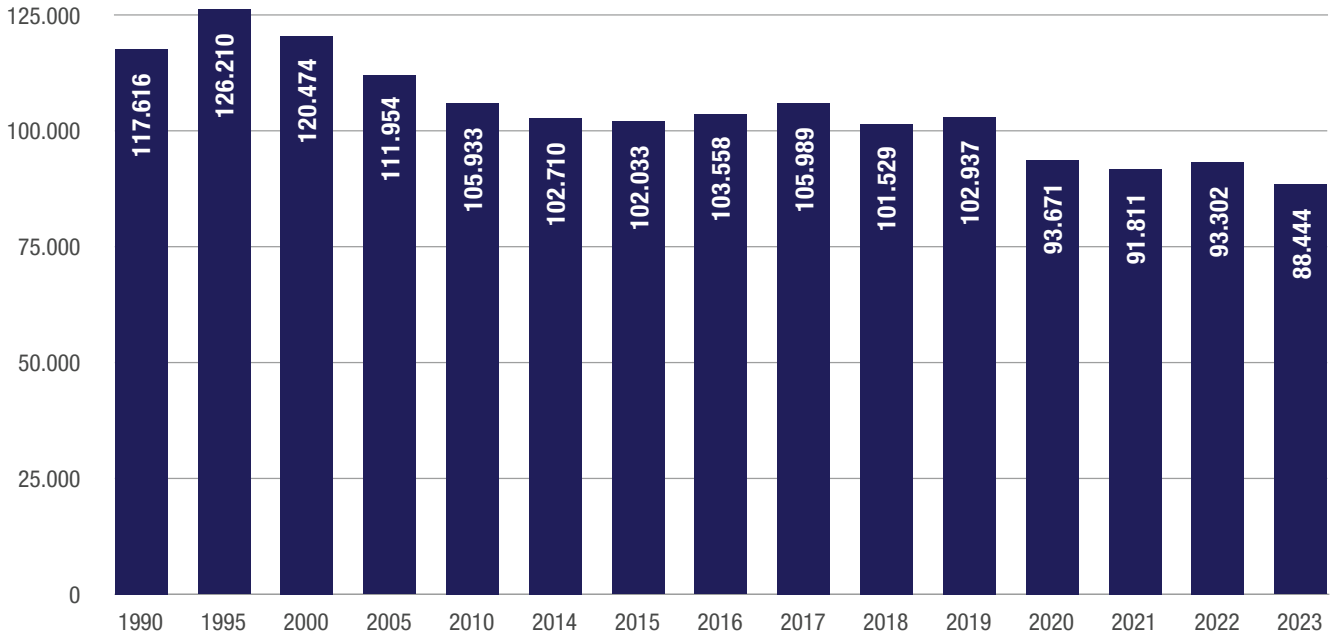
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023*
Inlandsabsatz[1)]	105.989	101.529	102.937	93.671	91.811	93.302	88.444
– davon Militärablieferungen	119	97	154	119	168	158	160
Raffinerie-Eigenverbrauch	5.760	5.417	5.392	5.099	5.158	5.744	5.169
Statistische Differenzen	259	246	119	173	329	192	508
Bunkerungen	2.320	1.714	1.374	1.341	1.412	1.482	1.298
Ausfuhr	23.509	22.647	22.051	22.335	25.588	27.482	24.455
Gesamt-Mineralölbedarf	**137.837**	**131.555**	**131.872**	**122.619**	**124.297**	**128.203**	**120.034**
Inland-Rohöl	2.202	2.060	1.912	1.903	1.824	1.704	1.620
Netto-Rohöleinfuhr	90.738	85.209	85.885	82.724	81.375	88.247	77.171
Produkteneinfuhr	41.064	40.337	42.136	34.836	36.814	35.555	36.044
Sonstiges Aufkommen[2)]	3.834	3.949	1.939	3.156	4.284	2.811	5.199
Gesamt-Mineralölaufkommen	**137.837**	**131.555**	**131.872**	**122.619**	**124.297**	**128.203**	**120.034**

Summendifferenzen durch Rundungen bedingt

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

MINERALÖLABSATZ IN DEUTSCHLAND 1990–2023*

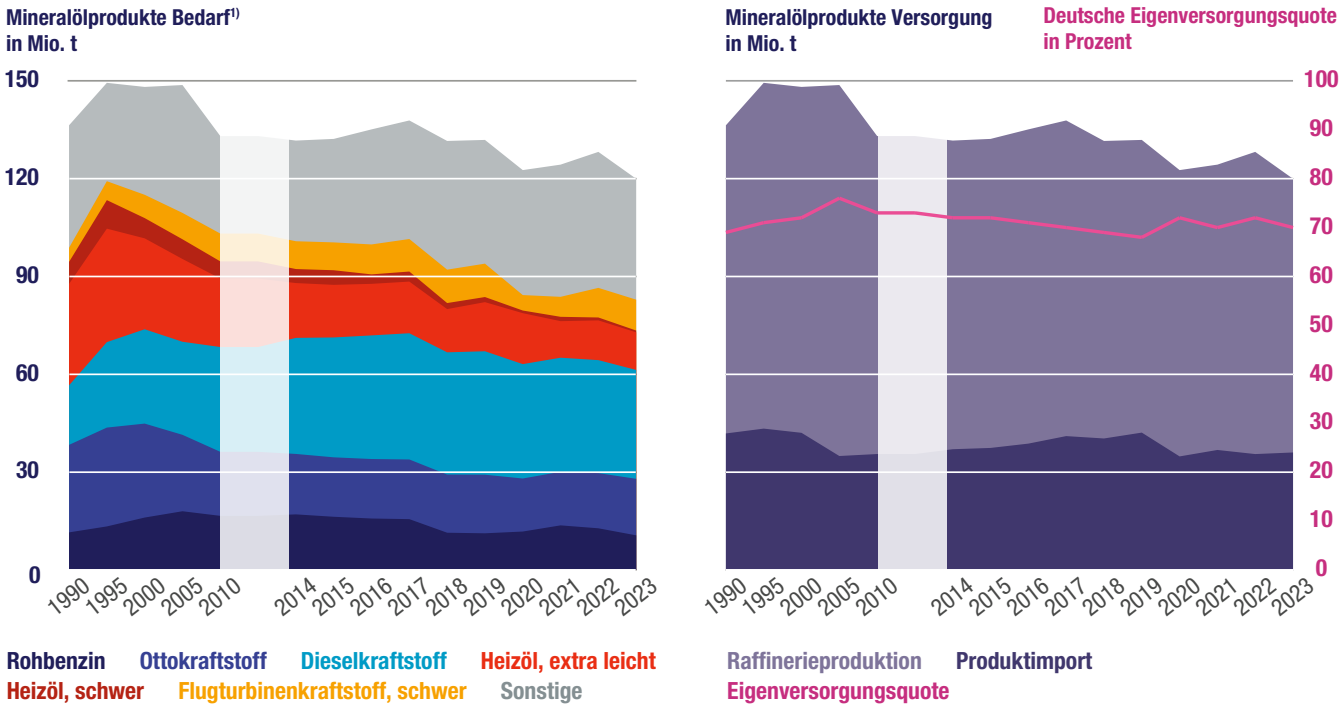
in Tsd. t



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

***Vorläufige Zahlen.**

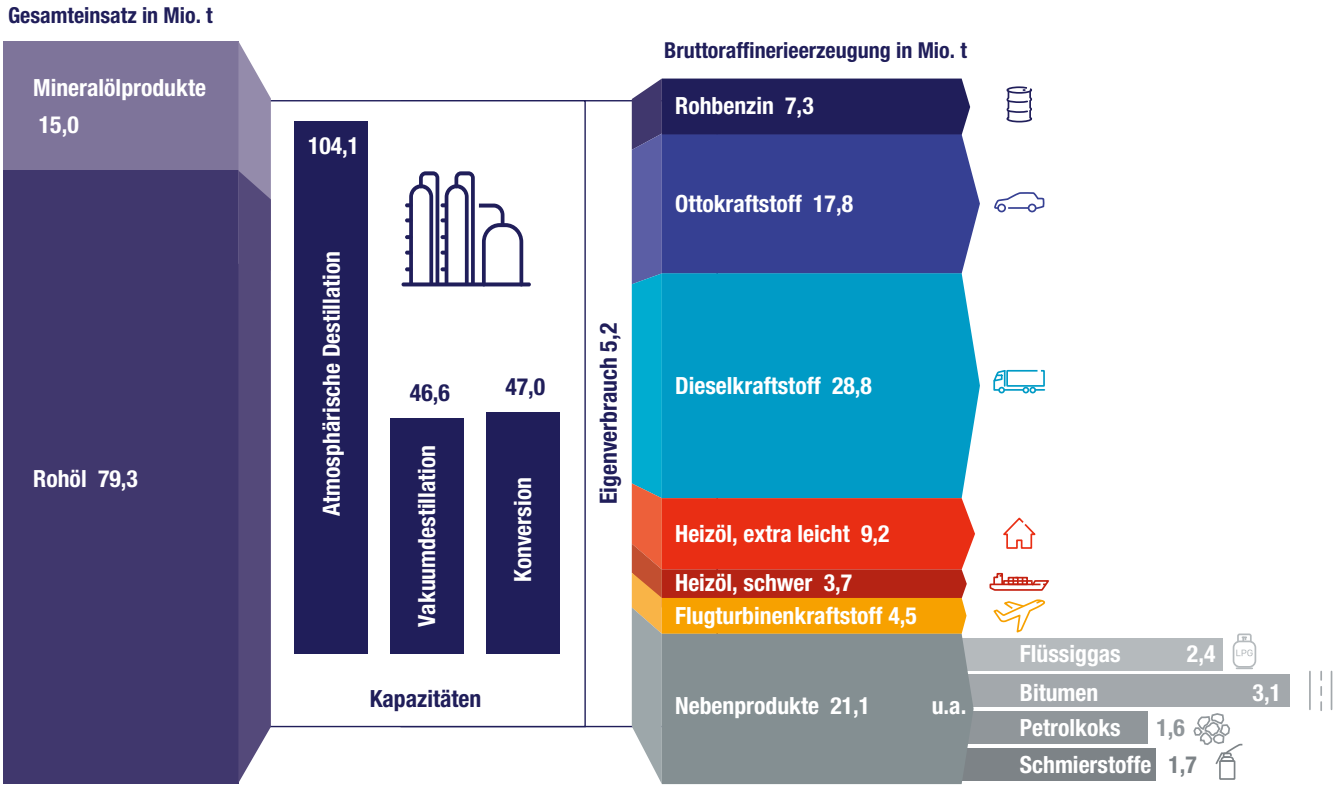
MINERALÖLBEDARF UND -VERSORGUNG 2023*



[1)]Inlandsabsatz, Raffinerie-Eigenverbrauch, Verarbeitungsverluste, Militarbedarf, Ausfuhr und Bunkerungen

Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA); Grafik (Nr. 475): en2x

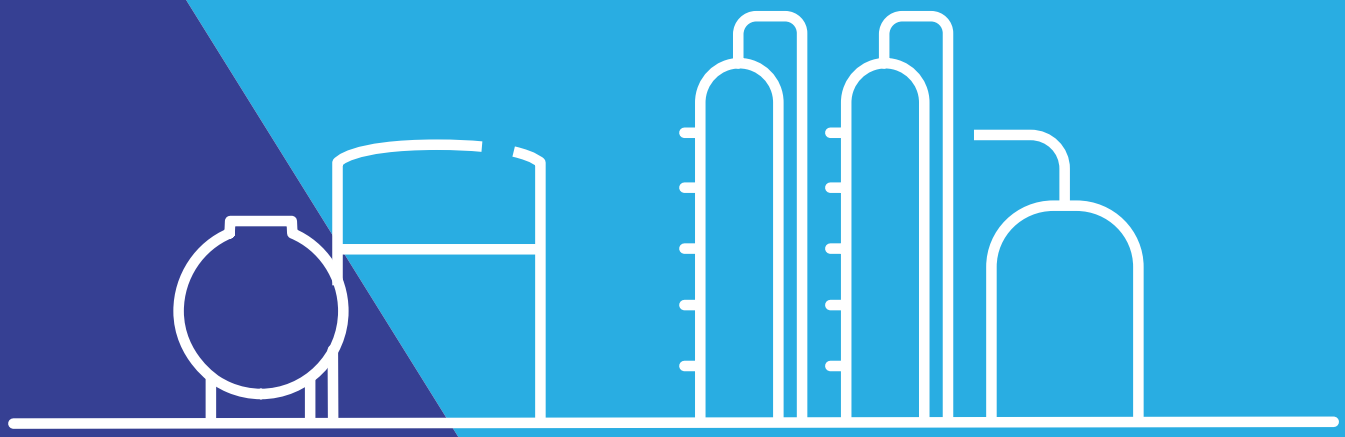
RAFFINERIEBILANZ 2023*



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

*Vorläufige Zahlen.

RAFFINERIE KAPAZITÄTEN



RAFFINERIEKAPAZITÄTEN

Deutschland ist mit einem Anteil von 16 Prozent bedeutendster Raffineriestandort in Europa.

Die Anzahl der Tankstellen ist in den letzten 10 Jahren mit 1 Prozent nur leicht gesunken. Bedeutende Änderungen gab es in der jüngeren Vergangenheit durch Betreiberwechsel, rund 20 Prozent der Tankstellen haben in den letzten 5 Jahren ihren Betreiber gewechselt.

Im Gegensatz zum europäischen Trend ist die Rohölverarbeitungskapazität mit 104 Mio. t in Deutschland seit 10 Jahren nahezu konstant (2014: 103 Mio. t).

