

Branchenreport Mineralöl **2021/22**

SCHWERPUNKTE. KENNZAHLEN. POSITIONEN.



Medieninhaber, Herausgeber und Redaktion: Fachverband der Mineralölindustrie, 1045 Wien, Wiedner Hauptstraße 63
T: +43 (0)5 90900-4892, F: +43 (0)5 90900-4895, E: office@oil-gas.at, www.oil-gas.at
Für den Inhalt verantwortlich: Dr. Hedwig Doloszeski (Redaktionsstand: September 2022)
Gestaltung und Umsetzung: marchesani_kreativstudio, Fotos: FVMI und Mitgliedsunternehmen, iStockphoto
Personenbezogene Begriffe wie „Mitarbeiter“ oder „Arbeitnehmer“ werden aus Gründen der Lesbarkeit geschlechtsneutral verwendet.

BRANCHENREPORT MINERALÖL 2021/22

DIE ENERGIE ÖSTERREICHS

Der globale Mineralölsektor konnte nach der Ausnahmesituation der beiden vergangenen Jahre wieder eine solide Konjunkturerholung verzeichnen und beim Energieverbrauch zeigt sich, dass Erdöl und Erdgas als Rohstoff nicht so schnell ersetzbar sind. Tankstellen werden auch in Zukunft als Bezugspunkt von Kraftstoffen unverzichtbarer Teil der Mobilitätsinfrastruktur bleiben. Die Mineralölindustrie ist die Energie, die Österreich bewegt.

- 04** Kennzahlen
- 05** Österreichs Wirtschaft 2021
- 06** Über den Fachverband
- 07** Funktionäre und Mitarbeiter
- 08** Die Mineralölindustrie



10 Aufsuchen & Bohren



17 Aufbringen



23 Verarbeiten & Versorgen



27 Verbrauch



32 Preisentwicklung

- 36** Klima und Kreislaufwirtschaft
- 38** SCC-Sektorkomitee

- 39** Kollektivvertrag 2022
- 40** Datenanhang

- 50** Rohöl- und Mineralölbilanz
- 51** Mitglieder des FVMI

KENNZAHLEN

ÖSTERREICHISCHE MINERALÖLINDUSTRIE

		2021	2020	2019	2018	2017
Mitgliedsunternehmen, Produktion, Beschäftigte						
Anzahl der Mitgliedsunternehmen		26	27	27	28	27
Abgesetzte Produktion	Mio €	8.824	6.145	9.688	10.170	8.319
Beschäftigte		4.180	4.625	4.402	4.145	4.054
davon Arbeiter		789	833	828	796	787
davon Angestellte		3.328	3.719	3.493	3.261	3.172
davon Lehrlinge		63	73	81	88	95
Förderung, Import, Transport						
Erdölförderung Inland (inkl. NGL)	Mio t	0,57	0,61	0,64	0,68	0,74
Erdgasförderung Inland	Mrd m³n	0,65	0,74	0,89	0,97	1,74
Rohölimport	Mio t	7,64	7,46	8,59	8,31	7,32
Erdgasimport	Mrd m³n	4,5	6,13	10,74	7,49	8,09
Rohöltransport ¹	Mio t	7,74	7,48	8,75	8,36	7,40
Rohölverarbeitung ²	Mio t	8,4	8,7	10,0	9,8	9,0
Verbrauch, Produkte						
Mineralölverbrauch Inland ³	Mio t	9,97	9,76	11,46	11,28	11,26
Mineralölimport – Produkte ³	Mio t	6,06	6,22	6,64	6,67	6,70
Mineralölexport – Produkte ³	Mio t	3,43	3,26	3,33	3,30	2,90
Erdgasverbrauch Inland (Endkunden)	Mrd m³n	8,51	7,99	8,34	8,03	8,30
Tankstellen, Fahrzeuge						
Anzahl der Tankstellen ⁴		2.748	2.733	2.733	2.699	2.685
davon Major-Branded Tankstellen		1.322	1.352	1.353	1.357	1.347
Kraftfahrzeugbestand		7.214.970	7.098.814	6.996.222	6.895.596	6.771.395
davon PKW (Klasse M1)		5.133.836	5.091.827	5.039.548	4.978.852	4.898.578

¹ Adria-Wien-Pipeline

² Bis 2020 inklusive Halbfabrikate

³ Ohne Petrochemie bzw. zum Teil ohne reine Biokraftstoffe

⁴ Zuzüglich 273 Diesellabgabestellen für Landwirtschaft (2020: 273; 2019: 286; 2018: 286; 2017: 286)

ERHOLUNG MIT VIELEN RÜCKSCHLÄGEN

ÖSTERREICHS WIRTSCHAFT

Nach der Ausnahmesituation durch die Pandemie war 2021 weltweit wieder eine solide Konjunkturerholung zu verzeichnen. Dennoch war das Jahr durch unterschiedliche Impfraten, weitere Virusmutationen, wiederholte Lockdowns und eine massive wirtschaftliche Unterstützung durch den Staat gekennzeichnet.

Viele Roh- und Grundstoffe waren von **globalen Angebots- und Nachfragestörungen** betroffen, das hatte außergewöhnlich angespannte Märkte und deutlich höhere Preise zur Folge. Die Inflation erreichte neue Höchststände und führte zu Bedenken in Bezug auf lockere Geldpolitik und niedrige Zinssätze. Anfang 2022 herrschte weiterhin beträchtliche Unsicherheit, wobei die Pandemie in den Hintergrund trat, nachdem Russland im Februar den Angriffskrieg in der Ukraine begann.

Die **globale Wirtschaftsleistung** stieg 2021 um 5,9% und übertraf dank der Konjunkturerholung in Asien das Vorkrisenniveau (2020: -3,1%). Von Schließungen betroffene Branchen konnten sich teilweise wieder erholen, die Beschäftigungslage wurde jedoch durch die Eindämmungsmaßnahmen stark in Mitleidenschaft gezogen. Der Welthandel erhöhte sich um mehr als 9% (2020: -8,2%), die Entwicklung wurde aber durch Störungen in den globalen Lieferketten stark beeinflusst.

In **Europa** hatten die Eindämmungsmaßnahmen erhebliche Auswirkungen auf die Konjunkturerholung. Das BIP in der Eurozone erhöhte sich auf 5,4% (2020: -6,4%), lag aber noch unter dem Vorkrisenniveau. Das wirtschaftliche Umfeld in den mittel- und osteuropäischen Ländern folgte in etwa diesem Wachstum und reichte von 2,7% (Deutschland) bis 7,2% (Kroatien). Massive Staatsausgaben stützten zwar die wirtschaftliche Erholung, ließen

aber auch die Staatsverschuldung auf Rekordniveaus ansteigen.

In **Österreich** erhöhte sich das BIP trotz strenger Lockdown-Maßnahmen und eines großen Anteils betroffener Sektoren auf 4,5% (2020: -6,7%). Die Exporte stiegen auf 16,1% (2020: -10,8%), die Importe erreichten 23,6% (2020: -9,4%). Die Industrieproduktion stieg auf 10,7%, der private Konsum erhöhte sich auf 3,5%.

Die Staatsausgaben erhöhten sich 2021 gegenüber dem Vorjahr um 4,3% auf 225,7 Mrd €, die Einnahmen stiegen um 8,7% auf 201,8 Mrd €, das Staatsdefizit lag somit bei 23,9 Mrd €. 2021 betrug die heimische Staatsverschuldung rund 334,1 Mrd € und erreichte das zweite Jahr in Folge einen Höchststand. Die Schuldenquote stieg auf 84,1% (2020: 82,8%), die Abgabenquote lag bei 50% des BIP und stieg damit gegenüber dem Vorjahr.

Der **Export von Investitionsgütern**, vor allem aus der Maschinenbauindustrie und des Fahrzeugbaus, ist für Österreichs Außenhandel charakteristisch. Das größte Plus gab es bei Waren aus Eisen und Stahl, die höchsten Zuwächse bei medizinisch-pharmazeutischen Erzeugnissen. Deutschland blieb der wichtigste Handelspartner mit einer Gesamtausfuhr von 30,2%. 66,7% der Importe und 68,1% der Exporte sind den EU-Mitgliedstaaten zuzurechnen. Das Defizit der Außenhandelsbilanz betrug 12,9 Mrd €.

Die **Inflationsraten** in der Eurozone beliefen sich auf durchschnittlich 2,2% und erreichten im vierten Quartal 2021 ihre Höchststände, während sie in den USA mit Jahresende bereits Werte um 7% aufwies. In Österreich lag die Inflation bei 2,8% (2020: 1,4%). Preistreiber waren Kraftstoffe (+17,3%) und Wohnkosten (+3,6%) aufgrund steigender Haushaltsenergie – ohne sie hätte die Inflationsrate 1,8% betragen. Auch Heizöl (21,3%), Gas (+7,9%) und Strom (+7,0%) stiegen stark, die Preise in Restaurants und Hotels erhöhten sich um 3,4%.

Bei den **Lohn- und Gehaltsverhandlungen** gab es im Berichtsjahr deutlich höhere Einigungen vor dem Hintergrund der im Vorjahr verhandelten Anpassungen in Inflationshöhe. Um die von der Pandemie betroffenen Unternehmen zu unterstützen, haben sich 2021 die Sozialpartner und die Bundesregierung wieder auf Kurzarbeitsmodelle geeinigt.

Im Berichtsjahr waren laut Statistik Austria in Österreich rund 4,31 Millionen Personen erwerbstätig. Die **Arbeitslosenquote** sank gegenüber 2020 von 9,9% auf 8,0%, gleichzeitig blieb die Beschäftigungsquote bei 72,4%. Im Vorjahresvergleich erhöhte sich die Zahl der unselbstständig Beschäftigten von 3,77 auf 3,79 Millionen. Die Anzahl der Selbstständigen ist gegenüber 2020 auf 451.700 Personen gesunken, das ist ein Rückgang von 4,2%.

UNSERE AUFGABEN



Dr. Hedwig Doloszeski, Geschäftsführerin

Der Fachverband der Mineralölindustrie (FVMI) ist eine Fachorganisation im Bereich der Wirtschaftskammer Österreichs und als gesetzliche Interessenvertretung Bindeglied zwischen Wirtschaft und Öffentlichkeit. Mitglieder sind Unternehmen, die Rohöl und Erdgas aufsuchen und fördern (upstream), Rohöl in Pipelines transportieren (midstream) und in eigenen oder konzernverbundenen Raffinerien verarbeiten oder Mineralölprodukte vertreiben (downstream).

THEMENBEREICHE VON UMWELT- BIS SOZIALPOLITIK

Die Corona-Pandemie hat der Branche 2021 erneut viel Einsatz und Flexibilität abverlangt, trotzdem stand auch der Klimawandel ganz oben auf der Agenda. Die Mineralölindustrie sieht sich hier als wichtiger Treiber für Lösungen rund um die Frage der Energiezukunft und ist ein verlässlicher Partner bei der Umsetzung der Energiewende. Unser Ziel ist es, die Herausforderungen hinsichtlich Versorgungssicherheit, Wettbewerbsfähigkeit, Nachhaltigkeit und Leistbarkeit zu bewältigen. Dafür sind aber klare gesetzliche Rahmenbedingungen notwendig, die der FVMI durch Stellungnahmen im Rahmen der branchenspezifischen Begutachtung von EU-Richtlinien sowie nationalen Gesetzes- und Verordnungsentwürfen gegenüber Ministerien und sonstigen Behörden mitinitiiert.

Der Fachverband der Mineralölindustrie betreut branchenrelevante Themen aus dem Bereich Umwelt- und Energie – wie beispielsweise Energieeffizienz, Klimastrategie, Emissionshandel, Feinstaubproblematik, (Bio-)Kraftstoffbestimmungen, Normen, Abwasser/Abfall und REACH – sowie steuer-, gewerberechts- und sozialpolitische Themen im Rahmen der FVMI-Arbeitskreise in Zusammenarbeit mit Firmenvertretern und sonstigen Experten in fachlicher und organisatorischer Hinsicht.

Branchenspezifische Informationen sowie Meldungen zu allgemeinen Wirtschaftsthemen werden in Zusammenarbeit und Abstimmung mit den zuständigen Fachabteilungen der Wirtschaftskammer Österreichs an die Mitgliedsunternehmen weitergegeben.

KOLLEKTIVVERTRAG, KOOPERATIONEN UND MONITORING

Im Jänner starten regelmäßig die Kollektivvertragsverhandlungen zwischen dem FVMI auf Arbeitgeberseite und den Gewerkschaften GPA und PRO-GE. Der Kollektivvertrag für die rund 4.400 Dienstnehmer in der Mineralölindustrie tritt üblicherweise mit Anfang Februar in Kraft und wird als Druckwerk, auf der FVMI-Website und in der WKO-Datenbank veröffentlicht.

Die Geschäftsstelle betreut die regelmäßig oder anlassbezogen stattfindenden FVMI-Arbeitskreissitzungen, arbeitet eng mit anderen Organisationen aus dem Mineralölbereich zusammen und unterstützt die Österreichische Gesellschaft für Energiewissenschaften (ÖGEW), die Hauptstelle für das Grubenrettungs- und Gasschutzwesen sowie das SCC-Sektorkomitee (Sicherheits Zertifikat Kontraktoren).

Neben der gesetzlichen Interessenvertretung ist auch die wöchentliche Erhebung der Kraftstoffpreise ein wesentlicher Aufgabenbereich des Fachverbandes. Die Daten werden von der Geschäftsstelle firmenneutral ausgewertet und dienen dem EU-weiten Vergleich durch die EU-Kommission. Weiters erstellt der Fachverband jährlich eine Tankstellenstatistik, aus der die Anzahl der Tankstellen nach Marken und die Verteilung nach Bundesländern zu entnehmen ist.

Der Fachverband sieht sich in seiner Öffentlichkeitsarbeit als Sprachrohr der Mineralölwirtschaft. Website, Presseaussendungen, ein Newsletter, ein LinkedIn-Auftritt und die „Key Facts zum heimischen Mineralölmarkt“ sind einige Beispiele dafür. Auch der jährliche Branchenreport ermöglicht es, die Entwicklung der österreichischen Mineralölindustrie über einen längeren Zeitraum nachzulesen.

DIE ORGANE DES FACHVERBANDES

FUNKTIONÄRE & MITARBEITER

Der Fachverbandsausschuss entscheidet über die Zielvorgaben und Strategien und ist verantwortlich für Beschlussfassungen zu Voranschlägen und Rechnungsabschlüssen. Die Mitglieder des Ausschusses werden im Zuge der Wirtschaftskammerwahlen jeweils für einen Zeitraum von fünf Jahren gewählt. Die letzte Wahl fand 2020 statt.

FACHVERBANDSAUSSCHUSS

Obmann

Martijn Arjen van Koten, MSc
Vorstandsdirektor Refining
OMV Aktiengesellschaft

Stellvertreter

Mag. Melanie Milchram-Pinter
Geschäftsführerin
Zweigniederlassung BP Austria,
BP Europa SE

Dr. Gert Seybold
Vorsitzender der Geschäftsführung
Shell Austria GmbH

Mitglieder

Ernst Burgschwaiger
Prokurist ONEO GmbH

Dott. Marco Damonte
Geschäftsführer Eni Austria GmbH

DI Heimo Heinzle
Geschäftsführer
RED Drilling & Services GmbH

Dr. Michael Längle
Gesellschaftsvertreter
RAG Exploration & Production GmbH

Dott. Alessio Lilli
Geschäftsführer Transalpine Ölleitung
in Österreich Ges.m.b.H.

DI Markus Mitteregger
Generaldirektor RAG Austria AG

DI Reinhard Oswald
Geschäftsführer
OMV Upstream International GmbH

Dr. Josef Rath
Prokurist OMV Downstream GmbH

Mag. Christina Reichart
Prokuristin OMV Solutions GmbH

Mag. Armin Springer
Gewerberechtigter Geschäftsführer
Eni Marketing Austria GmbH

Dr. Alfred Stern
Generaldirektor OMV Aktiengesellschaft

Dr. Stefan Tomann
Geschäftsführer
Erdöl-Lagergesellschaft m.b.H.

Hannes Wartbichler
Geschäftsführer
JET Tankstellen Austria GmbH

Kooptierte Mitglieder

Mag. Martin Hussler
Geschäftsführer
MOL Austria Handels GmbH

Mag. Peter Pirkner
Prokurist OMV Aktiengesellschaft

GESCHÄFTSSTELLE

Dr. Hedwig Doloszeski
Geschäftsführerin

Dr. Susanne Gfatter
HSSE

Dr. Reinhard Thayer
Umwelt und Energie

Gabriela Eder
FVMI-Sekretariat, SCC

Alessandra Fabro
FVMI-Sekretariat, Statistik

Sabine Ravasz
ÖGEW-Sekretariat

WIR SIND DIE ENERGIE ÖSTERREICHS

DIE MINERALÖLINDUSTRIE

Die Unternehmen der heimischen Mineralölindustrie ermöglichen individuelle Mobilität und leisten damit einen wichtigen Beitrag zur Wertschöpfung und zum Steueraufkommen. Die Branche sorgt darüber hinaus auch für Arbeitsplätze und zukunftsorientierte Ausbildungschancen junger Menschen.

Mit Förderung, Aufbereitung und Vertrieb erwirtschaftete die Mineralölindustrie in Österreich im Berichtsjahr 2021 einen Umsatz (abgesetzte Produktion) von über 8,8 Mrd €. Die Branche ist fest eingebunden in weitläufige Leistungsnetzwerke, die direkt wie indirekt massive Konsum- und Investitionseffekte auslösen. Die Mineralölindustrie ist aber auch ein wichtiger Arbeitgeber des Landes und beschäftigt inklusive den Tankstellenpartnern rund 11.000 Mitarbeiter (ohne Energiehandel).

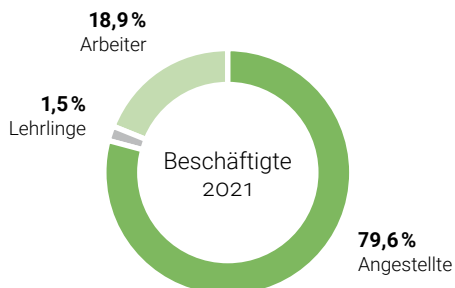
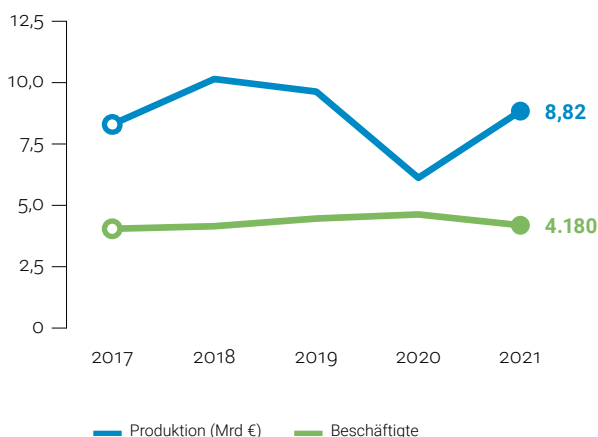
Die Mineralölunternehmen bieten nachhaltige und flächendeckende Versorgungssicherheit – an 365 Tagen und meist rund um die Uhr. Sie versorgen neben den Ballungszentren auch dezentrale Randlagen und haben dafür weite Transportwege und eine aufwendige Lagerhaltung zu managen. Die Tankstellen bieten mehr als nur Kraftstoffe, sie haben sich zu regionalen Servicezentren mit zahlreichen Produkten und Dienstleistungen entwickelt.

Die heimische Erdölförderung deckt rund 7% des Bedarfs. Trotz dieses relativ kleinen Anteils zählen die österreichischen Mineralölunternehmen aufgrund ihrer technologischen Spitzenleistungen im E&P-Bereich zu den europaweit führenden Unternehmen. Das aus der Inlandsförderung und dem Import stammende Rohöl wird überwiegend per Pipeline in die Raffinerie in Schwechat verpumpt und dort zu Mineralölprodukten verarbeitet. 2021 lag der Ausstoß bei 8,40 Mio t. Die Raffinerie Schwechat deckt damit rund 54% des Inlandsbedarfs an Mineralölprodukten und ist auch ein bedeutender Petrochemie-Standort.

Versorgungssicherheit ist das große Thema des Energiemarktes von morgen. Die Mineralölindustrie stellt österreichweit ein dichtes Netz an Tanklagern für Mineralölprodukte und Speichieranlagen für Erdgas zur Verfügung und sorgt dafür, dass sowohl saisonale Schwankungen als auch kurzfristige Ausfälle sicher ausgeglichen werden können.

Abgesetzte Produktion und Beschäftigte

Mitgliedsunternehmen des FVMI



TRANSFORMATION DER ENERGIESYSTEME

Die Herausforderung für die Zukunft ist die Transformation der Energiesysteme, um den EU-Klimaschutzziele und der Energieeffizienz gerecht zu werden. Die Klimaziele lassen sich aber nur durch eine große Vielfalt an Technologien bei gleichzeitig geringerem Energiebedarf und dem Einsatz erneuerbarer Energien bewältigen. Der starke Fokus auf zukunftsfähige Lösungen und hohe Investitionen ermöglichten es, die Versorgungssicherheit dauerhaft zu gewährleisten.

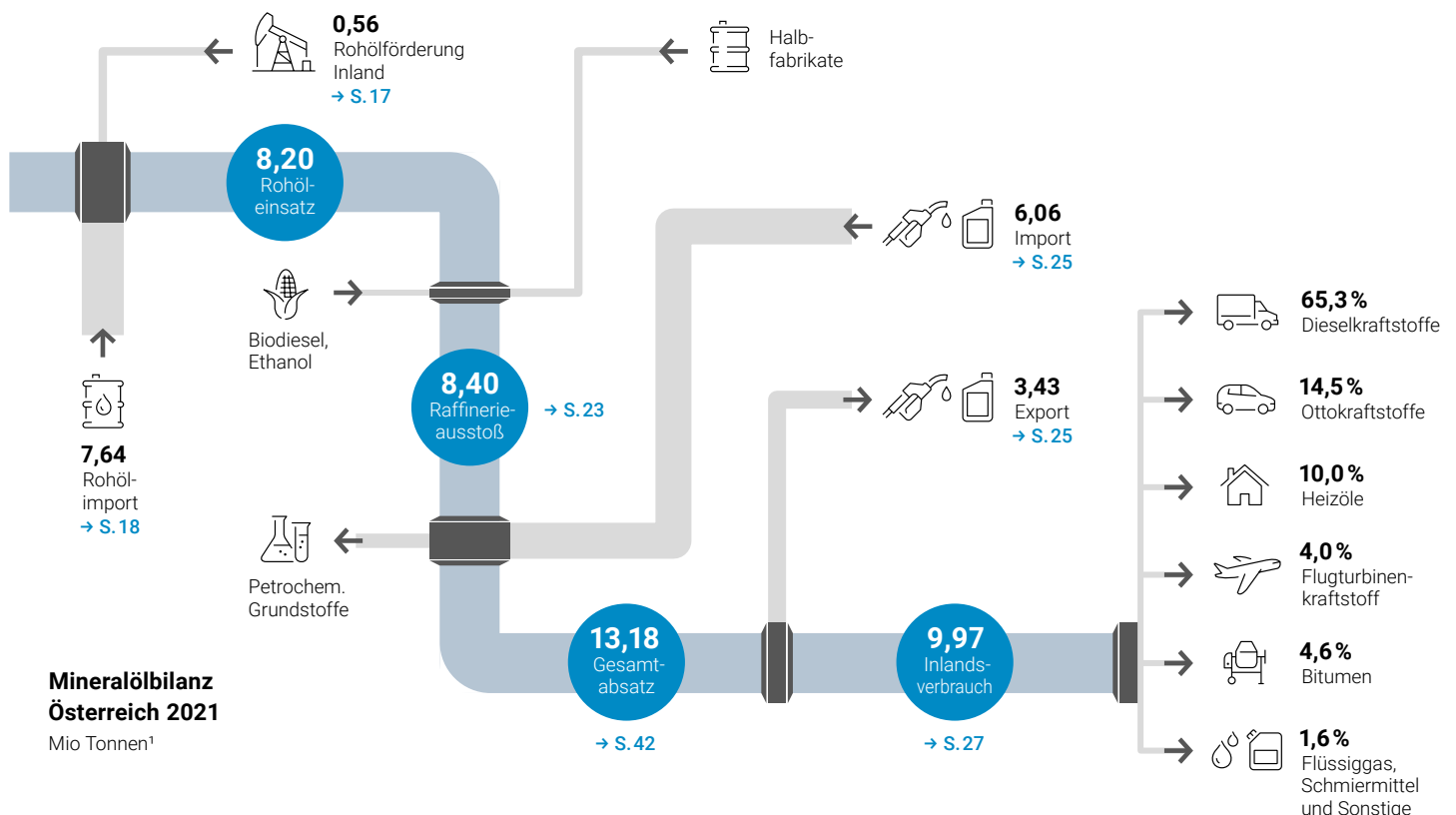
Und auch die heimische Mineralölbranche leistet dabei mit innovativen Projekten ihren Beitrag. So konnten beispielsweise bei den Mineralölprodukten durch die Reduzierung der CO₂-Emissionen in der Raffinerie bzw. bei den flüssigen Kraft- und Brennstoffen laufend Verbesserungen erzielt werden.

Neue Antriebskonzepte und Kraftstoffe sind für die Weiterentwicklung der Mobilität von zentraler Bedeutung. Kohlenwasserstoffbasierte Kraftstoffe werden insbesondere im Straßengüterverkehr, bei Langstreckenfahrten sowie in der Luft- und Schifffahrt auch in Zukunft noch eine große Rolle spielen. Bis mögliche Alternativen die Massentauglichkeit erreicht haben, wird es noch einige Zeit brauchen. Effizienzverbesserungen bewährter Technologien sind daher das Gebot der Stunde, bis neue Energieformen in ausreichendem Umfang zur Verfügung stehen.

Vor dem Hintergrund der Diversifizierung von Antriebstechnologien werden Tankstellen vollkommen neu gedacht und entsprechend weiterentwickelt – die Transformation des Geschäftes ist bereits in vollem Gange, wobei unterschiedliche Konzepte für den städtischen und ländlichen Bereich ausgearbeitet werden. Neben der Bereitstellung neuartiger Treibstoffe wird besonders Wert darauf gelegt, ein umfassendes Nachhaltigkeitsservice zu bieten, das dazu beitragen soll, die Klimaziele zu erreichen.

Investitionen in Forschung und Entwicklung sind die zentrale Stellschraube auf dem Weg in die Zukunft. Die Industrie – und allen voran die Mineralölbranche – braucht aber dafür ein politisches Bekenntnis und einen technologieneutralen Rechtsrahmen. Aufgrund der signifikanten Investitions- und Betriebskosten ist auch die Förderung von Projekten zur Dekarbonisierung auf allen Ebenen wichtig.

Die Herausforderungen der Energiewende hinsichtlich Versorgungssicherheit, Wettbewerbsfähigkeit, Nachhaltigkeit und Leistbarkeit für die Konsumenten kann kein Energieträger allein bewältigen. Es braucht daher die Akzeptanz aller verfügbaren Energieträger, da diese auch in Zukunft in den wesentlichen Sektoren Produktion, Verkehr und Raumwärme benötigt werden. Die Energie- und Klimapolitik muss aber immer im europäischen Kontext gesehen und dementsprechend in Gleichklang gebracht werden.



