

Branchenreport
Mineralöl

2023/24

SCHWERPUNKTE. KENNZAHLEN. POSITIONEN.



BRANCHENREPORT MINERALÖL 2023/24

DIE ENERGIE ÖSTERREICHS

2023 war ein Jahr mit Produktions- und Verbrauchsrekorden, in dem die meisten Märkte zu ihren langfristigen Trends von 2019 zurückkehrten. Der Ölverbrauch überschritt erstmals 100 Mio Barrel pro Tag und die Kohlenachfrage übertraf den Rekordwert des Vorjahres. Erneuerbare Energien wuchsen sechsmal schneller als die Primärenergie, deren Verbrauch um rund 2% gestiegen ist. Der Anteil der Erneuerbaren erhöhte sich auf 14,5%, fossile Brennstoffe waren mit 81,5% aber nach wie vor die wichtigsten Energieträger.

- 04 Kennzahlen
- 05 Österreichs Wirtschaft 2023
- 06 Über den Fachverband
- 07 Funktionäre und Mitarbeiter
- 08 Die Mineralölindustrie



10 Aufsuchen & Bohren



16 Aufbringen



23 Verarbeiten & Versorgen



27 Verbrauch



32 Preisentwicklung

- 36 Sicherheit und Klimaschutz
- 38 SCC-Sektorkomitee

- 39 Kollektivvertrag 2024
- 40 Datenanhang

- 50 Globale Entwicklung 2023
- 51 Mitglieder des FVMI

KENNZAHLEN

ÖSTERREICHISCHE MINERALÖLINDUSTRIE

		2023	2022	2021	2020	2019
Mitgliedsunternehmen, Produktion, Beschäftigte						
Anzahl der Mitgliedsunternehmen		26	26	26	27	27
Abgesetzte Produktion	Mio €	10.451	10.875	8.529	6.145	9.688
Anzahl der Beschäftigten		4.335	4.221	4.180	4.625	4.402
davon Arbeiter		887	833	789	833	828
davon Angestellte		3.405	3.337	3.328	3.719	3.493
davon Lehrlinge		43	51	63	73	81
Förderung, Import, Transport						
Erdölförderung Inland (inkl. NGL)	Mio t	0,48	0,53	0,57	0,61	0,64
Erdgasförderung Inland	Mrd m ³ n	0,55	0,61	0,65	0,74	0,89
Rohölimport	Mio t	7,51	5,13	7,64	7,46	8,59
Erdgasimport ¹	Mrd m ³ n	6,75	11,43	4,51	6,13	10,74
Rohöltransport ²	Mio t	7,55	5,28	7,74	7,48	8,75
Rohölverarbeitung ³	Mio t	8,0	5,8	8,3	8,7	10,0
Verbrauch, Produkte						
Mineralölverbrauch Inland ⁴	Mio t	9,68	9,73	9,97	9,76	11,46
Mineralölimport – Produkte ⁴	Mio t	5,81	6,99	6,06	6,22	6,64
Mineralölexport – Produkte ⁴	Mio t	2,83	2,17	3,43	3,26	3,33
Erdgasverbrauch Inland (Endkunden)	Mrd m ³ n	6,59	7,50	8,51	8,00	8,34
Tankstellen, Fahrzeuge						
Anzahl der Tankstellen ⁵		2.751	2.759	2.748	2.733	2.733
davon Major-Branded Tankstellen		1.310	1.316	1.322	1.352	1.353
Kraftfahrzeugbestand		7.340.150	7.269.414	7.214.970	7.098.814	6.996.222
davon PKW (Klasse M1)		5.185.006	5.150.890	5.133.836	5.091.827	5.039.548

¹ Physikalische Importe minus physikalische Exporte (Import-Exportsaldo)

² Adria-Wien-Pipeline

³ Bis 2020 inklusive Halbfabrikate

⁴ Ohne Petrochemie bzw. zum Teil ohne reine Biokraftstoffe

⁵ Zuzüglich 273 Diesellabgabestellen für die Landwirtschaft (2022: 273; 2021: 273; 2020: 273; 2019: 286)

SCHRECKGESPENST REZESSION

ÖSTERREICHS WIRTSCHAFT

Die österreichischen Staatsausgaben erreichten durch Gehalts- und Pensionsanpassungen sowie Maßnahmen gegen die Energiekrise einen Rekordwert. Das Defizit sank jedoch unter die Maastricht-Grenze. Auch der Schuldenstand stieg an und die Schuldenquote liegt weiterhin über den europäischen Vorgaben.

Das Jahr 2023 war von geopolitischen Spannungen und einer abklingenden Energiekrise geprägt. Die **wirtschaftliche Entwicklung** verlief regional unterschiedlich: Während die USA ein Wachstum von 2,5% verzeichneten, stagnierte die EU bei nur 0,4%. Österreich erlebte eine Rezession, wobei das BIP um 0,8% sank, insbesondere im produzierenden Sektor und einigen Dienstleistungsbereichen. Die hohe Inflation belastete zusätzlich die Kaufkraft, auch die Konsumnachfrage ging zurück. Die Nettolöhne stiegen nur leicht um 0,8% und die Inflation lag in Österreich mit 7,8% deutlich über dem Euroraum.

Das reale BIP lag um 0,8% unter dem Vorjahr (nominell +6,7%). Ab April ging die Wirtschaftsleistung zurück, nachdem zu Jahresbeginn der produzierende Bereich, Handel sowie Beherbergung und Gastronomie Impulse lieferten. Bis in den Herbst trugen die Dienstleistungsbranchen leicht positiv bei, doch zu Beginn 2024 blieb die Wirtschaftsaktivität in den meisten Sektoren schwach.

Die **Exporte** stiegen 2023 um 3,1%, während die Importe um 5,8% sanken, vor allem wegen günstigerer Gaspreise. Dadurch reduzierte sich auch Österreichs Außenhandelsdefizit auf 2,02 Mrd € (2022: 20,59 Mrd €).

Die **Inflationsrate** betrug 2023 in der Eurozone 5,4% und in den USA 8,7%. In Österreich lag die Inflation mit

7,8% (2022: 8,6%) deutlich über dem Durchschnitt der Eurozone. Die Haupttreiber waren Mieten (+7,9%), Erdgas (+55,2%), Wärmeenergie (+50,5%), die Gastronomie (+12,0%) und Pauschalreisen (+10,0%). Dämpfend wirkten hingegen die Preise für Kraftstoffe (-8,7%) und Strom (-2,5%).

Die Inflationsrate ist seit dem Höchststand im Jänner 2023 wieder rückläufig und sank im Mai 2024 auf 3,3%, den niedrigsten Wert seit Oktober 2021. Dennoch bleibt ein Inflationsdifferenzial zur Eurozone bestehen, das zwar 2024 geringer ausfallen wird, aber weiterhin eine Herausforderung für die Wettbewerbsfähigkeit darstellt.