RAFFINERIEN UND PIPELINES FÜR DEUTSCHLAND



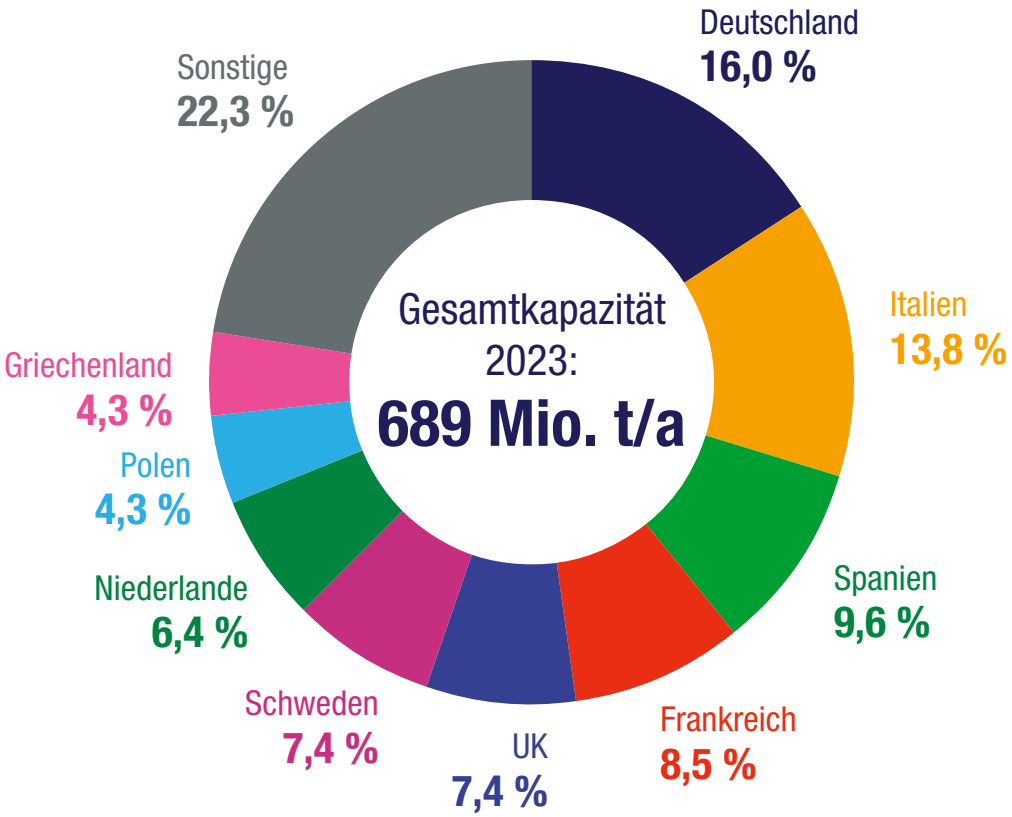
LEITUNGSBETREIBER

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
TAL	Transalpine Ölleitung

Quelle und Grafik (Nr. 162): en2x | Stand: 15.11.2023

DEUTSCHLAND IST BEDEUTENDSTER RAFFINERIESTANDORT IN EUROPA

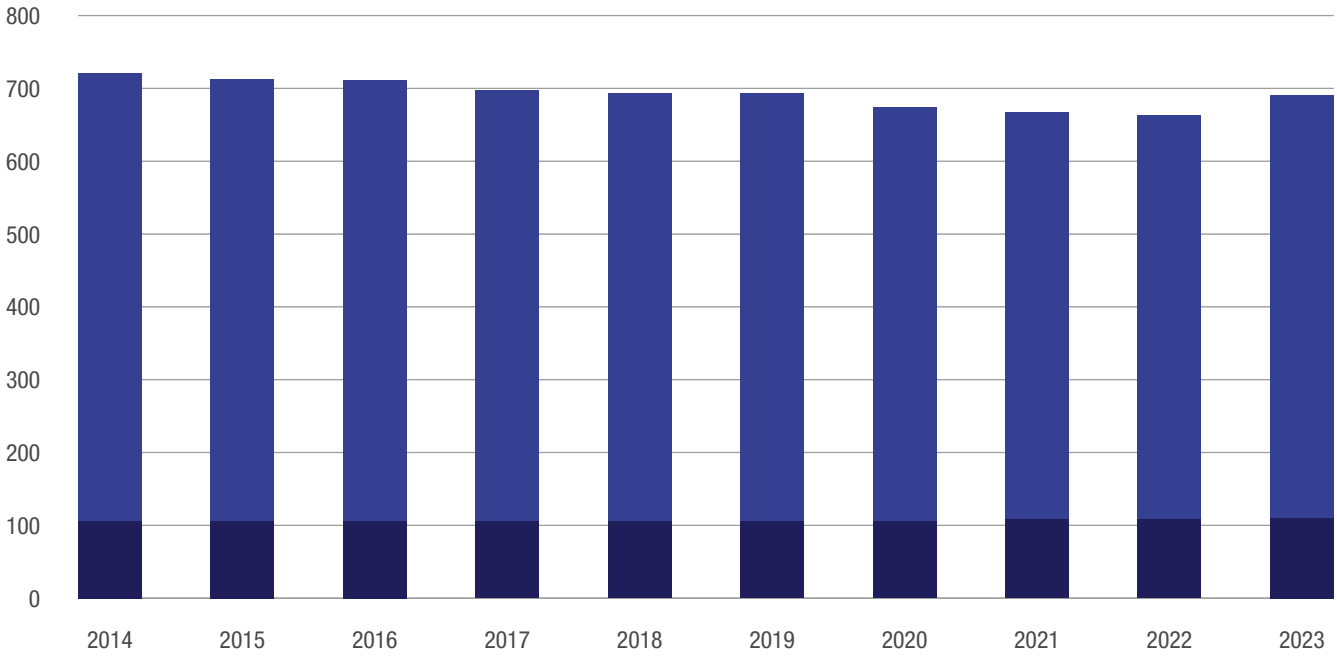
Anteil der 10 Länder mit den größten Raffineriekapazitäten „atmosphärische Destillation“



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

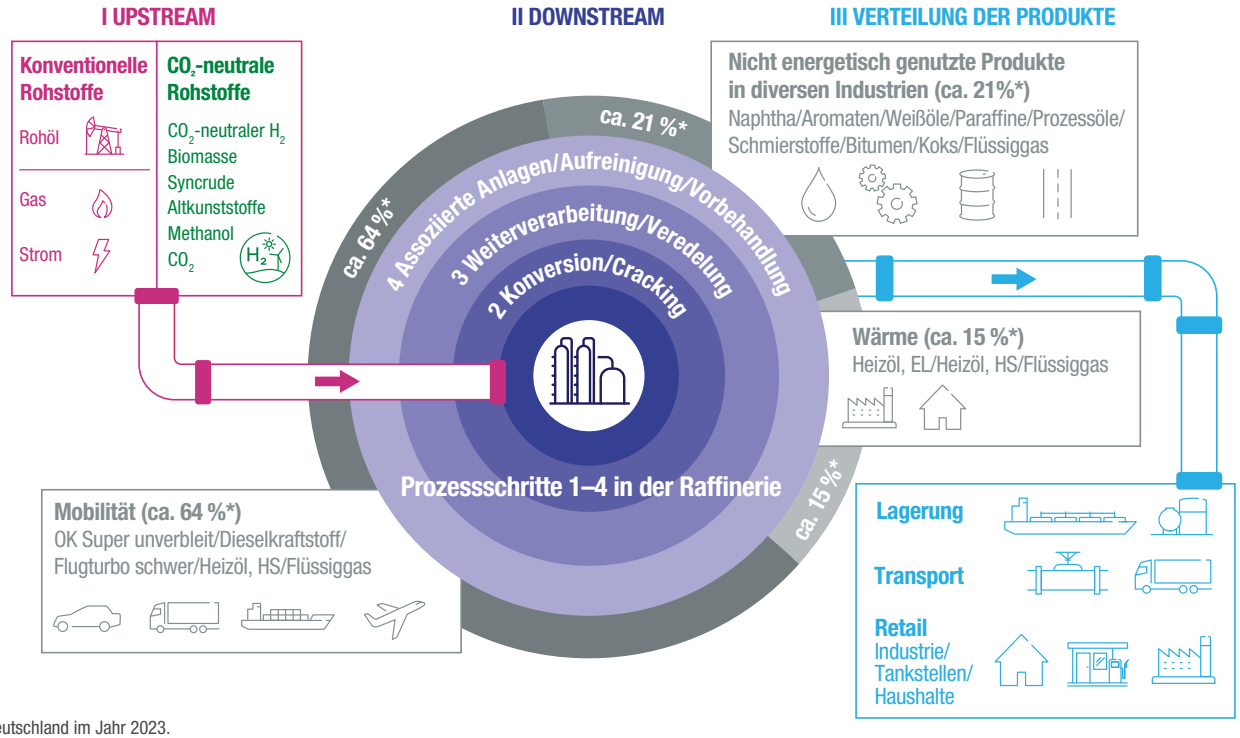
ENTWICKLUNG DER EUROPÄISCHEN RAFFINERIEKAPAZITÄTEN

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 1990–2023*

Atmosphärische Destillation (Stand: Jahresende), in Tsd. t

	1990	1995	2000	2005	2010	2014	2015	2016
Deutschland, Gesamt	100.765	104.750	112.940	115.630	117.630	103.080	102.055	102.055
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023*	
Deutschland, Gesamt	102.655	102.655	102.655	105.655	105.655	105.655	104.086	

*Vorläufige Zahlen.

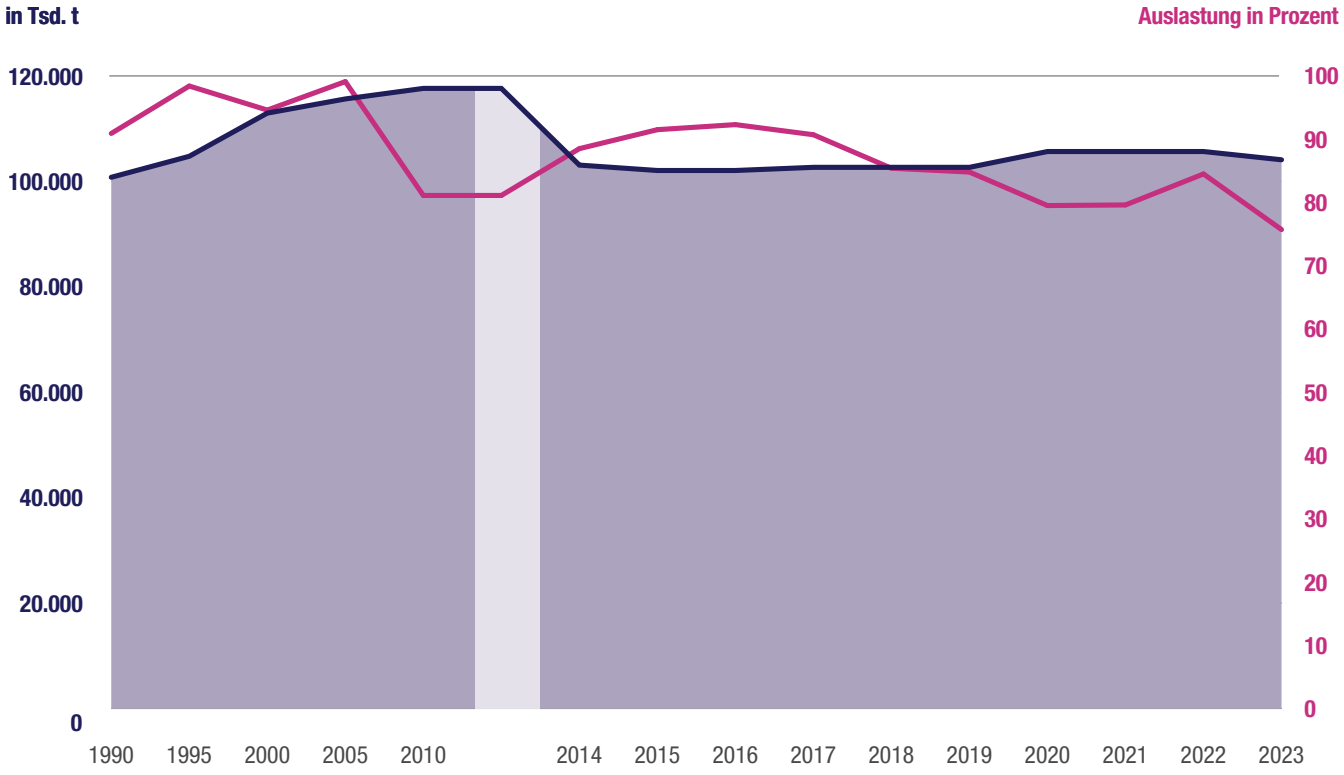
STRUKTUR DER WEITERVERARBEITUNGSANLAGEN 1990–2023*

(Stand: Jahresende) in Tsd. t

	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
2014	47.920	16.882	11.767	–	–	–	–	1.342	15.232	1.649
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

Summendifferenzen durch Rundungen bedingt.

ROHÖLVERARBEITUNGSKAPAZITÄT DER RAFFINERIEN IN DEUTSCHLAND 1990–2023* (ATMOSPHÄRISCHE DESTILLATION)



Quelle und Grafik (Nr. 380): en2x

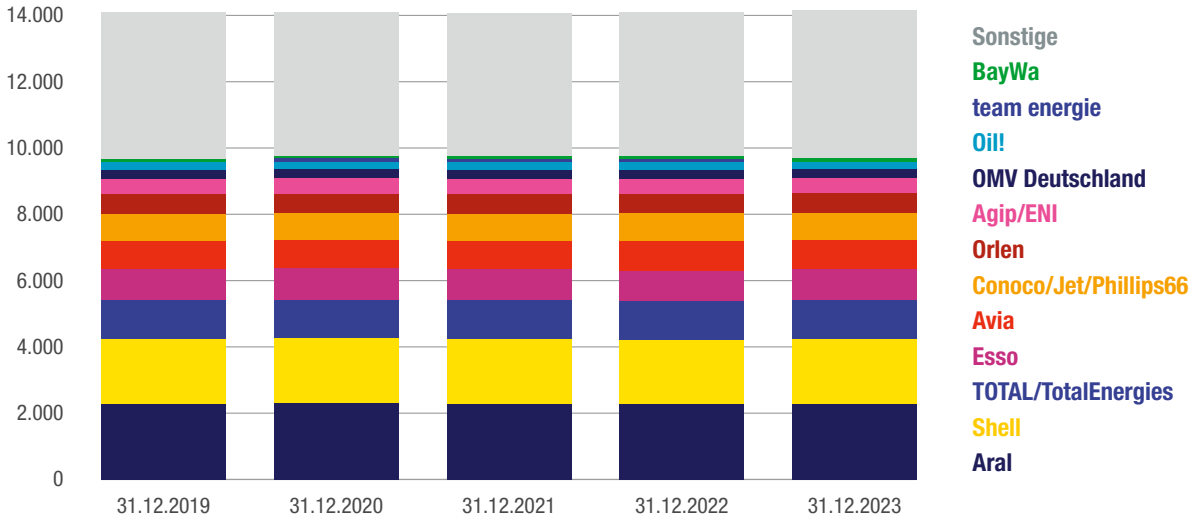
*Vorläufige Zahlen.

ENTWICKLUNG DES TANKSTELLENBESTANDES 1990–2023

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				

Quellen: EID Energie Informationsdienst, Hamburg, eigene Berechnungen

ENTWICKLUNG DES TANKSTELLENBESTANDES 2019–2023

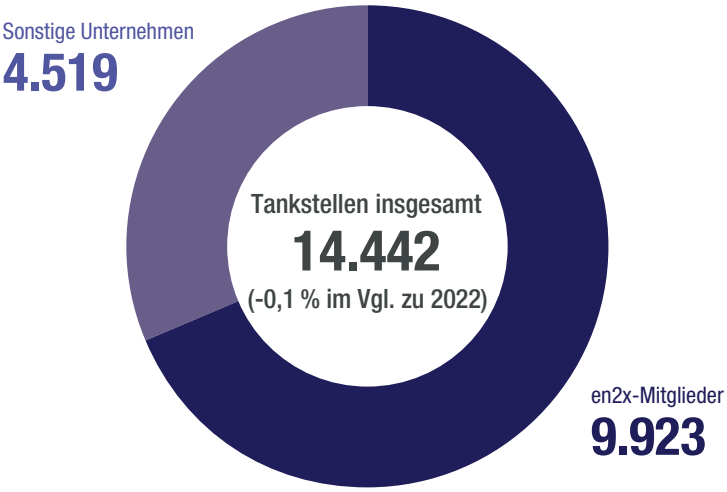


Ausgewählte Betreiberwechsel seit 2018

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 → Couche Tarde

Quelle: EID – Energie Informationsdienst; Grafik (Nr. 426b): en2x

ANZAHL DER TANKSTELLEN IN DEUTSCHLAND 2023



Quelle: Energie Informationsdienst und eigene Erhebung, Grafik (Nr. 427): en2x

MINERALÖL VERSORGUNG UND AUSSEN HANDEL

MINERALÖLVERSORGUNG UND AUSSENHANDEL

Nach zwischenzeitigem Anstieg der Rohölimporte im Jahr 2022 (88,2 Mio. t, +2,6 Prozent im Vergleich zum Vor-Corona-Niveau 2019) gingen die Rohölimporte 2023 (76,8 Mio. t) um 13 Prozent zurück.

Die USA lösen Norwegen (17,9 Prozent; 13,8 Mio. t) mit einem Anteil von 18,4 Prozent (14,2 Mio. t) als größten Rohöllieferanten ab, nachdem die Lieferungen aus Russland eingestellt wurden.