¹ Vereinfachte Darstellung; Rundungsfehler durch Abgrenzungsdifferenzen, Doppelzählungen und Eigenverbrauch der Raffinerie

ERDÖL UND ERDGAS SIND FÜR UNS UNVERZICHTBAR

AUFSUCHUNG & BOHRTÄTIGKEIT

Österreich befindet sich in einer Energiewende, der Anteil der erneuerbaren Energien wird sich in den nächsten Jahren noch erheblich steigern. Beim Primärenergieverbrauch zeigt sich, dass heute rund 65% der Energie aus Erdöl, Erdgas und Kohle erzeugt wird. Erdöl und Erdgas werden daher als Rohstoff auch in der Zukunft nicht so schnell ersetzbar sein.

Erdöl ist ein hauptsächlich aus Kohlenwasserstoffen bestehendes Gemisch mit verschiedenster Zusammensetzung (besonders Paraffine, Naphthene, Aromaten). Neben Kohlenstoff und Wasserstoff kommen in wesentlich geringeren Mengen und in unterschiedlicher Konzentration auch Schwefel, Stickstoff und Sauerstoff vor. In Spuren sind außerdem die Metalle Vanadium und Nickel enthalten.

Erdgas ist eine Sammelbezeichnung für brennbare, überwiegend aus Methan (rund 85%) bestehende Naturgase, deren weitere Bestandteile unter anderem Ethan, Propan, Stickstoff, Kohlenstoffdioxid, in einigen Fällen auch Schwefelwasserstoff sind. Erdgas ist zum Teil gemeinsam mit Erdöl entstanden, zum Teil hat es sich aus Kohle gebildet.

senkrecht oder geneigt in den Untergrund „abgeteuft“ und sorgsam gegen die zu schützenden Grundwasserschichten und abdeckenden Gesteinsschichten mit Hilfe von einzementierten Stahlrohren abgedichtet. Das Öl muss aufgrund seiner höheren Dichte meist nach oben gepumpt werden, während das Gas von selbst aufsteigt.

In Österreich suchen und fördern OMV Austria E&P und RAG E&P sowie seit 2020 die neu gegründete ADX VIE GmbH Erdöl und Erdgas im Wiener Becken und in der Molassezone (Niederösterreich, Oberösterreich und Salzburg). Heimisches Erdöl und Erdgas, seit Jahrzehnten in Österreich gefördert, tragen somit weiterhin in einem geringen Ausmaß zur Energieversorgung für Haushalte, Verkehr, Industrie und zur Stromerzeugung bei (siehe Datenanhang, Seite 40).

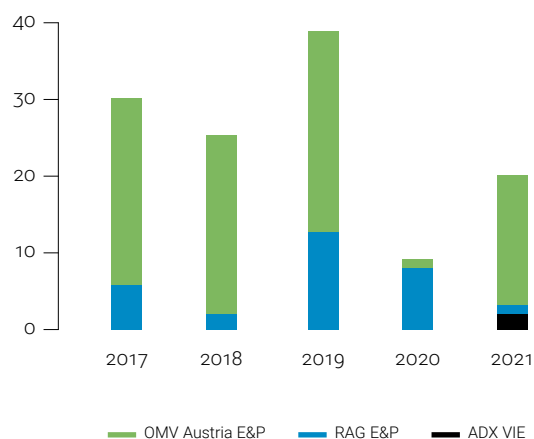
BOHRLEISTUNG IN ÖSTERREICH

Meter	2021	2020	Veränd.
OMV Austria E&P	16.877	1.135	>100%
RAG E&P	1.240	8.040	-84,6%
ADX VIE	1.997	0	>100%
Gesamt	20.114	9.175	>100%

Das Aufspüren von Lagerstätten mit Hilfe von geophysikalischen Messverfahren (Seismik, Gravimetrie) liefert den ersten brauchbaren Hinweis. Aber erst die Bohrung kann den sicheren Nachweis vom Vorhandensein einer Lagerstätte bringen. Zum Fördern von Rohöl und Gas werden Bohrungen

Bohrleistung in Österreich

1.000 Meter



OMV-INLANDSAKTIVITÄTEN

In der Gasstation „Stockerau“ wurde eine Kältetrocknungsanlage errichtet, um den Taupunkt des Kohlenwasserstoffs gemäß Verkaufsgasspezifikation sicherzustellen. Die Anlage besteht aus einem Kältetrocknungsskid und einer Kältemaschine, die in die bestehende Anlage eingebunden wurde.

Im Juni 2021 wurde mit der Erneuerung der LWR- und LPG-Leitungen begonnen. Die Inbetriebnahme des rund 3,6 km langen neuen LWR-Abschnittes erfolgte Anfang September 2021, nachdem die Regelstation LWR-Lobau schon im Juli 2021 fertiggestellt war. In weiterer Folge wurde die Ölverpumpung, ausgehend vom Tanklager Auersthal, getestet. Die Tuning- und Testphase dauert derzeit noch an.

Bohrtätigkeit

Im Februar 2021 startete die Bohrkampagne mit sechs Produktions- und zwei Injektorbohrungen. Die Bohrungen wurden mit einer mittelschweren Bohranlage der RED Drilling & Services GmbH abgeteuft. Zum ersten Mal wurden acht Bohrungen von einem gemeinsamen Bohrplatz aus durchgeführt. Die Bohranlage wurde dabei auf ein Skidding-System gestellt, womit eine Übersiedlung von einer Bohrung zur anderen innerhalb weniger Stunden durchgeführt werden konnte. Außerdem wurden weitere neue Technologien zur Effizienzsteigerung erfolgreich getestet und angewandt.

Im Berichtsjahr wurden 144 Sondenbehandlungen durchgeführt, davon waren 93 laufende Behandlungen, 30 Generalbehandlungen sowie Inproduktionssetzungen, Untertageliquidationen und Arbeiten für die Gasspeicher.

OMV-AUSLANDSAKTIVITÄTEN

Im Jahr 2021 wirkte sich die Covid-19-Pandemie weiterhin negativ auf die Weltwirtschaft und die Energienachfrage aus. Obwohl die Pandemie nach wie vor operative Herausforderungen in allen produzierenden Assets mit sich brachte, machte die OMV bedeutende Fortschritte bei der Umsetzung ihrer E&P-Strategie. Sie zielt darauf ab, den Anteil von Erdgas gegenüber Rohöl zu erhöhen und die CO₂-Intensität im gesamten Portfolio zu verringern. Die SapuraOMV schloss im August den Verkauf aller reifen Erdölfelder auf der malaysischen Halbinsel ab, und im Dezember veräußerte die OMV ihren 25%-igen Anteil am Wisting-Ölfund in Norwegen. Weitere Meilensteine der Portfolio-Optimierung waren die Veräußerung aller E&P-Assets in Kasachstan im Mai und von 40 marginalen Feldern in Rumänien im Dezember. In Neuseeland arbeitet die OMV weiterhin am Abschluss des Verkaufs ihres 69%-Anteils am Maari-Ölfeld.

Mittel- und Osteuropa

Mit dem Verkauf von 40 Onshore-Öl- und -Gasfeldern im Südosten Rumäniens setzte die OMV Petrom ihre Bemühungen zur Portfolio-Optimierung im Jahr 2021 fort. Die OMV Petrom verkaufte außerdem alle ihre Anteile an E&P-Assets in Kasachstan.

Die Verhandlungen über einen Production-Sharing-Vertrag für den Offshore-Explorationsblock II in der Republik Georgien wurden erfolgreich abgeschlossen. Eine Seismikkampagne für 2022 ist dort in Vorbereitung.

In Rumänien wurden 36 neue Bohrungen und Sidetracks abgeteuft (2020: 63) und 695 Workovers durchgeführt. Die erste vollständige Stilllegung des Petromar-Assets wurde im Oktober erfolgreich und sicher abgeschlossen. Im September und Oktober wurden an den Offshore-Plattformen und am Midia-Terminal Modernisierungs- und Aufrüstungsarbeiten sowie notwendige Wartungsarbeiten durchgeführt.

In Österreich wurde im Jänner die Phase 1 der größten Freiflächen-Photovoltaikanlage des Landes in Betrieb genommen. Sie erzeugte von Jänner bis Dezember 12,1 GWh CO₂-neutralen Strom für den Eigenverbrauch. Die zweite und letzte Bauphase begann im vierten Quartal 2021. Diese Phase wird die Stromerzeugungskapazität auf insgesamt 15,32 MWp erhöhen und soll im dritten Quartal 2022 in Betrieb gehen. Sobald die Anlage in Vollbetrieb ist, wird sie rund 14,25 GWh Strom erzeugen. Ein dreiwöchiger Turnaround in der Sauergerasanlage in Aderklaa wurde im Mai abgeschlossen. Dank einer neuen Inspektionsmethode konnte das Turnaround-Intervall auf sechs Jahre verlängert werden.

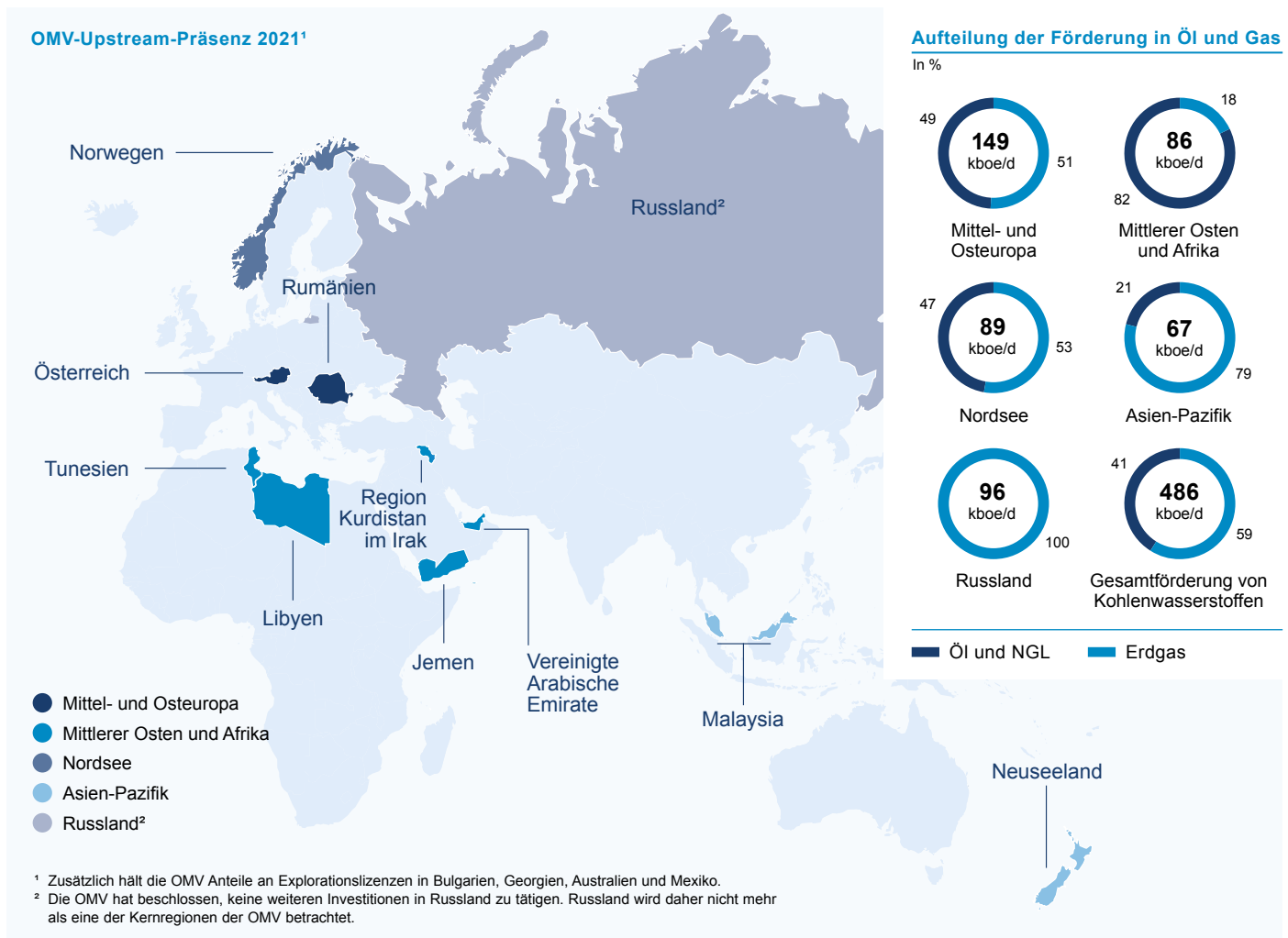
Phase 1 der Smart Oil Recovery (SOR)-Workover-Kampagne wurde abgeschlossen. Acht neue Bohrungen starteten die Förderung Ende Jänner 2022.

Mittlerer Osten und Afrika

Im Jahr 2021 lieferte die Region Mittlerer Osten und Afrika starke Ergebnisse. Der Betrieb war sicher und störungsfrei, alle Schlüsselprojekte konnten trotz der Covid-19-Auswirkungen und der angespannten geopolitischen Lage in Libyen, Tunesien und Jemen wie geplant fortgeführt werden.

In Libyen blieb die Produktion fast das ganze Jahr über stabil. Mitte Jänner 2022 konnten die Force Majeure aufgehoben werden, die nach einer politischen Auseinandersetzung im Dezember 2021 auf Rohölexporten aus zwei libyschen Häfen erklärt werden musste.

In den Vereinigten Arabischen Emiraten wurden die Bohrungen auf den Feldern SARB und Umm Lulu fortgesetzt. Dadurch konnte die Produktion trotz der OPEC-Quotenbeschränkungen weiter hochgefahren werden.



Obwohl die Sicherheitslage im Jemen weiterhin eine große Herausforderung darstellt, konnte die OMV im vierten Quartal 2021 die Workover-Kampagne in Block S2 wie geplant abschließen und zwei Stromerzeugungseinheiten für die zentrale Verarbeitungsanlage in Betrieb nehmen.

In Tunesien konnte die Förderrate des Gasfeldes Nawara im Jahr 2021 stabilisiert werden, was auf den Aufbau von Betriebskapazitäten und die Einführung digitaler Technologien zurückzuführen ist.

Nordsee

Im Einklang mit der Strategie, die CO₂-Intensität des Produktportfolios zu reduzieren, veräußerte die OMV ihren gesamten 25%-Anteil am Ölvorkommen in Wisting. Der wirtschaftliche Stichtag dieser Transaktion war der 1. Jänner 2021.

Das Windkraftprojekt „Hywind Tampen“ wird voraussichtlich 2022 den ersten Strom für Gullfaks liefern. Nach seiner Fertigstellung wird es der weltweit erste Windpark

sein, der Offshore-Plattformen mit Strom versorgt und die CO₂-Emissionen um 200.000 t pro Jahr reduziert.

Die Auswahl des Konzeptes für die Entwicklung des Iris/Hades-Feldes wurde im November 2021 bestätigt.

Im Berichtsjahr 2021 wurde eine Reihe von Entwicklungen abgeschlossen, die die Plateauförderung für die Felder Gudrun und Edvard Grieg verlängern werden. Dazu gehören zwei Einbindungen in das Gudrun-Feld, ein neuer erweiterter Bohrlochtest im Rolvsnes-Feld, eine Anbindung an das Solveig-Feld und drei Infill-Bohrungen auf der Plattform Edvard Grieg, die in Produktion genommen wurden.

Russland

Im Oktober 2021 erreichte das Feld Juschno-Ruskoje mit der Inbetriebnahme der letzten von 88 Bohrungen den wichtigen Meilenstein der vollständigen Entwicklung der Turon-Lagerstätte. Zusammen mit den zwölf Bohrungen des ersten Komplexes, der 2019 in Betrieb genommen wurde, gibt es nun 100 Bohrungen, die das schwer zugängliche Erdgas der turonischen Lagerstätte dieses Feldes fördern.

Ein weiterer Schritt zur Aufrechterhaltung der Förderrate des Feldes war die erfolgreiche Inbetriebnahme einer neuen Booster-Kompressorstation.

Asien-Pazifik

Im Einklang mit ihrer Strategie veräußerte die SapuraOMV alle Beteiligungen an verschiedenen reifen, ölproduzierenden Assets vor der Küste der malaysischen Halbinsel. Stichtag der Transaktion war der 1. Jänner 2021.

Das Erdgasprojekt Jerun schreitet planmäßig voran. Die Detailplanung kommt gut voran, die ersten Lieferungen von Baustahl sind bereits in der Produktionsstätte eingetroffen.

In Neuseeland setzte die OMV die Neuentwicklung und Optimierung der Erdgas-Assets Māui und Pohokura fort.

Die Onshore-Bohrlochintervention Pohokura wurde erfolgreich abgeschlossen. Die Neuentwicklung des neuseeländischen Erdgasfeldes Māui verläuft planmäßig: Das Projekt Māui A Crestal Infill ist abgeschlossen und Māui B IRF Phase 3 kommt gut voran.

Die Veräußerung des 69%-Anteils der OMV am Maari-Ölfeld wird voraussichtlich 2022 abgeschlossen werden.

Neptun, Rumänien (OMV-Anteil 50%)

Im Jahr 2021 unterbreitete das staatlich kontrollierte rumänische Erdgasunternehmen Romgaz ein bindendes Angebot für den Erwerb des 50%-Anteils von ExxonMobil an der „Neptun Deep“-Lizenz vor der rumänischen Küste. Die OMV Petrom wird Betriebsführerin des Projektes, sobald Romgaz die Übernahme abgeschlossen hat, was für 2022 erwartet wird. Die Vorbereitungen für die Eigentumsübertragung sind im Gange. Die OMV Petrom hat weiterhin großes Interesse an einer Entwicklung der Ressourcen im Schwarzen Meer. Die endgültige Investitionsentscheidung hängt jedoch von einer Reihe von Faktoren ab, wie etwa einem stabilen und wettbewerbsfähigen steuerlichen Rahmen. Die Änderungen des rumäni-

schen Offshore-Gesetzes werden voraussichtlich im Laufe des Jahres 2022 in Kraft treten.

Weitere Großprojekte in Rumänien (OMV-Anteil 100%)

Im Petromar-Asset wurde im März eine neue Offshore-Bohrung in Betrieb genommen, die mit 2.902 m den Rekord für den längsten von der OMV Petrom gebohrten Offshore-Abschnitt aufstellte.

Im Rahmen eines Erneuerungsprogrammes wurde Petromar um eine Reihe von Anlagen erweitert, darunter neue Kräne, ein neuer Hubschrauberlandeplatz und neue Gas-to-Power-Anlagen.

Das im Asset Moldawien gestartete Pilotprojekt für Enhanced Oil Recovery (EOR) wurde ausgeweitet und die ersten Ergebnisse – das heißt die Verringerung des Wasserverbrauchs in bestimmten Produktionsbohrungen – liegen vor. Aufgrund dessen wurde eine industrielle Anwendung auf einem anderen Feld im Asset Muntenia Vest gestartet. Ziel dieser Projekte ist es, die Ausbeute in diesen reifen Feldern durch Injektion eines Gemisches aus viskosem Wasser in die Lagerstätte zu erhöhen.

Nawara, Tunesien (OMV-Anteil 50%)

Im Jahr 2021 konnte die Produktion im Erdgasfeld Nawara stabilisiert werden. Ausschlaggebend dafür waren der Aufbau betrieblicher Kapazitäten und die Einführung digitaler Technologien. Ein neuer Gasfund, der Ende 2019 gemacht wurde, wurde mit der zentralen Verarbeitungsanlage (Central Processing Facility; CPF) von Nawara verbunden.

Umm Lulu und SARB, Vereinigte Arabische Emirate (OMV-Anteil 20%)

Auf den Feldern Umm Lulu und Satah Al Razboot (SARB) konnte der Betrieb ohne Unterbrechungen aufrechterhalten werden. In beiden Feldern wurden auch die Bohrungen fortgesetzt. Dadurch konnte die Produktion trotz der OPEC-Quotenbeschränkungen weiter hochgefahren werden.

Ghasha-Konzession, Vereinigte Arabische Emirate (OMV-Anteil 5%)

Die Ghasha-Konzession wird in Form von drei parallelen Projekten entwickelt: Hail & Ghasha, dem Dalma-Projekt und dem Deep-Gas-Entwicklungsprojekt (die beiden letzten jeweils mit mehreren Feldern). Die ersten Gaslieferungen von Dalma werden für 2025 erwartet, wobei das Feld rund 54 kboe/d Erdgas produzieren soll. Die Vergabe der Engineering-, Beschaffungs- und Bauaufträge im November war ein wichtiger Meilenstein für die Ghasha-Konzession. Die Bauarbeiten an den zehn künstlichen Inseln schreiten planmäßig voran.

Khor Mor, Region Kurdistan im Irak (OMV-Anteil 10%)

Das Khor Mor-Feld hat ein stabiles Produktionsniveau erreicht, das die Erwartungen übertrifft. Das Projekt zur Kapazitätserweiterung schreitet planmäßig voran, und die ersten Tiefbauarbeiten sind abgeschlossen. Das Projekt verläuft nach Plan, das erste Erdgas soll 2023 produziert werden.

Gullfaks, Norwegen (OMV-Anteil 19%)

Das von Equinor betriebene Gullfaks-Feld lieferte 2021 beachtliche Produktionsmengen, was vor allem auf die reduzierte Erdgasinjektion zurückzuführen ist. Die Bauphase 1 von „Hywind Tampen“ (elf schwimmende Windturbinen) wurde im zweiten Quartal abgeschlossen. Die Erzeugungsleistung von fünf der elf Turbinen wird genutzt, um in Gullfaks die Stromerzeugung mit Erdgas zu reduzieren. Das Projekt verläuft nach Plan und soll 2022 den ersten Strom liefern. Sobald die Unterkonstruktionen im Frühjahr 2022 fertiggestellt sind, werden die Windkraftanlagen zusammengebaut und zum Feld geschleppt.

Gudrun, Norwegen (OMV-Anteil 24%)

Die Phase 2 der Neuentwicklung des Gudrun-Feldes verzögert sich aufgrund von Covid-19-bedingten Personalbeschränkungen auf Offshore-Plattformen. Die erste Wasserinjektion in die neuen Bohrlöcher ist für Mitte 2022 geplant.

Edvard Grieg, Norwegen (OMV-Anteil 20%)

Die Produktion des Feldes Edvard Grieg lag 2021 über den Erwartungen, da höhere Exportkapazitäten verfügbar waren. Zur Erhöhung der Produktionskapazität wurden im Laufe des Jahres drei Infill-Bohrungen abgeschlossen.

Im dritten Quartal 2021 startete die Produktion aus dem nahe gelegenen Solveig-Feld. Dieses Feld wird mit Installationen am Meeresgrund entwickelt, die zur weiteren Verarbeitung an die „Edvard Grieg“-Plattform angebunden sind. Darüber hinaus wurde Anfang August 2021 mit dem erweiterten Bohrlochtest im Rolvsnes-Feld begonnen. Diese beiden feldnahen Anbindungen an Edvard Grieg werden die Plateauförderung verlängern. Edvard Grieg ist das erste Feld der Welt, das mit dem Carbon-Clear-Zertifikat ausgezeichnet wurde, der neuen unabhängigen Zertifizierung der CO₂-Intensität für öl- und gasproduzierende Unternehmen von Intertek im Upstream-Bereich.

Hades/Iris, Norwegen (OMV-Anteil 30%)

Hades/Iris ist das erste Entwicklungsprojekt in Norwegen unter der Betriebsführerschaft der OMV. Die Auswahl des Konzeptes wurde im November 2021 von allen Lizenzpartnern gebilligt und ermöglicht es, das Projekt in Richtung FEED-Studien (Front-End Engineering and Design) voranzutreiben. Die OMV plant, die Investitionsentscheidung im Laufe des Jahres 2022 zu treffen und den Entwicklungs- und Betriebsplan bis Ende 2022 bei den Behörden einzureichen, um von den befristeten norwegischen Steueranreizen zu profitieren. Die Produktion soll 2026 aufgenommen werden.

SK408, Malaysia (OMV-Anteil 40%)

In Malaysia wurden in Phase 1 der Entwicklung der SK408-Lizenz (Felder Gorek, Larak und Bakong) weiterhin hohe Fördermengen erzielt. Für Phase 2 der Lizenz (Jerun-Projekt) traf das Joint Venture im März 2021 die endgültige Investitionsentscheidung. Der Hauptauftrag für Engineering, Beschaffung, Bau, Installation und Inbetriebnahme (EPCIC) könnte somit kurz darauf vergeben werden. Die Bauarbeiten begannen im September 2021 und die wichtigsten Meilensteine im Berichtsjahr wurden erreicht.

Māui A Crestal Infill, Neuseeland (OMV-Anteil 100%)

Das Māui A Crestal Infill (MACI)-Projekt ist Teil einer Investition in Höhe von 500 Mio NZD in die Felder Māui und Pohokura und von entscheidender Bedeutung für die Sicherheit der Energieversorgung Neuseelands. Alle sechs Bohrungen wurden planmäßig abgeschlossen.

Māui B IRF Phase 3, Neuseeland (OMV-Anteil 100%)

Der Projektumfang der Infill-Bohrungen im Rahmen des Māui B IRF Phase 3-Projektes umfasst Bohrung, Fertigstellung, Einbindung und Inbetriebnahme von fünf Sidetracks auf der Plattform Māui B. Die kommissionierte Bohrinselfeld ist in Neuseeland eingetroffen und wird voraussichtlich im ersten Quartal 2022 mit der Bohrkampagne beginnen.

Reservenentwicklung

Zum 31. Dezember 2021 beliefen sich die sicheren Reserven (1P) auf 1.295 Mio boe (davon OMV Petrom: 419 Mio boe), wobei die jährliche Reservenersatzrate im Jahr 2021 bei 77% (2020: 102%) lag. Der Dreijahresdurchschnitt der Reservenersatzrate liegt bei 105% (2020: 138%). Die sicheren Reserven stiegen aufgrund erfolgreicher Bohr- und Entwicklungsaktivitäten in Malaysia, Neuseeland und Norwegen und verbesserter Lagerstättenleistungen in Norwegen, Rumänien und den Vereinigten Arabischen Emiraten. Diese zusätzlichen Mengen wurden teilweise durch Veräußerungen in Kasachstan, Rumänien und Malaysia kompensiert. Bessere globale Rohölpreise wirkten sich mit Ende 2021 ebenfalls positiv auf die sicheren Reserven aus.

Die sicheren und wahrscheinlichen Reserven (2P) gingen auch aufgrund der Veräußerungen in Kasachstan, Rumänien und Malaysia auf 2.197 Mio boe (2020: 2.365 Mio boe) zurück (davon OMV Petrom: 680 Mio boe; 2020: 761 Mio boe).

RAG AUSTRIA

Die RAG-Unternehmensgruppe beschäftigt sich mit der Gewinnung, Speicherung, Lagerung, dem Transport sowie mit dem Verkauf und Handel von Kohlenwasserstoffen und anderen gasförmigen Energieträgern und hat ihre Tätigkeiten in Österreich auf die Bundesländer Oberösterreich und Salzburg konzentriert. Ziel des Unternehmens ist die verantwortungsvolle, nachhaltige, zuverlässige und sichere Bereitstellung von Energie und effizienter Energiespeicherleistungen.