Die **Geldpolitik** beeinflusst direkt Wirtschaft, Wachstum, Beschäftigung und die Inflation. Aufgrund der Ukraine-Krise zögerte die EZB daher lange mit Zinserhöhungen, um die Wirtschaft zu schonen. Erst im Juli 2022 erfolgte die erste Erhöhung um 0,5%, gefolgt von neun weiteren um insgesamt 4,0% bis September 2023. Danach pausierte die EZB bis April 2024. Anfang Juni 2024 beschloss die EZB erstmals wieder eine Zinssenkung um 0,25%.

2023 erreichten die **öffentlichen Ausgaben** in Österreich mit 248,8 Mrd € einen Rekordwert, bedingt durch Gehalts- und Pensionsanpassungen sowie Maßnahmen gegen die Energiekrise. Das Budgetdefizit sank aufgrund höherer Einnahmen und des Wirtschaftswachstums auf 12,7 Mrd €

(2,7% des BIP) und lag damit unter der Maastricht-Grenze. Der öffentliche Schuldenstand stieg um 20,4 Mrd € auf 371,1 Mrd €, die Schuldenquote ging leicht auf 77,8% (2022: 78,4%) zurück, bleibt jedoch weiterhin deutlich über den europäischen Vorgaben.

Im Berichtsjahr waren in Österreich etwa 4,48 Mio Personen erwerbstätig (2022: 4,44 Mio). Die **Arbeitslosenquote** stieg um 0,4 Prozentpunkte auf 5,1%, während die Beschäftigungsquote auf 74,1% (2022: 74,0%) anstieg. Die Zahl der unselbstständig Beschäftigten sank im Jahresvergleich auf 3,94 Mio (2022: 3,96 Mio), 542.000 Personen (+12,0%) waren selbstständig tätig. Der Arbeitsmarkt entwickelte sich über weite Teile des Jahres positiv, doch zum Jahresende kehrte sich der Trend dann um. Die Rezession und die angespannte Wirtschaftslage belasteten besonders die Industrie und den Tourismus, was zu regelmäßigen Korrekturen der Wirtschaftsaussichten führte.

Für **Kollektivvertragsverhandlungen** dient üblicherweise die Inflationsrate der vergangenen zwölf Monate als Ausgangsbasis für die Lohnrunde. In der Vergangenheit konnte die österreichische Wirtschaft Lohnsteigerungen häufig durch Produktivitätswachstum ausgleichen. Angesichts der erheblichen strukturellen Herausforderungen ist jedoch ungewiss, ob dies auch in Zukunft gelingen wird.

UNSERE AUFGABEN



DI Dr. Hedwig Doloszeski, Geschäftsführerin

Der Fachverband der Mineralölindustrie (FVMI) ist eine Fachorganisation im Bereich der WKO 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 bzw. konzernverbundenen Raffinerien verarbeiten oder Mineralölprodukte vertreiben (downstream).

THEMENBEREICHE VON KLIMA- BIS SOZIALPOLITIK

Der Green Deal war das größte Projekt in der 2024 zu Ende gegangenen Legislaturperiode des EU-Parlaments. Zur Erreichung der Umwelt- und Klimaziele konnte die Mineralölbranche mit zukunftsfähigen Lösungen und Technologien beitragen und die Energiewende aktiv mitgestalten. Im Berichtsjahr wurden viele Gesetzesvorhaben fertiggestellt und nun liegt es an der Politik, die Rahmenbedingungen für die Umsetzung zu schaffen. Denn im Hinblick auf die signifikanten Investitions- und Betriebskosten ist die Förderung von Projekten zur Dekarbonisierung wesentlich.

Die Mineralölindustrie sieht sich als wichtigen Treiber für Lösungen rund um Fragen der Energiezukunft und ist ein verlässlicher Partner bei der Umsetzung der Energiewende. Ziel ist es, die Herausforderungen hinsichtlich Versor-

gungssicherheit, Wettbewerbsfähigkeit, Nachhaltigkeit und Leistbarkeit zu bewältigen. Dafür sind klare gesetzliche Rahmenbedingungen notwendig, die der Fachverband der Mineralölindustrie im Rahmen der branchenspezifischen Begutachtung von EU-Richtlinien sowie nationaler Gesetzes- und Verordnungsentwürfe gegenüber Ministerien bzw. Behörden mitinitiiert.

Der Fachverband bearbeitet umwelt- und energierelevante Themen wie Klimastrategie, Energieeffizienz, Emissionshandel, (Bio-)Kraftstoffregulierungen, Normen, Abwasser/Abfall und Chemikalien. Auch steuerliche, gewerberechtliche und sozialpolitische Fragen werden in den Arbeitskreisen in Zusammenarbeit mit Firmenvertretern und Experten behandelt.

Branchenbezogene Informationen und Nachrichten zu allgemeinen wirtschaftlichen Angelegenheiten werden in Zusammenarbeit mit den zuständigen Abteilungen der WKO an die Mitgliedsunternehmen weitergegeben.

KOLLEKTIVVERTRAG, KOOPERATIONEN UND MONITORING

Im Jänner starten regelmäßig die Kollektivvertragsverhandlungen zwischen dem Fachverband und den Gewerkschaften GPA und PRO-GE. Der Kollektivvertrag für die mehr als 4.300 Beschäftigten in der Mineralölindustrie tritt üblicherweise mit Anfang Februar in Kraft.

Die Geschäftsstelle betreut Arbeitskreissitzungen, kooperiert mit anderen Organisationen aus dem Mineralölbereich und unterstützt die Österreichische Gesellschaft für Energiewissenschaften (ÖGEW), die Hauptstelle für Grubenrettung und Gasschutz sowie das SCC-Sektorkomitee.

Neben der rechtlichen Vertretung ist die wöchentliche Erfassung der Kraftstoffpreise eine wichtige Aufgabe des Fachverbandes. Die gesammelten Daten werden firmenneutral ausgewertet und dienen dem Vergleich auf EU-Ebene. Zudem wird jährlich eine Tankstellenstatistik erstellt, aus der die Anzahl der Standorte nach Marken und ihre Verteilung auf die Bundesländer hervorgeht.

Der Fachverband betrachtet sich in seiner Öffentlichkeitsarbeit als Stimme der Mineralölbranche. Die Webseite, Pressemitteilungen, Newsletter, die Präsenz auf LinkedIn sowie die Bereitstellung von „Key Facts zum heimischen Mineralölmarkt“ sind nur einige Beispiele dafür. Der jährliche Branchenbericht ermöglicht zudem einen umfassenden Einblick in die Entwicklung der österreichischen Mineralölindustrie über einen längeren Zeitraum hinweg.

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 nächste Wahl findet 2025 statt.