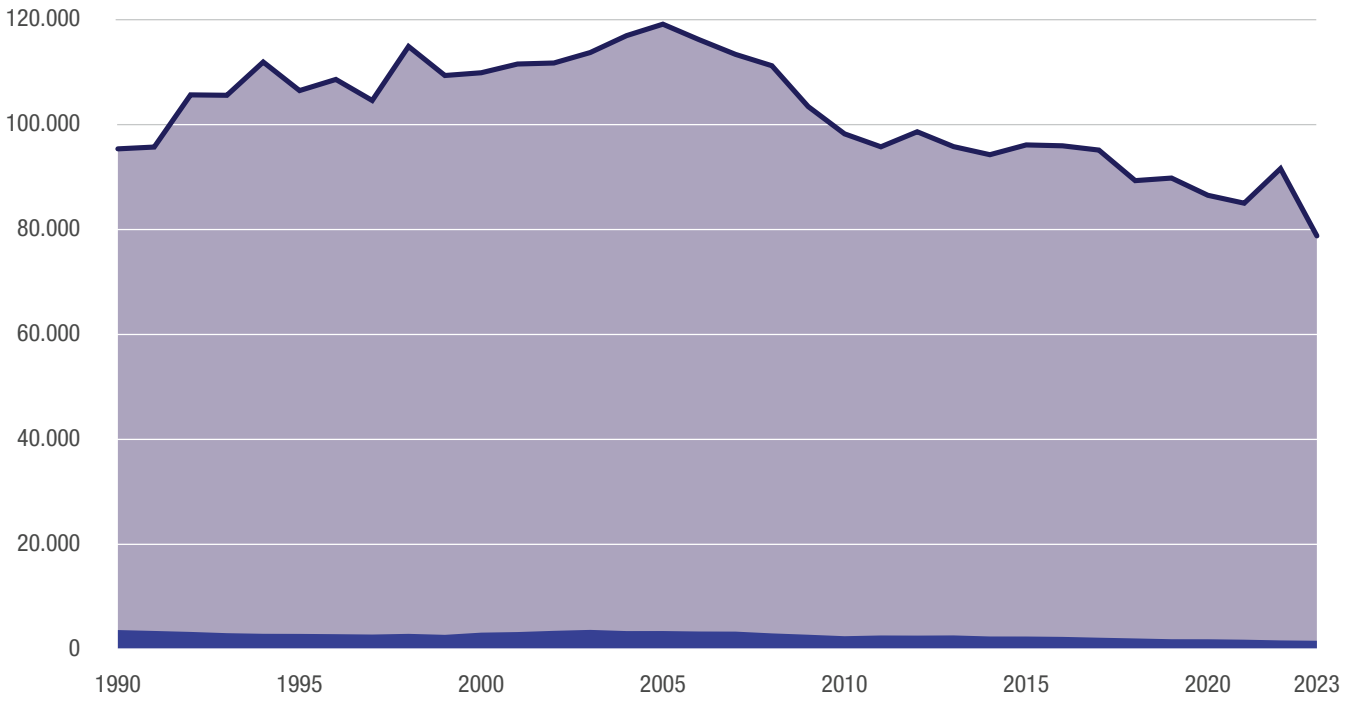
Die Dieselimporte nach Deutschland sind um 7,6 Prozent gestiegen. Die um 90 Prozent reduzierten Dieselimporte aus Russland wurden überwiegend aus anderen europäischen Ländern importiert, insbesondere aus dem ARA-Raum.

Die Einfuhr von Mineralölprodukten übertraf mit 34,9 Mio. t die Ausfuhr von 24,9 Mio. t. Die Ausfuhr verringerte sich im Vergleich zum Vorjahr um mehr als 12 Prozent, wohingegen die Importe nur um gut 1,8 Prozent sanken.

Die Raffinerieauslastung lag im Jahr 2023 bei 75,7 Prozent und ist im Vergleich zum Vorjahr um 8,8 Prozent gesunken. Die durchschnittliche Raffinerieauslastung in den letzten 10 Jahren lag bei 85,3 Prozent.

ROHÖLVERSORGUNG IN DEUTSCHLAND 1990–2023*

in Tsd. t

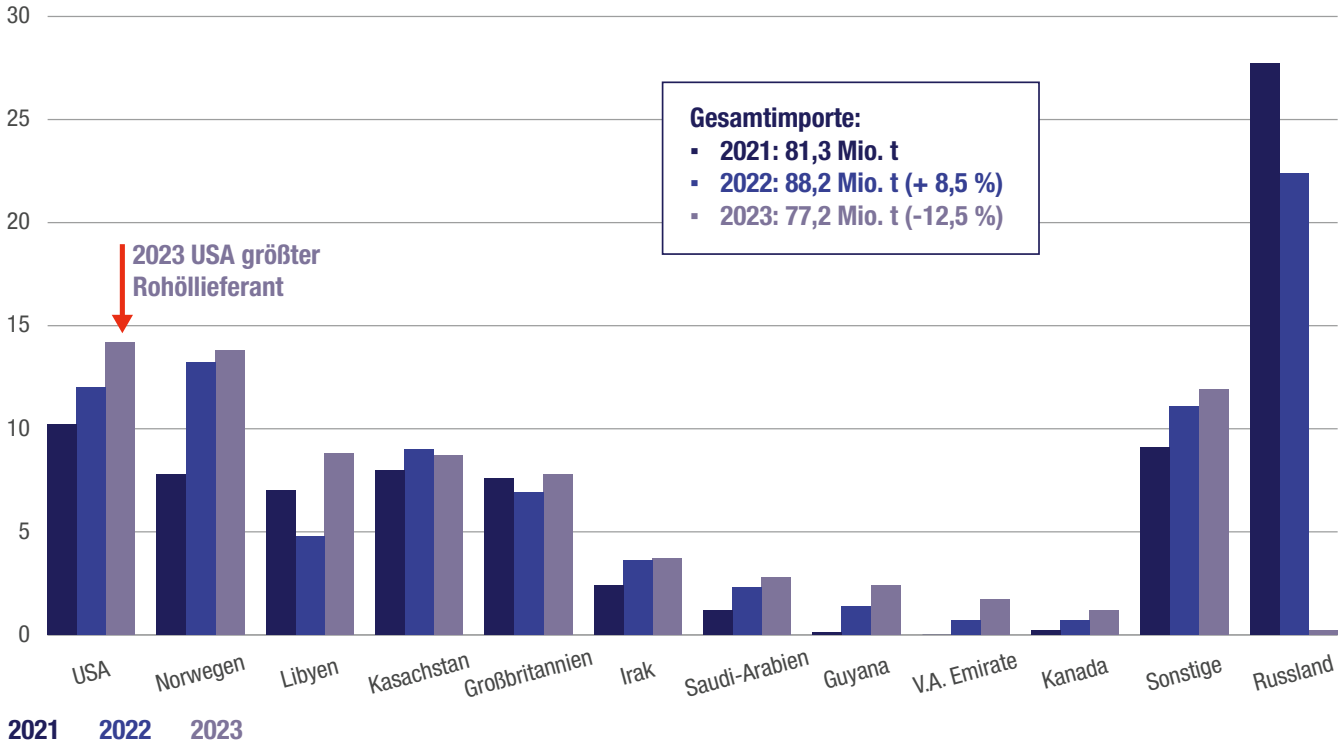


Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA); Grafik (Nr. 381): en2x

***Vorläufige Zahlen.**

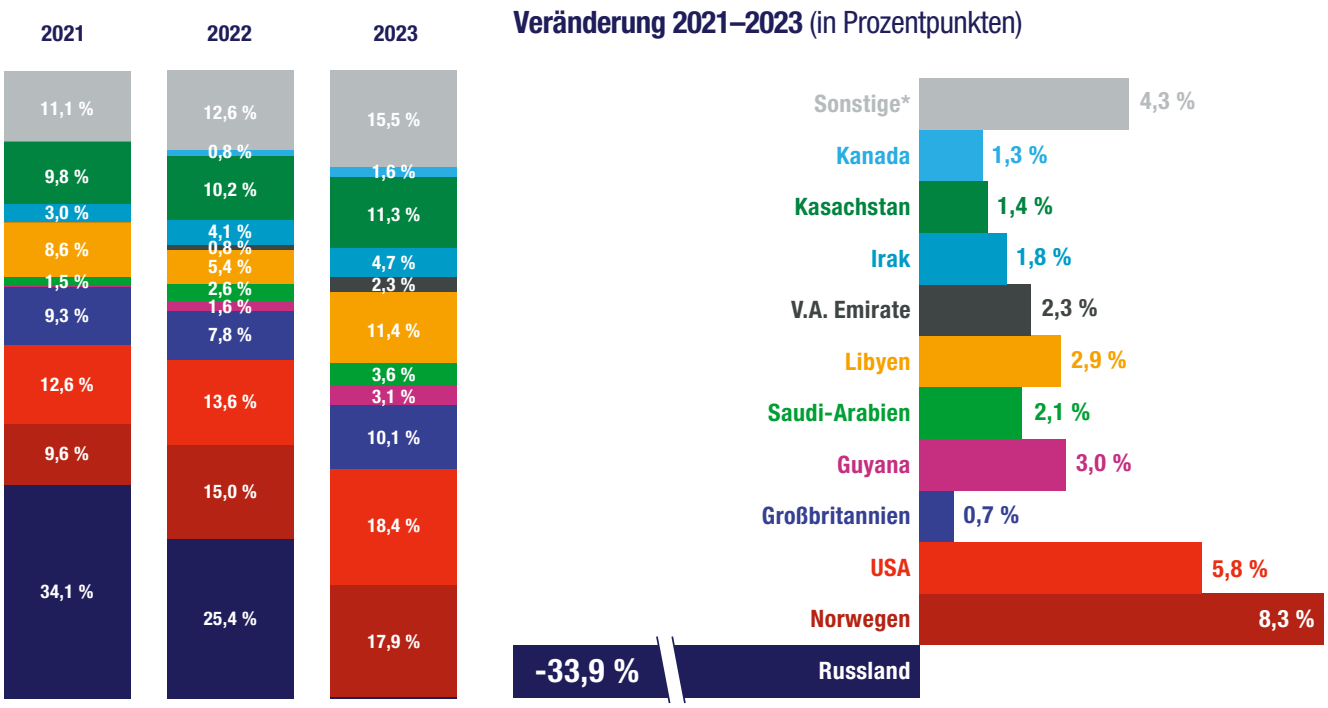
ROHÖLIMPORTE NACH DEUTSCHLAND VERGLEICH 2021–2023*

in Mio. t



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

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



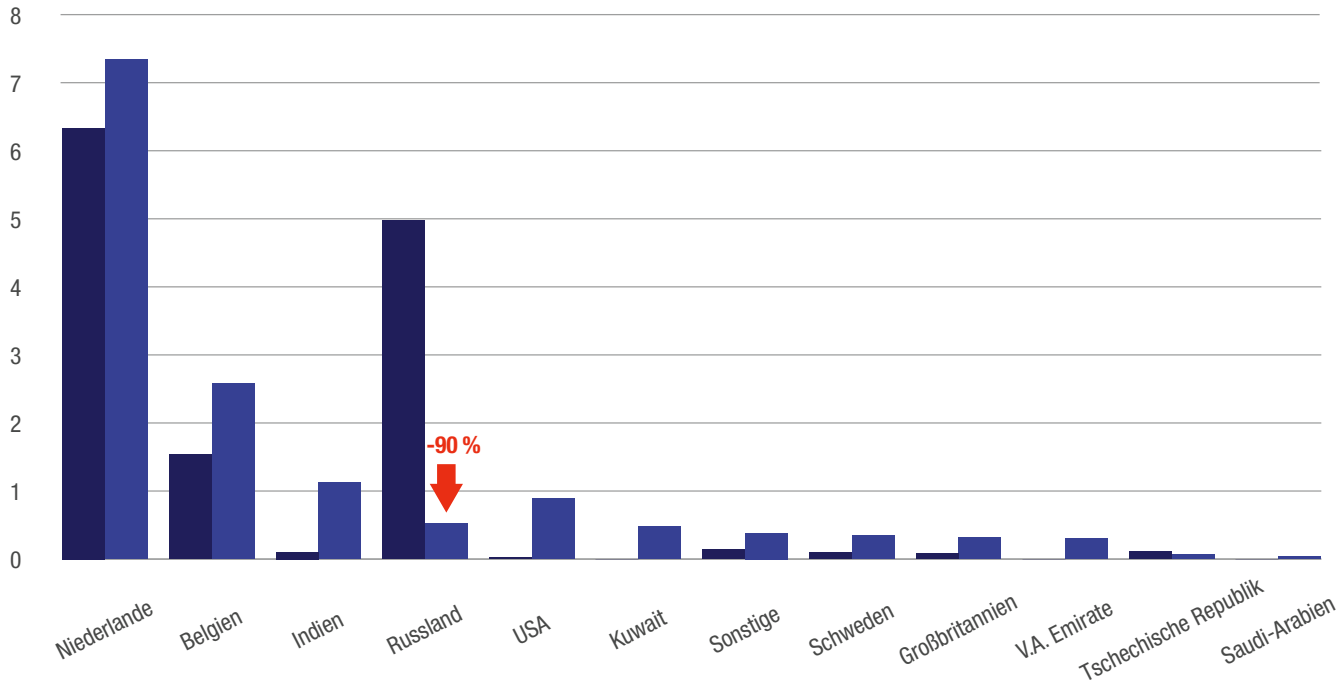
Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA); Angaben in Prozent aller Rohölimporte; Grafik (Nr. 422): en2x

***Vorläufige Zahlen.**

DIESELIMPORTE NACH DEUTSCHLAND 2022 UND 2023*

(2022: 13,4 MIO. T; 2023* 14,4 MIO. T; VERÄNDERUNG 7,6%)

in Mio. t



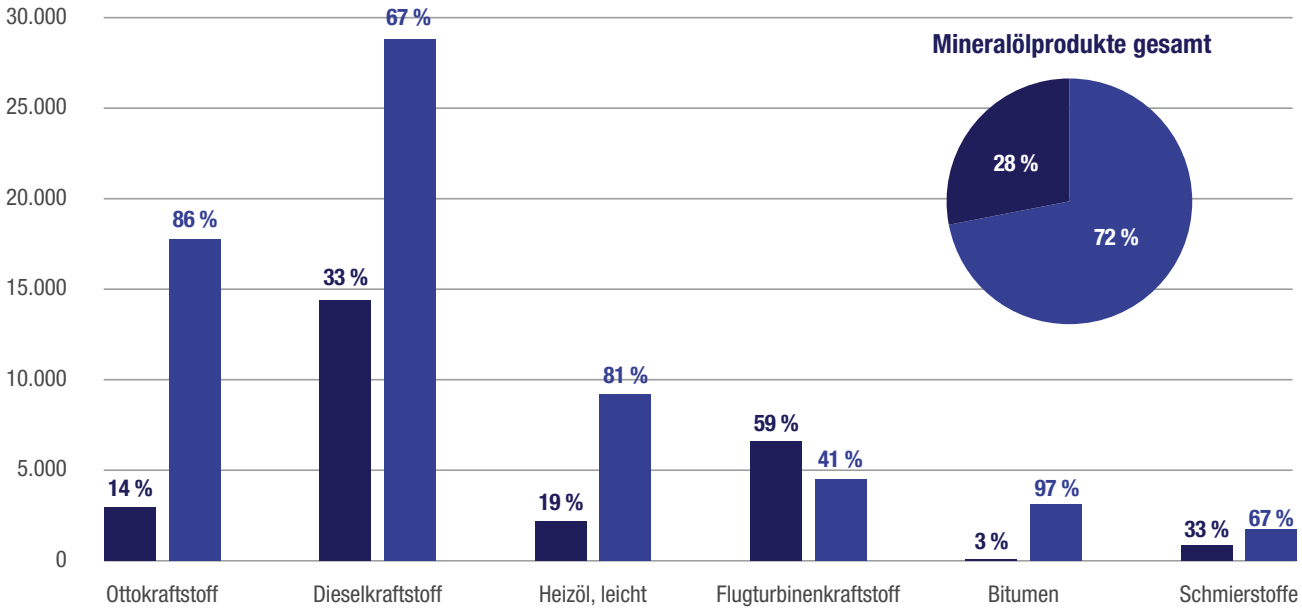
2022 **2023**

Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA); Grafik (Nr. 429): en2x

ANTEILE AN DER EIGENVERSORGUNG VON MINERALÖLPRODUKTEN

IMPORTE VS. INLANDSPRODUKTION 2023*

in Mio. t



Import **Inlandsproduktion**

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

***Vorläufige Zahlen.**

ROHÖL- UND PRODUKTENEINSATZ DER RAFFINERIEN 1990–2023*

in Tsd. t

JAHR	INLANDS-ROHÖL	IMPORT-ROHÖL	ROHÖL, GESAMT	PRODUKTENEINSATZ[1)]	EINSATZ, GESAMT
1990	3.674	87.886	**91.560**	15.781	**107.341**
1995	2.959	100.131	**103.090**	12.636	**115.726**
2000	3.100	103.698	**106.798**	11.173	**117.971**
2005	3.487	111.057	**114.544**	11.614	**126.158**
2010	2.392	92.986	**95.378**	11.685	**107.063**
2014	2.370	88.900	**91.270**	11.269	**102.539**
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	1.685	88.247	**89.932**	15.078	**104.390**
2023	1.620	77.171	**78.792**	14.974	**94.232**

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

EIGENVERBRAUCH DER RAFFINERIEN 2014–2023*

in Tsd. t

MINERALÖLPRODUKTE	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Leichtdestillate	3.453	3.689	3.798	3.865	3.594	3.644	3.341	3.392	3.765	3.413
Mitteldestillate	17	16	15	17	15	14	16	18	69	14
Destillationsrückstand	1.766	1.730	1.881	1.878	1.808	1.734	1.741	1.748	1.910	1.742
– darunter Petrolkoks	591	604	632	655	658	586	658	635	656	548
Gesamt	**5.236**	**5.435**	**5.694**	**5.760**	**5.417**	**5.391**	**5.099**	**5.158**	**5.744**	**5.169**

Summendifferenzen durch Rundungen bedingt. | [1)] Einschl. Schmierölblending und Eigenverbrauch.