Die RAG Austria AG ist das größte Energiespeicherunternehmen Österreichs und gehört zu den führenden technischen Speicherbetreibern Europas. RAG Austria betreibt Erdgas-speicheranlagen in Puchkirchen, Haag sowie Aigelsbrunn und ist über Joint Ventures Betriebsführer der Speicher Haidach und 7Fields. Das operierte Gesamtarbeitsgasvolumen beträgt rund 6,2 Mrd m³. Daneben unterhält die RAG Rohöllager, in denen Pflichtnotstandsreserven gelagert werden.

Die RAG hat sich in ihrer Geschäftstätigkeit weiter auf die Speicherung von Erdgas und Energie (samt Bewirtschaftung der vorhandenen sowie damit in Zusammenhang stehenden Erdgaslagerstätten) und die Entwicklung zukunftsweisender Technologien auf Basis gasförmiger Energieträger und Speicher fokussiert, um im sich wandelnden europäischen Energiemarkt weiterhin eine wichtige Rolle einzunehmen. Die RAG hat ihr Portfolio durch verschiedene Ausgliederungs- und Veräußerungsmaßnahmen entsprechend angepasst. 100%-Töchter sind das Speichervermarktungsunternehmen RAG Energy Storage und die RAG Exploration & Production. Weiters hält die RAG noch Beteiligungen im Kohlenwasserstoffbergbau in Ungarn (in Auflösung) und ist zu 50% Partner am Geothermie-Unternehmen Silenos Energy in Deutschland sowie zu 25% an der RAGSOL GmbH.



Highlights 2021

- Das Berichtsjahr 2021 war erneut durch eine intensive Nutzung der Erdgasspeicher geprägt, besonders gegen Jahresende wurden über Wochen hinweg sehr hohe Leistungen der Speicheranlagen abgerufen. Die technische Verfügbarkeit der RAG-Speicher lag für die Kunden hierbei – und auch über das gesamte Jahr betrachtet – bei nahezu 100%.
- Abschluss des Forschungsprojektes Underground Sun Conversion mit dem Ziel der Speicherung und Umwandlung von Wasserstoff in unterirdischen Lagerstätten zu Methan.
- Beginn innovativer Forschungsprojekte zur Speicherung von Wasserstoff in Porenlagerstätten, zur Umwandlung von Wasserstoff in Methan und zur Demonstration des damit verbundenen Kohlenstoff-Zyklus:
 - Underground Sun Conversion – Flexible Storage
 - Underground Sun Storage 2030
 - Carbon-Cycle Economy Demonstration
- Start des internationalen Projektes „H2EU+Store“ mit dem Ziel, durch erneuerbare Energiequellen in der Ukraine produzierten Wasserstoff nach Zentraleuropa zu transportieren und dort für den saisonalen Bedarf zu speichern.

- Silenos Energy: Erfolgreiche Inbetriebnahme des Geothermiekraftwerks Bruck in Bayern (gemeinsam mit dem Projektpartner STRABAG)
- Inbetriebnahme des ersten „Sonnenplatzes“ Sierning 6: Pilotprojekt zur Installation von Photovoltaikanlagen an aufgelassenen Bergbaustandorten zur nachhaltigen Nutzung der Flächen und Eigenversorgung der RAG-Anlagen mit erneuerbarer Energie.
- Die gesamte Gasförderung (Erdgas inklusive Kissengas und Erdölbegleitgas) der Unternehmensgruppe (RAG und RAG Exploration & Production GmbH) betrug 2021 rund 110 Mio m³. Die Ölförderung der Tochterfirma RAG Exploration & Production betrug etwa 53.620 t.

Ausblick 2022

Die RAG Austria AG wird den eingeschlagenen erfolgreichen Weg der Energiespeicherung und Zukunftstechnologien auf Basis Gas und gasförmiger Energieträger weiterhin konsequent fortsetzen. Durch den wandelnden Energiemarkt und den Rückgang von fossilen Energieträgern in Europa wird RAG durch innovative Technologien anstreben, das Speichergeschäft mit den aufstrebenden erneuerbaren Energien zu verbinden und die vorhandenen Speicher und Lagerstätten durch innovative Energiespeicherprodukte langfristig, umweltschonend und erfolgreich zu betreiben.



Hierbei konzentriert sich RAG auf Gase als Energieträger der Zukunft und verbundene Rohstoffe, wie Kohlenstoff und CO₂. Im Fokus stehen Methan und Wasserstoff, Underground Sun Conversion, Power to Gas, C/LNG als Kraftstoff und Methan Elektrolyse zur Dekarbonisierung des industriellen Gaseinsatzes.

Im Speichergeschäft wird in den nächsten Jahren der Fokus auf neue Speicherbohrungen zu Erhöhung der Kapazitäten und die Prüfung auf technische Anpassung der Anlagen für höhere Wasserstoffgehalte gelegt. Darüber hinaus werden die gegebenen Lagerstätten und die Möglichkeiten für weiteren Speicherausbau (Methan und Wasserstoff) evaluiert.

Im verbleibenden E&P-Teil in Österreich wird RAG die Gasproduktion für eine bestmögliche Reservenausbeute plateau-förmig strukturieren bzw. ausdehnen, um zusätzlich auch Synergien mit dem Gasspeicher bestmöglich und langfristig nutzen zu können. Die Ölproduktion 2022 der 100%-Tochter RAG Exploration & Produktion GmbH REP wird in Abhängigkeit der wirtschaftlichen Parameter in der Größenordnung von rund 48.000 t liegen. Für eine optimale Bewirtschaftung werden dabei sowohl risikoarme und produktionsnahe Gas- als auch Ölbohrungen projektiert und ausgearbeitet.

Weiterhin sind höchste Sicherheits- und Umweltstandards, Versorgungssicherheit, die Orientierung am neuesten Stand der Technik unter bestmöglicher Vermeidung von Emissionen sowie soziale Verantwortung für RAG bei der Ausübung der Geschäftstätigkeit oberste Grundprinzipien.

ADX VIE

ADX Energy Ltd. mit Sitz in Perth, Australien, hat Ende 2019 Öl- und Gasfelder im Raum Zistersdorf erworben und die operative Betreuung sowie Geschäftsentwicklungsaktivitäten in der österreichischen ADX VIE GmbH gebündelt. Durch weitere Investitionen, optimiertes Management und den Einsatz modernster Technologie werden die Förderkosten auf einem niedrigen Niveau gehalten, um nachhaltige Profitabilität zu erzielen. ADX VIE setzt weiterhin auf höchste Betriebsstandards, um eine saubere, emissionsarme Produktion und lokale Beschäftigung zu gewährleisten.

Zudem hat ADX VIE die Aufsuchungstätigkeiten in ihren beiden Aufsuchungsgebieten ADX-AT-I und ADX-AT-II in der österreichischen Molassezone (Oberösterreich, Salzburg) aufgenommen und auf Basis einer Fülle von Untergrunddaten ein Portfolio von Explorationsprojekten ausgearbeitet. Zunehmend steht grüne bzw. erneuerbare Energie, wie Geothermie, Wasserstoff sowie Photovoltaik, im Fokus der Geschäftsentwicklung, sowohl in Österreich als auch im internationalen Umfeld. Es werden bereits intensive Gespräche mit möglichen Kooperationspartnern und Investoren geführt, wobei auch hier auf die lokale Wirtschaft Bedacht genommen wird.

Trotz schwieriger Rahmenbedingungen wegen der anhaltenden Corona-Pandemie wurden im Berichtsjahr 13.651 t Erdöl und 1,6 Mio m³n Erdölbegleitgas in Niederösterreich gefördert. Außerdem wurde die erste Aufschlussbohrung der ADX VIE GmbH am 18. Dezember 2021 im Gemeindegebiet Waldneukirchen (Oberösterreich) begonnen, dabei wurde bis Jahresende eine Teufe von 1.997 m erreicht.

FÖRDERUNG IN ÖSTERREICH WEITER RÜCKLÄUFIG

AUFBRINGUNG

Die inländischen Erdöl- und Erdgasreserven weisen eine Reichweite von neun bzw. dreizehn Jahren auf. Trotz besserer Nutzung der Lagerstätten sind die Fördermengen in Österreich jedoch weiter zurückgegangen. Bei der globalen Gewinnung gab es bei Erdöl einen leichten Anstieg und bei Erdgas eine Steigerung um knapp 5%.

ERDÖLFÖRDERUNG IM INLAND

Tonnen	2021	2020	Veränd.
OMV Austria E&P (88,0%)	492.676	523.914	-6,0%
davon in NÖ	492.676	523.914	-6,0%
RAG E&P (9,6%)	53.620	57.587	-6,9%
davon in NÖ	0	0	-
davon in OÖ	53.620	57.587	-6,9%
ADX VIE (2,4%)	13.651	13.288	2,7%
davon in NÖ	13.651	13.288	2,7%
Gesamt	559.947	594.789	-5,9%
NGL-Förderung	11.481	14.465	-20,6%
davon OMV E&P	11.165	14.397	-22,4%
davon RAG E&P	316	68	>100%
davon ADX VIE	0	0	-

Auch 2021 ist die Fördermenge in Österreich weiter zurückgegangen, die Inlandsförderung verringerte sich im Jahresvergleich um 5,9% auf 559.947 t (2020: 594.789 t). Die gesamte Rohölgewinnung (inklusive Natural Gas Liquids; NLG) sank auf 571.428 t (2020: 609.254 t). Gefördert wurde mittels 606 Förder sonden (2020: 616) überwiegend im Wiener Becken (89%) und in der Molassezone (Oberösterreich, Salzburg).

88,0% der Rohölproduktion bestritt die OMV Austria E&P, 9,6% wurden von RAG E&P und 2,4% von ADX VIE gefördert. Die 2019 neu gegründete ADX VIE GmbH, eine Tochtergesellschaft der ADX Energy Ltd. mit Sitz in Perth, Australien, übernahm 2020 von der RAG Exploration & Production GmbH die Erdöl- und Erdgasförderung im Raum Zistersdorf, Niederösterreich.

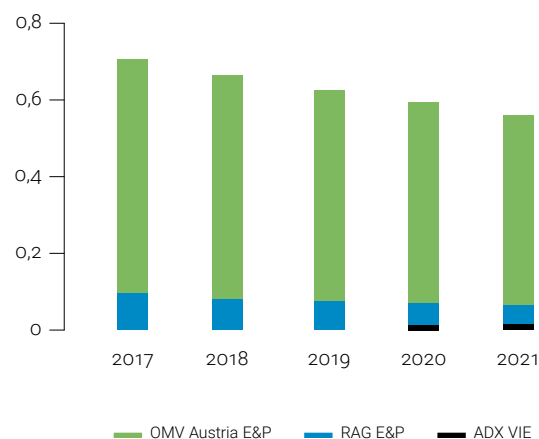
Bei der Erdölförderung verringerte sich die OMV-Produktion mit einem Rückgang von 6,0% stärker als im Vorjahr (-4,7%), während sie bei RAG E&P um 6,9% (2020: -25,2%) zurückging. Dabei ist zu beachten, dass die niederösterreichischen Fördergebiete der RAG E&P im Jahr 2020 von der ADX VIE übernommen wurden.

Erdölreserven in Österreich

Die von der Geologischen Bundesanstalt durchgeführten Berechnungen und Schätzungen der österreichischen Kohlenwasserstoffreserven ergaben zum Jahresende 2021 Erdölreserven (inklusive NGL) von rund 4,8 Mio t (2020: 5,1 Mio t).

Erdölförderung in Österreich

Mio Tonnen



Dieser Wert bezieht sich auf die Summe der sicheren Vorräte. Die Reichweite der österreichweiten Reserven ist somit leicht gesunken und umfasst bei Fortsetzung der 2021 geringeren Förderaktivitäten rund acht bis neun Jahresförderungen.

ROHÖLIMPORT

Im Berichtsjahr 2021 wurden insgesamt 7,64 Mio t Rohöl importiert, was einen Anstieg von 2,3% im Vergleich zum Vorjahr darstellt (2020: 7,46 Mio t). Der Rohölbezug erfolgte in sehr unterschiedlichen Größenordnungen aus 13 Ländern (2020: 17 Länder), an deren Spitze Kasachstan (2,97 Mio t), gefolgt von Libyen (1,69 Mio t), dem Irak (1,58 Mio t) und Russland (0,60 Mio t) steht. Die sonstigen Importmengen beliefen sich auf ein geringeres Ausmaß (siehe Datenanhang, Seite 41). Festzuhalten ist, dass wegen der nach wie vor geltenden US-Sanktionen aus dem Iran seit 2019 kein Rohöl mehr importiert wurde (2018: 0,99 Mio t). Österreich bezieht seit Beginn des russischen Angriffs gegen die Ukraine im Frühjahr 2022 kein Rohöl mehr aus Russland.

Laut Importstatistik des Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) betrug 2021 der durchschnittliche Importwert je Tonne Rohöl 503 €, was eine Steigerung von 72,3% bedeutet (2019: 292 €/t; 2018: 461 €/t; 2017: 367 €/t; 2016: 295 €/t). Im Vergleich dazu ist der bisherige Höchstwert von 659 €/t im Jahr 2012 zu sehen.

Rohölförderung weltweit

Die globale Ölförderung (Rohöl, Schieferöl, Ölsande, Kondensate und NGL) belief sich laut BP Statistical Review im Jahr 2021 auf 89,4 Mio bbl/d, was einem leichten Anstieg von

1,2% gegenüber dem Vorjahr entspricht. In Tonnen waren dies aufs Jahr gerechnet 4,22 Mrd t. Darin nicht enthalten sind LPG, Biomasse und Derivate von Kohle und Erdgas. Die Förderung der OPEC ist um 2,5% angestiegen und belief sich auf 1,49 Mrd t (31,6 Mio bbl/d). Die Ölförderung in den Nicht-OPEC-Ländern erhöhte sich um 1,9% auf 2,73 Mrd t (57,8 Mio bbl/d). Im Iran stieg die Rohölförderung um 17,2%, in Russland um 2,3%, hingegen ging sie in Großbritannien um 16,5% und in Saudi-Arabien um 0,9% zurück (siehe Datenanhang, Seite 50).

Im Berichtsjahr 2021 betrug die Rohölförderung in den USA 711,1 Mio t (16,8% der weltweiten Förderung), gefolgt von Russland mit 536,4 Mio t (12,7%) und an dritter Stelle kam Saudi-Arabien mit 515,0 Mio t (12,2%). Im Vergleich dazu betrug die Rohölförderung in Europa 160,2 Mio t, das sind rund 3,8% der weltweiten Fördermenge.

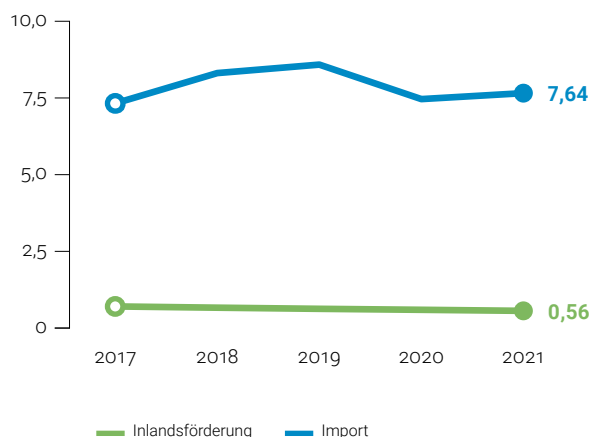
Rohölreserven weltweit

Laut BP Statistical Review belaufen sich die weltweiten Rohölreserven zum Jahresende 2020 nahezu unverändert auf rund 244,4 Mrd t (2019: 244,6 Mrd t). Das bedeutet, dass die Reserven bei einer gleichbleibenden weltweiten Fördermenge von 4,22 Mrd t noch für rund 58 Jahre reichen werden. Bei den Berechnungen der Ölreserven werden nur die Vorkommen berücksichtigt, die mit heutigen Techniken und zu heutigen Preisen wirtschaftlich gewinnbar und durch Bohrungen tatsächlich bestätigt sind (siehe Datenanhang, Seite 50).

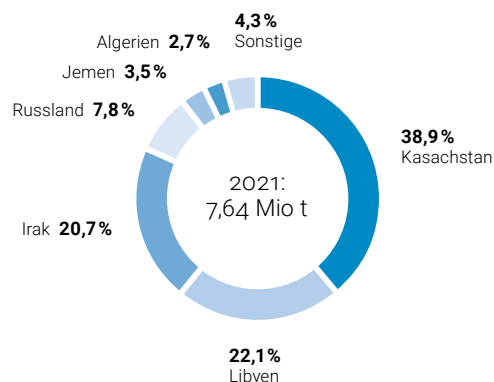
Das Land mit den weltweit größten Rohölreserven zum Jahresende 2020 ist nach wie vor das politisch und wirtschaftlich geschüttelte Venezuela, das laut BP Statistical Review unverändert 48,0 Mrd t an Reserven aufweist (17,5% am weltweiten Anteil). An zweiter Stelle folgt Saudi-Arabien mit 40,9 Mrd t (16,7%), am dritten Rang befindet sich Kanada

Erdöl-Inlandsförderung und -Import

Mio Tonnen



Österreichs Rohöllieferanten



mit 27,1 Mrd t an Rohölreserven (9,7%). Danach folgen der Iran (21,7 Mrd t), der Irak (19,6 Mrd t), Russland (14,8 Mrd t), Kuwait (14,0 Mrd t) und die Vereinigten Arabischen Emirate (13,0 Mrd t). Die USA weisen im Vergleich dazu 8,2 Mrd t an Ölreserven auf. Die OPEC-Länder kommen gemeinsam auf 171,8 Mrd t und verfügen damit über 70,3% der weltweiten Rohölvorräte – im Vergleich kommt Europa mit insgesamt 1,8 Mrd t auf 0,8% am weltweiten Anteil der Ölreserven (davon EU: 0,3 Mrd t Rohölreserven bzw. 0,1% Anteil).

ERDGASFÖRDERUNG IM INLAND

1.000 m³n	2021	2020	Veränd.
OMV Austria E&P	550.746	668.391	-17,6%
davon in W/NÖ	536.054	626.233	-14,4%
davon in OÖ	14.692	42.158	-65,2%
RAG E&P	101.725	72.487	40,3%
davon in NÖ	0	0	-
davon in OÖ/S	101.725	72.487	40,3%
ADX VIE	1.631	2.180	-25,2%
davon in NÖ	1.631	2.180	-25,2%
Gesamt	654.102	743.058	-12,0%

Laut Geologischer Bundesanstalt (GBA) ist die inländische Naturgasproduktion weiter zurückgegangen und verringerte sich im Jahresvergleich um 12,0%. Inklusive Erdölgas wurden im Berichtsjahr 654,1 Mio m³n (2020: 743,1 Mio m³n) gefördert, davon waren 492,3 Mio m³n Erdgas. Insgesamt waren 145 Förderer (2020: 124) in Betrieb. Die Fördermenge verteilte sich mit 56,4% (369,1 Mio m³) auf das Wiener Becken und mit 43,6% (285,0 Mio m³) auf die Molassezone.

Das Erdgas wurde überwiegend (82,2%) von OMV Austria E&P gefördert und 17,8% stammen von der RAG E&P. Das

inländische OMV-Volumen sank im Jahresvergleich um 17,6% auf 550,8 Mio m³n, jenes der RAG E&P erhöhte sich um 40,3%. Die niederösterreichischen Fördergebiete der RAG E&P wurden 2020 von der ADX VIE übernommen.

Erdgasreserven in Österreich

An sicherem und wahrscheinlich gewinnbarem Naturgas (ohne Inerte) belaufen sich die Reserven laut Geologischer Bundesanstalt zum Jahresende 2021 auf rund 6,4 Mrd m³n, was beim Fördervolumen des Berichtsjahres etwa knapp dreizehn Jahresförderungen entspricht.

ERDGASIMPORT

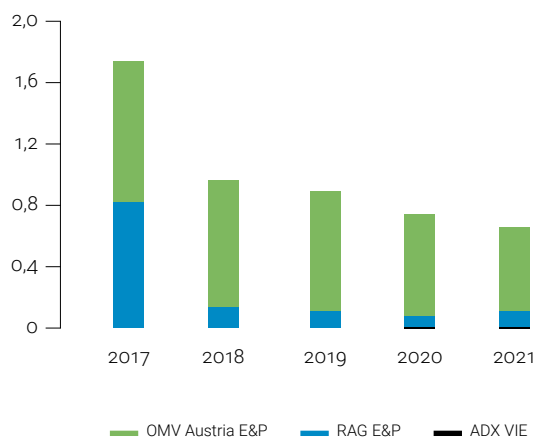
Die Erdgasimporte beliefen sich 2021 nur auf 4,51 Mrd m³, um 26,4% weniger als im Jahr davor. Aufgrund der geringeren Importmenge, die unter dem Gesamtverbrauch in Österreich lag, fiel auch die Befüllung der Untergrund-Erdgasspeicher geringer aus als im Vorjahr. So betrug zum Jahresresultimo 2021 der Füllungsgrad der Erdgasspeicher nur 35% im Vergleich zu 74% Ende 2020 und 97% Ende 2019.

Erdgasförderung weltweit

Die weltweite Erdgasförderung 2021 betrug 4.037 Mrd bcm, dies entspricht einem Anstieg um 4,8% im Vergleich zum Vorjahr. Die größten Produzentländer waren wie 2020 die USA (934 bcm), Russland (702 bcm), der Iran (257 bcm), China (209 bcm) und Katar (177 bcm). Kanada produzierte 172 bcm, Norwegen kam auf 114 bcm Erdgas. Die Gesamtproduktion verteilte sich mit 37,2% auf die OECD (1.503 bcm) und mit 62,8% auf Nicht-OECD-Länder (2.534 bcm), der Anteil der Europäischen Union betrug 1,1% (44,0 bcm).

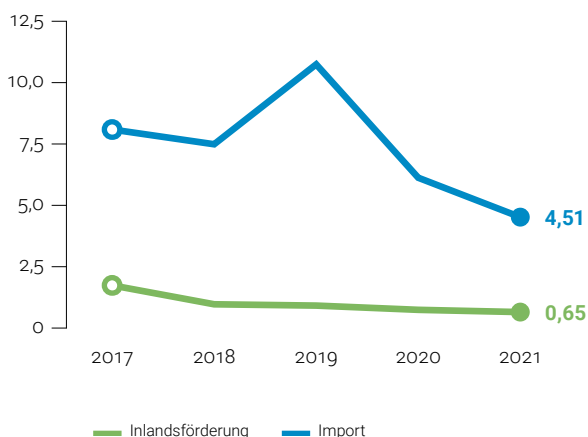
Erdgasförderung in Österreich

Mrd m³n



Erdgas-Inlandsförderung und -Import

Mrd m³n





-5,9%

ROHÖLFÖRDERUNG

-12,0%

ERDGASFÖRDERUNG

Erdgasreserven weltweit

Die bestätigten Gasreserven lagen laut BP Statistical Review zum Jahresende 2020 weltweit bei 188.100 Mrd m³ (188,1 tcm). Russland liegt mit 37,4 tcm an erster Stelle, über die zweitgrößten Gasreserven verfügt der Iran mit 32,1 tcm, Katar folgt an dritter Stelle mit 24,7 tcm. Die „Gasreichweite“, die das Verhältnis der bestätigten weltweiten Reserven zur weltweiten Förderung des jeweiligen Jahres darstellt, beträgt etwa 50 Jahre. Unter Berücksichtigung der nicht eingerechneten unkonventionellen Gasvorräte sollte die Reichweite von Erdgas jedoch mehrfach darüber liegen.

Die Transportleistung (Produkt aus Transportaufkommen und der zurückgelegten Wegstrecke) verringerte sich 2021 um 178 Mio Tonnenkilometer (tkm) auf 16.101 Mio tkm. Das entspricht einem Rückgang von 1,1% im Vergleich zum Vorjahr (2020: 16.279 Mio tkm). Leicht rückläufig war auch die Transportleistung bei Erdöl und Erdölprodukten, die mit 7.695 Mio tkm geringfügig unter dem Vorjahresniveau (2020: 7.715 Mio tkm) lag. Mit 8.406 Mio tkm verringerte sich auch die Transportleistung von befördertem Erdgas um 1,8% gegenüber dem Vorjahr (2020: 8.564 Mio tkm).

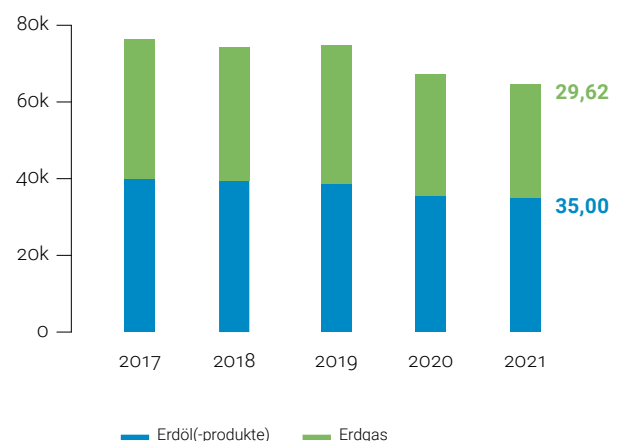
FERNLEITUNGEN IN ÖSTERREICH

1.000 Tonnen	2021	2020	Veränd.
Erdöl(-produkte)	34.995	35.504	-1,4%
davon AWP	7.740	7.482	-3,4%
Erdgas	29.619	31.619	-6,3%
Gesamt	64.614	67.123	-3,7%

Das Transportaufkommen lag im Berichtsjahr 2021 laut Statistik Austria mit insgesamt 64,6 Mio t um 2,5 Mio t bzw. 3,7% unter dem Wert des Vorjahres (2020: 67,1 Mio t). Die transportierte Menge an Erdöl und Erdölprodukten verringerte sich um 1,4% auf 35,0 Mio t (2020: 35,5 Mio t) und beim Produkt Erdgas um 6,3% auf 29,6 Mio t (2020: 31,6 Mio t). Die im Eigentum der OMV befindliche Adria-Wien-Pipeline (AWP) verzeichnete einen leichten Anstieg im Transportaufkommen von 3,5% (2020: -14,5%).

Transportmenge Fernleitungen

1.000 Tonnen



Rohöfnerleitungen in Österreich

Für die Versorgung der Raffinerie in Schwechat mit Rohöl aus dem Ausland sind zwei Pipelines verantwortlich: die Transalpine Ölleitung und die Adria-Wien-Pipeline.

Transalpine Ölleitung (TAL)

Die Transalpine Ölleitung transportiert Rohöl vom Hafen von Triest Richtung Norden. Die Bauzeit der Pipeline betrug nur 1.000 Tage. Im April 1967 legte der erste Tanker, die Daphnella, in der Bucht von Muggia an. Seit der Inbetriebnahme wurden dort über 21.000 Tankschiffe entladen und mehr als 1,6 Mrd t Rohöl über die Alpen transportiert.

Die TAL-IG führt von Triest über die Alpen nach Österreich und weiter nach Ingolstadt in Bayern. Von dort wird das Rohöl durch die TAL-OR nach Baden-Württemberg zum Oberrhein nach Karlsruhe verpumpt und über die TAL-NE-Leitung nach Neustadt an der Donau. Die Transalpine Ölleitung ist auch mit anderen Pipelinesystemen verbunden, unter anderem durch eine Übergabestation in Österreich mit der Adria-Wien-Pipeline (AWP), die die Raffinerie in Schwechat mit Rohöl versorgt. Eine weitere Übergabestation

in Deutschland beliefert die OMV-Raffinerie in Burghausen und eine dritte die tschechischen Raffinerien in Kralupy und Litvínov nördlich von Prag. Damit erspart die TAL den Regionen im Trassenverlauf täglich mehr als 10.000 LKW-Fahrten. Die Transalpine Ölleitung ist die wichtigste Rohöfnerleitung Europas und eine der Hauptschlagadern der mitteleuropäischen Mineralölwirtschaft. Sie trägt maßgeblich zur Versorgungssicherheit Zentraleuropas bei.