FACHVERBANDSAUSSCHUSS

Obmann

Martijn Arjen van Koten, MSc
Vorstandsdirektor Fuels & Feedstock
OMV Aktiengesellschaft

Stellvertreter

Rainer Klöpfer
Vorsitzender der Geschäftsführung
Shell Austria GmbH

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

Mitglieder

DI Dkfm. Ernst Burgschwaiger
Prokurist ONEO GmbH

Dott. Marco Damonte
Geschäftsführer Enilive Austria GmbH

Erik GILLE
Geschäftsführer
JET Tankstellen Austria GmbH

DI Heimo Heinzle
Geschäftsführer
RED Drilling & Services GmbH

Mag. Dr. Michael Längle
Gesellschaftsvertreter REP GmbH

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

Mag. Nina Marczell
Prokuristin OMV Downstream GmbH

DI Markus Mitteregger, MBA
Generaldirektor RAG Austria AG

Mag. Christina Reichart
Prokuristin OMV Solutions GmbH

DI Dr. Wilhelm Sackmaier
Geschäftsführer OMV Austria
Exploration & Produktion GmbH

Mag. Armin Springer
Gewerberechtlicher Geschäftsführer
Enilive Marketing Austria GmbH

DI Dr. Alfred Stern
Generaldirektor OMV Aktiengesellschaft

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

Kooptierte Mitglieder

Mag. Martin Hussler
Geschäftsführer
MOL Austria Handels GmbH

Mag. Peter Pirkner
Prokurist OMV Aktiengesellschaft

GESCHÄFTSSTELLE

DI Dr. Hedwig Doloszeski
Geschäftsführerin

Mag. Dr. Susanne Gfatter, MAS
HSSE, SCC

DI Dr. Reinhard Thayer
Umwelt und Energie

Alessandra Fabro
Sekretariat FVMI, Statistik

Katja Fuchs
Sekretariate FVMI und SCC

Sabine Ravasz
Sekretariat ÖGEW

WIR SIND DIE ENERGIE ÖSTERREICHS

DIE MINERALÖLINDUSTRIE

Die österreichische Mineralölindustrie ermöglicht individuelle Mobilität, leistet einen wichtigen Beitrag zur heimischen Wertschöpfung und sorgt für attraktive Arbeitsplätze und zukunftsorientierte Ausbildungschancen junger Menschen. Durch die laufende Entwicklung und den Einsatz neuer Technologien trägt die Mineralölbranche auch aktiv zur Erreichung der Klimaziele bei.

Die österreichische Mineralölindustrie erzielte im Berichtsjahr Umsatzerlöse von 10,45 Mrd €, was einem Rückgang von 3,9% entspricht (2022: 10,87 Mrd €). Die Produktion lag zwar unter dem Vorjahresniveau, jedoch deutlich über den Werten von 2021. Obwohl es keine massiven Preissprünge bei fossilen Energien gab, blieben die Preise auf hohem Niveau. Auch der Rückgang der Inflation erfolgte langsamer als erwartet. Die Branche ist fest eingebunden in wirtschaftliche Netzwerke und mit rund 11.000 Mitarbeitern (inklusive Tankstellenpartnern) ein wichtiger Arbeitgeber.

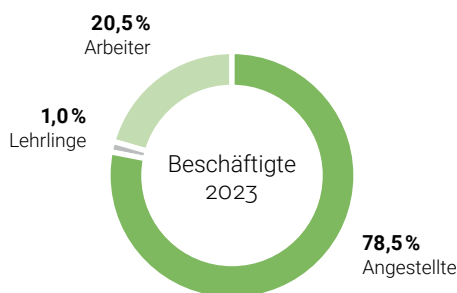
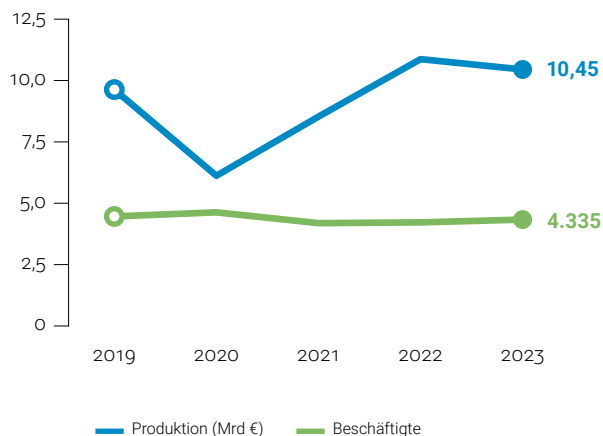
Die Mineralölunternehmen bieten nachhaltige und flächendeckende Versorgungssicherheit – an 365 Tagen und rund um die Uhr. Sie versorgen neben den Ballungszentren auch dezentrale Randlagen und haben dafür weite Transportwege und eine aufwendige Lagerhaltung zu managen. Die Tankstellen bieten mehr als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

Die inländische Rohölförderung umfasste rund 6% (2022: 9%) der Verarbeitungsmenge der Raffinerie Schwechat. Trotz dieses geringen Anteils zählen heimische Mineralölfirmen zu den europaweit führenden Unternehmen im E&P-Bereich. 2023 wurden in Schwechat rund 7,6 Mio t Rohöl verarbeitet (2022: 5,8 Mio t) und damit 73% des Inlandsbedarfs an Mineralölprodukten abgedeckt (2022: 54%). Die Raffinerie Schwechat ist auch ein wichtiger Standort der Petrochemie.

Versorgungssicherheit ist das große Thema des Energiemarktes von morgen, insbesondere vor dem Hintergrund der Transformation der Energiesysteme. Die Mineralölindustrie stellt österreichweit ein dichtes Netz an Tanklagern für Mineralölprodukte und Speicheranlagen für Erdgas zur Verfügung und gewährleistet so den Ausgleich saisonaler Schwankungen und kurzfristiger Ausfälle. Mit dem Rückgang fossiler Energien und der Umstellung auf erneuerbare Energiequellen müssen auch diese Systeme neu konzipiert werden, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Abgesetzte Produktion und Beschäftigte

Mitgliedsunternehmen des FVMI



TRANSFORMATION DER ENERGIESYSTEME

Die europäische Energiebranche hat sich in den letzten Jahrzehnten sehr stark in Richtung erneuerbarer Energieträger gewandelt: Energieeffizienz, Reduktion der Treibhausgasemissionen und Nutzung regenerativer Energiequellen sind dabei wichtige Themen. Die Fortschritte und Zuwächse im Bereich der Erneuerbaren sind beachtlich. Trotzdem wird ihr Anteil am Primärenergiemix aber mittelfristig jenen der fossilen Energiequellen nicht überflügeln können.