BESTÄNDE VON ROHÖL UND MINERALÖLPRODUKTEN 2014–2023*

in Tsd. t (Stand: Jahresende)

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Gesamt-Rohölbestand	**20.502**	**19.987**	**18.931**	**19.097**	**18.498**	**18.965**	**19.070**	**17.940**	**18.344**	**17.587**
Produktenbestände im Vertriebssystem, in Raffinerien und Lager (einschl. EBV)										
Rohbenzin	324	288	414	391	319	299	305	298	287	280
Ottokraftstoff	2.984	3.011	3.123	2.915	2.822	2.954	3.002	2.884	3.045	2.643
Benzinkomponenten	465	434	419	385	421	444	416	427	403	390
Dieselkraftstoff	4.715	5.572	5.966	5.876	5.853	5.939	6.043	5.986	5.989	6.065
Heizöl, extra leicht	3.072	2.741	2.784	2.665	2.222	2.398	2.152	1.970	2.097	2.240
Mitteldestillatkomponenten	526	512	501	489	498	520	430	423	458	358
Heizöl, schwer	374	392	367	381	368	304	362	306	593	528
HS-Komponenten	746	610	833	811	841	783	656	996	768	878
Übrige Produkte	2.491	2.591	2.447	2.375	2.356	2.471	2.320	2.363	2.244	2.498
Gesamt-Produktenbestand	**15.698**	**16.151**	**16.854**	**16.287**	**15.700**	**16.113**	**15.686**	**15.654**	**15.884**	**15.881**
Gesamtbestände an Rohöl und Mineralölprodukten	**36.201**	**36.138**	**35.784**	**35.383**	**34.198**	**35.078**	**34.756**	**33.594**	**34.228**	**33.467**

Summendifferenzen durch Rundungen bedingt. | [1)] Bestände des Erhebungskreises, d.h. der Mineralölgesellschaften, die in die amtliche Mineralölberichterstattung einbezogen sind, 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.

***Vorläufige Zahlen.**

ROHÖLEINFUHR NACH URSPRUNGSLÄNDERN 2014–2023*

in Tsd. t

URSPRUNGSLAND	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023*
Saudi-Arabien	1.414	1.195	812	1.021	1.425	1.595	2.194	1.249	2.263	2.782
Irak	919	2.392	3.146	4.675	3.031	2.696	2.233	2.399	3.612	3.652
Kuwait	234	192	190	176	353	607	422	–	–	–
Katar	-	–	–	–	–	–	–	–	–	70
Iran	–	–	–	794	273	–	–	–	–	–
Vereinigte Arab. Emirate	–	9	–	–	–		–	–	742	1.741
Syrien	–	–	–	–	–		–	–	–	–
Jemen	–	–	–	–	–	62	31	182	–	–
Oman	–	–	–	–	–		-	-	–	488
Naher Osten	**2.567**	**3.788**	**4.148**	**6.666**	**5.082**	**4.960**	**4.880**	**3.830**	**6.617**	**8.733**
Venezuela	8	109	407	654	666	751	–	–	–	–
Mexiko	432	586	854	345	191	57	–	–	–	606
Sonstige Länder	2.228	861	1.076	1.118	4.150	5.492	10.381	11.146	–	17.759
Amerika	**2.669**	**1.556**	**2.338**	**2.117**	**5.007**	**6.299**	**10.381**	**11.146**	**14.536**	**18.365**
Algerien	3.624	3.468	3.266	1.958	688	1.146	1.550	801	1.372	1.906
Angola	251	340	675	205	85	–	3	–	127	176
Gabun	–	49	–	–	–		68	0	199	1
Kamerun	–	–	34	–	98	78	20	39	155	377
Kongo	–	–	–	–	–	–	2	–	–	61
Libyen	3.194	2.874	1.779	6.915	7.205	8.333	1.855	6.952	4.703	8.807
Nigeria	7.119	6.691	3.810	4.916	5.494	5.240	5.173	2.554	2.872	3.239
Tunesien	307	422	284	160	–	120	104	72	160	168
Ägypten	1.487	2.894	1.740	1.737	1.092	1.599	1.198	452	258	646
Sonstige Länder	518	529	998	1.427	1.478	726	1.219	2.135	2.242	3.175
Afrika	**16.500**	**17.267**	**12.585**	**17.318**	**16.140**	**17.241**	**11.194**	**13.005**	**12.089**	**18.557**
Großbritannien	9.727	9.953	9.210	8.555	6.685	10.260	9.496	7.592	6.923	7.784
Dänemark	273	707	503	612	621	533	227	35	169	74
Italien	222	219	235	316	121	30	188	58	91	87
Niederlande	626	362	327	440	360	424	404	354	58	95
Frankreich	5	4	18	3	4	4	4	19	4	4
Polen	420	254	223	219	241	243	198	180	181	180
Estland	32	175	59	–	–	–	–	–	–	–
Litauen	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Lettland	–	15	–	–	–	–	–	–	–	–
Rumänien	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Schweden	–	–	16	30	48	–	–	–	–	–
Deutschland (Reimport)	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Europäische Union	**11.305**	**11.690**	**10.590**	**10.175**	**8.078**	**11.494**	**10.517**	**8.239**	**7.425**	**440**
Übriges Europa	15.193	12.455	11.190	10.303	10.044	9.698	8.031	7.815	13.054	21.597
– darunter Norwegen	15.183	12.455	11.190	10.303	10.044	9.698	8.031	7.815	13.054	13.812
Russland	30.026	32.577	36.048	33.517	30.969	27.092	28.132	27.741	22.397	205
Kasachstan	6.777	6.421	8.375	8.114	6.821	6.325	7.363	8.000	9.030	8.686
GUS	**41.124**	**44.313**	**49.713**	**44.082**	**40.853**	**36.339**	**45.689**	**37.263**	**33.929**	**10.543**
Pakistan	39	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Asien	**39**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**3**
Nicht ermittelte Länder	–	206	680	82	–	–	–	–	95	–
Sonstige Länder	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	–
Import-Rohöl	**89.397**	**91.275**	**91.244**	**90.743**	**85.205**	**86.031**	**82.661**	**81.298**	**87.745**	**77.168**
– davon OPEC	16.763	17.270	14.085	21.494	19.278	14.711	17.607	13.821	11.056	n.v.

Summendifferenzen durch Rundungen bedingt.

***Vorläufige Zahlen.**

GESAMTEINSATZ UND ERZEUGUNG DER RAFFINERIEN NACH PRODUKTEN 2014–2023*

in Tsd. t

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023*
Rohöleinsatz	91.270	93.391	94.220	93.104	87.676	87.013	83.990	84.139	89.312	79.258
Produkteneinsatz	11.269	11.228	11.969	14.186	15.277	16.214	15.367	15.298	15.078	14.974
Gesamteinsatz	**102.539**	**104.618**	**106.189**	**107.289**	**102.952**	**103.226**	**99.357**	**99.437**	**104.390**	**94.232**
Erzeugung										
Rohbenzin	7.851	7.978	7.860	7.635	6.373	6.662	6.820	7.381	7.465	7.329
Ottokraftstoff	19.459	19.513	20.402	19.904	19.446	19.211	18.308	17.600	19.138	17.763
Benzinkomponenten	635	614	470	1.071	2.477	2.216	2.431	2.727	2.392	2.174
Dieselkraftstoff	30.455	32.208	33.315	32.278	31.497	30.506	30.500	29.534	32.618	28.803
Heizöl, extra leicht	13.005	12.828	11.652	11.870	10.151	11.897	12.174	10.265	10.813	9.193
Mitteldestillatkomponenten	810	710	1.133	1.561	1.495	1.639	1.966	2.126	2.199	2.008
Heizöl, schwer	6.055	5.932	5.902	5.265	5.178	4.340	4.032	4.948	4.523	3.656
HS-Komponenten	1.641	2.021	1.471	2.110	2.118	2.694	2.188	2.473	2.423	2.297
Summe Hauptprodukte	**79.910**	**81.804**	**82.205**	**81.695**	**78.736**	**79.164**	**78.419**	**77.053**	**81.571**	**73.224**
Flüssiggas	2.518	2.656	2.744	3.419	3.224	3.232	2.885	3.025	2.768	2.441
Raffineriegas	3.646	3.839	3.937	4.051	3.742	3.835	3.538	3.481	3.790	3.348
Spezialbenzin	–	–	–	198	110	352	476	575	591	459
Testbenzin	9	2	1	61	64	61	61	52	49	30
Flugturbinenkraftstoff, schwer	4.862	5.178	5.317	5.347	5.101	5.077	2.519	2.892	4.463	4.494
Andere Leuchtöle (z. B. Petroleum)	1	–	9	9	2	4	–	13	33	26
Bitumen	3.461	3.525	4.065	4.289	4.083	3.915	3.755	4.108	3.672	3.110
Petrolkoks	1.764	1.886	1.887	1.911	1.715	1.704	1.682	1.727	1.844	1.577
Wachse, Paraffine, Vaseline etc.	154	142	122	94	219	306	311	313	269	330
Andere Rückstände	1.271	1.099	1.190	1.393	1.238	1.337	1.227	1.335	1.433	1.647
Summe Nebenprodukte	**17.686**	**18.328**	**19.273**	**20.771**	**19.499**	**19.825**	**16.452**	**17.521**	**18.912**	**17.461**
Summe Schmierstoffe	**2.746**	**2.477**	**2.367**	**2.509**	**2.460**	**2.282**	**2.400**	**2.651**	**2.017**	**1.725**
Bruttoraffinerieerzeugung[1)]	100.342	102.609	103.845	104.975	100.695	101.271	97.272	97.225	102.500	92.410
Sonstige Produkte	2.065	2.037	2.182	2.055	2.011	1.836	1.912	1.883	1.698	1.306
Statistische Differenzen	133	-27	162	259	246	119	173	329	192	517
Durchschnittliche Rohölkapazität	**102.968**	**103.080**	**102.055**	**102.155**	**102.655**	**102.655**	**105.655**	**105.655**	**105.655**	**104.086**
Auslastung in v. H.	**88,6**	**90,6**	**92,3**	**91,1**	**85,4**	**84,8**	**79,5**	**79,6**	**84,5**	**75,7**

Summendifferenzen durch Rundungen bedingt. | [1)] Einschl. Schmierölblending und Eigenverbrauch.

***Vorläufige Zahlen.**


EX

EINFUHR VON MINERALÖLPRODUKTEN 2023*

Aufgliederung nach Erzeugnissen und Herkunftsländern in Tsd. t

	HAUPTPRODUKTE								
LAND	**INSGE-SAMT**	**ROH-BENZIN**	**OTTO-KRAFT-STOFF**	**BENZIN-KOMPO-NENTEN**	**DIESEL-KRAFT-STOFF**	**HEIZÖL, EXTRA LEICHT**	**MITTEL-DESTILLAT-KOMPONENTEN**	**HEIZÖL, SCHWER**	**HS-KOMPO-NENTEN**
Belgien/Luxemburg	6.422	626	463	145	2.585	879	21	134	17
Dänemark	147				15	36	0	59	35
Estland	17							17	
Finnland	117	1	25		74		6		
Frankreich	1.018	45	0	0	13	25	13	14	11
Großbritannien	566	62	24	27	315	0	2	40	
Irland	193							145	48
Italien	42	5				0			
Lettland	27				27				
Niederlande	19.153	2.231	1.945	357	7.346	768	135	245	107
Österreich	298		61	5	20	1		38	
Polen	139	75	0	0	0	0		3	
Schweden	403		19		349	21		3	
Slowakei	161	20	62	46				34	
Slowenien	0								
Spanien	201	173	0	1					1
Tschechische Republik	378	1	261	0	71	13			
Ungarn	17		2	0				9	0
Sonstige EU-Länder	65	2		1	30				
Europäische Union	**29.364**	**3.241**	**2.862**	**582**	**10.845**	**1.743**	**177**	**741**	**219**
Übriges Europa	1.129	330	96	88	74	419	2	12	
– darunter Norwegen	636	129		20	36	377		10	
GUS	**708**	**51**			**509**	**24**			**2**
Algerien	666	493						144	28
Gabun	79	1						51	28
Libyen	89	89							
Sierra Leone	80				2				
Sonstige	105	0			0		0	0	0
Afrika	**1.019**	**583**			**2**			**195**	**56**
USA	1.404	231		11	894		13		
Sonstige	3	3		0					
Amerika	**1.407**	**234**		**11**	**894**		**13**		
Kuwait	485				484				
Oman	88				88				
Saudi-Arabien	280	233			42			5	
V.A. Emirate	305				305				
Sonstige	39	23		1			7		
Naher Osten	**1.197**	**256**		**1**	**919**		**7**	**5**	
China	57				30				
Indien	1.125				1.125				
Sonstige	16					2	1		
Asien	**1.198**				**1.155**	**2**	**1**		
Gesamt	**36.044**	**4.747**	**2.967**	**686**	**14.415**	**2.169**	**203**	**953**	**277**

Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle

***Vorläufige Zahlen.**

NEBENPRODUKTE											
FLÜSSIGGAS	RAFFINERIEGAS	SPEZIALBENZIN	TESTBENZIN	FLUGBENZIN, FLUGTURB.-KRAFTSTOFF, LEICHT	FLUGTURB.-KRAFTSTOFF, SCHWER	ANDERE LEUCHTÖLE	SCHMIERSTOFFE	BITUMEN	PETROLKOKS	WACHSE, PARAFFINE, VASELINE	ANDERE RÜCKSTÄNDE
330	0	43	64		634	8	447	9	2	16	
							1			0	
							11			0	
56		5	4	4	729	5	89	3	2	0	
41					0		46	0	8	0	0
			1				19		0	17	
599		16	4		5.145		154	51	11	14	16
73		0	0				8	0		0	91
12				1			31	10	0	5	
					0		10			0	
							0			0	
							0				
		5	6				11			0	3
1							0	30			
							1	3		1	
		24					0		0	8	
1.112	**0**	**93**	**78**	**5**	**6.508**	**13**	**828**	**106**	**23**	**61**	**110**
54	23	3	0				12	2	14	0	
49							0		14		
9							**1**		**111**		
					78						
					0					0	
					78		**0**				
25		1					2	0	224	3	
		0	0				1	0			
25		**1**	**0**				**3**	**0**	**224**	**3**	
							0				
							0			0	
			0							8	
			0				**0**			**8**	
0			0				1	0	23	3	
4			1				1		2	4	
4			**1**				**2**	**0**	**25**	**7**	
1.206	**23**	**96**	**79**	**5**	**6.596**	**13**	**848**	**109**	**399**	**142**	**110**