Im Berichtsjahr wurden im Hafen von Triest 425 Tankschiffe (2020: 416) entladen. 2021 hat die Transalpine Ölleitung insgesamt 37,4 Mio t Rohöl an acht Raffinerien in Österreich, Deutschland und Tschechien geliefert. Sie deckt damit den Rohölbedarf Österreichs zu etwa 90% ab. Außerdem transportiert sie 100% des Rohöls für Bayern und Baden-Württemberg – das sind rund 40% des Gesamtbedarfs von Deutschland – und rund 50% des in Tschechien benötigten Rohöls.

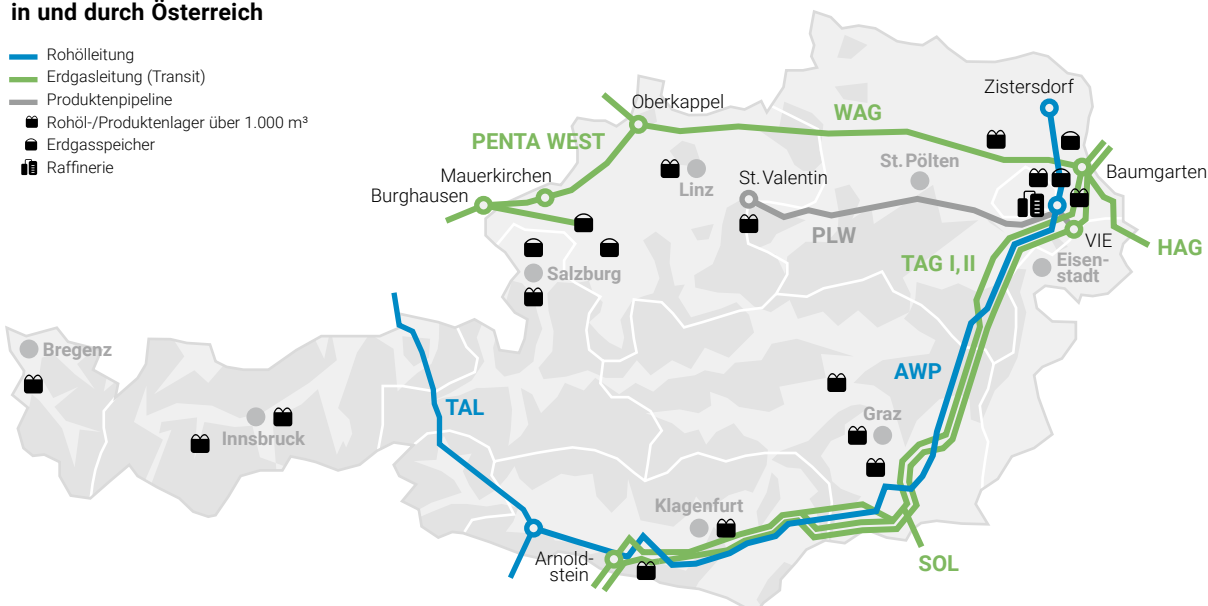
Die Fernleitung Triest-Ingolstadt (TAL-IG) hat einen Durchmesser von 40 Zoll und eine jährliche Nominalkapazität von 45 Mio t. Die Hafenanlage von

Triest in der Bucht von Muggia ist mit vier Entladeanlagen ausgestattet. Dort können Tanker mit einem Fassungsvermögen von bis zu 280.000 t Gesamtverdrängung, das heißt Tankergewicht einschließlich Cargo, gelöscht werden.

Das TAL-Leitungsnetz hat eine Gesamtlänge von 753 km, davon verlaufen 21,6 km durch drei Tunnel. Es verläuft durch Italien, Österreich und Deutschland und verbindet dabei den Hafen von Triest mit den deutschen Bundesländern Bayern und Baden-Württemberg. Der Streckenabschnitt in Österreich beträgt 161 km. Den höchsten Punkt erreicht die Transalpine Ölleitung im Felbertauerntunnel mit 1.572 m Seehöhe.

Die internationale TAL-Group besteht aus drei Ländergesellschaften in Österreich, Deutschland und Italien. Die TAL beschäftigt insgesamt 243 Mitarbeiter, davon 26 in Österreich. Einschließlich der Partnerfirmen sind rund 1.000 Mitarbeiter in den drei Ländern für TAL tätig. Gesellschafter der TAL-Group sind OMV, Shell, Rosneft, Eni, C-Blue B.V. (Gunvor), ExxonMobil, Phillips 66/JET, Total und MERO ČR.

Erdöl- und Erdgas-Fernleitungen in und durch Österreich



Adria-Wien-Pipeline (AWP)

Das für Österreich bestimmte Rohöl übergibt die TAL in Würmlach (Gemeinde Kötschach-Mauthen) über eine 4 km lange 30 Zoll-Übernahmeleitung an die Adria-Wien-Pipeline, die es bis zur Übergabestation in der Raffinerie Schwechat weitertransportiert. Es sind zwei Wartungszentren eingerichtet, eines in Klagenfurt und eines in Würmlach, wo sich auch die Steuerzentrale der AWP befindet. Betrieben wird die Adria-Wien-Pipeline durch die OMV Downstream GmbH.

Die Rohrleitung der Adria-Wien-Pipeline ist rund 420 km lang und hat einen Durchmesser von 18 Zoll. Die Transportgeschwindigkeit beträgt 10,6 km/h, die maximale Pumprate liegt bei 1.650 m³/h. Für das Verpumpen des Rohöls zur Raffinerie Schwechat sind zwölf Pumpstationen erforderlich. Eine 14 km lange Stichleitung verbindet die AWP mit dem Lager der Erdöl-Lagergesellschaft (ELG) in Lannach, wo Teile der Pflichtnotstandsreserven zur Krisenbewältigung gemäß Erdölbevorratungsgesetz gelagert sind.

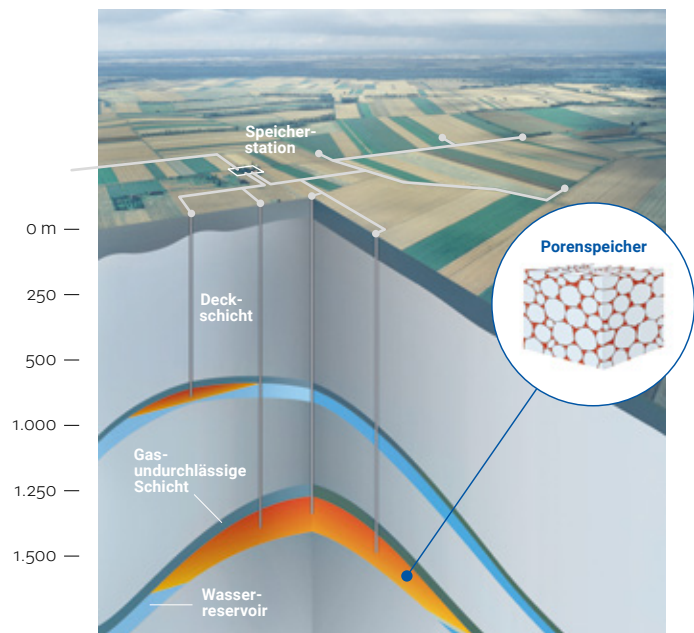
Im Berichtsjahr hat die Adria-Wien-Pipeline 7.738 Mio t Rohöl (inklusive 56.000 t aus dem ELG-Tanklager Lannach) nach Schwechat verpumpt (2020: 7.482 Mio t). Die Gesamtverfügbarkeit der AWP-Anlagen war mit 99,3% wieder extrem hoch. 34 Beschäftigte sorgen im Schicht- und Tagdienst für einen reibungslosen Betrieb. Bei einer Unterbrechung der Rohölimporte kann die Raffinerie direkt vom ELG-Tanklager Lannach aus mit Rohöl versorgt werden.

Erdgas-Pipelinennetz in Österreich

Das heimische Gasnetz hat für die Energieversorgung von Österreich und Europa eine bedeutende Rolle. Das historisch gewachsene System ist wegen seiner geografischen Lage eine wichtige Drehscheibe für die Versorgungssicherheit.

Das Erdgasnetz besteht aus Fernleitungen, die zum Großteil in beide Richtungen (reverseflow) betrieben werden können, und aus Verteilerleitungen. Fernleitungen sind Anlagen, die auch für den grenzüberschreitenden Transport oder für den Transport zu anderen Fern- oder Verteilerleitungen bestimmt sind. Verteilerleitungen dienen der unmittelbaren Versorgung von Kunden.

Die Übernahme- und Verteilstation Baumgarten dient der Anlieferung und Verteilung von Erdgas in Österreich und für die Weiterleitung in die Länder Deutschland, Ungarn, Slowenien und Italien. Der Pipeline-Knotenpunkt setzt sich aus mehreren Systemen zusammen, die sternförmig in alle Himmelsrichtungen verlaufen. Für den Gastransit sind die Trans-Austria-Gasleitung (TAG), die Süd-Ost-Gasleitung (SOL), die West-Austria-Gasleitung (WAG), die Hungaria Austria Gasleitung (HAG) und die PENTA West wesentlich. Das österreichische Fernleitungsnetz hat laut E-Control Austria eine Länge von rund 2.000 km, das Verteilerleitungsnetz ist über 44.000 km lang.



ERDGASSPEICHERUNG

Als Erdgasspeicher werden große, meist unterirdische Anlagen bezeichnet, mit denen jahreszeitliche Bedarfsschwankungen und Lieferengpässe von Erdgas ausgeglichen werden können. In Österreich betreiben die OMV in Schönkirchen, Tallesbrunn und Thann sowie RAG in Puchkirchen, Haidach, Nussdorf/Zagling, Aigelsbrunn und 7Fields Erdgasspeicher.

Die Speicher werden im Sommerhalbjahr befüllt und in der Heizperiode teilweise geleert. Österreich hat Kapazitäten von etwa 8,4 Mrd m³, die sich auf OMV mit 2,2 Mrd m³ und RAG mit 6,2 Mrd m³ Arbeitsvolumen aufteilen. Das Speichervolumen wird sowohl von österreichischen als auch von internationalen Unternehmen genutzt. Mit dem verstärkten Ausbau der RAG-Gasspeicher in Oberösterreich und Salzburg wurde ein wichtiger Beitrag zur Steigerung der heimischen Versorgungssicherheit geleistet, denn kaum ein anderes EU-Land verfügt, gemessen am Verbrauch, über so hohe Speicherkapazitäten. Bei entsprechender Befüllung der Erdgasspeicher ist die Versorgung so wenig wie möglich von negativen geopolitischen Ereignissen abhängig.

Die Form der Erdgasspeicherung, wie sie in Österreich erfolgt, ist jene in einer natürlichen Erdgaslagerstätte. Sie ist die effizienteste, umweltfreundlichste und sicherste Methode, Energie zu speichern. In die winzigen Poren im Sandstein, wo sich über Millionen von Jahren Erdgas in über tausend Meter Tiefe angesammelt hat, wird nach dem Ende der Gasförderung wieder Erdgas eingebracht.

INLANDSERZEUGUNG WEITER GESTIEGEN

VERARBEITUNG & VERSORGUNG

Erdöl ist als verarbeitetes Produkt vor allem für die nicht leitungsgebundenen Verkehrs- und Transportmittel – als Otto-, Diesel- oder Flugturbinenkraftstoff – von besonderer Bedeutung. Aber auch im Bereich der Raumwärme ist Erdöl in Form von Heizöl in vielen Regionen trotz heftigen politischen und medialen Gegenwinds ein nach wie vor wichtiger und nachgefragter Energieträger.

Bis Benzin, Diesel, Heizöl oder chemische Grundstoffe entstehen, muss Erdöl mehrere Raffinerieprozesse durchlaufen. Der erste Schritt ist die Destillation, bei der das Rohöl in seine unterschiedlichen Bestandteile aufgespalten wird (Fraktionierung). Dabei wird Rohöl in einem Röhrenofen auf etwa 380° C erhitzt. Je nach Siedepunkt der einzelnen Bestandteile verdampft dabei ein Großteil des Erdöls. Im Destillationsturm steigt das heiße Dampfgemisch empor und wird nach oben hin kälter. Die Gase verflüssigen sich während des Aufsteigens wieder nach der für sie charakteristischen Siedetemperatur und werden in zahlreichen Zwischenböden gesammelt. Die Fraktionen, die so gewonnen werden, sind unterschiedlich und reichen von Flüssiggas, Naphta (Rohbenzin), Mitteldestillate (Flugturbinenkraftstoff, Diesel, Heizöl Extraleicht) und Heizöle bis hin zum Rückstand. Anschließend werden die Zwischenprodukte abhängig von ihrer Beschaffenheit und Bestimmung in verschiedenen Prozessanlagen weiterverarbeitet. Die vier wichtigsten Verfahrensschritte bei der Rohölverarbeitung sind die Destillation, die Entschwefelung, die Veredelung und die Mischung.

Daneben wird Erdöl in der chemischen Industrie zur Herstellung von Kunststoffen und anderen Chemieprodukten eingesetzt und nimmt als Schmiermittel für eine Vielzahl von Anwendungsgebieten eine wichtige Position ein.

RAFFINERIE SCHWECHAT

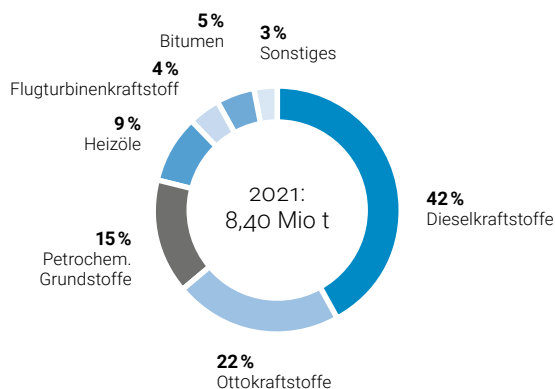
Weltweit gibt es rund 700 Raffinerien, davon 93 in Europa und eine davon in Österreich. Im April 1958 wurde der Grundstein für die Errichtung der Raffinerie in Schwechat gelegt, um die im Zweiten Weltkrieg zerstörte Anlage an diesem Standort wieder aufzubauen. Die Raffinerie Schwechat gehört zur OMV-Gruppe und ist die einzige Raffinerie in Österreich. Sie umfasst eine Fläche von 1,42 km² und gilt als eine der größten und modernsten Binnenraffinerien Europas. Die Industrieanlage

ist einer der wichtigsten Arbeitgeber in der Region und hat sich zu einem bedeutenden Wirtschaftsfaktor in Österreich entwickelt. Heute stammt etwa die Hälfte aller heimischen Mineralölprodukte aus Schwechat.

Die Rohölverarbeitungskapazität der Raffinerie Schwechat liegt bei 9,6 Mio t pro Jahr. Zum Vergleich: Die weltweite Raffineriekapazität beträgt rund 5,7 Mrd t. Zum OMV-Raffinerieverbund zählen auch die Rohölverarbeitung in Burghausen in Deutschland und in Petrobrazi in Rumänien. 2021 waren in der Raffinerie Schwechat 805 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter (inklusive Lehrlinge) beschäftigt.

2021 wurden in Schwechat insgesamt 8,40 Mio t Rohöl (2020: 8,10 Mio t) verarbeitet, die Kapazitätsauslastung lag bei 87% (2020: 84%). 7% des verarbeiteten Rohöls stammte aus heimischer Förderung (0,58 Mio t) und 93% aus dem Ausland 7,75 Mio t. Aus den eingesetzten Mengen hat die Raffinerie im Berichtsjahr zu 42% Diesel- und zu 22%

Rohölverarbeitung Raffinerie Schwechat





+1,0%

PRODUKTIONSSTEIGERUNG

54,0%

INLANDSPRODUKTION

Ottokraftstoffe hergestellt. Dem Dieselmotorkraftstoff und Benzin wurden biogene Kraftstoffkomponenten zugemischt, insgesamt waren dies im Jahr 2021 rund 0,22 Mio t Biodiesel (FAME) und 0,13 Mio t Ethanol.

Die Auslieferung von Mineralölprodukten aus Schwechat und dem Tanklager Wien-Lobau erfolgte zu rund 43% über die Straße, zu 24% über die Schiene, zu 7% per Schiff und zu 26% mittels Pipelines (inklusive Flughafen Wien-Schwechat und Tanklager St. Valentin in Oberösterreich). 2021 betrug die verpumpte Menge in der sogenannten Produktenleitung West (PLW) ins Tanklager St. Valentin bei Kraftstoffen und Heizölen rund 1,2 Mio t.

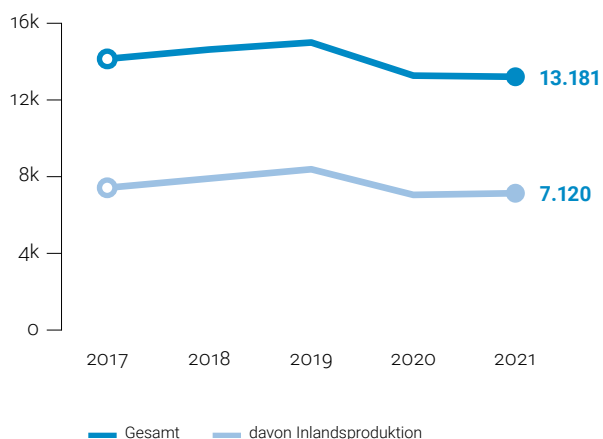
Die Raffinerie in Schwechat ist mit dem angeschlossenen Tanklager Wien-Lobau und dem Lager in St. Valentin der größte Industriekomplex in Österreichs. Die Lagerkapazität der Raffinerie inklusive der dazugehörigen Tanklager beläuft sich auf insgesamt rund 3,3 Mio m³.

TANKLAGER

Durch 19 Rohrleitungen werden von der Raffinerie über oder unter der Donau vorwiegend Mineralöl-Halbfertigprodukte zum Tanklager Wien-Lobau verpumpt und dort in den Blendinganlagen zu Benzin, Diesel und Heizöl Extraleicht gemischt. Im Bottom-Loading-Verfahren werden täglich hunderte Tank-

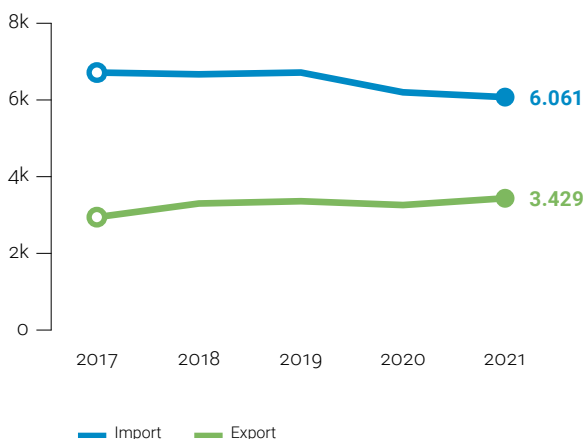
Aufbringung Mineralölprodukte

1.000 Tonnen



Mineralölprodukte Import vs. Export

1.000 Tonnen



kraftwagen zur Versorgung der heimischen Bevölkerung und der Wirtschaft betankt. Die Füllleistung beträgt bis zu 2.400 l/min, die Füllzeit eines Tankwagens liegt bei etwa 20 Minuten. Im Tanklager stehen den Frächtern 15 und in der Raffinerie 26 Ladespuren zur Verfügung.

Per Eisenbahn werden in erster Linie von der Lobau aus die österreichischen Tanklager versorgt sowie Halbfertigprodukte für die Raffinerie importiert. Pro Jahr frequentieren etwa 47.000 Kesselwaggons mit rund 2,9 Mio t Mineralölprodukten die Raffinerie und das Tanklager Wien-Lobau. Die Flussschiffe zeichnen sich durch ihr je nach Wasserstand und Bauart abhängiges Fassungsvermögen von bis zu 1.500 t aus. Rund 720 Tankschiffe werden jährlich im Ölhafen Lobau mit knapp 0,7 Mio t Mineralölprodukten befüllt bzw. entladen.

Die Kapazität des Tanklagers Lobau mit seinen 96 Tanks auf einer Fläche von rund 1 km² beträgt 1,7 Mio m³. In der Lobau lagern auch große Mengen der vorgeschriebenen Pflichtnotstandsreserven an Mineralölprodukten.

Für die tägliche Versorgung der österreichischen Bevölkerung und der Wirtschaft mit Kraftstoffen und Heizölen sind neben den OMV-Tanklagern Lobau,

St. Valentin, Graz und Lustenau unter anderem auch die Produkten-Tanklager von Eni, MOL, Shell und TBG von Bedeutung. Sie befinden sich mit Lagerkapazitäten von jeweils mehr als 1.000 m³ in Linz, Salzburg, Innsbruck, Graz, Klagenfurt, Fürnitz, Zirl, Trofaiach und Korneuburg. Für die Pflichtnotstandsreserven an Mineralölprodukten zur Krisenbewältigung gemäß Erdölbevorrattungsgesetz (EBG) stehen insbesondere die Tanklager der Erdöl-Lagergesellschaft (ELG), der Transalpine Ölleitung (TAL) in Triest sowie jene von OMV und RAG zur Verfügung.

PFLICHTNOTSTANDSRESERVEN FÜR KRISENZEITEN

Das Erdölbevorrattungsgesetz regelt die Haltung von Mindestvorräten, die den täglichen Durchschnittsnettoeinfuhren für 90 Tage entsprechen. Erreicht wird diese Bevorrattung durch die Verpflichtung, ab 1. Juli eines jeden Jahres 25% der im Vorjahr getätigten Nettoimporte als Pflichtnotstandsreserven zu halten. Die Erdöl-Lagergesellschaft (ELG) agiert seit 2012 als „Zentrale Bevorrattungsstelle“ für die Republik Österreich. Durch die Haltung von Erdöl und Mineralölprodukten an mehr als 40 Standorten kann dadurch rasch und effizient auf maßgebliche Krisenvorräte bei Versorgungsent-

pässen zurückgegriffen werden. Neben der Erfüllung der internationalen Verpflichtungen sowie der Sicherung von ausreichenden Tankraumkapazitäten wird auch so in Zukunft die sichere Versorgung des Marktes im Krisenfall gewährleistet.

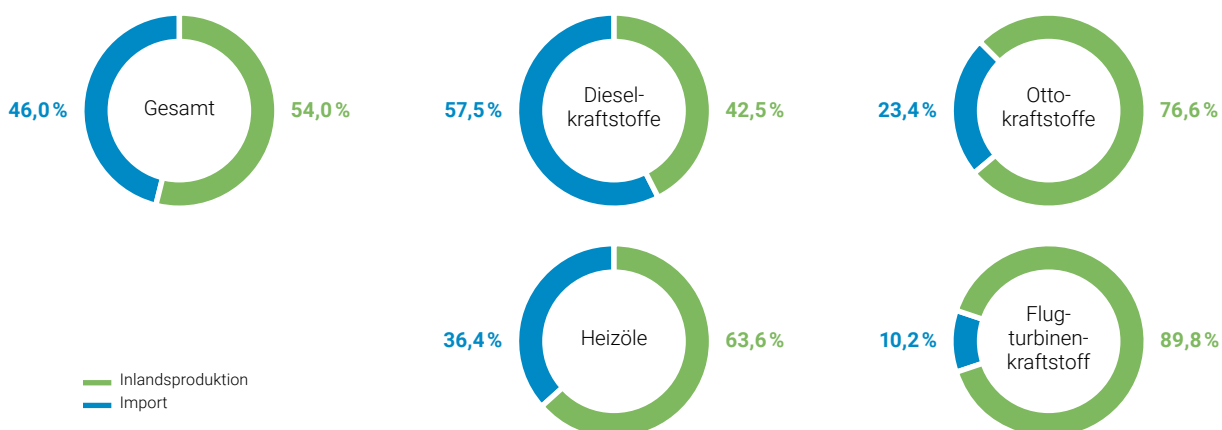
INLANDSERZEUGUNG UND EXPORT VON MINERALÖLPRODUKTEN

Die Inlandserzeugung von Mineralölprodukten (ohne Grundstoffe für die Petrochemie) betrug im Berichtsjahr laut Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) 7,12 Mio t und erhöhte sich gegenüber dem Vorjahr um 1,0% (2019: 7,05 Mio t). Die größte Produktgruppe waren die Dieselmotorkraftstoffe mit 3,33 Mio t, gefolgt von Ottomotorkraftstoffen (1,85 Mio t) und Heizölen (0,96 Mio t). Somit waren mehr als 86% aller erzeugten Mineralölprodukte Kraftstoffe und Heizöle (siehe Datenanhang, Seite 42).

Um die inländische Versorgung mit Mineralölprodukten sicherzustellen, sind jedes Jahr auch Importe von Fertigprodukten erforderlich. Diese verringerten sich 2021 um 2,6% auf 6,06 Mio t (2020: 6,22 Mio t). Nach Produktgruppen gegliedert wurden 2021 insgesamt 4,50 Mio t Dieselmotorkraftstoffe

Inlandsproduktion vs. Import

Mineralölprodukte 2021





(B0, hauptsächlich B7, geringe Mengen B100), 0,56 Mio t Ottokraftstoffe und 0,55 Mio t Heizöle importiert. Rund 93% aller Importe von Fertigprodukten waren somit Kraftstoffe oder Heizöle. Die Lieferungen erfolgten insbesondere aus Deutschland, Italien, der Slowakei und aus Slowenien.

Die Exporte von Mineralölprodukten erhöhten sich um 5,2% auf 3,43 Mio t (2020: 3,26 Mio t) und die Import-Export-Bilanz konnte weiter verbessert werden. Das Verhältnis der Importe zu den Exporten bezogen auf die Menge betrug im Berichtsjahr 1,77 (2020: 1,91). Nach Produktgruppen war die Ausfuhrmenge bei Dieselmotorkraftstoffen mit 1,52 Mio t am größten, gefolgt von Ottokraftstoffen mit 1,13 Mio t und Heizölen mit 0,39 Mio t (siehe Datenanhang, Seite 43). Die Exporte erfolgten überwiegend nach Ungarn, Slowenien, in die Slowakei und nach Deutschland.

TURNAROUND IN DER RAFFINERIE SCHWECHAT

Beginnend mit 19. April 2022 wurde der Kraftstoffbereich der Raffinerie Schwechat außer Betrieb genommen. Ziel dieses routinemäßigen Turnarounds ist die Reinigung, Inspektion und Wartung von Anlagenteilen sowie das Vorantreiben von Modernisierungen, um so wesentliche Weichen für eine emissionsärmere Zukunft zu stellen. Diese gesetzlich vorgeschriebene Anlagenabstellung erfolgt alle sechs Jahre. Sämtliche Anlagenüberprüfungen werden durch den TÜV Österreich vorgenommen. Sicherheit und größtmögliche Rücksicht auf Anrainer haben dabei oberste Priorität. Im Frühjahr 2023 wird dann der Turnaround des petrochemischen Bereichs der Raffinerie Schwechat erfolgen.