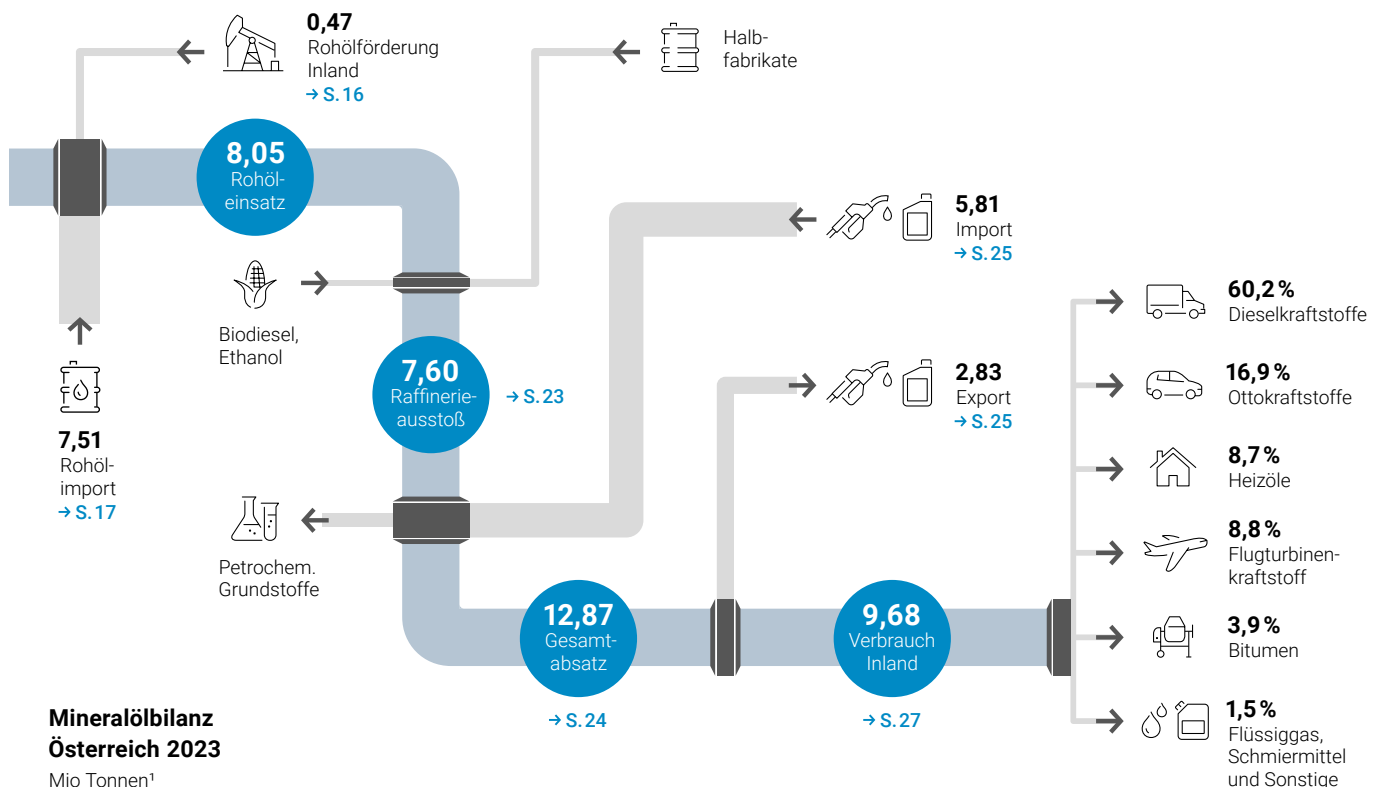
Auch in den kommenden Dekaden werden fossile Energieträger – vor allem Erdgas und Kohle – die bedeutendsten Primärenergiequellen sein. In Nordamerika und in Europa, hier besonders in Deutschland nach dem Ausstieg aus der Kernenergie, wird der Ausbau der erneuerbaren Energiequellen stark vorangetrieben. In Schwellenländern wie Indien und Südostasien wird Kohle aber auch in absehbarer Zeit die zentrale Energiequelle bleiben.

Energieeffizienz, Klimafreundlichkeit und Kosten stellen dabei zentrale Argumente dar. Der Anteil der fossilen Energieträger zur Erzeugung von Raumwärme wird geringer und auch das Mobilitätsverhalten verändert sich. Das führt in vielen europäischen Staaten zu einer rückläufigen Nachfrage. Der Stromverbrauch und die Bedeutung von Strom als Energiequelle nehmen jedoch deutlich zu.

Die Mineralölbranche wird zunehmend von umfassenden Wandlungsprozessen gekennzeichnet. In den kommenden Jahren werden Wind- und Sonnenenergie laufend an Bedeutung gewinnen. Aber auch die Sicherheit der Netze, die Volatilität in der Verfügbarkeit erneuerbarer Energie sowie die Verbreitung kleiner, dezentraler Energiesysteme stellen die Branche vor neue Herausforderungen.

Elektromobilität, Wasserstoff, Biokraftstoffe und E-Fuels – ebenso wie Geothermie –, die Lagerung und Nutzung von Kohlenstoffdioxid (CCS/CCU), innovative verbesserte Speichertechnologien sowie ein wachsendes Bewusstsein für Klimaschutz und verschärfte Klimaziele, gepaart mit modernen Maßnahmen zur Effizienzsteigerung, bewirken eine Veränderung des Marktumfeldes. Auch sinkende Herstellungskosten werden alternative Energiegewinnung zunehmend wirtschaftlich attraktiv gestalten und somit einen tiefgreifenden Transformationsprozess in der traditionellen Energieerzeugung vorantreiben.

Die fossilen Brennstoffe werden noch lange Zeit in den Schwellenländern die wichtigsten Energiequellen darstellen. In Europa wird sich der Wandel hin zu einer stärkeren Differenzierung beim Energiemix zugunsten erneuerbarer Energieträger jedoch weiter verstärken. Dieser Trend wird sich auch in Nordamerika – und abgeschwächt bzw. etwas verzögert in China und Fernost – abzeichnen.



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

ROHÖL UND GAS AUF REKORDHOCH

AUFsuchUNG & BOHRTätigkeit

Der weltweite Verbrauch fossiler Brennstoffe erreichte im Berichtsjahr ein Rekordniveau, obwohl ihr Anteil am Gesamtenergiemix leicht auf 81,5% zurückging. Während die globale Gasproduktion weitgehend stabil blieb, stieg die Rohölproduktion um 1%. Um die hohe Nachfrage auch in Zukunft decken zu können, ist das Erschließen neuer Ressourcen daher unerlässlich.

Aufsuchung ist das geologische Erkunden und Lokalisieren von potenziellen Öl- und Gaslagerstätten in der Erdkruste. Dabei werden verschiedene Techniken – wie zum Beispiel Seismik oder Gravimetrie – angewandt, um Hinweise auf die mögliche Existenz von Rohöl- und Gasvorkommen zu erhalten. Den endgültigen Beweis liefert aber erst eine Bohrung. Dafür werden spezielle Bohrgeräte verwendet, um in die Erdkruste vorzudringen und die Lagerstätte zu erreichen. Für die Gewinnung von Rohöl und Gas werden Bohrungen senkrecht oder geneigt in den Boden abgeteuft. Als Schutzmaßnahmen für das Grundwasser und die umgebenden Gesteinsschichten werden Stahlrohre mit Zementabdichtung eingesetzt. Aufgrund der unterschiedlichen Dichten wird Öl meist nach oben gepumpt, während Gas von selbst aufsteigt.