EINFUHR VON MINERALÖLPRODUKTEN 2014–2023*

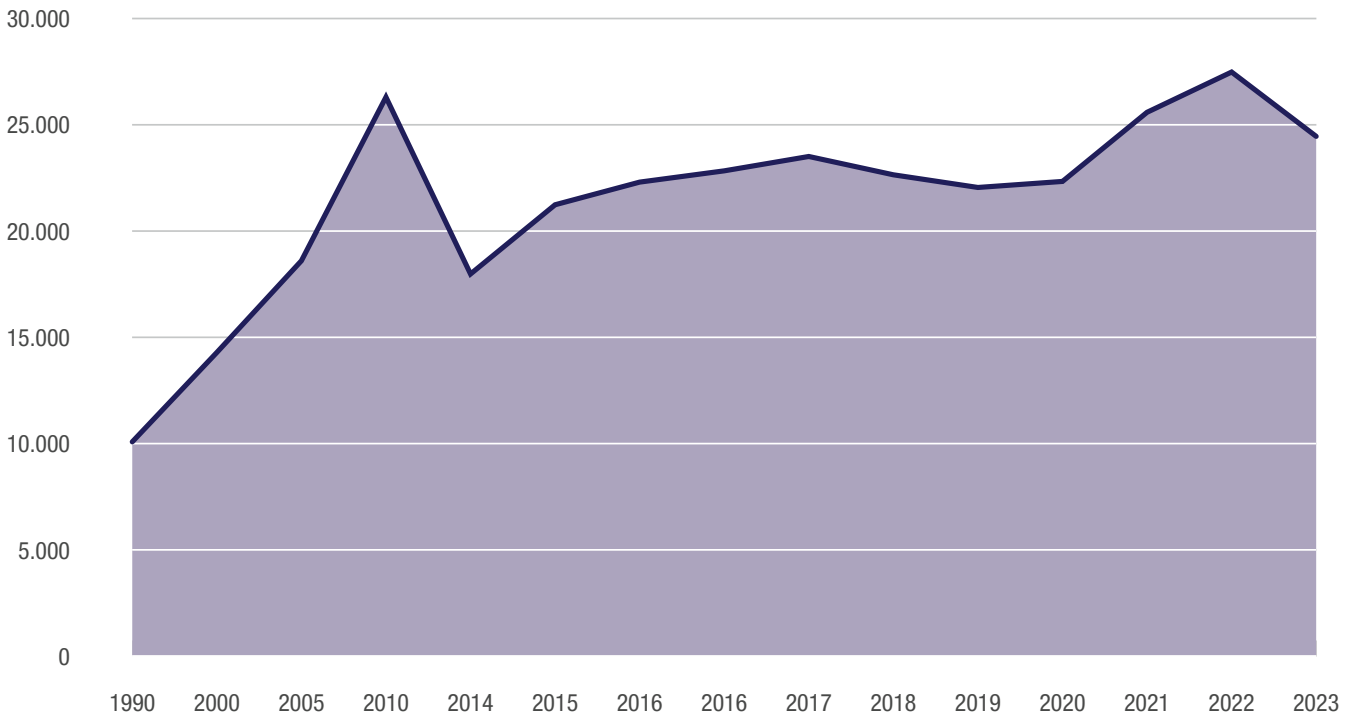
in Tsd. t

MINERALÖLPRODUKTE	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023*
Hauptprodukte										
Rohbenzin	7.801	6.909	7.276	7.799	7.125	6.881	7.390	8.989	7.265	4.747
Ottokraftstoff	1.249	1.497	1.029	1.421	1.606	2.090	1.352	1.716	1.354	2.967
Benzinkomponenten	541	422	484	736	834	1.073	542	582	475	686
Dieselkraftstoff	12.714	14.116	15.414	15.403	15.060	15.881	14.222	14.607	13.395	14.415
Heizöl, extra leicht	3.598	3.35	3.275	3.380	2.780	3.315	3.039	1.725	1.947	2.169
Mitteldestillatkomponenten	559	592	549	672	710	700	503	210	285	203
Heizöl, schwer	1.007	889	735	746	208	287	52	22	611	953
HS-Komponenten	1.478	1.034	1.796	1.529	1.936	1.340	1.316	1.269	521	277
Nebenprodukte										
Flüssiggas	672	732	790	943	1.080	1.224	1.265	1.452	1.324	1.206
Spezialbenzin	71	57	71	59	138	178	108	108	109	96
Testbenzin	84	86	86	94	92	111	87	96	83	79
Flugbenzin	13	11	11	11	10	10	6	6	6	5
Flugturbinenkraftstoff, schwer	4.812	4.991	5.003	5.924	6.537	6.787	3.027	4.002	6.329	6.596
Andere Leuchtöle (z.B. Petroleum)	9	11	21	21	22	19	20	23	8	13
Schmierstoffe	920	984	1.015	992	990	1.005	860	1.028	900	848
Bitumen	166	241	127	51	54	61	95	67	65	109
Petrolkoks	864	615	596	712	622	672	572	490	563	399
Wachse, Paraffine, Vaseline etc.	416	405	394	401	341	278	293	264	210	142
Andere Rückstände	65	110	89	168	191	223	86	158	103	110
Gesamt	**37.040**	**37.437**	**38.761**	**41.064**	**40.337**	**42.136**	**34.836**	**36.814**	**35.555**	**36.044**

Summendifferenzen durch Rundungen bedingt. | Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA)

AUSFUHR VON MINERALÖLPRODUKTEN 1990–2023*

in Tsd. t



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

***Vorläufige Zahlen.**

AUSFUHR VON ROHÖL UND MINERALÖLPRODUKTEN 1990–2023[1)]*

in Tsd. t

JAHR	ROHÖL	MINERALÖLPRODUKTE	JAHR	ROHÖL	MINERALÖLPRODUKTE
1990	–	10.082	**2017**	–	23.509
1995	763	14.287	**2018**	–	22.647
2000	3.217	18.601	**2019**	106	22.051
2005	703	26.301	**2020**	–	22.335
2010	706	17.980	**2021**	–	25.588
2014	30	21.237	**2022**	95	27.482
2015	333	22.303	**2023***	46	24.455
2016	101	22.833			

[1)] Einschl. Großbunkerschaft und Lieferungen an Stationierungsstreitkräfte.

AUSFUHR VON MINERALÖLPRODUKTEN 2014–2023[1)]*

in Tsd. t

MINERALÖLPRODUKTE	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023*
Hauptprodukte										
Rohbenzin	611	552	442	412	495	480	457	617	714	738
Ottokraftstoff	2.513	2.540	2.981	3.417	2.914	2.748	2.974	3.081	3.566	3.443
Benzinkomponenten	2.307	1.904	2.070	2.302	2.142	2.105	2.386	2.861	2.447	2.095
Dieselkraftstoff	6.136	6.551	7.951	7.508	6.974	6.265	6.862	7.808	9.711	8.157
Heizöl, extra leicht	1.289	1.597	1.351	1.335	1.073	1.077	1.244	1.379	1.307	1.202
Mitteldestillatkomponenten	269	290	209	179	175	138	143	53	18	100
Heizöl, schwer	2.262	2.038	1.523	884	1.538	1.286	1.796	2.662	2.651	2.130
HS-Komponenten	880	996	632	979	1.120	1.450	991	952	752	950
Nebenprodukte										
Flüssiggas	276	259	189	201	161	252	241	275	302	238
Raffineriegas	–	–	–	–	–	–	–	–	–	8
Spezialbenzin	105	221	369	200	191	290	135	281	280	253
Testbenzin	33	31	29	36	42	95	58	39	46	38
Flugbenzin	1	1	1	1	2	2	2	3	2	2
Flugturbo, leicht	–	–	–	–	–	–	–	–	–	0
Flugturbo, schwer	892	1.217	863	1.294	1.354	1.399	685	958	1.676	1.552
Andere Leuchtöle (Petroleum)	–	–	–	–	–	–	–	6	25	28
Schmierstoffe	1.242	1.185	1.270	1.522	1.574	1.552	1.510	1.716	1.351	1.182
Bitumen	1.247	1.377	1.819	2.020	1.874	1.776	1.772	1.897	1.485	1.234
Petrolkoks	795	849	812	868	764	793	734	701	918	835
Wachse, Paraff., Vaseline etc.	241	241	229	235	200	226	223	228	173	140
Andere Rückstände	136	454	94	115	55	116	122	71	57	138
Gesamt	**21.237**	**22.303**	**22.833**	**23.509**	**22.647**	**22.051**	**22.335**	**25.588**	**27.482**	**24.455**

Summendifferenzen durch Rundungen bedingt. | [1)] Einschl. Lagergut für ausländische Rechnung.

BUNKERUNGEN SEEGEHENDER SCHIFFE 2014–2023*

in Tsd. t

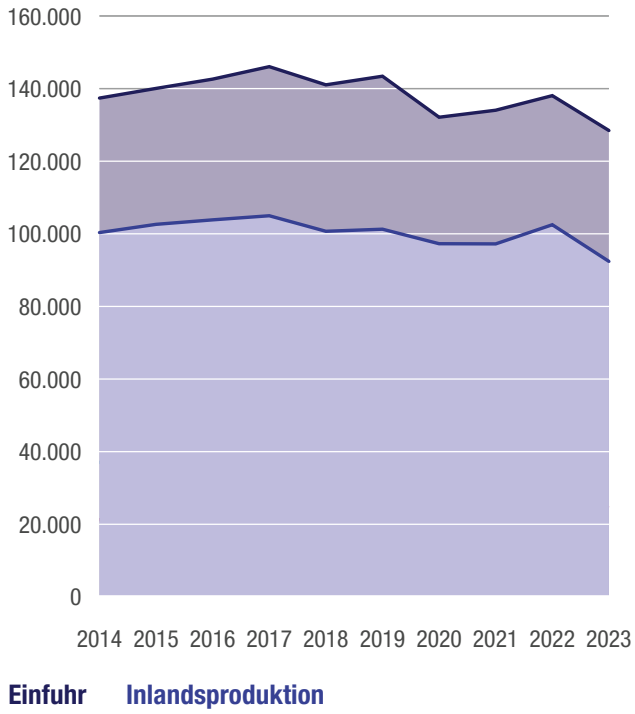
JAHR	DIESELKRAFTSTOFF	HEIZÖL, EXTRA LEICHT	HEIZÖL, SCHWER	SCHMIERSTOFFE	SUMME
2014	**490**		**1.866**	**1**	**2.357**
2015	**1.016**		**1.421**	**1**	**2.438**
2016	**999**		**1.855**	**1**	**2.855**
2017	**230**	**632**	**1.457**	**1**	**2.320**
2018	**–**	**734**	**981**	**–**	**1.714**
2019	**–**	**706**	**668**	**–**	**1.374**
2020	**–**	**532**	**809**	**–**	**1.341**
2021	**–**	**708**	**705**	**–**	**1.412**
2022	**–**	**742**	**740**	**–**	**1.482**
2023*	**–**	**637**	**661**	**–**	**1.298**

Summendifferenzen durch Rundungen bedingt. | Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA)

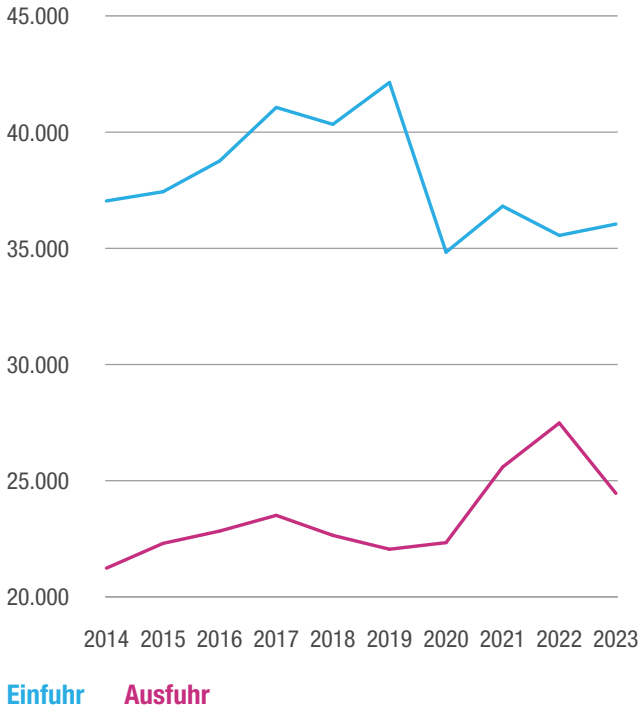
***Vorläufige Zahlen.**

AUFKOMMEN VON MINERALÖLPRODUKTEN IN DEUTSCHLAND 2023*

Einfuhr vs. Inlandsproduktion in Mio t.



Einfuhr vs. Ausfuhr



Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA); Grafik (Nr. 478): en2x

AUSFUHR VON MINERALÖLPRODUKTEN 2014–2023*

Gesamtausfuhr nach Bestimmungsländern in Tsd. t

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023*
Belgien, Luxemburg	1.851	1.990	2.179	2.362	2.488	2.528	2.476	3.155	2.375	1.807
Dänemark	511	747	305	266	419	320	356	272	215	154
Frankreich	1.567	1.591	1.602	1.705	1.268	1.374	1.648	1.460	1.980	1.515
Großbritannien	700	631	625	826	684	695	667	708	706	525
Irland	11	10	9	11	18	17	12	8	9	9
Italien	80	83	84	82	63	72	85	76	87	82
Niederlande	5.955	5.930	4.886	5.166	4.922	4.933	5.518	6.664	6.803	6.467
Österreich	3.563	3.609	4.048	3.758	3.560	3.418	2.943	3.175	4.254	3.387
Polen	1.921	1.832	2.601	2.196	2.237	1.426	1.407	1.833	2.516	2.456
Portugal	9	6	5	4	4	3	4	6	5	4
Schweden	254	200	444	411	416	287	445	596	401	405
Slowakei	75	74	72	191	224	196	118	91	172	244
Tschechische Republik	33	62	35	54	51	51	52	43	54	33
Spanien	1.031	1.114	1.427	1.364	1.876	1.805	2.198	2.314	2.540	2.368
Ungarn	22	49	80	149	82	71	112	215	250	295
Zypern	1	–	–	2	4	2	2	1	–	1
Andere EU-Länder	215	108	270	279	172	169	170	150	199	142
Europäische Union[1)]	**17.798**	**18.038**	**18.672**	**18.824**	**18.488**	**17.369**	**18.214**	**20.769**	**22.566**	**19.894**
Übriges Europa	2.972	3.829	3.721	4.221	3.715	4.172	3.646	4.189	4.270	3.921
– davon Schweiz	2.751	3.635	3.499	3.959	3.405	3.812	3.285	3.798	3.909	3.599
Afrika	**55**	**51**	**51**	**55**	**52**	**60**	**53**	**63**	**90**	**47**
Amerika	**208**	**207**	**151**	**150**	**141**	**175**	**157**	**298**	**319**	**346**
Naher Osten	**42**	**39**	**71**	**49**	**47**	**53**	**46**	**43**	**42**	**37**
Sonstige Länder	160	139	167	209	204	222	219	225	195	210
Gesamt	**21.237**	**22.303**	**22.833**	**23.509**	**22.647**	**22.051**	**22.335**	**25.588**	**27.482**	**24.455**

Summendifferenzen durch Rundungen bedingt. | [1)] Alle Angaben sind auch bei späterer Zugehörigkeit für alle Jahre zurückgerechnet. | Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), Integrierter Mineralölbericht

***Vorläufige Zahlen.**



AUSFUHR VON MINERALÖLPRODUKTEN 2023* (HAUPTPRODUKTE)

Aufgliederung nach Erzeugnissen und Bestimmungsländern in Tsd. t

		HAUPTPRODUKTE							
LAND	**INSGESAMT**	**ROH-BENZIN**	**OTTO-KRAFT-STOFF**	**BENZIN-KOMPO-NENTEN**	**DIESEL-KRAFT-STOFF**	**HEIZÖL, EXTRA LEICHT**	**MITTEL-DESTILLAT-KOMPO-NENTEN**	**HEIZÖL, SCHWER**	**HS-KOMPO-NENTEN**
Belgien, Luxemburg	1.807	140	140	763	301	22	25	67	24
Dänemark	154	6	0	0	14	0	3	44	0
Frankreich	1.515	7	255	3	721	146	0	0	12
Großbritannien	525	1	1	33	91	0	1	200	0
Irland	9	0	0	0	0	0	0	0	0
Italien	82	0	1	1	0	0	0	0	1
Niederlande	6.467	553	490	1.178	220	219	69	1.133	902
Österreich	3.387	0	449	10	2.418	243	0	90	2
Polen	2.456	0	735	7	1.412	0	0	0	6
Portugal	4	0	0	0	0	0	0	0	0
Schweden	405	25	0	0	19	1	0	244	0
Slowakei	244	0	0	8	202	0	0	0	0
Spanien	33	0	0	0	2	0	0	0	0
Tschechische Republik	2.368	0	313	0	1.776	1	0	3	0
Ungarn	295	0	0	22	174	0	0	27	0
Zypern	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Andere EU-Länder	142	0	0	9	0	2	0	12	0
Europäische Union	**19.894**	**732**	**2.384**	**2.034**	**7.350**	**634**	**98**	**1.820**	**947**
Übriges Europa	3.921	6	1.057	46	802	567	1	89	3
– davon Schweiz	3.599	6	1.057	46	738	567	1	18	3
Afrika	**47**	**0**	**0**	**0**	**3**	**0**	**0**	**0**	**0**
Amerika	**346**	**0**	**2**	**9**	**1**	**0**	**0**	**191**	**0**
Naher Osten	**37**	**0**	**0**	**2**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Sonstige	210	0	0	2	0	0	0	30	0
Gesamt	**24.455**	**783**	**3.443**	**2.093**	**8.156**	**1.201**	**99**	**2.130**	**956**

Summendifferenzen durch Rundungen bedingt. | Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA)

***Vorläufige Zahlen.**

AUSFUHR VON MINERALÖLPRODUKTEN 2023* (NEBENPRODUKTE)

Aufgliederung nach Erzeugnissen und Bestimmungsländern in Tsd. t

NEBENPRODUKTE											
FLÜSSIG-GAS	RAFFINERIE-GAS	SPEZIAL-BENZIN	TEST-BENZIN	FLUG-BENZIN, FLUGTURBO, LEICHT	FLUG-TURBO, SCHWER	ANDERE LEUCHT-ÖLE	SCHMIER-STOFFE	BITUMEN	PETROL-KOKS	WACHSE, PARAF-FINE, VASELINE	ANDERE RÜCK-STÄNDE
33	0	10	11	0	31	0	65	119	53	3	0
4	0	0	1	0	0	0	12	66	0	3	0
12	0	4	3	0	7	0	102	191	43	10	0
0	0	88	5	0	0	0	61	36	0	10	0
0	0	2	0	0	0	0	4	0	0	3	0
7	0	3	1	0	0	0	51	3	3	10	0
52	0	80	2	0	366	0	71	307	702	20	103
12	0	10	1	1	53	0	45	36	10	8	0
37	0	2	1	0	0	0	118	129	2	8	0
1	0	0	0	0	0	0	2	0	0	1	0
0	0	0	0	0	2	0	26	85	1	1	0
5	0	0	0	0	0	0	14	2	11	1	0
0	0	0	0	0	0	0	23	0	1	5	0
29	0	3	0	0	90	0	57	90	2	5	0
33	0	5	0	0	3	0	29	1	0	1	0
0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
5	0	0	1	0	0	0	88	20	2	3	0
228	**0**	**206**	**26**	**2**	**552**	**0**	**769**	**1.084**	**830**	**91**	**103**
9	0	32	3	0	1.001	0	145	149	4	6	0
9	0	31	2	0	1.001	0	27	90	4	2	0
0	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**25**	**0**	**0**	**18**	**0**
0	**0**	**12**	**3**	**0**	**0**	**28**	**89**	**0**	**1**	**10**	**0**
0	**0**	**0**	**4**	**0**	**0**	**0**	**29**	**0**	**0**	**1**	**0**
0	0	3	1	0	0	0	124	0	0	13	35
238	**0**	**253**	**38**	**2**	**1.552**	**28**	**1.182**	**1.234**	**835**	**140**	**138**

*Vorläufige Zahlen.