Während des Turnarounds wird die Rohölaufzufuhr gestoppt und die Anlagen werden mit Hilfe von Dampf und Stickstoff von Kohlenwasserstoff befreit. Anschließend werden Anlagenteile für Inspektionen, Druckproben und Reparaturen zerlegt und gereinigt. Innerhalb weniger Wochen erfolgen Revisionsarbeiten für über 60 Prozessöfen, Kolonnen und Reaktoren, fast 600 Wärmetauscher, 2.000 Armaturen und mehr als 1.000 Sicherheitsventile. Weiters werden diverse Reparaturarbeiten an Rohrleitungen durchgeführt. Rund 3.500 zusätzliche Fachkräfte sind dabei auf dem Raffinerie-

gelände tätig. Die OMV beschäftigt für den Turnaround zahlreiche Partnerunternehmen aus Österreich und Europa. Neben Instandhaltung und Revision der Anlagen nutzt die OMV diese Zeit auch zur Modernisierung der Raffinerie. So wird beispielsweise das Co-Processing-Projekt – ein Projekt zur Herstellung von nachhaltigem Kraftstoff – durch Errichtung eines 35 m hohen Reaktors und einer 40 m hohen Kolonne im Zuge des Turnarounds vorangetrieben. Die Umsetzung dieses Projektes bringt eine Erhöhung des Bioanteils im Kraftstoff und ist ein weiterer Schritt, um die Nachhaltigkeit und CO₂-Reduktion zu fördern.

Verzögerung der Inbetriebnahme nach Generalüberholung

In der Rohöl-Destillationsanlage der Raffinerie Schwechat kam es am 3. Juni 2022 während der vorgeschriebenen Wasserdruckprüfung im Rahmen der Abschlussarbeiten der Generalüberholung zu einem Schaden an der Außenhaut bei einer der Destillationskolonnen in der Rohöl-Destillationsanlage. Die bisherigen Erkenntnisse zeigen, dass von einer vollständigen Wiederinbetriebnahme und vollen Auslastung der Raffinerie in der zweiten Hälfte des dritten Quartals 2022 auszugehen ist.

Für die Dauer der Reparaturarbeiten hat die OMV ein neues Versorgungssystem auf drei Säulen etabliert, mit dem die von der Raffinerie Schwechat betreuten Märkte versorgt werden können. Dieses sieht folgende Maßnahmen vor:

- Nutzung der Kapazitäten des Raffinerienverbundes der OMV-Gruppe
- Maximierung der Destillationskapazitäten einer kleineren zur Verfügung stehenden Rohöldestillation zur Deckung von rund 20% der bisherigen Kapazität. Somit kann das von OMV in Österreich produzierte Rohöl weiterhin uneingeschränkt verarbeitet werden.
- Enge Kooperation mit Partnern und Produktzukauf seitens der OMV, um fehlende Mengen auszugleichen.

Zusätzlich wurden aus den vorgeschriebenen Pflichtnotstandsreserven an Mineralölprodukten seitens der Republik Österreich Kraftstoffe freigegeben.

ZUGEWINN BEIM PRODUKTABSATZ

VERBRAUCH

Der Gesamtverbrauch der Mineralölprodukte erhöhte sich 2021 leicht. Während Kraftstoffe ein kleines Plus verzeichnen konnten, gab es bei Heizölen einen deutlichen Rückgang im zweistelligen Bereich. Den deutlichsten Anstieg – jedoch von einem sehr niedrigen Vergleichsniveau – gab es bei Flugturbinenkraftstoff. Auch der Gasverbrauch durch Endkunden ist im Vergleich zum Vorjahr gestiegen.

INLANDSVERBRAUCH VON MINERALÖLPRODUKTEN

Unter Einbeziehung aller Mineralölprodukte, wie Kraftstoffe, Heizöle, Schmiermittel und Bitumen, betrug der Verbrauch im Berichtsjahr 9,97 Mio t, was einen leichten Anstieg von 2,2% (2020: 9,76 Mio t) bedeutet. Laut Verbrauchsstatistik des Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) erhöhte sich der Kraftstoffverbrauch 2021 auf 7,95 Mio t (+4,0%), was knapp 9,61 Mrd l entspricht. Im Jahr davor waren es 7,64 Mio t (siehe Datenanhang, Seite 43).

Der Absatz von Benzin erhöhte sich um 4,6% auf 1,44 Mio t. Diese Menge entspricht in etwa 1,90 Mrd l. Im selben Ausmaß erhöhte sich unter Zusammenrechnung von B0, B7 und B100 der heimische Dieserverbrauch. Konkret belief sich der Dieserverbrauch im Berichtsjahr auf 6,50 Mio t, das sind um 3,8% mehr als im Vorjahr. Umgerechnet in Liter waren das 7,70 Mrd l.

1.000 Tonnen	2021	2020	Veränd.
Normalbenzin ¹	8,4	9,5	-11,6%
Eurosuper ¹	1.329,7	1.266,9	5,0%
Super Plus ¹	101,8	90,2	12,9%
100% biogener Kraftstoff für Beimengung	1,4	10,8	-87,0%
Ottokraftstoffe	1.441,3	1.377,4	4,6%
Diesel B0 ²	694,5	699,9	-0,8%
Diesel B7 ¹	5.799,7	5.545,2	4,6%
Diesel B100 ¹	11,6	20,0	-42,0%
Diesekraftstoffe	6.505,8	6.265,1	3,8%

¹ Mit beigemischt biogenem Kraftstoff

² Ohne Anteil von biogenem Kraftstoff

Der Absatz von Heizölen verzeichnete 2021 mit 1,00 Mio t ein Minus von 16,0% (2020: 1,19 Mio t). Die im Vorjahr pandemie-bedingt günstigeren Verkaufspreise spielten dabei

sicherlich auch eine Rolle. Der Verkauf von Heizöl Extraleicht, das für die Endkunden wichtigste Produkt im Bereich der Raumwärme, reduzierte sich um 193.200 t (-17,1%). In Liter umgerechnet wurden knapp 1,10 Mrd l Heizöl Extraleicht abgesetzt. Bei Heizöl Schwer gab es ein Absatzplus von rund 10,1%.

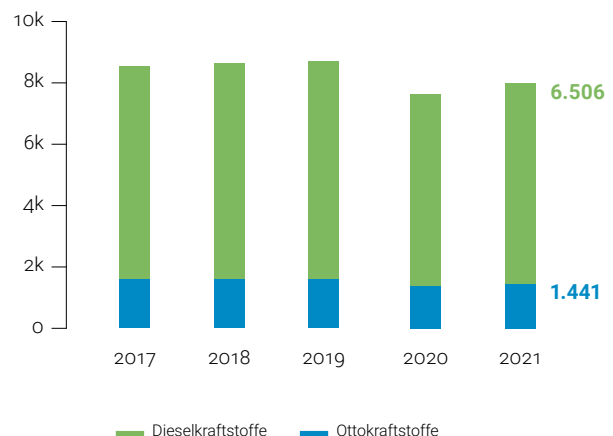
1.000 Tonnen	2021	2020	Veränd.
Heizöl Extraleicht	935,0	1.128,0	-17,1%
Heizöl Leicht	52,1	51,6	1,0%
Heizöl Schwer	13,4	12,1	10,7%
Heizöle	1.000,5	1.191,7	-16,0%

Keine Produktion von Heizöl Mittel in Österreich

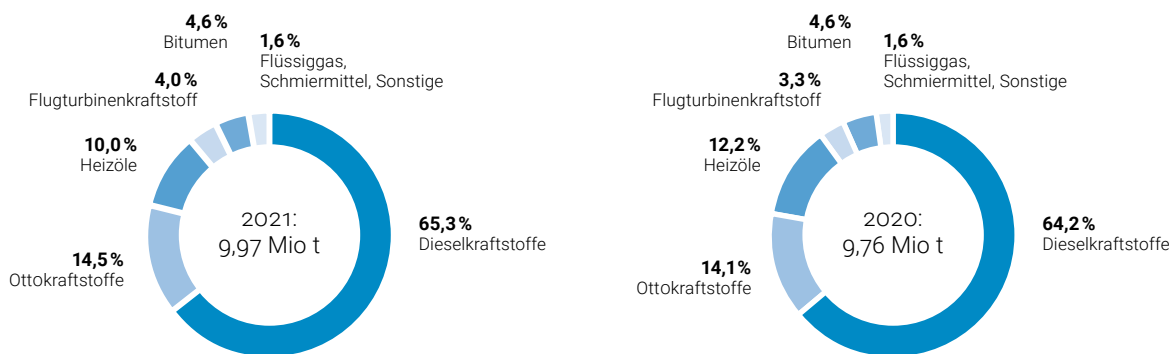
Der Gasverbrauch durch Endkunden ist in Österreich 2021 im Vergleich zum Vorjahr um 6,4% gestiegen und belief sich auf 8,5 Mrd m³ (2020: 8,0 Mrd m³).

Absatz Kraftstoffe

1.000 Tonnen, kumuliert



Mineralölprodukte Inlandsverbrauch



Auch 2021 stellten sich die Verbrauchswerte aufgrund der anhaltenden Krise ähnlich dem Vorjahr dar, obwohl mit dem wirtschaftlichen Aufschwung eine leichte Erholung erkennbar ist. Den deutlichsten Anstieg – jedoch von einem sehr niedrigen Vergleichsniveau – gab es bei Flugturbinenkraftstoff, davon wurden 2021 403.871 t abgesetzt, das sind um 25,4% mehr als im Jahr davor. Der Verbrauch von Flugturbinenkraftstoff liegt aber immer noch um rund 60% unter dem Vor-Corona-Niveau.

Nach Produktgruppen betrachtet zeigte der Inlandsverbrauch der Mineralölprodukte (ohne petrochemische Grundstoffe) nur geringe Verschiebungen: Dieselmkraftstoffe nahmen einen Anteil von 65,3% (2020: 64,2%) ein, gefolgt von Ottokraftstoffen mit 14,5% (2020: 14,1%), Heizölen mit 10,0% (2020: 12,2%) und Flugturbinenkraftstoff mit 4,0% (2020: 3,3%). Die restliche Menge entfiel auf Bitumen (0,46 Mio t), Flüssiggas (0,08 Mio t), Schmiermittel (0,06 Mio t) sowie sonstige Produkte (siehe Datenanhang, Seite 43).

GLOBALER MINERALÖLVERBRAUCH

Nach dem starken Rückgang des weltweiten Energieverbrauchs 2020 in Folge der Corona-Pandemie zeigte sich 2021 eine deutliche Rückkehr zum vorherigen Kurs. Der BP Statistical Review of World Energy berichtet, dass die Energie- und Emissionseinsparungen im Jahr 2020 vornehmlich durch

die Corona-Pandemie bedingt waren. So wuchs die Primärenergienachfrage 2021 gegenüber dem Vorjahr um 5,8% und lag damit sogar um 1,3% höher als 2019. Vor diesem Hintergrund wird die Notwendigkeit einer umfassenden Energiewende immer größer. Der Anstieg des Primärenergieverbrauchs zwischen 2019 und 2021 wurde vollständig durch erneuerbare Energiequellen getragen. Diese erzielten 2021 mit 15% eine höhere jährliche Wachstumsrate als jeder andere Energieträger. Beispielsweise stellten Wind- und Solarenergie nun erstmals mehr als 10% der weltweiten Stromerzeugung bereit und lagen damit vor der Kernenergie. Zwar blieb 2021 Kohle mit einem Anteil von 36% weltweit nach wie vor der dominierende Stromlieferant, jedoch zeigen die erneuerbaren Energien einen stetigen Anstieg und machten 2021 einen Anteil von fast 13% der globalen Stromerzeugung aus.

Die weltweite Ölproduktion erhöhte sich im Berichtsjahr um 1,4 Mio bbl/d. Mehr als drei Viertel des Anstiegs entfielen auf die OPEC+ Länder, während unter anderem Großbritannien Rückgänge verzeichnen musste. Auch die globale Nachfrage nach Öl hat sich wieder erhöht, lag mit 94 Mio bbl/d jedoch um 3,7 Mio bbl unter dem Wert von 2019.

Der Erdgasverbrauch stieg um 5,3%, der Anteil von Gas an der Primärenergie blieb aber unverändert bei 24%. Der globale Rohölverbrauch erhöhte sich um 5,3 Mio bbl/d, blieb aber unter dem

Verbrauch von 2019. Im Berichtsjahr wurden weltweit täglich rund 94 Mio bbl flüssige, fossile Kraft- und Brennstoffe verbraucht. Der Anteil von Erdöl am weltweiten Primärenergieverbrauch lag weiterhin bei 31%, auch bei Kohle blieb er unverändert bei 27%, hingegen erhöhte sich der Anteil der Erneuerbaren von 6,2% auf 6,8%.

Im Berichtsjahr 2021 stieg laut BP Statistical Review die Weltölnachfrage um 6,0% bzw. 5,3 Mio bbl/d auf ein Niveau von 94,1 Mio bbl/d. Während die Nachfrage der OECD-Staaten um 2,6 Mio bbl/d (+2,9%) auf 42,9 Mio bbl/d anstieg, war der Zuwachs in den Nicht-OECD-Ländern mit 2,8 Mio bbl/d (+5,7%) auf 51,1 Mio bbl/d um einiges höher. In der EU erhöhte sich der Verbrauch um 0,6 Mio bbl/d (+5,8%) auf 10,4 Mio bbl/d. In Tonnen aufs Jahr gerechnet betrug der globale Rohölverbrauch 4,22 Mrd t (inklusive Derivate von Kohle und Erdgas).

Die USA waren 2021 mit 18,7 Mio bbl/d das Land mit der weltweit größten Rohölnachfrage, der Verbrauchsanteil lag bei 19,9%, gefolgt von China mit 15,4 Mio bbl/d (16,4%). Danach folgten Indien mit 4,9 Mio bbl/d, Saudi-Arabien mit 3,6 Mio bbl/d, Russland mit 3,4 Mio bbl/d, Japan mit 3,3 Mio bbl/d sowie Brasilien mit 2,2 Mio bbl/d. Der Anteil der EU am weltweiten Rohölverbrauch lag bei 11,1% (10,4 Mio bbl/d), jener Deutschlands betrug 2,1% (2,0 Mio bbl/d). Österreichs Anteil belief sich auf rund 0,2% (0,2 Mio bbl/d).

GLOBALER ERDGASVERBRAUCH

Die globale Erdgasnachfrage stieg laut BP Statistical Review im Berichtsjahr 2021 um 4,8% auf 4.037 Mrd m³ (bcm). Die Länder mit dem größten Erdgasverbrauch waren die USA mit 827 bcm und einem Anteil am weltweiten Verbrauch von 20,5%, gefolgt von Russland mit 475 bcm (11,8%) und China mit 379 bcm (9,4%). Danach folgten der Iran (6,0%) vor Kanada (3,0%) und Saudi-Arabien (2,9%) sowie Japan (2,6%). Der Anteil der OECD-Länder am weltweiten Gasverbrauch belief sich auf 44,5%, jener der Nicht-OECD-Länder auf 55,5%. Die Europäische Union wies einen Verbrauch 397 bcm auf, was einem weltweiten Anteil von 9,8% entspricht, Österreich verzeichnete mit 9,0 bcm einen Anteil von 0,2%.

KRAFTFAHRZEUGSTATISTIK

Im Berichtsjahr 2021 wurden laut Statistik Austria insgesamt 371.252 Kraftfahrzeuge neu zum Verkehr zugelassen, das waren um 5,1% mehr als im Vorjahr. Die PKW-Neuzulassungen (239.803 Fahrzeuge) verringerten sich um 3,6% auf den tiefsten Wert seit 1984 (215.640 PKW) und lag somit auch deutlich unter dem Niveau des Zwanzigjahresdurchschnittes (309.798 PKW). Damit gab es im Vergleich zu 2020 mit 248.740 Neuzulassungen einen erneuten Rückgang. Insgesamt wurden deutlich weniger Benzin- und Diesel-PKW neu zugelassen, während alternative Antriebe 2021 weiter zulegen konnten (siehe Datenanhang, Seite 44).

Die Neuzulassungen benzinbetriebener PKW gingen um 15,1% zurück (Anteil an Neuzulassungen von 38,1%), jene von Diesel-PKW (Anteil von 24,3%) verzeichneten ein Minus von 35,9%. Der Anteil alternativ betriebener PKW – Elektro, Erdgas, bivalenter Betrieb, kombinierter Betrieb (Benzin- bzw. Diesel-Hybrid) und Wasserstoff (Brennstoffzelle) – lag

2021 mit 90.052 Fahrzeugen (2020: 50.060; +80,0%) bei 37,5% – im Vorjahr betrug er noch 20,1%. Mit einem Anteil von 18% an den PKW-Neuzulassungen (43.051 Fahrzeugen; +69,6% gegenüber dem Vorjahr) ist Benzin/Elektro die wichtigste Gruppe unter den alternativen Antrieben, dahinter folgen Elektro-Antrieb (33.366 Stück; Anteil 13,9%) und Diesel/Elektro-Hybridantrieb (13.545 Stück; Anteil 5,6%).

Zum Jahresende 2021 waren in Österreich 7.214.970 Kraftfahrzeuge (2020: 7.098.814) zum Verkehr zugelassen, davon waren 5.133.836 PKW (+0,8%; 2020: 5.091.827). Der Diesel-Anteil lag bei 52,9% (2.717.475), 42,8% waren Benziner (davon 4.878 Flex-Fuel), etwa 2,8% wiesen einen sonstigen Antrieb (Hybrid, Flüssiggas, Erdgas) aus und 1,5% der Fahrzeuge (2021: 76.539, 2020: 44.507) verfügten über einen Elektroantrieb.

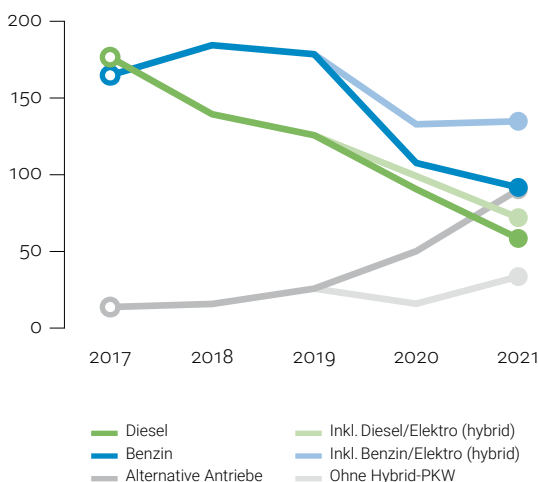
Die 5.133.836 für den Verkehr zugelassenen PKW verteilten sich zum Jahresende 2021 anteilmäßig wie folgt: Niederösterreich (21,9%), Oberösterreich (18,8%), Steiermark (15,2%), Wien (14,1%), Tirol (8,2%), Kärnten (7,2%), Salzburg (6,3%), Vorarlberg (4,3%) und Burgenland (4,0%).

TANKSTELLEN IN ÖSTERREICH

Zum Jahresende 2021 hat der Fachverband der Mineralölindustrie insgesamt 2.748 öffentlich zugängliche Tankstellen erhoben. Im Vergleich zum Vorjahr gab es 15 zusätzliche Tankstellen, wobei sich die Anzahl der Major-Branded um 30 verringerte und 45 weitere Tankstellen hinzugekommen sind. Hinzu kommen noch 273 Dieselabgabestellen für die Landwirtschaft (2020: 273). Damit tragen die heimischen Mineralölunternehmen – ob groß oder klein – verlässlich zur hohen Versorgungssicherheit mit Kraftstoffen bei und sorgen für schnelle, komfortable und leistbare Mobilität.

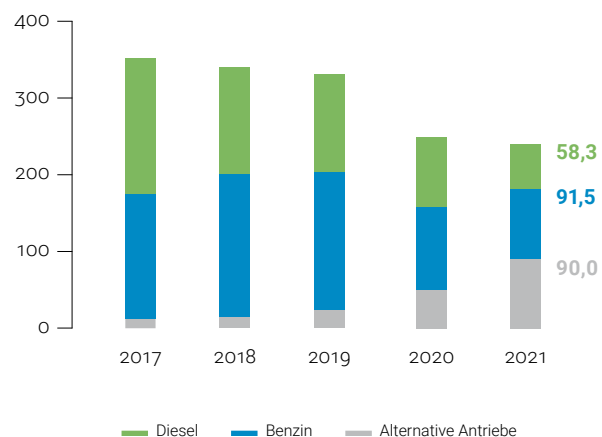
Neuzulassungen PKW (Klasse M1)

1.000 Fahrzeuge

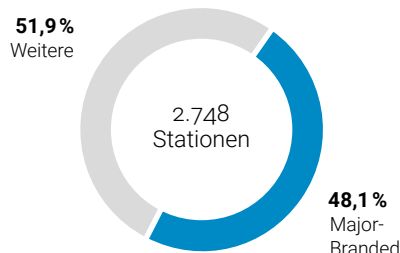


Neuzulassungen PKW (Klasse M1)

1.000 Fahrzeuge, kumuliert



Tankstellen in Österreich 2021



Die Erhebung unterscheidet zwischen zwei Gruppen von Tankstellen: Unter die sogenannten 1.322 Major-Branded Servicestationen fallen die Marken der FVMI-Mitgliedsunternehmen von BP, Eni, JET, OMV/Avanti und Shell. Die Gruppe der 1.426 weiteren Tankstellen setzt sich aus zahlreichen sonstigen Tankstellenmarken, wie zum Beispiel Turmöl, Genol, Avia, DISKONT, A1, IQ, Disk oder LM-Energy, zusammen (siehe Datenanhang, Seite 45).

Vor zehn Jahren erhob der FVMI bei seinen Mitgliedern noch 1.453 Major-Branded Tankstellen. Ende 2021 waren es nur noch 1.322, was ein Minus von 131 Stationen (-9,0%) bedeutet. Dieser Rückgang ist neben dem ausgeprägten heimischen Wettbewerb auf die Konzentration auf Standorte mit höherer Kundenfrequenz zurückzuführen. Die Anzahl der weiteren Tankstellen ist hingegen im Laufe der letzten zehn Jahre von 1.062 auf 1.426 Stationen gestiegen, was eine Steigerung von 34,3% ergibt.

Die Verteilung der Major-Branded Tankstellen stellte sich folgendermaßen dar: 321 Eni, 263 Shell, 227 BP, 213 OMV,

161 JET und 137 Avanti. Von diesen Tankstellen verfügten 1.127 über einen Shop und 840 über ein Bistro. Die Anzahl der Tankstellen mit Shop im Vergleich zum Vorjahr ist um 25 gesunken (2020: 1.152) und auch jene mit Bistro ist weiter rückläufig (2020: 853). Rund ein Drittel der Servicestationen hat durchgehend 24 Stunden geöffnet.

Eine Spezialform an Servicestationen stellen die Autobahntankstellen dar. Diese bieten insbesondere dem Transitverkehr rund um die Uhr umfassenden Service im Shop-, Bistro- und Sanitärbereich. Die Anzahl der Autobahntankstellen (ohne Schnellstraßen) blieb im Berichtsjahr 2021 konstant bei 72.

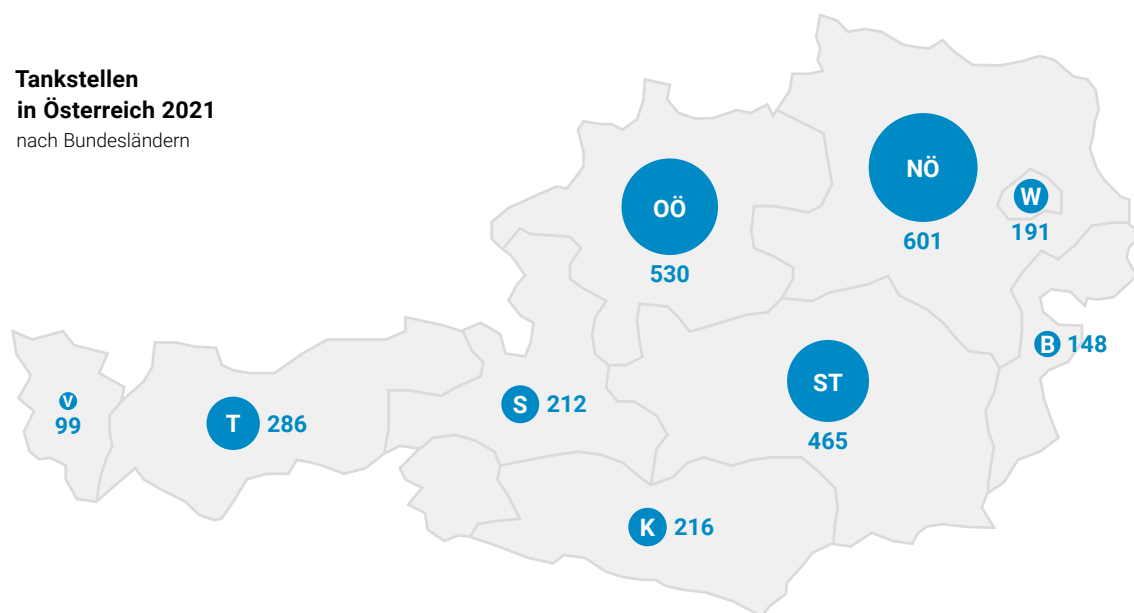
Jede Tankstelle trägt einen wichtigen Teil zur Versorgungssicherheit Österreichs bei. Neben der „24/7-Versorgung“ mit Kraftstoffen und Serviceangeboten in Ballungszentren und auf Hauptverkehrsrouten gelten sie in ländlichen Regionen nach wie vor als wichtige Nahversorger.

Das dichte europäische Tankstellennetz ist die Grundlage für die Mobilität der kraftstoffbetriebenen Fahrzeuge. Diese Infrastruktur trägt auch in Krisenzeiten zur Versorgungssicherheit der Bevölkerung bei. Insgesamt gab es zum Jahresende 2021 europaweit 140.005 Tankstellen, innerhalb der Europäischen Union waren es 113.482.

Im europäischen Vergleich ist die Tankstellendichte in Österreich relativ hoch. Während in Deutschland eine Tankstelle statistisch 5.754 Einwohner versorgt, sind es bei uns nur 3.267. Aufgrund der hohen Anzahl an Automatentankstellen liegt die Tankstellendichte in der Schweiz bei 2.680. Spitzenreiter im europäischen Vergleich ist Italien mit 2.730, und Rumänien mit 8.433 bildet das Schlusslicht.

Tankstellen in Österreich 2021

nach Bundesländern



DIE TANKSTELLE DER ZUKUNFT

Tankstellen sind als Bezugspunkt von Kraftstoffen unverzichtbarer Teil der Mobilitätsinfrastruktur. Die Zeiten, in denen die Anforderungen an Tankstellen auf den Verkauf von Benzin und Diesel begrenzt waren, gehören sukzessive der Vergangenheit an.

Durch die Diversifizierung von Antriebstechnologien werden Tankstellen neu gedacht und weiterentwickelt. Neben der Bereitstellung neuartiger Treibstoffe wird darauf Wert gelegt, ein umfassendes Nachhaltigkeitservice zu bieten, um die Klimaziele zu erreichen¹:

- Tankstelle 2.0: Das Ausquetschen tradierter Prinzipien
- Ladepark: Radikaler Umbau auf das postfossile Portfolio
- Kiosk: Lokaler Gemischtwarenhandel für Energie, Post und Soziales
- Mobility Hub: Radikale Erneuerung des Geschäftsmodells

In jedem der Szenarien wird das Angebot erweitert und ausgebaut. Neben den weiterhin bereitzustellenden Kraftstoffen wird das Portfolio meist um Premiumprodukte erweitert und ein Convenience-Upgrade erreicht – im Endeffekt werden wir künftig wohl mehr Zeit an Tankstellen verbringen.