BOHRLEISTUNG IN ÖSTERREICH

Meter	2023	2022	Veränd.
OMV Austria E&P	13.303	194	>100%
RAG Austria	10.604	3.086	>100%
ADX VIE	2.321	502	>100%
Gesamt	26.228	3.782	>100%

In Österreich wird Erdöl und Erdgas durch OMV Austria E&P, RAG Austria und ADX VIE vorwiegend im Wiener Becken sowie der Molassezone aufgesucht und gefördert. Die Gesamtleistung war mit 26.228 Bohrmetern deutlich höher als im Vorjahr (2022: 3.782 m). Insgesamt wurden 13 Bohrungen – zwei Aufschlussbohrungen der OMV, fünf Erweiterungsbohrungen (RAG: 4; ADX: 1), vier Produktionsbohrungen (OMV 3; RAG: 1) sowie zwei Hilfsbohrungen durch die RAG – niedergebracht. Die OMV war für die höchste Bohrleistung im Berichtsjahr in Österreich verantwortlich (siehe Datenanhang, Seite 40).

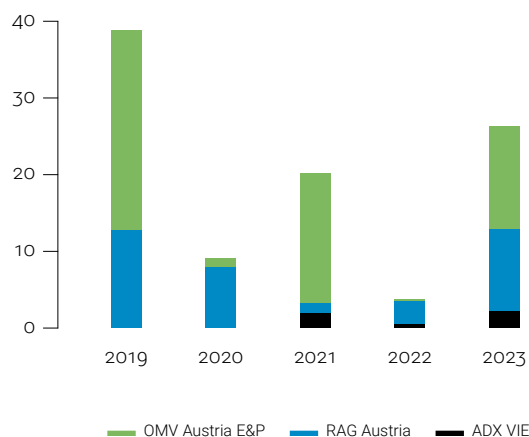
Die OMV gab Ende Juli 2023 den größten heimischen Gasfund seit 40 Jahren bekannt. Nach rund fünfmonatigen Explorationsbohrungen in Wittau im Wiener Becken wurde der Fund nun bestätigt. Die förderbaren Ressourcen werden auf etwa 48 TWh geschätzt, damit kann die jährliche Gasproduktion der OMV in Österreich um rund die Hälfte gesteigert werden. Die OMV plant den Bau einer eigenen Pipelineanbindung an ihre Gasanlage in Aderklaa.

OMV-AKTIVITÄTEN IN ÖSTERREICH

Im Berichtsjahr 2023 waren die wesentlichen Projekte die Aufschlussbohrungen „Wittau Tief 2/2a“ und „Strasshof Tief 17“ sowie die Produktionsbohrungen „Linenberg 10“, „Linenberg 11“ und „Roseldorf 25“. Ebenfalls wurden Vorbereitungsarbeiten für geplante Bohrungen geleistet sowie allgemeine Generalbehandlungen und Investitionen für die Erhaltung des laufenden Betriebs durchgeführt.

Bohrleistung in Österreich

1.000 Meter



2023 wurde der Untergrund-Gasspeicher „16 TH“ errichtet. Die Gaskappe dieses Tortonhorizonts soll zur Speicherung von Erdgas herangezogen werden, um Spitzenlasten bei der Speicherung abdecken zu können und die Speicherkapazität der OMV Austria E&P zu erhöhen.

Bohrtätigkeit

Die Ende 2022 mit einer Bohranlage der Exalo Drilling S.A. begonnene tiefe Aufschlussbohrung „Wittau Tief 2“ wurde nach einer durchgeführten Ablenkung als „Wittau Tief 2a“ bis auf 5.000 m erfolgreich abgeteuft und anschließend getestet. Die Bohrung ist der größte Gasfund in der Geschichte der OMV Austria E&P seit über 40 Jahren.

Im November 2023 wurde (ebenfalls mit einer Bohranlage der Exalo Drilling S.A.) mit der Aufschlussbohrung „Strasshof Tief 17“ begonnen. Die Bohrung soll ein mögliches Gasvorkommen im Hauptdolomit erschließen. Bis Jahresende wurden 3.153 m abgeteuft. Die Bohrung soll 2024 fertiggestellt werden.

Mit einer Bohranlage der RED Drilling & Services GmbH wurde die Produktionsbohrung „Roseldorf 25“ erfolgreich abgeteuft. Mit derselben Bohranlage wurden im Rahmen der Flysch Re-Development Phase I die Produktionsbohrungen „Linenberg 10“ und „Linenberg 11“ im Nordfeld erfolgreich abgeteuft.

Im Berichtsjahr 2023 erfolgten 145 Sondenbehandlungen, davon waren 95 laufende Behandlungen, 31 Generalbehandlungen bzw. Untertageliquidationen und Arbeiten für die Gasspeicher. Insgesamt wurden 13.888 Windenstunden mit bis zu fünf Workover-Anlagen geleistet.

OMV-AKTIVITÄTEN WELTWEIT

Strategische Schwerpunkte des E&P-Geschäfts sind nach wie vor die Steigerung des Erdgasanteils gegenüber Rohöl sowie die Verringerung der CO₂-Intensität im Portfolio. Im Berichtsjahr wurden bei den großen Erdgasentwicklungsprojekten in Neptun (Rumänien), Jerun (Malaysia) und Berling (Norwegen) gute Fortschritte erzielt. Die durchschnittliche Kohlenwasserstoffproduktion betrug insgesamt 364 kboe/d, wobei der Erdgasanteil bei rund 47% lag.

Die OMV optimierte ihr Upstream-Anlagenportfolio in den Kernregionen Mittel- und Osteuropa, Mittlerer Osten und Afrika sowie der Nordsee. Ende Jänner 2024 schloss sie den Verkauf ihres 50%-Anteils an SapuraOMV Upstream an TotalEnergies für 903 Mio US\$ ab. Der Abschluss der Transaktion wird für Ende des ersten Halbjahres 2024 erwartet. Der Verkaufsprozess für OMV New Zealand läuft separat weiter. Im Jemen ist der Verkauf, der von der OMV im Land gehaltenen Assets, derzeit im Gange.

Mittel- und Osteuropa

Im Berichtsjahr wurden in Rumänien 45 neue Bohrungen und Sidetracks abgeteuft, 497 Wartungsarbeiten durchgeführt und 720 unterirdische Anlagen stillgelegt.

OMV Petrom setzte als erstes Unternehmen in Europa die „Ultra Short Radius (USR)“-Bohrtechnologie ein. Durch den Einsatz dieser Technologie bei bestehenden Bohrungen mit vorhandenen oberirdischen Anlagen reduzieren sich die Gesamtkosten im Vergleich zu herkömmlichen Vertikalbohrungen um bis zu 50%. Die erste USR-Bohrung wurde 2023 niedergebracht.

Wichtige Wartungsarbeiten sowohl an Offshore- als auch Onshore-Anlagen wurden im vorgegebenen Zeit- und Budgetrahmen erfolgreich und sicher abgeschlossen. Die OMV Petrom konzentrierte sich auf die profitabelsten Barrels und prüfte selektive Veräußerungsmöglichkeiten.