MINERALÖL VERBRAUCH



MINERALÖLVERBRAUCH

Nach einem leichten Aufwärtstrend beim Inlandsabsatz 2022, ist im Jahr 2023 ein Rückgang von 5,1 Prozent zu verzeichnen. Im Vergleich zum Vor-Corona Niveau liegen die Absatzzahlen noch 13 Prozent zurück.

Beim Ottokraftstoff und Flugturbinenkraftstoff hat sich der Absatz im Jahr 2023 mit einem Absatzplus von 2,5 Prozent und +4,3 Prozent positiv entwickelt. Der Absatz von Flugturbinenkraftstoff liegt dennoch noch 7,5 Prozent unter der Normalmenge des Vor-Corona Niveaus.

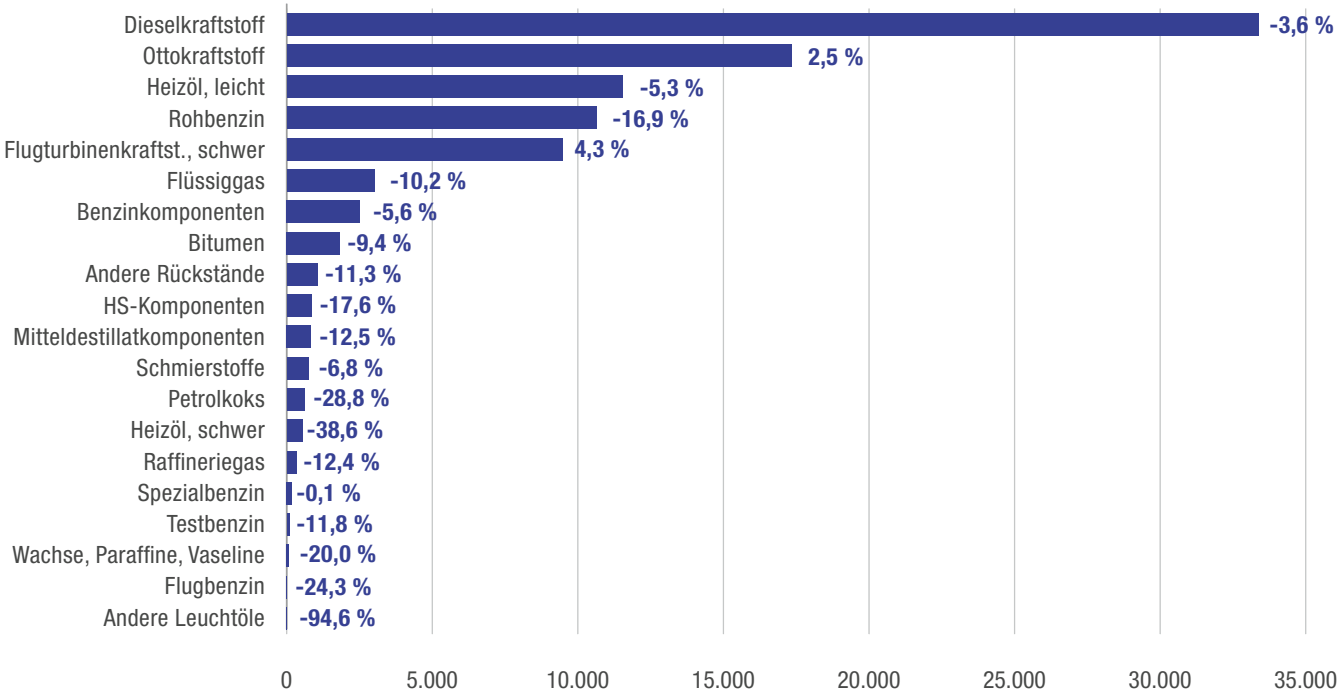
Am stärksten gingen die Lieferungen von Rohbenzin an die chemische Industrie im Vergleich zum Vorjahr zurück (-16,9 Prozent; 2023: 10.636 Tsd. t).

Der Diesel- und Heizöl- (leicht) Absatz ging im Jahr 2023 um 3,6 Prozent bzw. 5,3 Prozent zurück. Der relativ deutliche Rückgang beim Heizölabsatz ist auf milde Witterungen und auf fortschreitende Einsparungen zurückzuführen.

ABSATZ VON MINERALÖLPRODUKTEN IN DEUTSCHLAND 2023*

VERÄNDERUNGEN ZU 2022 IN PROZENT

in Tsd. t



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

***Vorläufige Zahlen.**

BRUTTO-INLANDSABSATZ 1990–2023*

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
2014	**109.166**	18.527	35.587	16.807	8.526	1.090	2.163
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*	**95.067**	17.332	33.380	11.537	9.466	748	1.832

INLANDSABSATZ NACH PRODUKTEN 2014–2023*

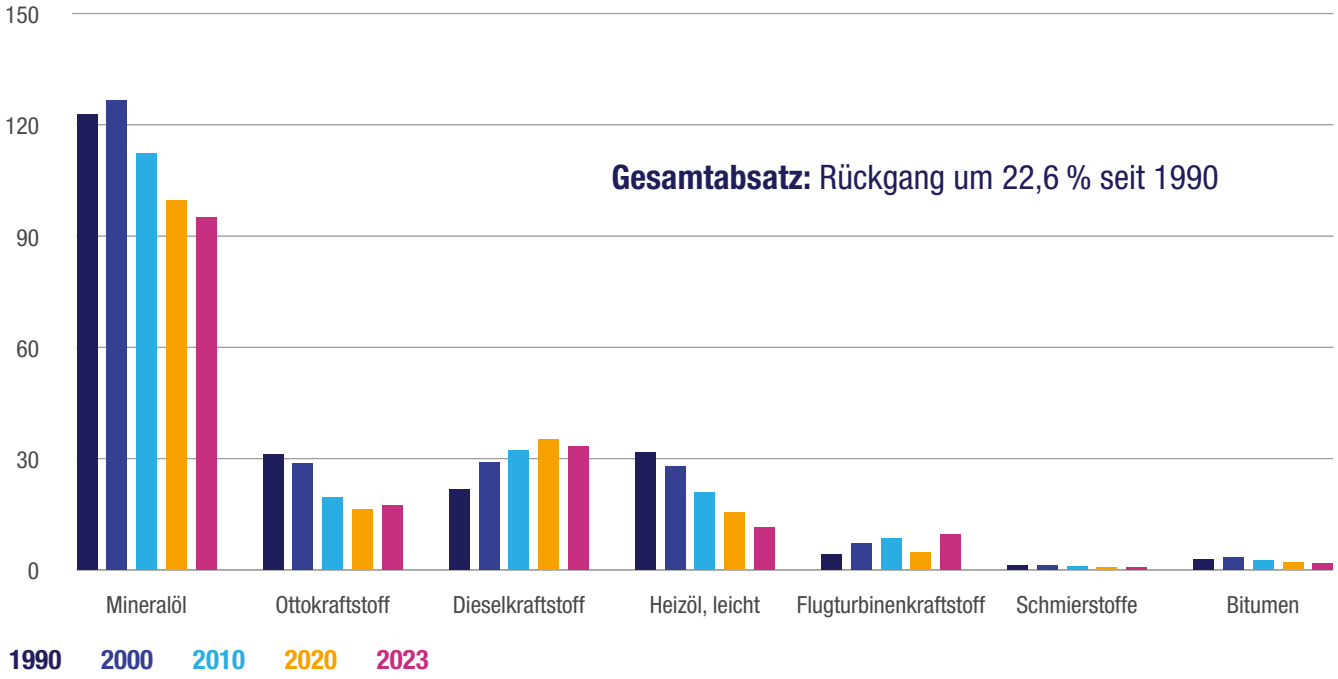
in Tsd. t

MINERALÖLPRODUKTE	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023*
Hauptprodukte										
Rohbenzin	17.066	16.331	15.798	15.605	11.439	11.264	11.804	13.694	12.798	10.636
Ottokraftstoff	18.527	18.226	18.238	18.296	17.837	17.966	16.259	16.428	16.915	17.332
Dieselkraftstoff	35.587	36.756	37.901	38.703	37.475	37.848	35.071	34.980	34.644	33.380
Heizöl, extra leicht	16.807	16.127	15.812	15.836	13.256	15.061	15.625	11.206	12.188	11.537
Heizöl, schwer	4.296	4.479	2.898	3.080	1.848	1.560	807	1.328	888	546
Benzinkomponenten	–	–	–	156	3.356	3.438	3.497	2.879	2.671	2.521
Mitteldestillatkomponenten	–	–	–	1	736	526	1.087	1.052	948	829
Komponenten von schwerem Heizöl	–	–	–	–	1.222	1.261	1.474	959	1.039	856
Nebenprodukte										
Flüssiggas	2.846	3.017	3.094	4.326	3.625	3.889	3.493	3.740	3.359	3.015
Raffineriegas	441	536	489	439	402	438	389	362	378	331
Spezialbenzin	6	-123	44	81	151	197	172	155	173	172
Testbenzin	95	91	141	146	134	134	123	136	116	102
Flugbenzin	11	13	10	10	9	8	5	4	4	3
Flugturbinenkraftstoff, schwer	8.526	8.537	9.179	9.968	10.239	10.239	4.739	6.129	9.078	9.466
– davon Militärverbrauch	71	87	90	35	24	88	68	112	83	79
Andere Leuchtöle (z.B. Petroleum)	5	8	20	19	21	19	18	26	15	1
Schmierstoffe	1.090	1.065	1.036	1.032	1.011	977	814	873	803	748
Bitumen	2.163	2.158	2.273	2.146	2.143	2.025	2.019	2.011	2.023	1.832
Petrolkoks	1.260	1.031	1.072	1.088	935	987	905	792	869	618
Wachse, Paraffine, Vaseline etc.	339	315	285	283	165	128	139	134	106	85
Andere Rückstände	100	95	1.540	1.295	1.006	1.277	1.071	1.022	1.191	1.057
Bruttoinlandsabsatz	**109.165**	**108.662**	**109.830**	**112.510**	**107.011**	**109.241**	**99.510**	**97.911**	**100.204**	**95.067**
Doppelzählung aus Recycling	6.455	6.629	6.272	6.522	5.482	6.304	5.839	6.100	6.902	6.623
Insgesamt	**102.710**	**102.033**	**103.558**	**105.989**	**101.529**	**102.937**	**93.671**	**91.811**	**93.302**	**88.444**

***Vorläufige Zahlen.**

ABSATZ VON MINERALÖL UND MINERALÖLPRODUKTEN IM VERGLEICH: 1990–2023*

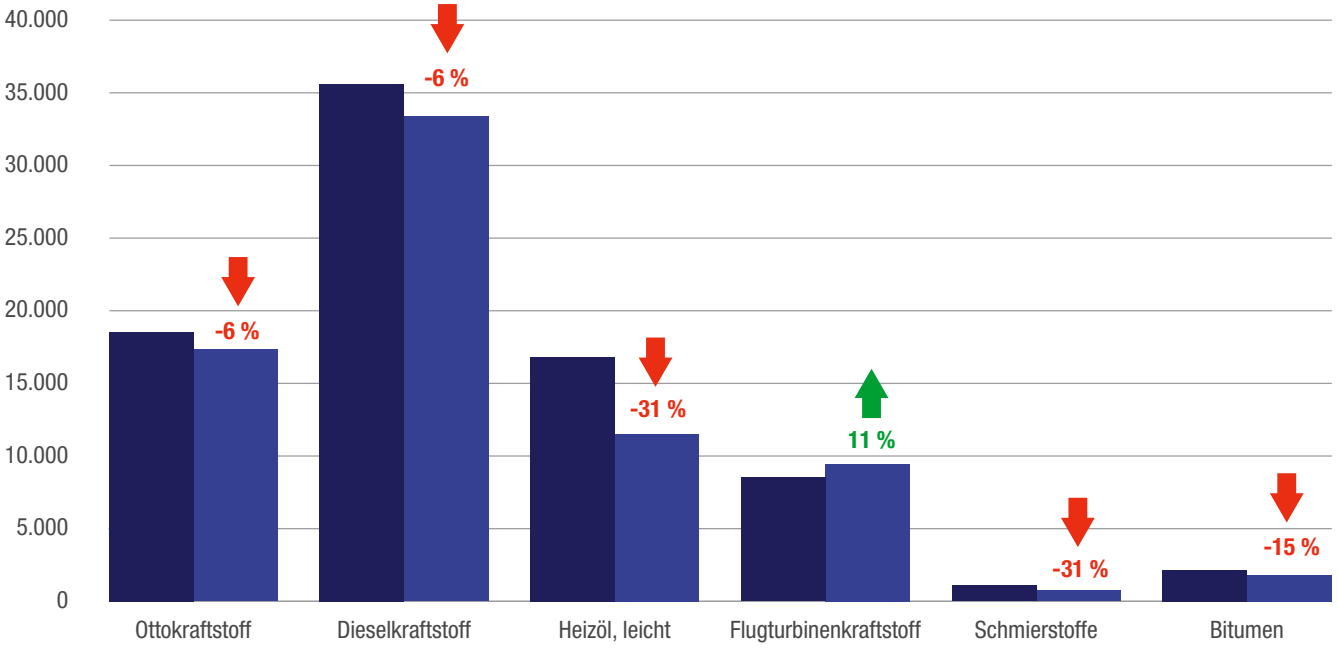
in Mio. t



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

VERÄNDERUNG DES JAHRESINLANDSABSATZES 2023* VS. VOR 10 JAHREN

in Tsd. t

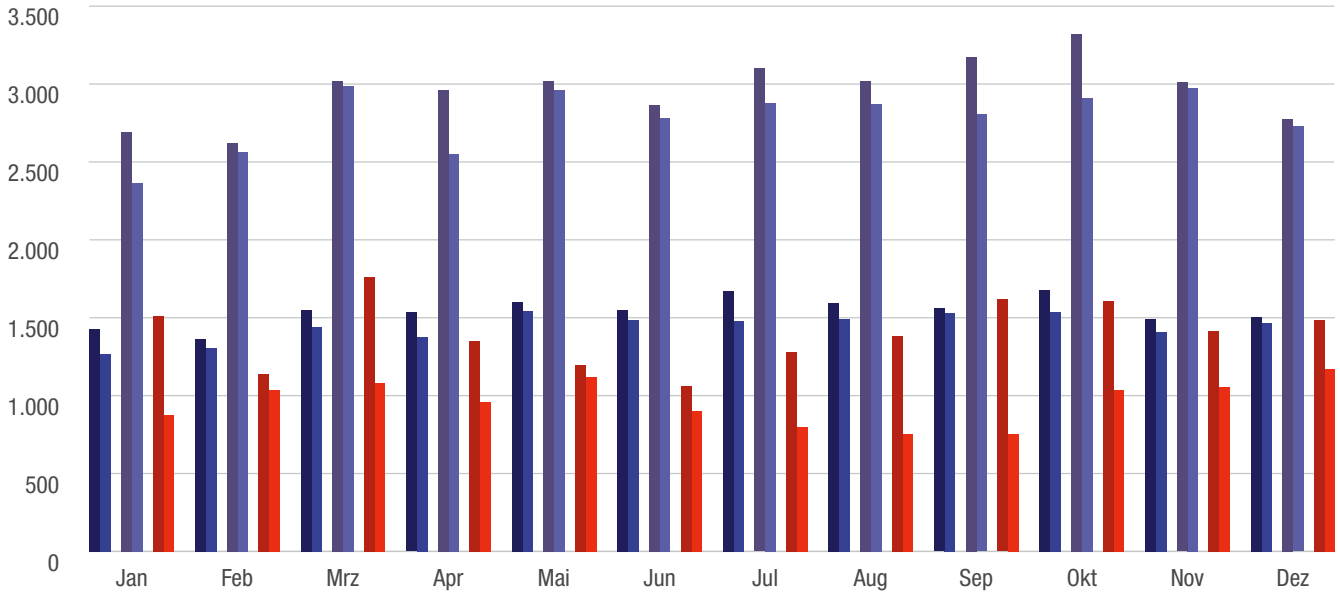


Quelle und Grafik (Nr. 486): en2x

*Vorläufige Zahlen.