ZUKUNFTSFÄHIGE PRODUKTE

Im PKW-Sektor ist die Bedeutung der Elektromobilität zunehmend. Das Aufladen passiert oftmals abseits von Tankstellen, die Lademöglichkeit vor Ort ist jedoch bei längeren Autofahrten trotzdem wichtig. In Regau (OÖ) besteht zum Beispiel die Möglichkeit, Elektroautos an den Shell Recharge Ultraschnellladesäulen mit einer Ladeleistung von 150 kW in nur wenigen Minuten mit grünem Strom aufzuladen.

Um Verbrennungsfahrzeuge nachhaltiger zu betreiben, kann der Bioanteil im Diesel durch die Verwertung von Altspeiseöl erhöht werden, auch e-Fuels werden einen Mobilitätsbeitrag leisten.

Der Schwerverkehr wird aus heutiger Sicht auf Wasserstoff oder verflüssigtes Erdgas (LNG) setzen. Dieselflotten, die bisher Haustankstellen nutzten, werden wechseln, denn die firmeneigene Tankinfrastruktur ist sehr aufwendig. Die Wasserstoffinfrastruktur wird bereits stark ausgebaut, vorrangig entlang von Autobahnen und Schnellstraßen. Eni eröffnete etwa vor kurzem eine Wasserstofftankstelle in Venedig.

So wird die Tankstelle zum Ladepark für Fahrzeuge mit alternativen Antriebsformen und kann künftig auch für Carsharing-, Mietwagen- oder Lieferflotten genutzt werden.

DIE TANKSTELLE ALS SERVICE HUB

Schon heute können an den Tankstellen frische Snacks und Getränke gekauft werden – das Angebot wird vergrößert und den Bedürfnissen der Kundschaft angepasst werden. Die Tankstelle ist schon jetzt ein Gemischtwarenhändler mit einem reichhaltigen Lebensmittelsortiment – etwa unter den Marken „BILLA stop & shop“, „BILLA Unterwegs“, „MERKUR inside“ oder „VIVA Shops“.

Um Abfälle zu vermeiden, gibt es bei OMV-Stationen die Möglichkeit, für den Gassenverkauf den Mehrwegbecher von „myCoffeeCup“ zu nutzen oder Lebensmittel über die App „Too Good To Go“ vor dem Wegwerfen zu retten.

Für das leibliche Wohl sorgen neben dem Gastrobereich – beispielsweise bei Wartezeiten während des Aufladens – auch Home Delivery-Dienste. So kann die BP-Kundschaft über die Bestellplattform „Mjam“ zahlreiche Artikel des Tankstellenshops klimafreundlich mit dem Fahrrad zustellen lassen.

Die Ideen für neue Services oder schon umgesetzte Dienste reichen von der Möglichkeit, „Bargeld zu tanken“ bis zum Paket-Abholdienst. An der ersten digitalisierten und unbemannten OMV-Tankstelle in Linz ist es bereits möglich, 24/7 zu tanken, etwas zu essen und gleichzeitig den Einkauf zu erledigen. Freie Tankstellenflächen können außerdem an externe Dienstleister vermietet werden – vom Passfoto- bis zum Waschautomaten ist vieles denkbar.

KLIMASCHONENDER BETRIEB

Bei Bau und Betrieb gewinnt Nachhaltigkeit zunehmend an Bedeutung, so werden etwa vermehrt umweltfreundliche Anlieferungsmethoden von Treibstoffen entwickelt. Mit LNG-Zugmaschinen wird bis zu 22% weniger Kohlendioxid emittiert, beim Einsatz von Biomethan können noch bessere CO₂-Werte erreicht werden.²

Zudem können neue Tankstellen über Photovoltaikanlagen auf dem Dach oder an den Wänden mit Strom versorgt werden – bei JET, OMV und Shell etwa befindet sich diese Technologie bereits im Einsatz. Damit kann ein Großteil des Strombedarfs zum Beispiel für Kühlung, Beleuchtung und Betrieb der Luft-Wärme-Pumpe des Heizsystems umweltschonend abgedeckt werden.

Der dynamische Bereich der Tankstelleninfrastruktur befindet sich in einem laufenden Wandel, die eingesetzten Technologien und Konzepte werden stetig weiterentwickelt. Fest steht aber, dass die Tankstelle der Zukunft bereits im Entstehen ist.

¹ Deutsches Zukunftsinstitut: Vier Szenarien zur Tankstelle der Zukunft

² Shell Austria: CO₂-ärmere Belieferung der Shell-Tankstelle Wörgl mit LNG-betriebenen Zugmaschinen

STARKER ANSTIEG DER ROHÖLPREISE

PREISENTWICKLUNG

Das Berichtsjahr 2021 war geprägt von Logistik- und Lieferkettenproblemen aufgrund der sich zunehmend erholenden Weltwirtschaft. Durch eine zurückhaltende Förderpolitik der OPEC kam es im Laufe des Jahres zu einem Anstieg der Rohölpreise von bis zu 50%. Zu Jahresbeginn wurde die Rohölsorte Brent bei über 53 US\$ je Barrel gehandelt, zu Ende 2021 waren es bereits knapp 80 US\$.

Das Berichtsjahr 2021 endete mit Rohölpreisen von knapp unter 80 US\$ je Barrel. Bei Betrachtung der Preisentwicklung ist nicht erkennbar, dass die Welt von einer Pandemie heimgesucht wurde und die globale Wirtschaft sowohl mit schweren Lieferkettenproblemen als auch mit hoher Inflation zu kämpfen hatte. Im Jahresverlauf 2021 legte der Preis für Brent-Rohöl um fast 50% zu, das war der steilste Anstieg seit zwölf Jahren.

Die wichtigste Ursache war, dass das Ölkartell OPEC+ auch in Lockdown-Zeiten das Ölangebot knapp hielt, sodass die Öllager weltweit immer weiter schrumpfen mussten. Das verhinderte einen Preisrutsch auch in nachfrageschwachen Monaten.

Ein weiterer Grund ist die relativ erfolgreiche Eindämmung der Pandemie in Ostasien. Die chinesische Wirtschaft blieb stabil und Taiwan, Südkorea und Japan kamen bislang

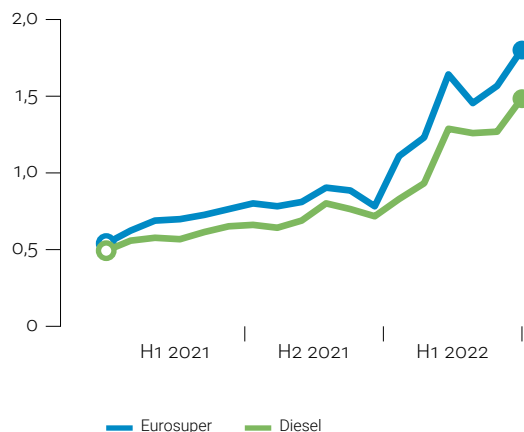
weitaus besser durch die Krise als Europa oder die USA. Hier sorgten jedoch massive Wirtschaftshilfen und Konjunkturprogramme rechtzeitig dafür, dass die Weltwirtschaft – und damit die Ölnachfrage – recht stabil blieben.

Die aktuellen Gas- und Strompreise zeigen jedoch deutlich, was passieren kann, wenn die internationalen Energiemärkte tatsächlich einmal außer Kontrolle geraten.

Seit dem Spätsommer 2021 haben sich vor allem in Europa die Gaspreise und in deren Folge auch die Strompreise im Großhandel vervielfacht. Auch hier war eine politische Verknappung des Gasangebotes ausschlaggebend. Zudem lieferte Gazprom weitaus weniger Erdgas als erwartet und ließ seine Speicher in Westeuropa schon im Sommer leerlaufen. Im Frühjahr 2022 hat sich dann durch den Krieg in der Ukraine und die weltweit verhängten Wirtschaftssanktionen gegen Russland die Lage weiter zugespitzt.

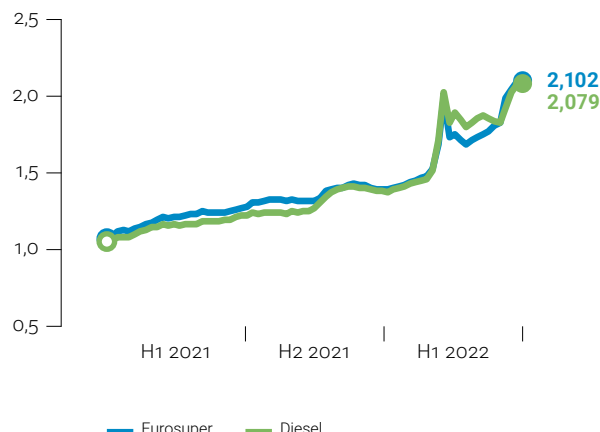
Rohölpreis 2021–06/2022 (18M)

1.000 US\$ je Tonne, fob Rotterdam



Kraftstoffpreis 2021–06/2022 (18M)

€ je Liter





iStockphoto / simpso33

+51,3 %

EUROSUPER-PREIS (18M)

+50,8 %

DIESEL-PREIS (18M)

GLOBALER ROHÖLMARKT

Der Preis für Brent-Rohöl, der für Europa wichtigsten Rohölsorte, lag im Berichtsjahr 2021 mit durchschnittlich 70,68 US\$ je Barrel um beinahe 69% über dem Vorjahr (41,92 US\$/bbl) und um 10% über dem Mittelwert von 2019, also vor Ausbruch der Pandemie (64,30 US\$/bbl). Damit bewegte sich der Preis von UK Brent auf dem Niveau des Jahres 2018. Auch bei anderen Ölsorten wie West Texas Intermediate (WTI), UAE Dubai, den OPEC-Ölen und leichtem Heizöl zeichnete sich ein ähnliches Bild ab. Die Kosten für den nach wie vor wichtigsten fossilen Energieträger stiegen in Folge des knapperen Angebotes am Weltmarkt bei gleichzeitig anziehender Konjunktur im Laufe des Jahres 2021 kontinuierlich an, nachdem sie während der Corona-Pandemie 2020 einen massiven Nachfrage- und Preisrückgang verzeichnen mussten.

Die ersten Probleme in den weltweiten Lieferketten wurden Ende März 2020 deutlich, als ein 400 Meter-Containerschiff den Suezkanal blockierte.

2021 startet mit einem Brent-Rohöl-Preis von 53 US\$/bbl und stieg danach im ersten Quartals stetig an (68 US\$/bbl). Nach kurzen Rückgängen mit Ende des ersten (62 US\$/bbl)

und des dritten Quartals (68 US\$/bbl) erreicht Brent-Rohöl den Höchststand von 86,4 US\$/bbl in der KW 40. Nach einem nochmaligen Rückgang endete das Berichtsjahr bei einem Preis von 77,8 US\$/bbl (siehe Datenanhang, Seite 46).

2022 startete mit einem starken ansteigenden Brent-Preis, am 24. Februar kam es zu einem deutlichen Anstieg der Ölpreise am Weltmarkt. Befeuert wurden die oftmals kurzfristigen Ölpreispitzen durch den Russland-Ukraine-Konflikt und die damit einhergehende Unsicherheit der Ölversorgung.

Der Euro/US-Dollar-Wechselkurs bewegte sich im ersten Halbjahr 2021 in einer Bandbreite zwischen 1,21 und 1,18 und fiel ab Juni kontinuierlich bis auf 1,14 zu Jahresende. Im ersten Halbjahr 2022 setzte sich die Talfahrt fort, am 12. Juli verzeichnete der Euro den tiefsten Stand seit 20 Jahren und war genauso viel wert wie der US-Dollar.

PREISENTWICKLUNG IN ÖSTERREICH

Der Benzinpreis lag Anfang 2021 an heimischen Tankstellen bei etwa 1,08 € je Liter, im Laufe des Jahres stieg der Preis gleichmäßig an und erreichte Ende Dezember 1,40 € je Liter. Einen leichten Peak nach oben gab es Mitte

November mit 1,44 €. Dieseldieselkraftstoff entwickelte sich ähnlich mit einem Literpreis von 1,06 € zu Jahresbeginn und 1,39 € gegen Ende 2021. Auch Diesel erreichte Mitte November den höchsten Jahreswert mit 1,42 € je Liter. Anders als 2020, wo es zu Tiefständen bei Diesel von bis zu 0,978 € und bei Benzin bis 0,992 € je Liter kam, hatten die Lockdown-Phasen im Laufe des Jahres 2021 wenig Einfluss auf die Preisentwicklung (siehe Datenanhang, Seite 48). Preise von unter einem Euro je Liter gab es zuletzt bei Benzin im Jahr 2009 und bei Dieseldieselkraftstoff 2010.

Der durch den Fachverband der Mineralölindustrie auf Grundlage des Preistransparenzgesetzes zu Jahresende 2021 erhobene Tankstellen-Durchschnittspreis von Eurosuper betrug in Österreich 1,283 €/l, im Jahr davor waren es noch 1,084 €/l. In der Europäischen Union kostete Eurosuper im Berichtsjahr mit durchschnittlich 1,511 €/l um 22,8 Cent mehr als in Österreich. Bei Diesel belief sich der heimische Durchschnittspreis 2021 auf 1,237 €/l und lag um 18,7 Cent über dem Wert des Vorjahres. Mit einem gewichteten Diesel-Durchschnittspreis von 1,358 €/l lag der EU-Tankstellenpreis mit 12,1 Cent deutlich über jenem in Österreich (Oil-Bulletin; siehe Datenanhang, Seite 47).

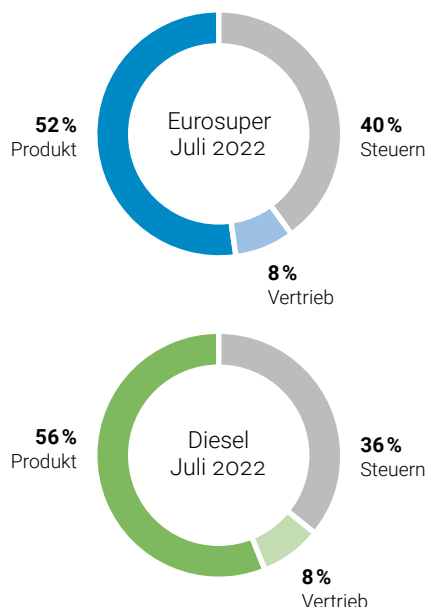


Die Österreichische Energieagentur (AEA; Austrian Energy Agency) hat die Kraftstoffpreise für 2021 erhoben und diese mit jenen von 1986 verglichen. Die Ergebnisse zeigen, dass inflationsbereinigt Eurosuper real um 2% (2020: -14%) und Diesel um 4% (2020: -16%) günstiger waren wie vor 35 Jahren.

Kraftstoffpreise sind sehr transparente Kosten des täglichen Lebens und werden laufend von Konsumenten verglichen. Das Bewusstsein der Bevölkerung für den aktuellen Preis und etwaige Veränderungen ist deutlich höher als bei vielen anderen Konsumgütern des täglichen Lebens. Über die Jahre hat dies dazu geführt, dass Kraftstoffe einer sehr hohen Preissensibilität ausgesetzt sind.

Preisveränderungen am internationalen Rohölmarkt schlagen sich prozentuell immer nur in abgeschwächter Form beim Kraftstoffpreis an der Tankstelle nieder. Das gilt sowohl für Preisschwankungen nach oben als auch nach unten. Die Preisgestaltung beginnt also nicht an der Tanksäule, sondern nimmt ihren Anfang bereits beim Bohrloch. Der sehr hohe technische Aufwand, der mit der Erdölproduktion einhergeht, muss ebenso berücksichtigt werden wie die Förderabgaben an örtliche Regierungen. Weiteren Einfluss nehmen Transport, Verarbeitung und Veredelung in der Raffinerie sowie die Vertriebskosten zu den Verbrauchern, auch die Marktentwicklung durch Angebot und Nachfrage im Rohöl- und Produktensektor beeinflusst den Preis.

Kraftstoffe zählen zu den am höchsten besteuerten Produkten in Österreich. Neben der 20%-igen Umsatzsteuer fallen bei Diesel zusätzlich 39,7 Cent und bei Eurosuper 48,2 Cent Mineralölsteuer je Liter Kraftstoff an. Derzeit wandern also in Summe je verkauftem Liter Diesel 36% des Verkaufspreises in den Staatshaushalt, bei Eurosuper sind es 40% (Stand Juli 2022). Bei der Mineralölsteuer handelt es sich – im Gegensatz zu der prozentualen Umsatzsteuer – um eine betragsmäßig fixe Verbrauchsabgabe, die unabhängig vom jeweiligen Preisniveau eingehoben wird.



MODULARES AUSBILDUNGSPROGRAMM FÜR TANKWAGENFAHRER

Die Ausbildung der Tankwagenfahrer war in den letzten Jahren stark von der Pandemie bestimmt. Lockdowns und die unsichere Situation bedingten viele Verschiebungen, insbesondere die Trainings des modularen Ausbildungsprogrammes konnten oft nicht durchgeführt werden. *Von KommR Ing. Bernhard Dewitz, Dewitz Consulting & Engineering*

Diese Umstände führten zu einem massiven Anstieg an Trainingsbedarf, der zusätzlich durch die Ausbildung neu angeworbener Tankwagenfahrer aufgrund des sehr starken Fahrer-mangels noch verstärkt wurde.

Der einzige Kooperationspartner für diese Tankwagentrainings des Fachverbandes nach dem modularen Ausbildungsprogramm konnte aber die Herausforderungen der Verschiebungen und der Trainingskonzentration in Zusammenarbeit mit den österreichischen Mineralölfrächtern erfolgreich meistern, sodass auch weiterhin das hohe Ausbildungsniveau der Tankwagenfahrer im Umgang mit ihrem Fahrzeug und den Risiken des Straßenverkehrs gewährleistet ist.

Die Umsetzung der Vorgaben des Fachverbandes der Mineralölindustrie wird bei dem Trainingspartner in regelmäßigen Abständen in einem mit Vertretern der Mineralölkonzerne gemeinsam durchgeführten Audit überprüft. Diese Audits haben auch immer wieder Auswirkungen auf die Inhalte des Trainingsprogrammes, wie zum Beispiel beim letzten Audit durch Aufnahme von Übungen mit Fahrzeug-assistenzsystemen.

HANDBUCH FÜR TANKWAGENFAHRER

Das länderübergreifende Handbuch für Tankwagenfahrer hat sich gut in den drei teilnehmenden Ländern etabliert. Übersetzte Kopien werden aufgrund der Initiative einer Mineralölgesellschaft

auch – ohne die automatische Aktualisierung und ohne Nutzung des Online-Tools – in mehreren osteuropäischen Ländern in den jeweiligen Landessprachen genutzt. Außerdem hat sich das Handbuch für Tankwagenfahrer in vielen weiteren Bereichen als Branchenstandard für die Beladung des Fahrzeuges, des Transportes von Mineralölprodukten und die Entladung etabliert. Dabei kommen die im Internet frei verfügbaren Versionen des Handbuches zur Anwendung.

Jährlich wird das Handbuch auch von Spezialisten der Mineralölindustrie überarbeitet. Dazu wird bei den aktiven Nutzern ein möglicher Änderungsbedarf erhoben und diese Vorschläge werden anschließend mit den Spezialisten diskutiert und bei Bedarf in das Handbuch aufgenommen. Auf die Formulierung der Texte wird dabei besonderer Wert gelegt. Hier steht die leichte Verständlichkeit der Inhalte im Vordergrund, um die wesentlichen Verhaltensrichtlinien an Tankwagenfahrer als Nutzer dieses Handbuches zu transportieren.

LNG ALS NEUES AUSFUHRGEBIET

Für einige Mineralölgesellschaften wird der Transport von verflüssigtem Erdgas (Liquified Natural Gas; LNG) immer wichtiger. In den Medien wird dieses Gas oft fälschlicherweise als „Flüssiggas“ bezeichnet. Unter Flüssiggas (Liquified Petroleum Gas; LPG) verstehen wir aber Propan, Butan oder deren Gemische – und

das ist ein Mineralölprodukt. Hingegen wird bei verflüssigtem Erdgas das Gas zur Erreichung einer höheren Speicherdichte gekühlt und verdichtet gespeichert.

Aufgrund des großen Interesses in der Mineralölindustrie wurde in der jährlich stattfindenden Beiratssitzung beschlossen, LNG als weiteres neues Ausfuhrgebiet in das Handbuch für Tankwagenfahrer aufzunehmen. Dazu werden in den kommenden Jahren die entsprechenden Inhalte aufgrund der praktischen Erfahrungen erarbeitet und im Rahmen eines Arbeitskreises mit Spezialisten finalisiert. Die so erarbeiteten Textergänzungen werden dann im Online-Tool als eigenes Ausfuhrgebiet eingetragen.

Das Online-Tool ist die Bearbeitungsplattform des länderübergreifenden Fahrerhandbuches, in dem sowohl die einzelnen Textabschnitte und deren Zugehörigkeit bearbeitet bzw. verwaltet als auch die Handbuchzusammenstellung durch die Auswahl der anzuwendenden Ausfuhrgebiete, Länder und Mineralölgesellschaften erstellt wird. Aufgrund neuer Browser-Technologien konnte das Internet-basierte Online-Tool mit neuer Technologie ausgestattet und entsprechend reformiert werden. Damit können nun Texte sehr einfach – ähnlich der Bedienung von Textbearbeitungsprogrammen – erstellt und editiert werden. Auch passt sich jetzt die Oberfläche der verwendeten Bildschirmgröße an, sodass die Bedienbarkeit auch bei kleinen Handy-Monitoren gewährleistet ist.

HERAUSFORDERUNGEN FÜR DIE INDUSTRIE

KLIMA & KREISLAUFWIRTSCHAFT

Mit dem „Fit for 55“-Gesetzespaket präsentierte die EU-Kommission Vorgaben für den Umbau des Energiesystems, während im Rahmen der Ökosozialen Steuerreform die teilweise CO₂-Bepreisung in Österreich eingeführt werden sollte. Auch durch den bereits 2015 ins Leben gerufenen Aktionsplan „Circular Economy“ wurde ein breites Umdenken in der Wirtschaft gestartet.

EU-KLIMAPAKET

Im Juli 2021 wurde das Gesetzespaket „Fit for 55“ veröffentlicht, das Entwürfe für zwölf EU-Regelungen enthält, die der Umsetzung der Ziele des European Green Deal dienen.

Die Europäische Union will so die Treibhausgasemissionen bis 2030 um 55% verringern und bis 2050 die Klimaneutralität erreichen.

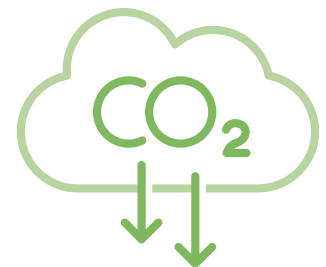
Konkret bedeutet das, dass in knapp drei Jahrzehnten in allen Lebens- und Wirtschaftsbereichen nur noch minimale Restemissionen anfallen dürfen, die durch Senken (Entzug von Treibhausgasen aus der Atmosphäre) bilanziell neutralisiert werden sollen („net zero“).

Zentrale Vorhaben im „Fit for 55“-Paket sind – neben der Aufteilung des 55%-Zieles auf die Mitgliedstaaten im Rahmen der Lastenteilungsverordnung („Effort Sharing“) – die Umgestaltung des europäischen Emissionshandels einschließlich des neuen Instruments eines CO₂-Grenzausgleichs („Carbon Border Adjustment Mechanism“) zur Vermeidung von Carbon Leakage, die Überarbeitung der Energieeffizienz- und der Erneuerbaren Energien-Richtlinie, eine Verschärfung der CO₂-Flottengrenzwerte für PKW und leichte Nutzfahrzeuge sowie ein Vorschlag zur Harmonisierung der Energiesteuern.

Für die österreichische Mineralölindustrie ist auch der neue Verordnungsvorschlag „ReFuelEU Aviation“ von besonderer Bedeutung, bei dem unter anderem Ziele für die Beimischung von nachhaltigen Flugzeugkraftstoffen behandelt werden.

Mit dem „Fit for 55“-Gesetzespaket präsentierte die EU-Kommission auch überarbeitete bzw. neue Vorgaben für den weiteren Umbau unseres Energiesystems, die Auswirkungen auf den Einsatz von nachhaltigen Kraftstoffen haben werden. Der Entwurf der Kommission zur Erneuerbaren Energien-Richtlinie sieht im Verkehrsbereich vor, dass Treibhausgasemissionen bis 2030 um mindestens 13% gesenkt werden müssen. Die große Umstellung ist aber, dass nun ein Reduktionsziel im Bereich der Intensität der Treibhausgasemissionen definiert wird anstelle des derzeit gültigen Erneuerbare-Energien-Zieles mit Verpflichtungen für Kraftstofflieferanten. Unterziele für fortschrittliche Biokraftstoffe und erneuerbare Kraftstoffe nicht-biogenen Ursprungs („Renewable Fuels of Non-biological Origin“ wie beispielsweise Wasserstoff oder e-Fuels) ergänzen die Vorgaben.

Im Dezember 2021 wurde das Paket seitens der Europäischen Kommission dann noch um die Dekarbonisierung des Gasmarktes, einer Revision der Gebäudeenergieeffizienz-Richtlinie



sowie einer Mitteilung zu nachhaltigen Kohlenstoffkreisläufen ergänzt. Zugleich legte die EU-Kommission auch einen Legislativvorschlag zur Verringerung der Methanemissionen im Energiesektor vor, der eine verpflichtende Messung und Überprüfung von Methanemissionen im Öl-, Gas- und Kohlektor und die Berichterstattung darüber beinhaltet.

Die beiden Teile des „Fit for 55“-Paketes sollen parallel verhandelt und spätestens im kommenden Jahr verabschiedet werden. Ziel muss es sein, den Unternehmen in der Europäischen Union die Chancen zu geben, die Technologieführerschaft bei der Transformation der Wirtschaft zu übernehmen.

Innovationen sind der Schlüssel zur Klimaneutralität

Der entscheidende Faktor für die Erreichung der Klimaziele sind nicht die Verbote, sondern die Entwicklung neuer Technologien zur Reduktion von Treibhausgasen, wie zum Beispiel Carbon Capture and Usage (CCU) oder chemisches Recycling. Der vermehrte Einsatz von Biomasse kann ebenfalls zu einer Dekarbonisierung



des Sektors beitragen. Um einen raschen Einsatz von Innovationen zu ermöglichen, braucht es eine Erhöhung der Forschungsförderungen, kürzere Genehmigungsverfahren für Projekte sowie effektivere Investitionsanreize für den Einsatz im industriellen Maßstab. Auch die Verfügbarkeit von ausreichend erneuerbarer Energie zu wettbewerbsfähigen Preisen ist von zentraler Bedeutung für die Transformation der Wirtschaft. Weiter forciert werden muss auch die Kreislaufwirtschaft, die zu einer starken Absenkung von CO₂-Emissionen führt.

NATIONALE CO₂-BEPREISUNG

Anfang Oktober 2021 präsentierte die Bundesregierung die Ökosoziale Steuerreform – einschließlich der Einführung einer CO₂-Bepreisung in jenen Sektoren, die nicht dem EU-Emissionshandel unterliegen. Zu deren Umsetzung soll ein nationales Emissionshandelssystem in drei Phasen eingeführt werden.