Bis Ende 2023 wurden rund 77% des internen Stromverbrauchs im E&P-Segment der OMV Petrom durch die Erzeugung elektrischer und thermischer Energie – vorwiegend mit nicht monetarisierbaren Eigengasmengen und eigenen erneuerbaren Energiequellen – abgedeckt.

In Österreich wurde im Berichtsjahr 2023 besonderes Augenmerk auf die Explorationsbohrungen „Wittau“ und „Strasshof Tief 17“, den Ausbau der Erdgasspeicher, das Pilotprojekt „Alkali Smart Oil Recovery (SOR)“ sowie das Flysch-Projekt gelegt. „Wittau“ ist der größte heimische Erdgasfund seit 40 Jahren. Mit der Bohrung „Strasshof Tief 17“ wurde im November 2023 begonnen.

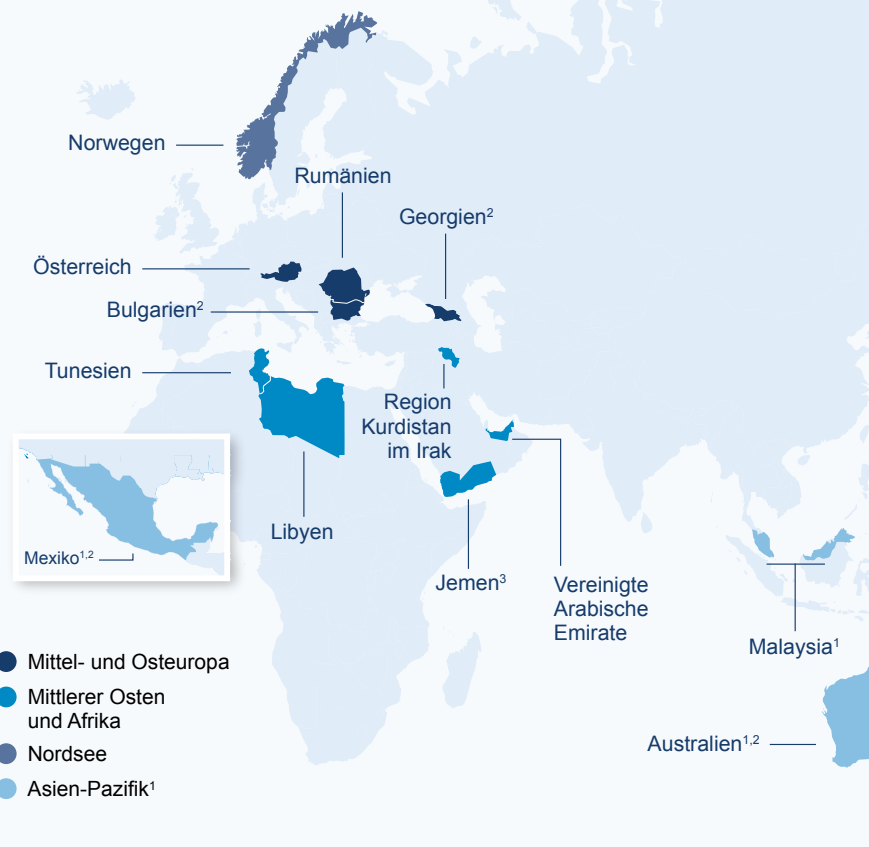
Das „Alkali-SOR“-Projekt wurde im zweiten Quartal 2023 in Betrieb genommen, um weiches, viskoses und alkalisches Wasser in die Lagerstätten zu injizieren. Dadurch wird eine bessere Injektivität und höhere Produktivität erwartet. Das Bohrprojekt „Flysch Phase 1“ soll das Entwicklungspotenzial von Kohlenwasserstofflagerstätten im Ursprungsgestein mit produktionssteigernden Technologien bestätigen. Durch den Ausbau des 16. Erdgasspeichers erhöhte die OMV Österreich nicht nur die Versorgungssicherheit für ihre Kunden, sondern zeigte auch, wie schnell sie auf veränderte Marktsituationen reagieren kann.

Für eine verbesserte CO₂-Bilanz setzte OMV Österreich die Optimierung ihrer Anlagen fort. Gasoptimierungsprojekte und gesteigerte Workover-Kapazitäten wirken dem natürlichen Förderrückgang entgegen und tragen zur Sicherung der österreichischen Energieversorgung bei.

Mittlerer Osten und Afrika

Im Jahr 2023 erzielte die Region Mittlerer Osten und Afrika trotz der angespannten Sicherheitslage in Kurdistan und im Jemen und anhaltender Förderbeschränkungen gute Produktionsergebnisse.

OMV E&P-Präsenz 2023



- Mittel- und Osteuropa
- Mittlerer Osten und Afrika
- Nordsee
- Asien-Pazifik¹

¹ Am 31.1.2024 gab die OMV bekannt, dass sie eine Vereinbarung über die Veräußerung ihrer 50%igen Beteiligung an SapuraOMV in Malaysia an TotalEnergies unterzeichnet hat. Darüber hinaus gibt die OMV bekannt, dass der Verkaufsprozess für 100% der Anteile an OMV New Zealand Limited fortgesetzt wird.
² Nur Exploration.
³ Im Jemen läuft der Verkaufsprozess für die lokalen Vermögenswerte der OMV.

Aufteilung der Förderung in Öl und Gas



■ Öl und NGL ■ Erdgas

OMV Aktiengesellschaft

In den **Vereinigten Arabischen Emiraten** wurde dank der Revision der OPEC+ Quotenbeschränkungen und der anhaltend hohen Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit der Offshore-Anlagen in Umm Lulu und SARB eine sehr gute Förderleistung erreicht. Im Mai 2023 erfolgte die erste Lieferung von Umm-Lulu-Rohöl nach Europa an die OMV-Raffinerie in Schwechat.

In **Kurdistan** wurde die Bohrkampagne im Feld Khor Mor erfolgreich beendet. Das Erweiterungsprojekt schritt 2023 zügig voran und steht kurz vor dem Abschluss.

In **Tunesien** konnte die Produktion im Erdgasfeld Nawara stabil gehalten werden.

Im **Jemen** war die Sicherheitslage weiter angespannt. Es kam zu Drohnenangriffen und neuerlichen Drohungen gegen Rohöl-Verschiffungen. Die Produktion stand während des gesamten Jahres still. Infolgedessen wurden laufende Projekte ausgesetzt und die Feldaktivitäten wurden auf Inspektionen, Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten beschränkt.

Nordsee

Im Berichtsjahr wurden in **Norwegen** mehrere neue Förderbohrungen gestartet. Im Feld Gullfaks wurden im Jahresverlauf neun Bohrungen erfolgreich abgeschlossen und in die Produktion eingebunden. Im Feld Edvard Grieg wurde die zweite Infill-Kampagne erfolgreich beendet, wobei zwei neue Bohrungen sowie ein Sidetrack durchgeführt wurden.