MONATLICHER INLANDSABSATZ VOR 10 JAHREN UND 2023*

in Tsd. t

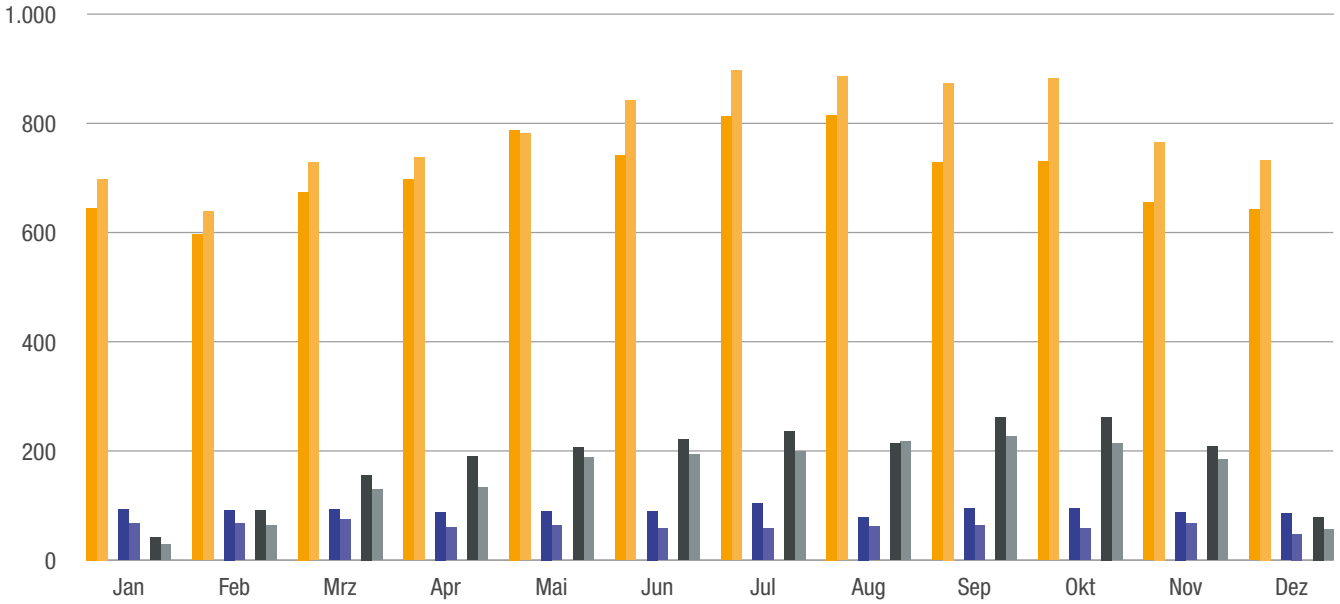


Ottokraftstoff 2014 2023 **Dieselkraftstoff** 2014 2023 **Heizöl, leicht** 2014 2023

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

MONATLICHER INLANDSABSATZ VOR 10 JAHREN UND 2023*

in Tsd. t



Flugturbinenkraftstoff 2014 2023 **Schmierstoffe** 2014 2023 **Bitumen** 2014 2023

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

INFO:

- Alle Zahlen finden Sie auf der en2x-Website bzw. en2x-Mitglieder im Mitgliederbereich

***Vorläufige Zahlen.**



MINERALÖL PREISE UND STEUERN



MINERALÖLPREISE UND STEUERN

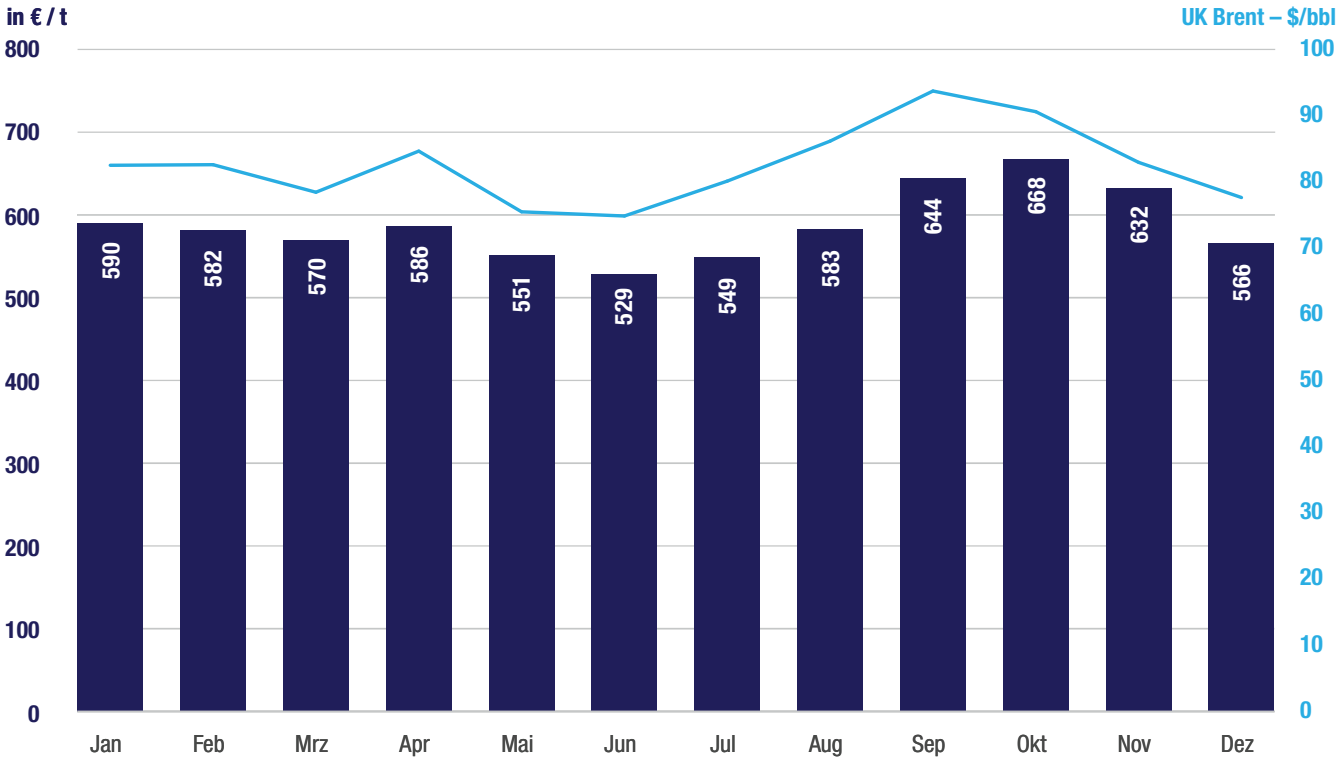
Der Jahresdurchschnittspreis für den Einfuhrpreis für Rohöl ist im Vergleich zu von vor 10 Jahren um 17 Prozent gesunken. (2014: 99,1 $/bbl; 2023: 82,5 $/bbl)

Die Mineralölbranche trägt maßgeblich zum Bundeshaushalt bei. Rund ein Drittel der Steuern, die alleine dem Bund zustehen (Bundessteuern), kommt aus Kraftstoffen.

Die Verbraucherpreise von Ottokraftstoff, Dieselkraftstoff und Heizöl sind im Vergleich zum Vorjahr gesunken (OK: -4 Prozent, DK: -11 Prozent und HEL: -22 Prozent). Im Vergleich liegen die Preise aber immer noch um rund 30 Prozent oder mehr über dem Vor-Corona-Niveau.

Die Energiesteuer Einnahme ist im Vergleich zum Vorjahr um 9 Prozent gestiegen, liegt aber immer noch um 10 Prozent unter dem Vor-Corona-Niveau.

DURCHSCHNITTLICHER EINFUHRPREIS FÜR ROHÖL 2023*



Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA); www.eia.gov, www.opec.org; Grafik (Nr. 376): en2x

*Vorläufige Zahlen.

VERBRAUCHERPREISE FÜR MINERALÖLPRODUKTE 1990–2023*

JAHR	OTTOKRAFTSTOFFE[1]		DIESELKRAFTSTOFF	HEIZÖL, EXTRA LEICHT[2]
	Normal Cent/l	Super Cent/l	Cent/l	Cent/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
2014		152,8	135,0	76,4
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
MONATE 2023*				
Januar		179,4	184,0	114,8
Februar		182,0	177,3	105,1
März		182,5	174,5	102,7
April		187,7	170,9	99,6
Mai		184,5	161,1	90,3
Juni		185,5	160,1	91,0
Juli		185,2	164,3	92,5
August		190,9	177,2	105,7
September		194,2	184,2	112,1
Oktober		187,2	183,3	112,2
November		182,7	177,3	108,9
Dezember		176,7	170,7	105,7

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

EINNAHMEN DES BUNDES UND DER LÄNDER AUS MINERALÖL- BZW. ENERGIE- UND KFZ-STEUER 1990–2023[1]*

in Mrd. €

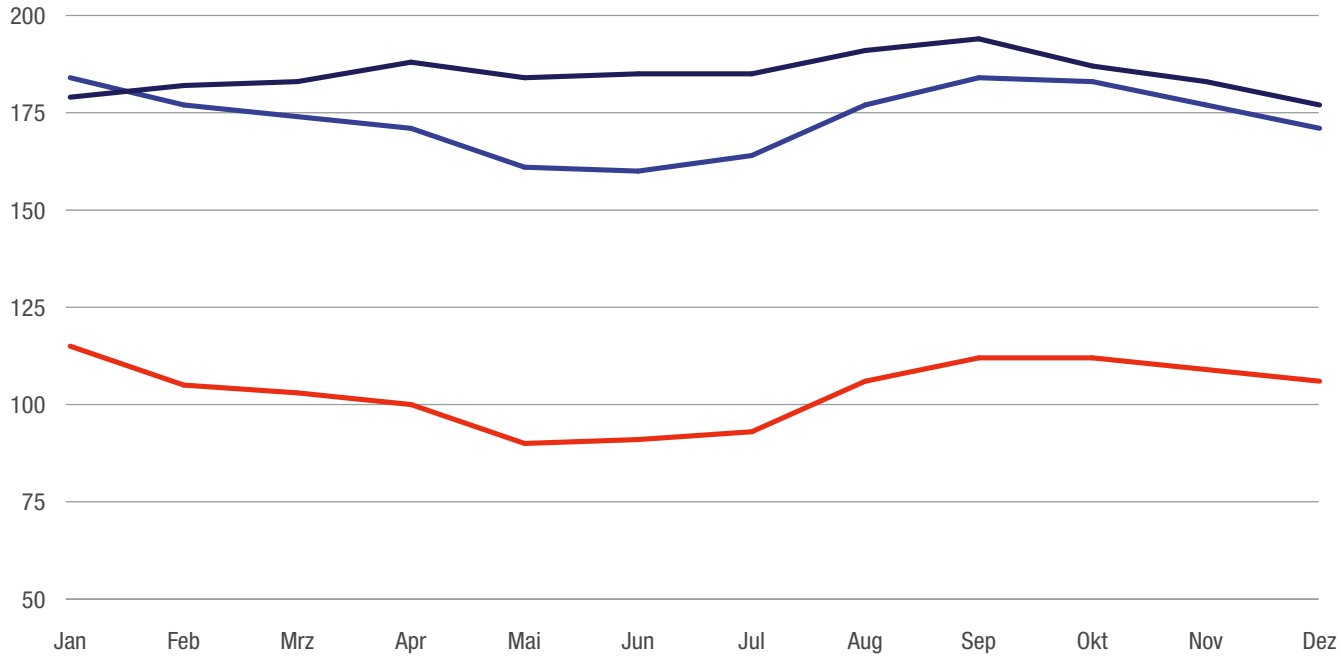
JAHR	MINERALÖL-STEUER[4]	KFZ-STEUER	JAHR	MINERALÖL-/ ENERGIESTEUER[4]	KFZ-STEUER
1990	17,81[2]	4,31	**2017**	41,02	8,95
1995	32,92	7,06	**2018**	40,88	9,05
2000	37,83	7,02	**2019**	40,68	9,37
2005	39,71	8,67	**2020**	37,63	9,52
2010	39,84	8,49	**2021**	37,12	9,55
2014	39,76	8,50	**2022**	33,67	9,50
2015	39,59	8,81	**2023***	36,66	9,51
2016	40,09	8,95			

[1] Bis einschl. 1990 nur Aufkommen der alten Bundesländer. | [2] Zzgl. neuer Bundesländer und Berlin (Ost) für 2. Halbjahr 1990, 1.031 Mrd. €. | [3] Zzgl. 1.329 Mio. € außerordentlicher Einnahmen durch Zahlungsfristverkürzung. | [4] Sollzahlen (in einigen Jahren ergeben sich Abweichungen von den Istzahlen). | Quelle: Bundesministerium der Finanzen

***Vorläufige Zahlen.**

VERBRAUCHERPREISE IM JAHRESVERLAUF 2023*

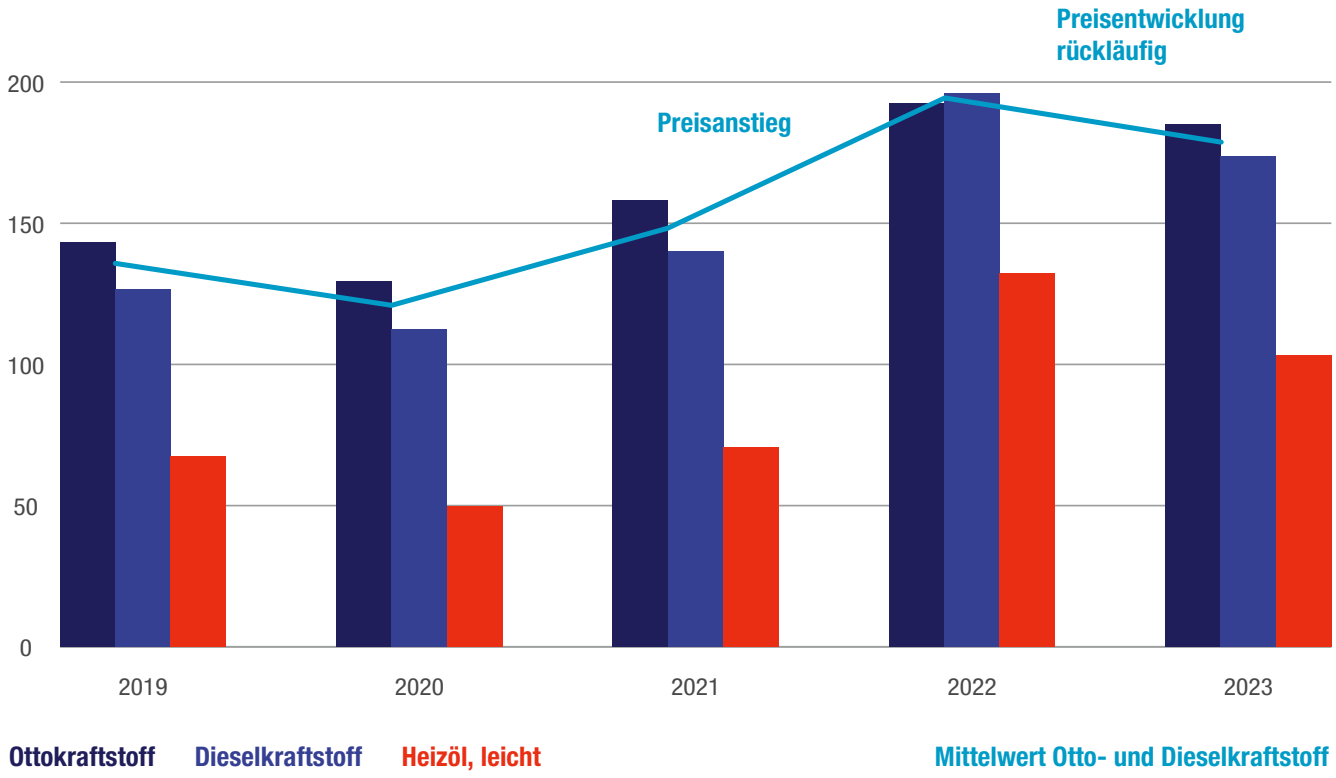
in Cent/l



Quelle und Grafik (Nr. 480a): en2x

JÄHRLICHE VERBRAUCHERPREISE IM VERGLEICH

in Cent/l



Quelle und Grafik (Nr. 480b): en2x

*Vorläufige Zahlen.