Um einen schnellen und unbürokratischen Einstieg in die nationale CO₂-Bepreisung zu gewährleisten, sollte in der Einführungsphase ursprünglich ab Juli 2022 die gemeinsame Abwicklung mit bereits bestehenden Energieabgaben ermöglicht werden. In Phase II (Jänner 2024 bis Dezember 2025) sollen dann die notwendigen organisatorischen und rechtlichen Voraussetzungen für einen Emissionshandel geschaffen werden. Und in Phase III (ab Jänner 2026) geht das Emissionshandelssystem in eine Marktphase unter Berücksichtigung der Entwicklungen auf europäischer Ebene über.

Für 2022 sind Kosten je Tonne CO₂ von 30 € vorgesehen, die dann kontinuierlich ansteigen (2023: 35 €; 2024: 45 €; 2025: 55 €). Zur Berücksichtigung starker Energiepreisschwankungen soll ein Preisstabilitätsmechanismus eingerichtet werden, zur Vermeidung von Carbon-Leakage ein Kompensations-Rückverteilungsmechanismus und auch eine Härtefallregelung für Firmen ist vorgesehen, die besonders stark von der Einführung der Bepreisung betroffen sind.

Das Ökosoziale Steuerreformgesetz wurde im Februar 2022 im Amtsblatt veröffentlicht. Aufgrund der sehr stark gestiegenen Energiepreise in Folge des Ukraine-Kriegs und der weltweit verhängten Wirtschaftssanktionen gegen Russland hat die österreichische Bundesregierung jedoch beschlossen, die Einführung der CO₂-Bepreisung von Juli auf Oktober 2022 zu verschieben.

KREISLAUFWIRTSCHAFT

Noch stehen wir am Beginn einer nachhaltigen Kreislaufwirtschaft. Mit dem 2015 ins Leben gerufenen Aktionsplan „Circular Economy“ wurde ein breites Umdenken in der Wirtschaft gestartet: Bestehende Materialien und Produkte sollen so lange wie möglich wiederverwendet, geleast, repariert, aufgearbeitet und recycelt werden.

Auch die Unternehmen der Mineralölindustrie integrierten verstärkt Kreislaufwirtschaftsziele in ihre Konzernstrategien mit dem Ziel der Verringerung des Rohstoffeinsatzes, zum Beispiel durch Recycling und Umwandlung von Abfällen in neue Produkte. Aber noch immer gibt es Hürden bei der Verwendung von Sekundärrohstoffen. Ein wichtiger gesetzlicher Rahmen dafür ist die EU-Abfallrahmen-Richtlinie, deren Überarbeitung derzeit ansteht. Die Verringerung gemischter Abfälle und die verstärkte Vorbereitung zum Recycling von Abfällen durch Verbesserung der getrennten Sammlung stehen dabei im Fokus. Eine Annahme durch die Kommission ist für das zweite Quartal 2023 geplant.

Auf nationaler Ebene legt die österreichische Kreislaufwirtschaftsstrategie, an der gerade gearbeitet wird, Schwerpunkte auf die Steigerung der Ressourceneffizienz und die Gewinnung von qualitativ hochwertigen Sekundärrohstoffen. Bei allen geplanten Maßnahmen benötigt die Wirtschaft aber mittel- und langfristige Rechts- und Planungssicherheit und auch bestehende Hürden müssen abgebaut werden.

Auch die EU-Abfallverbringungs-Verordnung wird novelliert, um das Recycling innerhalb der EU zu fördern. Da ungetrennt gesammelte Abfälle nicht recycelbar sind, werden auf EU-Ebene derzeit verbindliche quantitative Ziele für die Sammlung und Wiederaufbereitung von mineralischen und synthetischen Schmier- bzw. Industrieölen geprüft. Ab 2023 müssen österreichweit alle Kunststoffverpackungen in der gelben Tonne bzw. im gelben Sack gesammelt werden.

Erfolgversprechende Projekte

Die Mineralölindustrie investiert verstärkt im Bereich der Produktion aus erneuerbaren Quellen. Ein bereits weit fortgeschrittenes Projekt der Kreislaufführung von Altkunststoffen stellt die ReOil-Anlage dar. Die Recyclinganlage in der Raffinerie Schwechat wird ab 2023 jährlich 16.000 t Kunststoffabfall in synthetischen Rohstoff für die chemische Industrie umwandeln. Eine weitere innovative Idee für eine neue Wertschöpfungsquelle ist die Gewinnung von Pyrolyseöl aus der Behandlung von Altreifen.

Die Transformation der Industrie zu Klimaneutralität und Kreislaufwirtschaft soll laut der UFG-Novelle finanziell stark unterstützt werden. Ergänzt wird die Förderung durch die FTI-Initiative „Kreislaufwirtschaft“ der Österreichischen Forschungsförderungsgesellschaft (FFG).

SCC-ZERTIFIZIERUNG STARK GESTIEGEN

SCC-SEKTORKOMITEE

Vor allem in der Mineralölindustrie werden Kontraktoren für technische Dienstleistungen sowie Personaldienstleister eingesetzt. Sowohl durch ihr Sicherheitsmanagementsystem als auch durch das Verhalten ihrer Mitarbeiter wirken diese wesentlich auf den Sicherheits-, Gesundheits- und Umweltschutz (SGU)-Standard ihrer Auftraggeber ein. Daher überprüfen Auftraggeber die SGU-Systeme der Kontraktoren und Personaldienstleister.

1998 etablierten sich die beiden Zertifizierungsverfahren SCC (Sicherheits Zertifikat Kontraktoren) und SCP (Sicherheits Zertifikat Personaldienstleister) auch in Österreich. Ein Regelwerk beschreibt die genaue Vorgehensweise des Zertifizierungsprozesses, behandelt aber auch jene Anforderungen, die an alle daran Beteiligten gestellt werden und enthält weiters die Checkliste für Kontraktoren des produzierenden Gewerbes sowie die SCP-Checkliste für Personaldienstleister. Für die Pflege der normativen Dokumente sowie der SCC-Website ist das SCC-Sektorkomitee Austria zuständig, das beim Fachverband der Mineralölindustrie angesiedelt ist.

Ein wesentlicher Bestandteil von SCC sind Forderungen, die an die Ausbildung von Mitarbeitern und Führungskräften der Kontraktoren gestellt werden. Um einen einheitlichen Ausbildungsstandard zu gewährleisten, wurden Inhalte, Ausbildungszeiten und Prüfkriterien verbindlich festgelegt.

Zertifizierungsfähig sind Kapital- und Personengesellschaften, unter bestimmten Voraussetzungen können auch Niederlassungen von Unternehmen auditiert werden. Hat die juristische Person/Einheit mehr als 35 Beschäftigte, ist grundsätzlich nach SCC** oder SCCP zu zertifizieren, auch wenn nur Niederlassungen bzw. organisatorische Einheiten dieses Unternehmens mit bis zu 35 Beschäftigten zertifiziert werden wollen. Unternehmen mit weniger als zehn Beschäftigten benötigen kein SCC/SCP-Zertifikat, sofern sie keine Subunternehmer einsetzen.

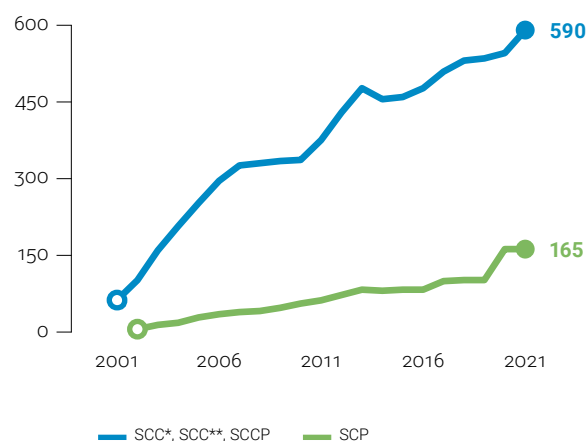
Die Zertifikate haben eine Gültigkeitsdauer von jeweils drei Jahren. Während dieser Zeit führt der Zertifizierer jährlich Überwachungsaudits durch. 2021 waren 590 Unternehmen (2020: 538) nach SCC (122 SCC*, 365 SCC**, 103 SCCP) und unverändert zum Vorjahr 165 Unternehmen nach SCP zertifiziert. SCC/SCP-Zertifikate können auch gemeinsam mit anderen Zertifikaten, wie beispielsweise ISO 9001 (Qualitätsmanagement) oder ISO 14001 (Umweltmanagement), erworben werden.

Die SCC-Sektorkomitees in Belgien, Deutschland, den Niederlanden und Österreich haben sich zur europäischen SCC-Plattform zusammengefunden. Im Rahmen dieser Plattform ist auch Frankreich mit dem Vorsitzenden von MASE (einem ähnlichen Zertifizierungsverfahren) vertreten. Hauptaufgabe der Plattform ist es, die Vergleichbarkeit der Systeme und die gegenseitige Anerkennung zu gewährleisten. Aufgrund sich ändernder Gesetze und Vorschriften sowie internationaler Entwicklungen unterliegt das Regelwerk einer permanenten Aktualisierung.

Der Vertrieb des Regelwerks und Prüfungsfragenkatalogs erfolgt durch den Fachverband der Mineralölindustrie. Über die SCC-Website (www.scc-austria.at) können weitere Informationen bezogen werden, auch eine Auflistung aller in Österreich zertifizierten Unternehmen ist hier abrufbar.

SCC-Zertifikate in Österreich

2001 bis 2021



KV-ABSCHLUSS 2022

KOLLEKTIVVERTRAG

Die Verhandlungen für den neuen Kollektivvertrag 2022 in der Mineralölindustrie waren wieder von Corona geprägt. Das Wirtschaftsgespräch mit der Arbeitnehmerseite wurde im kleinen Kreis mit Möglichkeit der Online-Teilnahme durchgeführt, auch die Verhandlungsrunde im Jänner 2022 fand dann unter Einhaltung strenger Sicherheitsmaßnahmen nur in kleinem Kreis in der WKO in Präsenz statt. Die Abstimmung während der Verhandlung erfolgte getrennt teilweise online.

Nachdem die Kollektivvertragsabschlüsse 2021 in Höhe der Inflationsrate lagen, zeigte sich beim Metaller-Abschluss, der immer als erste Orientierung dient, dass 2022 kräftige Lohn- und Gehaltserhöhungen das Ziel auf Gewerkschaftsseite waren. Erst die fünfte Verhandlungsrunde brachte – begleitet von Streikandrohungen seitens der Gewerkschaft – eine Einigung für die Metaller mit einem Plus von 3,55% bei den Ist- sowie 3,0% bei den KV-Löhnen und Gehältern, zusätzlich gab es auch Verbesserungen für Lehrlinge und in der Schichtarbeit.

In der Mineralölindustrie fand am 23. November 2021 das traditionelle Wirtschaftsgespräch mit der Arbeitnehmerseite statt, diesmal in kleiner Runde und mit Möglichkeit der Online-Teilnahme. Der Forderungskatalog wurde bereits vorab von den Gewerkschaften übermittelt. Beim Wirtschaftsgespräch wurde seitens der Arbeitgeber versucht, ein Verständnis der Gewerkschafts- und Belegschaftsvertreter für die Transformation, in der sich die Mineralölindustrie befindet, zu erwecken. Von Gewerkschaftsseite kam das klare Signal, dass eine spürbare Lohn- und Gehaltserhöhung erwartet wird.

Aufgrund hoher Infektionszahlen fanden dann am 18. Jänner 2022 die Kollektivvertragsverhandlungen unter Einhaltung strenger Corona-Maßnahmen in der WKO nur in einer kleinen Verhandlungsrunde statt. Erst am späten Abend gab es eine Einigung der Vertreter des Fachverbandes der Mineralölindustrie (FVMI) unter dem Vorsitz von Peter Pirkner auf Arbeitgeberseite mit den Gewerkschaften GPA unter der Leitung von Christian Schuster und PRO-GE unter der Leitung von Franz Stürmer auf Arbeitnehmerseite.

Das Verhandlungsergebnis sieht ab 1. Februar 2022 für die Arbeiterinnen und Arbeiter sowie Angestellten eine Erhöhung der KV-Mindestbezüge und der monatlichen Ist-Bezüge um 3,9% vor. Auch die Lehrlingseinkommen werden deutlich erhöht und betragen brutto im ersten Lehrjahr 900 €, im zweiten 1.200 €, im dritten 1.500 € und im letzten Lehrjahr 1.850 €. Die Zulagen und Vorrückungsbeträge werden um 3,9%, die Reise-Aufwandsentschädigungen um 3,34% erhöht.

Im Rahmenrecht einigten sich die KV-Partner auf eine Verbesserung im Bereich der SEG-Zulagen. Die bestehenden Arbeitsgruppen wurden bestätigt und eine weitere zur Bereinigung der Protokollanmerkungen wurde eingerichtet.

Die Kollektivvertragspartner stimmten überein, dass die Verhandlungsergebnisse im Zeichen der Corona-Krise eine faire Anerkennung für die schwierige Zeit sind und der Inflationsentwicklung und Kaufkraftverbesserung Rechnung tragen. Die Verhandlungsleiter bezeichneten den Kollektivvertrag als für beide Seiten fair und akzeptabel.

Von den ab 1. Februar 2022 geltenden Kollektivvertragsabschlüssen in der Mineralölindustrie Österreichs sind mehr als 4.400 Beschäftigte, davon rund 3.500 Angestellte und etwa 900 Arbeiterinnen und Arbeiter (inklusive Lehrlinge), erfasst.



Der Kollektiv- und Rahmenvertrag (auch als englische Arbeitsfassung) ist unter www.oil-gas.at abrufbar.



DATENANHANG

AUFSUCHUNG

BOHRTÄTIGKEIT 2021

Anzahl / Meter	Aufschlussbohrungen	Erweiterungsbohrungen	Produktionsbohrungen	Speicherbohrungen	Hilfsbohrungen
OMV Austria Exploration & Production GmbH	0	0	6 / 12.574	0	2 / 4.303
RAG Exploration & Production GmbH	0	1 / 1.240	0	0	0
ADX VIE GmbH	1 / 1.997	0	0	0	0
Gesamt	1 / 1.997	1 / 1.240	6 / 12.574	0	2 / 4.303

Quelle: Firmenangaben

BOHRMETERLEISTUNG

Meter	2021	2020	Veränd.	2019	2018	2017
OMV Austria Exploration & Production GmbH	16.877	1.135	> 100%	26.161	23.285	24.322
RAG Exploration & Production GmbH	1.240	8.040	-84,6%	12.724	1.950	5.851
ADX VIE GmbH	1.997	0	> 100%			
Gesamt	20.114	9.175	> 100%	38.885	25.235	30.173

Quelle: Firmenangaben

AUFBRINGUNG

ROHÖLFÖRDERUNG

Tonnen	2021	2020	Veränd.	2019	2018	2017
Gesamt	559.947	594.789	-5,9%	626.877	664.009	704.678
Pumpsonden	500	518	-3,5%	528	516	546
Gasliftsonden	86	89	-3,4%	90	88	94
Eruptivsonden	15	9	66,7%	7	8	5
Fördersonden	601	616	-2,4%	625	612	645

Quelle: Firmenangaben

ERDGASFÖRDERUNG

1.000 m³n	2021	2020	Veränd.	2019	2018	2017
Fördersonden	145	124	16,9%	153	137	174
Erdgas	492.305	608.098	-18,5%	746.516	827.327	1.588.300
Erdölgas	161.797	134.960	-6,4%	144.194	141.896	153.935
Gesamt	654.102	743.058	-16,6%	890.710	969.223	1.742.235

Quelle: Firmenangaben, Geologische Bundesanstalt

ROHÖLIMPORT

Tonnen	2021	in %	2020	Veränd.	2019	2018	2017
Kasachstan	2.967.886	38,9%	2.728.847	8,8%	3.364.104	3.063.984	2.393.763
Libyen	1.690.677	22,1%	318.468	430,9%	1.847.426	1.908.383	975.543
Irak	1.579.840	20,7%	1.120.186	41,0%	1.346.431	671.014	1.124.061
Russland	596.004	7,8%	739.576	-19,4%	266.705	210.934	382.862
Jemen	266.142	3,5%	49.961	432,7%	96.443	0	0
Algerien	206.648	2,7%	715.315	-71,1%	277.420	168.020	396.959
Aserbaidshon	105.889	1,4%	361.800	-70,7%	980.362	781.720	954.643
UK	101.457	1,3%	0	-	0	0	0
Guyana	85.128	1,1%	0	-	0	0	0
Norwegen	32.742	0,4%	79.067	-58,6%	0	0	0
Slowakei	4.738	0,1%	2.010	135,7%	4.023	5.277	5.738
Deutschland	386	0,0%	765	-49,5%	2.487	2.683	3.262
Frankreich	122	0,0%	82	48,8%	70	36	185
USA	0	-	433.279	-100,0%	114.094	0	0
Saudi-Arabien	0	-	411.578	-100,0%	3.994	76.486	127.034
Nigeria	0	-	348.802	-100,0%	270.199	412.389	573.163
Brasilien	0	-	123.628	-100,0%	0	0	0
Kanada	0	-	14.805	-100,0%	0	0	0
Tunesien	0	-	14.660	-100,0%	12.309	0	0
Kuwait	0	-	0	-	1.199	0	0
Tschechien	0	-	0	-	199	22.312	23.903
Iran	0	-	0	-	0	988.053	286.692
Gesamt	7.637.659	100,0%	7.462.829	2,3%	8.587.465	8.311.291	7.247.808

Quelle: Statistik Austria

ERDGASIMPORT

1.000 m³n	2021 ¹	2020	Veränd.	2019	2018	2017
Gesamt	4.506.789	6.125.338	-26,4%	10.744.053	7.489.518	8.089.601

Quelle: E-Control

TRANSPORTMENGE FERNLEITUNGEN

1.000 Tonnen	2021	2020	Veränd.	2019	2018	2017
Erdöl(-produkte)	34.995	35.504	-1,4%	38.718	39.448	39.448
Erdgas	29.619	31.619	-6,3%	35.955	34.813	34.813
Gesamt	64.614	67.123	-3,7%	74.673	74.261	74.261

Quelle: Statistik Austria

¹ Kalorischer Wert: 11,3 kWh/m³, vorläufige Daten

Tonnen	2021			2020		
	Inlands- produktion	Import	Gesamt	Inlands- produktion	Import	Gesamt
Dieselmotorenkraftstoff ohne Anteil von biogenem Kraftstoff	17.255	646.844	664.100	139.819	790.321	930.140
Dieselmotorenkraftstoff mit beigem. biogenem Kraftstoff	3.315.040	3.608.910	6.923.950	3.065.756	3.410.393	6.476.149
100% reiner biogener Kraftstoff für Beimengung zu oder Verwendung als Dieselmotorenkraftstoff	0	247.051	247.051	0	238.556	238.556
Dieselmotorenkraftstoffe	3.332.295	4.502.805	7.835.101	3.205.575	4.439.270	7.644.845
Normalbenzin ohne Anteil von biogenem Kraftstoff	G	9	9	G	5	5
Normalbenzin mit beigem. biogenem Kraftstoff	8.394	44	8.438	9.491	42	9.533
Super Plus ohne Anteil von biogenem Kraftstoff	G	15	15	G	16	16
Super Plus mit beigem. biogenem Kraftstoff	270.521	21.187	291.708	262.700	20.744	283.444
Eurosuper ohne Anteil von biogenem Kraftstoff	140.970	21.391	162.361	206.104	8.638	214.742
Eurosuper mit beigem. biogenem Kraftstoff	1.425.779	504.965	1.930.744	1.287.714	507.834	1.795.548
100% reiner biogener Kraftstoff für Beimengung zu Ottomotorenkraftstoff	0	16.295	16.295	0	30.122	30.122
Ottomotorenkraftstoffe	1.845.664	563.906	2.409.570	1.766.009	567.401	2.333.410
Heizöl Extraleicht	383.258	516.793	900.051	493.151	665.977	1.159.128
Heizöl Leicht	41.220	6.845	48.065	53.537	7.325	60.862
Heizöl Schwer	535.844	25.269	561.112	591.488	59.805	651.293
Heizöle	960.322	548.907	1.509.228	1.138.176	733.107	1.871.283
Flugturbinenkraftstoff	343.109	38.779	381.889	332.502	53.433	385.936
Bitumen	439.871	262.374	702.246	424.278	289.805	714.082
Motorenöle	25.776	24.989	50.766	32.783	26.339	59.122
Kompressorenöle	740	804	1.544	940	609	1.549
Hydrauliköle	7.451	7.651	15.102	17.158	7.218	24.376
Weißöle	206	434	640	26	417	443
Getriebeöle	4.564	5.070	9.634	4.506	5.093	9.600
Metallbearbeitungsöle, Formöle und Korrosionsschutzöle	2.499	3.121	5.620	2.715	2.815	5.530
Elektroisolieröle (Trafoöle)	G	1.346	1.346	G	854	854
Andere Schmieröle und andere Öle	1.279	5.447	6.726	3.716	2.700	6.416
Fette	1.671	4.165	5.836	1.487	4.441	5.928
Zubereitete Schmiermittel aus Kapitel 3403	4.462	5.434	9.896	4.062	2.689	6.752
Schmiermittel	48.648	58.461	107.110	67.393	53.175	120.570
Flüssiggas (Heiz- oder Brenngas)	149.859	63.718	213.577	117.477	63.936	181.413
Spezialbenzin	G	14.433	14.433	G	13.832	13.832
Testbenzin	G	2.609	2.609	G	2.197	2.197
Leuchtpetroleum	165	99	264	214	128	341
Sonstige Produkte aus Kapitel 27	0	4.507	4.507	10	3.603	3.613
Sonstige	165	21.648	21.813	224	19.760	19.983
Gesamt	7.119.933	6.060.598	13.180.534	7.051.634	6.219.887	13.271.522

Quelle: Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie

VERBRAUCH

INLANDSVERBRAUCH UND EXPORT¹

Tonnen	Export		Inlandsverbrauch		
	2021	2020	2021	2020	Veränd.
Dieseldieselkraftstoff ohne Anteil von biogenem Kraftstoff	151.607	89.404	694.535	699.932	-0,8%
Dieseldieselkraftstoff mit beigem. biogenem Kraftstoff	1.094.716	913.411	5.799.741	5.545.225	4,6%
100% reiner biogener Kraftstoff für Beimengung zu oder Verwendung als Dieseldieselkraftstoff	273.457	292.564	11.596	19.985	-42,0%
Dieseldieselkraftstoffe	1.519.780	1.295.379	6.505.872	6.265.142	3,8%
Normalbenzin ohne Anteil von biogenem Kraftstoff	0	0	114	109	4,8%
Normalbenzin mit beigem. biogenem Kraftstoff	0	0	8.422	9.533	-11,7%
Super Plus ohne Anteil von biogenem Kraftstoff	0	0	12	15	-20,0%
Super Plus mit beigem. biogenem Kraftstoff	195.550	191.833	101.760	90.243	12,8%
Eurosuper ohne Anteil von biogenem Kraftstoff	156.279	219.723	373	188	98,4%
Eurosuper mit beigem. biogenem Kraftstoff	643.684	572.332	1.329.673	1.266.887	5,0%
100% reiner biogener Kraftstoff für Beimengung zu Ottokraftstoff	129.878	95.853	1.397	10.798	-87,1%
Ottokraftstoffe	1.125.391	1.079.741	1.441.751	1.377.773	4,6%
Heizöl Extraleicht	16.358	14.667	935.003	1.127.993	-17,1%
Heizöl Leicht	1.105	2.215	52.141	51.562	1,1%
Heizöl Schwer	369.154	468.928	13.364	12.134	10,1%
Heizöle	386.617	485.810	1.000.508	1.191.689	-16,0%
Flugturbinenkraftstoff	4.595	8.782	403.871	322.016	25,4%
Bitumen	239.964	238.584	460.442	447.657	2,9%
Motorenöle	23.043	31.467	27.196	26.073	4,3%
Kompressorenöle	409	492	1.116	958	16,5%
Hydrauliköle	4.482	11.259	10.416	13.027	-20,0%
Weißöle	51	159	278	232	19,8%
Getriebeöle	4.727	6.825	4.191	2.636	59,0%
Metallbearbeitungsöle, Formöle und Korrosionsschutzöle	3.128	4.060	1.914	1.320	45,0%
Elektroisoleröle (Trafoöle)	24	13	1.305	843	54,8%
Andere Schmieröle und andere Öle	810	1.710	5.479	4.566	20,0%
Fette	2.300	3.622	2.206	2.052	7,5%
Zubereitete Schmiermittel aus Kapitel 3403	3.575	2.770	4.729	3.933	20,2%
Schmiermittel	42.549	62.377	58.830	55.640	5,7%
Flüssiggas (Heiz- oder Brenngas)	109.941	91.760	81.895	79.868	2,5%
Spezialbenzin	60	53	14.346	13.712	4,6%
Testbenzin	97	121	2.532	2.064	22,7%
Flugbenzin unverbleit	0	0	629	549	14,6%
Leuchtpetroleum	7	53	277	275	0,7%
Sonstige Produkte aus Kapitel 27	0	862	3.447	2.768	24,5%
Sonstige	164	1.089	21.231	19.368	9,6%
Gesamt	3.429.001	3.263.522	9.974.400	9.759.153	2,2%

Quelle: Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie

¹ Ohne Petrochemie

KRAFTFAHRZEUGBESTAND

	2021	2020	2019	2018	2017
Personenkraftwagen (Klasse M1)	5.133.836	5.091.827	5.039.548	4.978.852	4.898.578
Benzin inklusive Flex-Fuel	2.197.006	2.195.578	2.179.235	2.139.239	2.080.434
Diesel	2.717.475	2.762.273	2.772.854	2.776.332	2.770.470
Elektro	76.539	44.507	29.523	20.831	14.618
Erdgas	2.654	2.753	2.602	2.365	2.433
Benzin/Flüssiggas (bivalent)	331	330	330	333	335
Benzin/Erdgas (bivalent)	2.801	2.978	3.144	3.177	2.773
Benzin/Elektro (hybrid)	108.978	68.983	45.645	34.086	26.039
Diesel/Elektro (hybrid)	27.996	14.378	6.172	2.463	1.455
Wasserstoff (Brennstoffzelle)	55	45	41	24	19
Motorräder (Klasse L3e)	592.688	570.760	549.769	534.643	518.394
Motorfahrräder (Klasse L1e)	276.440	274.455	272.483	274.394	275.912
Vierrädrige Kraftfahrzeuge (Klasse L7e)	21.289	20.953	20.656	20.592	20.271
Kleinmotorräder (Klasse L3e)	2.989	2.747	2.481	2.321	2.172
Motordreiräder (Klasse L5e)	3.532	3.163	2.816	2.541	2.368
Dreirädrige Kleinkrafträder (Klasse L2e)	1.396	1.125	1.029	978	897
Vierrädrige Leichtkraftfahrzeuge (Klasse L6e)	11.208	11.290	11.524	11.886	12.205
Omnibusse (Klassen M2 und M3)	10.136	10.064	10.148	10.037	9.956
Lastkraftwagen	548.033	512.241	494.585	476.327	456.908
Bis 3,5 t Gesamtgewicht (Klasse N1)	493.387	458.253	440.582	422.745	403.984
3,5 bis 12 t Gesamtgewicht (Klasse N2)	9.861	10.082	10.509	10.898	11.271
Über 12 t Gesamtgewicht (Klasse N3)	44.785	43.906	43.494	42.684	41.653
Zugmaschinen	478.695	472.505	468.078	464.429	460.174
Sattelzugfahrzeuge	19.827	19.393	19.334	18.904	17.870
Motor- und Transportkarren	12.584	12.523	12.434	12.389	12.307
Selbstfahrende Arbeitsmaschinen	30.855	28.101	26.274	24.193	22.479
Erntemaschinen	9.498	9.598	9.732	9.825	9.877
Wohnmobile	36.482	32.725	30.136	28.022	26.230
Sonstige	25.482	25.344	25.195	25.263	24.797
Gesamt	7.214.970	7.098.814	6.996.222	6.895.596	6.771.395