Das Projekt „Solveig Phase 2“, eine Unterwasseranbindung an die Plattform Edvard Grieg, erhielt 2023 die Genehmigung des norwegischen Energieministeriums und verläuft planmäßig.

Für die Erschließung des Berling-Feldes reichte die OMV im Dezember 2022 den Entwicklungs- und Betriebsplan (Plan for Development and Operation; PDO) ein. Das Entwicklungskonzept umfasst eine Unterwasser-Förderanlage, die an die Åsgard B-Plattform angeschlossen wird. Der PDO wurde von den norwegischen Behörden im Juni 2023 genehmigt. Die Förderung von Erdgas und Kondensat wird voraussichtlich 2028 anlaufen.

Die offizielle Inbetriebnahme des Offshore-Windparks Hywind Tampen fand im August 2023 im Beisein von Kronprinz Haakon von Norwegen statt. Der Windpark versorgt nun das Feld Gullfaks mit erneuerbarem Strom.

Asien-Pazifik

In **Malaysia** schreitet das Erdgasprojekt Jerun gut voran und kann auf eine hohe Sicherheitsleistung verweisen. Bislang wurden mehr als 11 Mio unfallfreie Arbeitsstunden erbracht.

In **Neuseeland** schloss die OMV drei große Bohrkampagnen zur Neuentwicklung und Optimierung der Erdgas-Assets Māui und Pohokura sicher ab. Das Einsatzteam konzentrierte sich auf Projekte zur Anlagenintegrität und -instandhaltung und setzt derzeit mehrere Initiativen zur Emissionsreduktion an den OMV-Standorten um. Im Feld Pohokura wurde mit den Vorbereitungen für den alle vier Jahre stattfindenden routinemäßigen Turn-around sowie mit einer Infill-Bohrung im dritten Quartal 2024 begonnen.

Schlüsselprojekte 2023

Neptun, Rumänien (OMV 50%)

Die OMV Petrom erzielte im Berichtsjahr gemeinsam mit ihrem Partner Romgaz bedeutende Fortschritte bei der Entwicklung von Neptun Deep, ihrem wichtigsten Wachstumsprojekt.

Es fiel die finale Investitionsentscheidung (FID) und der Feldentwicklungsplan (FDP) wurde von der Aufsichtsbehörde bewilligt. In der zweiten Jahreshälfte vergab das Unternehmen die Aufträge für die Entwicklung der wichtigsten Offshore-Infrastrukturen und die Bohranlage. Einige kleinere Verträge miteingerechnet, sind damit bereits über 80% der Ausführungsverträge vergeben. Die nächsten Schritte bestehen nun darin, die Vergabe der Hauptverträge abzuschließen und alle erforderlichen Genehmigungen einzuholen. OMV Petrom plant, 2025 mit den Bohrungen zu beginnen und 2027 das erste Erdgas zu fördern.

Das Erdgas aus Neptun Deep wird Rumänien zum größten Gasproduzenten in der EU machen und die derzeitige Erdgasförderung der OMV Petrom verdoppeln.

Weitere Großprojekte in Rumänien (OMV Petrom 100%)

Die Auswertung von zwei Explorationsbohrungen führte 2023 – gemeinsam mit der erfolgreichen Bohrung des Vorjahres – zur Entdeckung großer Vorkommen, die auf rund 35 Mio bbl Öläquivalent geschätzt werden. Die Bohrungen befinden sich derzeit in der Testförderung. Abhängig von den Ergebnissen sollen in den nächsten Jahren weitere Entwicklungsbohrungen durchgeführt werden.

Darüber hinaus wurden Projekte im Wert von mehr als 20 Mio € (FRD Bradesti Opportunity Phase 1, Tank Farm Independenta NFA Safeguarding und Abramut Gas Plant Revamp) erfolgreich zur Reife gebracht. Für die ersten beiden Projekte konnte bereits die FID erwirkt werden.

Wittau, Österreich (OMV 100%)

Nach einem erfolgreichen Explorationsfund, den die OMV Mitte 2023 in der Nähe von Wien machte, gelangte das Projekt „Wittau“ schnell zur Reife und es folgte die Konzeptauswahl. Sobald das Front-End-Engineering und die Ausschreibungen abgeschlossen sind, wird die FID für 2024 erwartet.

Umm Lulu und SARB, VAE (OMV 20%)

Die Entwicklungsbohrungen wurden weiter fortgesetzt, wobei insgesamt bis zu fünf Bohranlagen eingesetzt wurden. In SARB und in Umm Lulu wurden je neun Bohrungen durchgeführt.

Ghasha-Konzession, VAE (OMV 5%)

Beim Projekt „Dalma“ liefen die Onshore- und Offshore-Arbeiten im Rahmen der Engineering-, Beschaffungs- und Bauaufträge (Engineering, Procurement, and Construction; EPC) weiter. Das erste Gas soll 2025 gefördert werden. Für das Megaprojekt „Hail & Ghasha“ wurde die FID erreicht und die dringlichsten Aufträge vergeben.

Gullfaks, Norwegen (OMV 19%)

Norwegens erster schwimmender Windpark – Hywind Tampen – wurde fertiggestellt, die letzten Windturbinen wurden installiert und in Betrieb genommen. Entsprechend dem Jahresprogramm für das Feld Gullfaks wurden neun Bohrungen durchgeführt.

Gudrun, Norwegen (OMV 24%)

Im Nordseefeld Gudrun wurde das Wasserinjektionsprojekt „Gudrun Phase 2“ gestartet. Dieses „Improved Oil Recovery“-Projekt wird die Ölausbeute aus der Hauptlagerstätte des Feldes steigern und die Förderdauer um zwei Jahre verlängern, da das Abbauverfahren von Druckabbau auf Druckunterstützung durch Wasserinspritzung umgestellt wird.

Edvard Grieg, Norwegen (OMV 20%)

Das Projekt „Edvard Grieg Infill Phase 2“ wurde wie geplant abgeschlossen. Die Unterwassererschließung im Rahmen des „Solweig Phase 2“-Projekts verlief nach Plan. Die Hauptverträge wurden vergeben und die Ausführungsplanung fertiggestellt.

Berling (Hades/Iris), Norwegen (OMV 30%)

Für das von der OMV betriebene Offshore-Projekt wurde die FID erreicht und der PDO von der norwegischen Erdöldirektion genehmigt. Eine Offshore-Kampagne zur Erfassung seismischer Daten wurde abgeschlossen, ebenso die Herstellung der Versorgungsleitungen und Leitungsrohre. Die Produktion soll 2028 aufgenommen werden.