ENERGIESTEUERSÄTZE 1990–2023

in €

ÄNDERUNGSDATUM	OTTOKRAFTSTOFF[1] unverbleit	OTTOKRAFTSTOFF[1] verbleit	DIESELKRAFTSTOFF	HEIZÖL, EXTRA LEICHT	FLÜSSIGGAS 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	
	OTTOKRAFTSTOFF		DIESELKRAFTSTOFF	HEIZÖL, EXTRA LEICHT	FLÜSSIGGAS ALS KRAFTSTOFF[3] (Autogas)	ERDGAS ALS KRAFTSTOFF[4]	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[6]		≤ 10 ppm[6]	≤ 50 ppm[7]							
	€/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

[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] Nur für im Inland hergestellte Ware. | [3] Ermäßigter Steuersatz befristet bis 31.12.2018; ab 01.01.2019 ansteigend; ab 01.01.2023: 409 €/1.000 kg.
[4] Ermäßigter Steuersatz befristet bis 31.12.2023; ab 01.01.2024 ansteigend; ab 01.01.2027: 31,80 €/MWh. | [5] Für Kraftstoffe mit einem Schwefelgehalt von mehr als 50 ppm gilt ein um 15,30 €/1.000 l erhöhter Steuersatz. | [6] Für Kraftstoffe mit einem Schwefelgehalt von mehr als 10 ppm gilt ein um 15,30 €/1.000 l erhöhter Steuersatz. | [7] 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.

MASSGEBLICHER BEITRAG ZUM BUNDESHAUSHALT

RUND 1/3 DER BUNDESSTEUERN AUS KRAFTSTOFFEN

Bundessteuer in Mrd. €



64 %
Übrige Bundessteuern
u. a. Kfz-Steuer und Stromsteuer

3,5 %
Energiesteuer aus Heizstoffen

32,5 %
Energiesteuer aus Kraftstoffen

Bundessteuern Gesamt auf dem Weg zum Vor-Corona-Niveau

Quelle: Bundesfinanzministerium, Grafik (Nr. 446): en2x | *Dreimonatige Absenkung der Kraftstoffsteuer infolge des Ukrainekrieges.

EU-STEUERSÄTZE

(Stand: 01.07.2023/01.01.2024)

1. ENERGIESTEUER (€)

	OTTOKRAFTSTOFF je 1.000 l	DIESEL-KRAFTSTOFF je 1.000 l	HEIZÖL, EXTRA LEICHT je 1.000 l	HEIZÖL, SCHWER ≤ 1 % Schwefel je Tonne	UMRECHNUNGSKURSE	
Belgien	615,87	615,87	18,65	16,35		
Bulgarien	363,02	330,30	330,30	204,52	1,96	BGN
Dänemark	636,58	527,90	268,20	426,81	7,44	DKK
Deutschland	654,50	470,40	61,35	25,00		
Estland	563,00	372,00	372,00	422,00		
Finnland	722,60	527,90	268,20	305,40		
Frankreich	682,90	594,00	156,20	139,50		
Griechenland	700,00	410,00	410,00	38,00		
Irland	606,39	526,83	149,09	167,02		
Italien	728,40	617,40	403,21	63,75		
Kroatien	456,00	383,00	21,00	21,24		
Lettland	509,00	414,00	60,00	15,65		
Litauen	466,00	410,00	60,00	15,06		
Luxemburg	447,09	320,00	103,07	123,36		
Malta	359,00	330,00	172,09	39,00		
Niederlande	789,10	516,25	516,25	654,53		
Österreich	515,00	425,00	128,00	60,00		
Polen	432,44	360,37	50,30	14,96	4,37	PLN
Portugal	578,13	442,74	442,74	204,06		
Rumänien	405,97	372,07	372,07	20,55	4,97	RON
Schweden	496,40	414,13	361,90	380,94	11,15	SEK
Slowakei	514,00	368,00	368,00	111,50		
Slowenien	528,99	459,04	192,04	90,12		
Spanien	472,69	379,00	96,71	17,00		
Tschechien	524,94	406,79	26,98	19,30	24,69	CZK
Ungarn	405,43	393,46	393,46	13,83	382,10	HUF
Zypern	359,00	30,00	21,00	15,00		

2. MEHRWERTSTEUER (in %)

	OTTOKRAFTSTOFF (unverbleit)	DIESEL-KRAFTSTOFF	HEIZÖL, EXTRA LEICHT	HEIZÖL, SCHWER ≤ 1 % Schwefel
Belgien	21	21	21	21
Bulgarien	20	20	20	20
Dänemark	25	25	25	25
Deutschland	19	19	19	19
Estland	20	20	20	20
Finnland	24	24	24	24
Frankreich	20	20	20	20
Griechenland	24	24	24	24
Irland	23	23	13,5	23
Italien	22	22	22	22
Kroatien	25	25	25	25
Lettland	21	21	21	21
Litauen	21	21	21	21
Luxemburg	17	17	17	14
Malta	18	18	18	18
Niederlande	21	21	21	21
Österreich	20	20	20	20
Polen	23	23	23	23
Portugal	23	23	13	13
Rumänien	19	19	19	19
Schweden	25	25	25	25
Slowakei	20	20	20	20
Slowenien	22	22	22	22
Spanien	21	21	21	21
Tschechien	19	19	19	19
Ungarn	27	27	27	27
Zypern	19	19	19	19

Quelle Steuersätze: https://ec.europa.eu/taxation_customs/tedb/advSearchForm.html
Quelle Umrechnungen: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=OJ:C_202400570

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 1990–2023 89
Primärenergieverbrauch in Deutschland nach Energieträgern 2023 90
Mineralölbilanz 93
Mineralölabsatz in Deutschland 1990–2023 94
Mineralölbedarf und -Versorgung 2023 95
Raffineriebilanz 2023 95
Raffinerien und Pipelines für Deutschland 97
Deutschland ist bedeutendster Raffineriestandort in Europa 98
Entwicklung der europäischen Raffineriekapazitäten 98
Rohstoffverarbeitung in der Raffinerie und Versorgung mit konventionellen und erneuerbaren Produkten 99
Rohölverarbeitungskapazität der Raffinerien in Deutschland 1990–2023 100
Entwicklung des Tankstellenbestandes 2019–2023 101
Anzahl der Tankstellen in Deutschland 2023 101
Rohölversorgung in Deutschland 1990–2023 103
Rohölimporte nach Deutschland Vergleich 2021–2023 104
Rohölimporte nach Deutschland 2021–2023 - Top-10-Ersatzlieferländer nach dem Russland-Embargo 104
Dieselimporte nach Deutschland 2022 und 2023 105
Anteile an der Eigenversorgung von Mineralölprodukten/Importe vs. Inlandsproduktion 2023 105
Ausfuhr von Mineralölprodukten 1990–2023 112
Aufkommen von Mineralölprodukten in Deutschland 2023 114
Absatz von Mineralölprodukten in Deutschland 2023 119
Absatz von Mineralöl und Mineralölprodukten im Vergleich: 1990–2023 121
Veränderung des Jahresinlandsabsatzes 2023 vs. vor 10 Jahren 121
Monatlicher Inlandsabsatz vor 10 Jahren und 2023 122
Durchschnittlicher Einfuhrpreis für Rohöl 2023 125
Verbraucherpreise im Jahresverlauf 2023 127
Jährliche Verbraucherpreise im Vergleich 127
Maßgeblicher Beitrag zum Bundeshaushalt – rund 1/3 der Bundessteuern aus Kraftstoffen 128
Endenergie und Primärenergiebedarf 132
Energieflussbild Deutschland 2022 132

SYMBOLVERZEICHNIS

Dieselkraftstoff

Ottokraftstoff

Heizöl, extra leicht

Heizöl, schwer

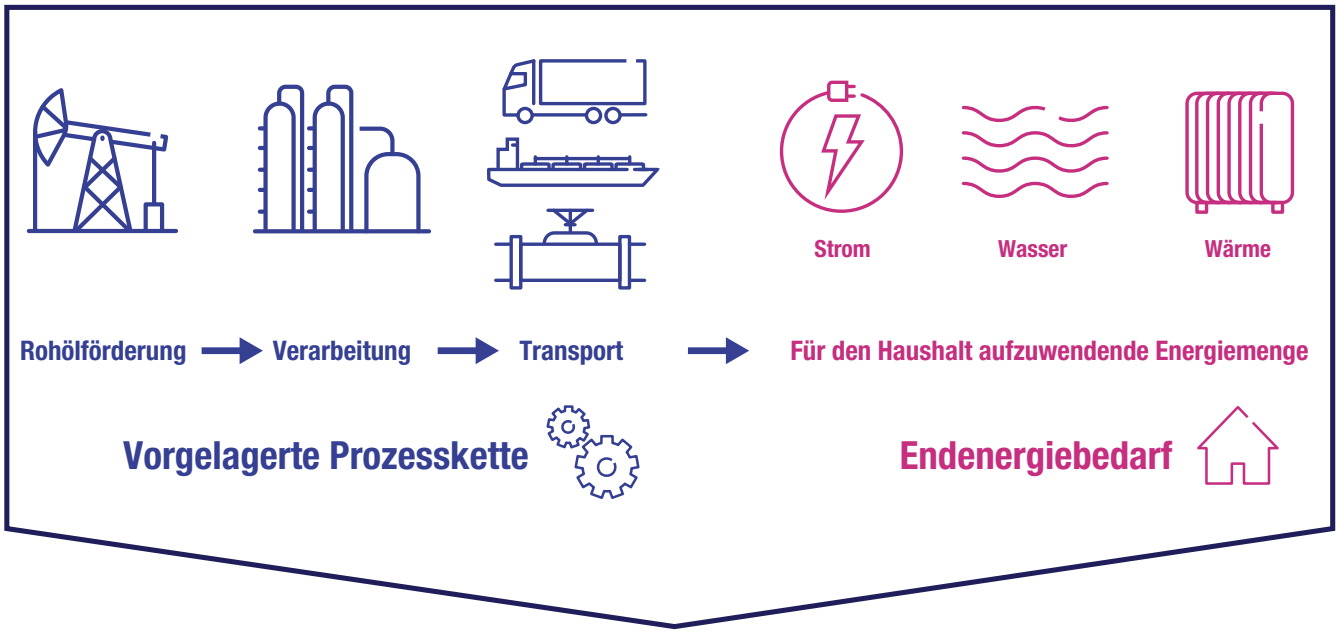
Rohbenzin

Kerosin (Flugturbinenkraftstoff)

Sonstige Produkte

ANHANG

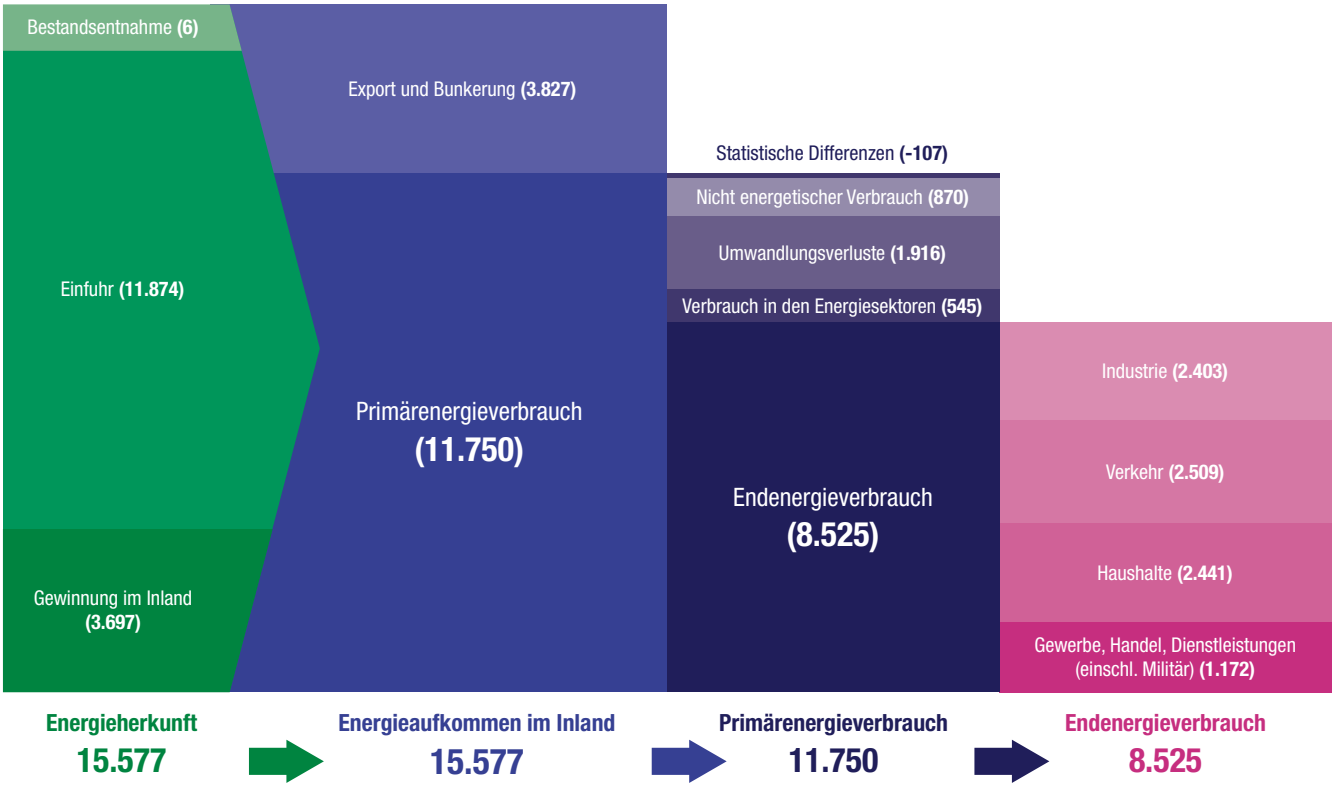
ENDENERGIE UND PRIMÄRENERGIEBEDARF



Quelle und Grafik (Nr. 461): en2x

ENERGIEFLUSSBILD DEUTSCHLAND 2022

in Tausend 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, Dr. Kerstin Kogler, Alexander Zafiriou

Veröffentlichung: Juli 2024

Datenstand:
AGEB-Zahlen: April 2024
BAFA-Zahlen: März 2024

Hinweis: Alle Daten und weiterführenden Informationen, die wir in unseren Mineralölzahlen 2023 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.

MOLEKÜL
WENDE jetzt.
elementar für morgen