Quelle: Statistik Austria

NEUZULASSUNGEN PKW (KLASSE M1)

	2021	2020	2019	2018	2017
Benzin	91.478	107.771	176.706	184.150	163.701
Diesel	58.263	90.909	126.311	140.111	175.458
Elektro	33.366	15.972	9.242	6.757	5.433
Erdgas	70	386	421	110	114
Benzin/Flüssiggas (bivalent)	1	0	2	1	0
Benzin/Erdgas (bivalent)	15	21	157	531	321
Benzin/Elektro (hybrid)	43.051	25.380	12.348	8.353	8.161
davon Plug-In	13.600	7.202	2.111	1.848	1.632
Diesel/Elektro (hybrid)	13.545	8.287	4.157	1.048	132
davon Plug-In	1.026	439	45	40	89
Wasserstoff (Brennstoffzelle)	14	14	19	7	0
Gesamt	239.803	248.740	329.363	341.068	353.320

Quelle: Statistik Austria

TANKSTELLEN

	2021	2020	2019	2018	2017
Eni-Gruppe	321	322	321	323	319
Shell	263	265	267	266	259
BP	227	257	258	262	266
OMV	213	211	210	213	212
JET	161	159	158	154	152
Avanti	137	138	139	139	139
Major-Branded Tankstellen	1.322	1.352	1.353	1.357	1.347
Turmöl	247	213	211	207	201
Genol	194	194	191	190	186
Avia	105	106	111	110	111
DISKONT Tanken am Hofer-Parkplatz	78	75	73	73	72
A1	53	62	78	79	81
Landwirtschaftliche Genossenschaften	51	53	54	54	54
Disk	43	43	44	42	43
IQ	35	37	39	40	47
F. Leitner	32	31	33	26	24
LM-Energy	32	30	30	30	30
Rumpold	30	24	24	28	30
SOCAR ¹	29	21	–	–	–
Pink	19	18	18	17	15
OIL!	16	17	19	20	21
Treibstoffparadies Kohlhammer	14	14	14	14	14
Sprint	8	8	8	9	11
Troppacher	8	8	8	8	8
AP-Trading	7	7	6	7	7
Spritkönig	6	6	6	6	6
Direct ²	6	5	–	–	–
Tank Roth	4	4	5	5	17
Sonstige Tankstellen ³	409	405	408	377	360
Weitere Tankstellen	1.426	1.381	1.380	1.342	1.338
Gesamt	2.748	2.733	2.733	2.699	2.685
Dieselabgabestellen für Landwirtschaft	273	273	286	286	286

TANKSTELLEN NACH BUNDESLÄNDERN

	2021	2020	2019	2018	2017
Wien	191	189	190	192	196
Niederösterreich	601	596	600	587	583
Burgenland	148	144	145	146	142
Oberösterreich	530	528	532	478	523
Salzburg	212	214	209	253	210
Steiermark	465	463	452	447	442
Kärnten	216	212	212	204	201
Tirol	286	289	294	292	288
Vorarlberg	99	98	99	100	100
Gesamt	2.748	2.733	2.733	2.699	2.685

¹ Bis 2019 unter „A1“ erfasst

² Bis 2019 unter „Sonstige“ erfasst

³ Öffentlich zugängliche Kleinsttankstellen im Bau- und Nahversorgungsbereich (oftmals nur für Dieselkraftstoff)

PREISENTWICKLUNG

OPEC-ÖL VS. BRENT-ÖL

	2021				2020			
	OPEC-Öl		Brent-Öl		OPEC-Öl		Brent-Öl	
	US\$/Barrel	US\$/Barrel	€/Tonne	Kurs US\$	US\$/Barrel	US\$/Barrel	€/Tonne	Kurs US\$
Q1 (Jän-Mär)	60,00	60,82	381,89	1,2056 €	51,52	51,10	350,94	1,1023 €
Q2 (Apr-Jun)	67,35	68,83	432,16	1,2057 €	26,63	29,34	201,82	1,1006 €
Q3 (Jul-Sep)	72,58	73,47	471,81	1,1788 €	43,38	42,96	278,11	1,1694 €
Q4 (Okt-Dez)	78,95	79,59	526,65	1,1440 €	43,95	44,29	281,09	1,1928 €

MINERALÖL (FOB ROTTERDAM)

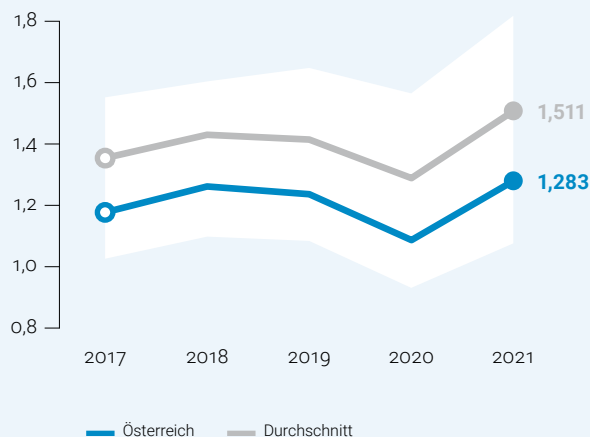
	2021				2020			
	Eurosuper		Diesel		Eurosuper		Diesel	
	US\$/Tonne	€/Tonne	US\$/Tonne	€/Tonne	US\$/Tonne	€/Tonne	US\$/Tonne	€/Tonne
Jänner	495	406	446	367	591	532	567	511
Februar	566	467	506	418	534	489	495	454
März	627	527	521	438	289	262	345	312
April	632	527	519	433	176	162	249	229
Mai	659	543	556	458	270	247	257	236
Juni	690	573	591	491	362	322	334	297
Juli	722	611	598	506	394	344	369	322
August	713	606	580	492	402	340	371	313
September	732	622	629	534	395	335	324	274
Oktober	822	709	722	622	384	326	329	280
November	799	700	692	606	381	321	355	300
Dezember	713	631	647	573	435	357	410	337

OIL-BULLETIN¹

€/Liter	EurosUPER					Diesel				
	2021	2020	2019	2018	2017	2021	2020	2019	2018	2017
Belgien	1,485	1,278	1,391	1,403	1,350	1,496	1,291	1,437	1,421	1,249
Bulgarien	1,076	0,931	1,084	1,098	1,026	1,065	0,922	1,111	1,106	1,012
Dänemark	1,681	1,449	1,608	1,592	1,497	1,419	1,215	1,395	1,373	1,249
Deutschland	1,582	1,289	1,416	1,443	1,374	1,388	1,110	1,255	1,276	1,166
Estland	1,426	1,253	1,339	1,332	1,184	1,238	1,096	1,327	1,307	1,174
Finnland	1,674	1,412	1,524	1,522	1,464	1,518	1,255	1,408	1,400	1,302
Frankreich	1,553	1,357	1,505	1,507	1,375	1,431	1,260	1,439	1,437	1,230
Griechenland	1,646	1,445	1,586	1,597	1,511	1,373	1,187	1,380	1,386	1,264
UK	–	–	1,424	1,416	1,341	–	–	1,501	1,471	1,372
Irland	1,515	1,291	1,403	1,438	1,364	1,414	1,199	1,321	1,341	1,243
Italien	1,625	1,432	1,572	1,604	1,528	1,486	1,318	1,478	1,491	1,383
Kroatien	1,407	1,204	1,341	1,356	1,266	1,362	1,159	1,319	1,309	1,174
Lettland	1,337	1,144	1,258	1,271	1,151	1,230	1,047	1,198	1,191	1,046
Litauen	1,283	1,097	1,201	1,216	1,131	1,180	0,996	1,141	1,150	1,029
Luxemburg	1,331	1,078	1,211	1,222	1,158	1,223	0,971	1,100	1,098	0,993
Malta	1,340	1,372	1,380	1,330	1,310	1,210	1,241	1,250	1,200	1,180
Niederlande	1,818	1,565	1,648	1,625	1,552	1,464	1,238	1,357	1,339	1,221
Österreich	1,283	1,084	1,238	1,264	1,177	1,237	1,050	1,206	1,223	1,105
Polen	1,200	1,000	1,163	1,159	1,079	1,181	1,006	1,174	1,152	1,041
Portugal	1,623	1,390	1,491	1,542	1,462	1,426	1,246	1,361	1,347	1,241
Rumänien	1,160	0,953	1,158	1,187	1,056	1,143	0,965	1,200	1,218	1,050
Schweden	1,610	1,349	1,482	1,499	1,456	1,677	1,377	1,511	1,511	1,426
Schweiz	1,545	1,336	1,438	1,411	1,358	1,609	1,439	1,564	1,506	1,421
Slowakei	1,385	1,180	1,325	1,362	1,285	1,238	1,065	1,229	1,245	1,131
Slowenien	1,223	1,068	1,285	1,326	1,270	1,276	1,062	1,250	1,281	1,176
Spanien	1,380	1,178	1,297	1,293	1,217	1,245	1,073	1,214	1,206	1,100
Tschechien	1,282	1,068	1,242	1,253	1,151	1,222	1,060	1,234	1,233	1,120
Ungarn	1,236	1,022	1,172	1,197	1,147	1,248	1,058	1,226	1,241	1,158
Zypern	1,246	1,080	1,183	1,280	1,207	1,282	1,114	1,233	1,307	1,202
Durchschnitt	1,511	1,286	1,415	1,431	1,353	1,358	1,175	1,336	1,339	1,214

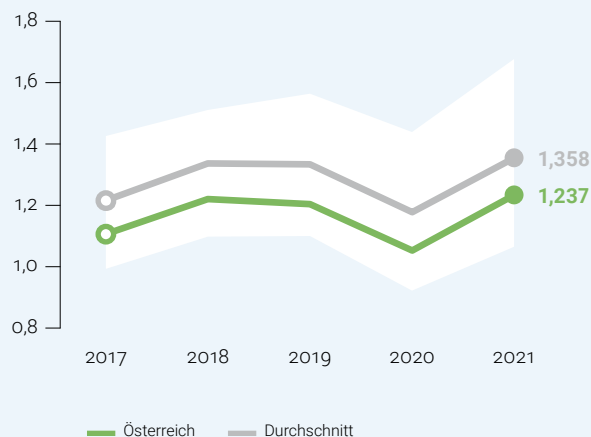
Oil-Bulletin EurosUPER

€/je Liter



Oil-Bulletin Diesel

€/je Liter

¹ EU-27 (bis 2019: EU-28) und Schweiz

KRAFTSTOFFE 2021

€/Liter	Normal	Euro-super	Super Plus	Diesel	HEL ¹
04.01.	1,076	1,078	1,245	1,057	0,749
11.01.	1,091	1,093	1,251	1,069	0,749
18.01.	1,117	1,119	1,272	1,083	0,749
25.01.	1,126	1,128	1,278	1,088	0,769
01.02.	1,124	1,125	1,290	1,085	0,769
08.02.	1,139	1,143	1,308	1,101	0,799
15.02.	1,148	1,150	1,315	1,123	0,799
22.02.	1,165	1,166	1,332	1,135	0,799
01.03.	1,179	1,181	1,346	1,147	0,799
08.03.	1,195	1,196	1,364	1,156	0,799
15.03.	1,214	1,216	1,381	1,168	0,819
22.03.	1,210	1,209	1,378	1,163	0,819
29.03.	1,212	1,214	1,381	1,167	0,819
12.04.	1,215	1,218	1,388	1,163	0,819
19.04.	1,223	1,225	1,395	1,168	0,819
26.04.	1,230	1,232	1,402	1,170	0,819
03.05.	1,233	1,236	1,406	1,173	0,819
10.05.	1,250	1,254	1,427	1,190	0,819
17.05.	1,242	1,246	1,423	1,187	0,819
25.05.	1,239	1,243	1,420	1,186	0,819
31.05.	1,241	1,245	1,417	1,188	0,819
07.06.	1,247	1,250	1,427	1,194	0,819
14.06.	1,250	1,253	1,433	1,203	0,859
21.06.	1,263	1,267	1,439	1,213	0,859
28.06.	1,276	1,278	1,452	1,224	0,859

€/Liter	Normal	Euro-super	Super Plus	Diesel	HEL ¹
05.07.	1,281	1,283	1,457	1,227	0,859
12.07.	1,305	1,307	1,476	1,245	0,859
19.07.	1,309	1,312	1,484	1,239	0,859
26.07.	1,314	1,317	1,485	1,243	0,859
02.08.	1,326	1,329	1,499	1,249	0,859
09.08.	1,327	1,330	1,501	1,248	0,859
16.08.	1,326	1,328	1,500	1,248	0,859
23.08.	1,317	1,320	1,489	1,240	0,859
30.08.	1,323	1,326	1,504	1,252	0,899
06.09.	1,322	1,323	1,494	1,250	0,899
13.09.	1,324	1,325	1,495	1,252	0,899
20.09.	1,317	1,321	1,493	1,259	0,899
27.09.	1,322	1,325	1,495	1,277	0,939
04.10.	1,340	1,342	1,514	1,307	0,939
11.10.	1,377	1,382	1,550	1,353	0,999
18.10.	1,396	1,398	1,572	1,380	1,039
25.10.	1,403	1,404	1,576	1,398	1,039
02.11.	1,408	1,410	1,585	1,402	1,039
08.11.	1,426	1,427	1,602	1,411	1,039
15.11.	1,436	1,438	1,613	1,418	1,039
22.11.	1,422	1,425	1,602	1,406	1,039
29.11.	1,425	1,426	1,601	1,407	1,039
06.12.	1,403	1,405	1,578	1,392	1,039
13.12.	1,395	1,397	1,563	1,388	1,039
20.12.	1,394	1,398	1,567	1,389	1,039

HEIZÖLE 2021

€/Tonne	Leicht ¹	Schwer ¹	€/Tonne	Leicht ¹	Schwer ¹	€/Tonne	Leicht ¹	Schwer ¹
08.01.	–	384,70	01.06.	–	455,70	01.10.	676,90	–
11.01.	473,90	390,70	07.06.	–	465,70	04.10.	–	545,70
13.01.	478,90	400,70	09.06.	593,90	–	05.10.	686,90	–
14.01.	488,90	–	10.06.	–	470,70	06.10.	711,90	–
15.01.	–	408,70	17.06.	613,90	–	07.10.	738,90	556,70
20.01.	498,90	–	18.06.	–	477,70	11.10.	–	562,70
22.01.	–	413,70	22.06.	–	483,70	12.10.	753,90	–
03.02.	–	419,70	25.06.	618,90	–	13.10.	–	570,70
05.02.	508,90	425,70	28.06.	–	492,70	18.10.	758,90	–
08.02.	–	431,70	01.07.	–	498,70	19.10.	778,90	–
09.02.	518,90	438,70	06.07.	638,90	503,70	25.10.	763,90	–
10.02.	528,90	446,70	08.07.	623,90	–	29.10.	753,90	–
12.02.	–	454,70	15.07.	638,90	–	02.11.	763,90	–
17.02.	533,90	–	19.07.	–	509,70	03.11.	–	565,70
22.02.	–	461,70	21.07.	613,90	503,70	08.11.	–	558,70
01.03.	–	468,70	22.07.	–	498,70	11.11.	773,90	–
03.03.	538,90	474,70	26.07.	–	492,70	16.11.	763,90	–
09.03.	548,90	479,70	28.07.	623,90	–	23.11.	753,90	–
11.03.	553,90	488,70	29.07.	–	501,70	25.11.	763,90	–
16.03.	563,90	–	03.08.	–	506,70	01.12.	753,90	552,70
22.03.	556,90	481,70	06.08.	608,90	499,70	02.12.	–	542,70
23.03.	–	475,70	10.08.	–	491,70	03.12.	733,90	530,70
25.03.	–	464,70	20.08.	–	486,70	06.12.	723,90	517,70
26.03.	548,90	–	24.08.	598,90	477,70	10.12.	–	526,70
29.03.	543,90	457,70	30.08.	–	485,70	13.12.	–	533,70
13.04.	–	452,70	31.08.	613,90	491,70	15.12.	–	540,70
19.04.	–	459,70	03.09.	–	496,70	20.12.	–	535,70
20.04.	548,90	–	06.09.	628,90	–	22.12.	–	527,70
21.04.	–	465,70	07.09.	–	503,70	30.12.	748,90	–
27.04.	–	460,70	09.09.	–	509,70	31.12.	753,90	532,70
07.05.	578,90	467,70	15.09.	–	514,70			
18.05.	–	461,70	17.09.	648,90	–			
21.05.	–	452,70	20.09.	–	520,70			
26.05.	–	447,70	28.09.	668,90	529,70			
			29.09.	–	534,70			
			30.09.	–	540,70			

¹ Höchst zulässiger Konsumentenpreis ab Raffinerie (inkl. MwSt, exkl. USt)

1.000 Mio Tonnen	2020	in %	2019	Veränd.	2018	2017	2016
OPEC-Länder	171,8	70,3%	171,8	0,0%	174,8	171,0	171,2
davon Saudi-Arabien	40,9	16,7%	40,9	0,0%	40,9	36,6	36,6
davon Iran	21,7	8,9%	21,4	1,4%	21,4	21,6	21,8
davon Kuwait	14,0	5,7%	14,0	0,0%	14,0	14,0	14,0
davon Irak	19,6	8,0%	19,6	0,0%	19,9	20,1	20,6
Nordamerika/Mexiko	36,1	14,8%	36,3	-0,6%	35,4	34,2	34,5
Europa/GUS	21,7	8,9%	21,7	0,0%	21,5	21,4	21,8
davon Russland	14,8	6,1%	14,7	0,7%	14,6	14,5	15,0
davon Norwegen	1,0	0,4%	1,1	-9,1%	1,1	1,0	0,9
davon UK	0,3	0,1%	0,4	-25,0%	0,3	0,3	0,3
davon Kasachstan	3,9	1,6%	3,9	0,0%	3,9	3,9	3,9
Gesamt	244,4	100,0%	244,6	-0,1%	244,1	239,3	240,7

ROHÖLFÖRDERUNG²

Mio Tonnen	2021	in %	2020	Veränd.	2019	2018	2017
OPEC-Länder	1.494,2	35,4%	1.458,2	2,5%	1.652,9	1.755,8	1.768,6
davon Saudi-Arabien	515,0	12,2%	519,6	-0,9%	556,6	576,8	559,3
davon Iran	167,8	4,0%	143,2	17,2%	158,3	219,2	231,9
davon Kuwait	131,1	3,1%	130,3	0,6%	143,4	146,8	145,0
davon Irak	200,8	4,8%	202,0	0,6%	234,2	227,0	222,4
Nordamerika/Mexiko	1.074,8	25,5%	1.058,7	1,5%	1.108,4	1.029,2	920,3
Europa	160,2	3,8%	167,8	-4,5%	159,5	163,3	165,0
davon Norwegen	93,8	2,2%	92,0	2,0%	79,8	83,3	88,9
davon UK	40,9	1,0%	49,0	-16,5%	51,8	50,9	46,6
GUS	674,3	16,0%	660,5	2,1%	719,6	714,9	702,3
davon Russland	536,4	12,7%	524,4	2,3%	573,4	567,9	558,5
davon Kasachstan	86,0	2,0%	86,0	0,0%	91,0	90,5	87,0
Gesamt	4.221,4	100,0%	4.170,9	1,2%	4.477,6	4.486,8	4.386,4

MINERALÖLVERBRAUCH³

Mio Tonnen	2021	in %	2020	Veränd.	2019	2018	2017
Nordamerika/Mexiko	958,0	22,6%	890,4	7,6%	1.024,6	1.032,5	1.011,9
Europa	637,5	15,0%	607,6	4,9%	700,1	703,5	705,2
davon Deutschland	95,5	2,2%	96,5	-1,0%	106,6	106,0	111,3
davon Frankreich	66,7	1,6%	61,5	8,5%	72,3	73,0	73,2
davon Italien	54,5	1,3%	48,9	11,5%	59,1	60,8	59,4
davon UK	57,3	1,4%	54,0	6,1%	70,2	72,1	73,1
davon Spanien	57,3	1,4%	51,9	10,4%	63,1	63,2	62,0
Japan	151,7	3,6%	148,8	1,9%	168,3	173,7	179,5
China	718,5	16,9%	675,7	6,3%	666,9	634,9	605,7
Gesamt	4.221,4	100,0%	4.018,6	5,0%	4.428,8	4.420,7	4.361,8

Quelle: BP Statistical Review (2022)

¹ Die Rohölrreserven wurden im BP Statistical Review 2022 nicht aktualisiert.

² Inklusive Rohöl, Schieferöl, Ölsand, Kondensate und NGL

³ Inlandsnachfrage inklusive internationale Flugkraftstoffe, Bunkeröle sowie Raffineriekraftstoff und Verluste, ausgenommen Biokraftstoff (z. B. Ethanol und Biodiesel). Kohlenderivate und Erdgas sind enthalten.

MITGLIEDER DES FVMI

ADX VIE GmbH

1010 Wien, Canovagasse 5

BP Europa SE

Zweigniederlassung BP Austria

1100 Wien, Am Belvedere 10

Castrol Österreich Lubricants GmbH

1100 Wien, Am Belvedere 10

Eni Austria GmbH

Eni Marketing Austria GmbH

Eni Mineralölhandel GmbH

1200 Wien, Handelskai 94–96

Erdöl-Lagergesellschaft m.b.H.

8502 Lannach, Radlpaßstraße 6

Erdöl-Tanklagerbetrieb GmbH

1220 Wien, Ölhafen Lobau, Uferstraße 16

Halliburton Company Austria GmbH

2201 Seyring, Helmaweg 2

JET Tankstellen Austria GmbH

5020 Salzburg, Samergasse 27

LUKOIL Lubricants Europe GmbH

1220 Wien, Ölhafen Lobau, Uferstraße 8

MB Well Services GmbH

2230 Gänserndorf, Novofermstraße 3

MOL Austria Handels GmbH

1020 Wien, Walcherstraße 11a

OMV Aktiengesellschaft

OMV Exploration & Production GmbH

OMV Downstream GmbH

OMV Solutions GmbH

1020 Wien, Trabrennstraße 6–8

OMV Austria

Exploration & Production GmbH

2230 Gänserndorf, Protteser Straße 40

ONEO GmbH

1010 Wien, Schwarzenbergplatz 16

RAG Exploration & Production GmbH

1010 Wien, Schwarzenbergplatz 16

RED Drilling & Services GmbH

4851 Gampern, Schwarzmoos 28

Services Petroliers Schlumberger

1220 Wien, Donau-City-Straße 11/19B

Shell Austria GmbH

1220 Wien, Tech Gate, Donau-City-Straße 1

Transalpine Ölleitung

in Österreich Ges.m.b.H.

9971 Mauterndorf, Kienburg 11

Tuboscope Vetco Österreich GmbH

2242 Prottes, Bahnhofstraße 49a

Weatherford Oil Tool

Gesellschaft mit beschränkter Haftung

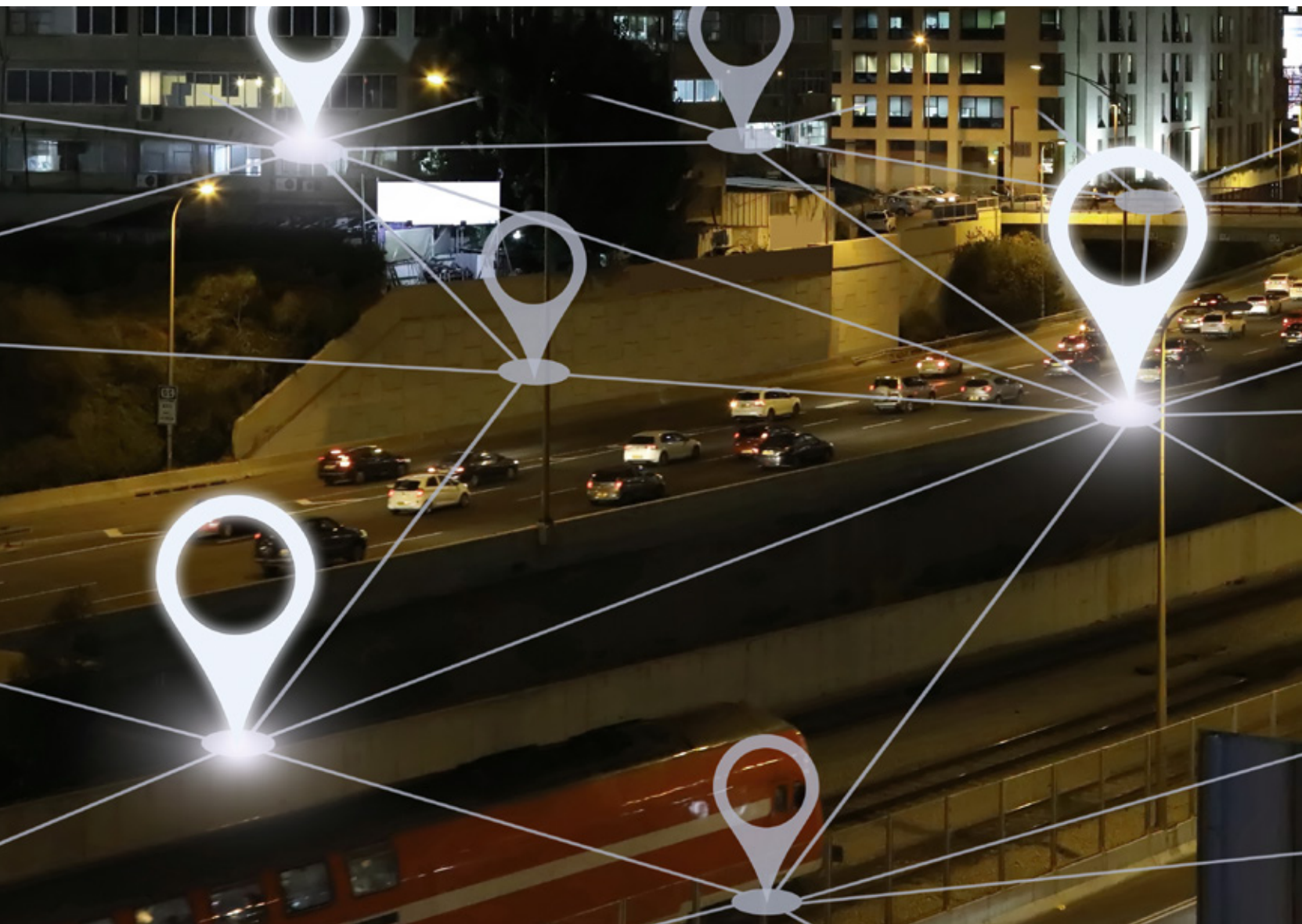
2183 Neusiedl/Zaya, Gewerbestraße Mitte 6



FACHVERBAND DER MINERALÖLINDUSTRIE (FVMI)

Wiedner Hauptstraße 63
1045 Wien, Österreich

T +43 (0)5 90900-4892
F +43 (0)5 90900-4895
office@oil-gas.at



Unter www.oil-gas.at finden Sie auch
Antworten auf wichtige Fragen sowie den
Faktencheck zur Mineralölindustrie.