SK408, Malaysia (OMV 40%)

In Malaysia schreitet das Erdgasprojekt „Jerun“ unter der Betriebsführerschaft der SapuraOMV gut voran und liegt im Budgetrahmen. Das Tragwerk (Jacket) der Plattform wurde fertiggestellt und installiert, die sechs Offshore-Bohrungen wurden abgeteuft. Parallel dazu wurde die 80 km lange Exportpipeline verlegt. Die Herstellung der Aufbauten (Topsides) für die Plattform steht kurz vor der mechanischen Fertigstellung an Land. Das erste Erdgas soll wie geplant im dritten Quartal 2024 gefördert werden.



Highlights 2023

Insgesamt führten OMV, OMV Petrom und SapuraOMV 15 Explorations- und Evaluierungsbohrungen in sieben Ländern durch. Dreizehn davon wurden noch vor Jahresende abgeschlossen, während die restlichen Anfang 2024 weitergeführt bzw. getestet wurden.

Die OMV führte mehrere bedeutende Bohrungen durch, darunter den Erdgasfund „Wittau Tief“ in **Österreich**, der erfolgreich getestet wurde. Die Entwicklungspläne sind fortgeschritten und die Bohrstelle wird als zukünftige Produktionssonde bewertet. Die nächste Bohrung im Gesteinsmassiv Wittau ist für 2025 geplant. Die zweite einer Reihe von tiefen Explorationsbohrungen wurde im Gebiet Strasshof niedergebracht. Es wird erwartet, dass sie im Frühjahr 2024 die finale Zielteufe erreichen wird.

In **Tunesien** wurden zwei Erdgasfunde (nicht unter OMV-Betriebsführerschaft) gemacht. Diese werden voraussichtlich gemeinsam mit dem Erdgasfund Anbar eine neue Konzession bilden, die an die von der OMV betriebene Anlage Nawara angebunden werden könnte.

In **Norwegen** wurden zwei von der OMV betriebene Bohrungen abgeteuft, die keine rentablen Funde erbrachten. Eine dritte infrastrukturgeführte Bohrung (Solan/Ludvig) wurde erfolgreich niedergebracht. Sie soll als Fördersonde an die Anlage Gullfaks angeschlossen werden.

In den **Vereinigten Arabischen Emiraten** beteiligte sich die OMV an nicht von ihr betriebenen Evaluierungen in den Konzessionen Ghasha und SARB.

In **Neuseeland** wurde eine Erdgasevaluierungsbohrung im Gebiet Māui East durchgeführt und als zukünftige Fördersonde abgeschlossen.

In **Rumänien** führte die OMV Petrom drei Bohrungen durch, zwei davon als Betriebsführerin. Eine dieser Bohrungen führte zu einem Erdgasfund, der mittlerweile abgeschlossen und seit Mai in Produktion ist. Die anderen erwiesen sich als trocken und wurden verfüllt und stillgelegt.

In **Mexiko** beteiligte sich die SapuraOMV an zwei nicht von ihr betriebenen Explorationsbohrungen in Block 30. Eine bestätigte einen bedeutenden Ölfund, weshalb geplant ist, in der zweiten Jahreshälfte 2024 eine Evaluierungsbohrung durchzuführen. Die zweite Bohrung konnte das primäre Ziel aufgrund von operativen Problemen nicht erreichen und wurde verfüllt und stillgelegt.

Anfang 2023 erhielt die OMV Norge neue Lizenzen in Kerngebieten in **Norwegen** und bewarb sich erneut im Rahmen der APA-Runde, wobei der Schwerpunkt auf infrastrukturalen Erdgas-Fündigkeiten lag.

In **Bulgarien** übernahm die OMV Petrom die Betriebsführerschaft für die Han-Aspurah-Lizenz, die sich in unmittelbarer Nähe der jüngsten riesigen Erdgasfunde vor der türkischen Küste befindet.

Die Explorations- und Erkundungsaufwendungen wurden 2023 auf 248 Mio € (2022: 202 Mio €) gesteigert, um die Bohrungen nach tiefen Erdgasvorkommen in Österreich zu beschleunigen.

Reserventwicklung

Zum Jahresende 2023 stiegen die sicheren Reserven (1P) auf 1.136 Mio boe (davon OMV Petrom: 424 Mio boe). Die jährliche Reservenersatzrate erhöhte sich auf 174% (2022: –80% aufgrund des Ausschlusses der russischen Reserven nach Beendigung der Vollkonsolidierung bzw. at-equity-Bilanzierung). Der Dreijahresdurchschnitt der Reservenersatzrate lag bei 56% (2022: 40%).

In Rumänien konnten 2023 durch die Verpflichtung zur Umsetzung des „Neptun Deep“-Projekts im Schwarzen Meer bedeutende Reservezuwächse erzielt werden. Weitere Reserven kamen in den Vereinigten Arabischen Emiraten durch die Weiterentwicklung der Projekte „Hail & Ghasha“ sowie durch eine starke Lagerstätten-Performance in anderen produzierenden Feldern hinzu. Die sicheren und wahrscheinlichen Reserven (2P) sanken jedoch auf 1.807 Mio boe (davon OMV Petrom: 694 Mio boe), da die Reservezuwächse in den VAE die geförderten Mengen nicht vollständig kompensierten.

GESCHÄFTSTÄTIGKEIT DER RAG AUSTRIA

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

Die RAG Austria (RAG) ist das größte Gas- und Energiespeicherunternehmen Österreichs und gehört zu den führenden technischen Speicherbetreibern Europas. RAG betreibt die Erdgasspeicher Puchkirchen/Haag, Aigelsbrunn sowie Haidach5 und ist im Rahmen von Joint Ventures Betriebsführer und Teileigentümer der Gasspeicher Haidach und des Speicherverbundes 7Fields (siehe Erdgasspeicher in Österreich, Seite 22). Das operierte Gesamt-arbeitsgasvolumen beträgt rund 6,4 Mrd m³. Zusätzlich werden zwei Forschungsspeicher zur Lagerung bzw. Umwandlung von Wasserstoff in Lehen und Rubensdorf mit einem Volumen von mehr als 3 Mio m³ betrieben. Daneben unterhält die RAG Rohöllager, in denen Pflichtnotstandsreserven gelagert werden.

Highlights 2023

- Die technische Verfügbarkeit der RAG-Speicher lag im Berichtsjahr wieder bei nahezu 100%. Die Republik Österreich hat die Vorhaltung der strategischen Gasreserve von 20 TWh bis April 2026 verlängert, wofür die RAG-Speicher von essenzieller Bedeutung sind.
- Die Speicherbohrungen PSH-009 und PSH-010 wurden erfolgreich in Betrieb genommen und erhöhen zukünftig die für Kunden verfügbaren Kapazitäten des Gasspeichers Puchkirchen.
- Im Bereich der Öl- und Gasgewinnung wurden fünf Produktions- bzw. Erweiterungsbohrungen realisiert.
- Die Forschungsprojekte zur Wasserstoffspeicherung in Porenlagerstätten, zur Umwandlung von Wasserstoff in synthetisches Methan und zur Demonstration des Kohlenstoffzyklus wurden planmäßig fortgesetzt. In Rubensdorf (Projekt „Underground Sun Storage 2030“) wurde das weltweit erste Lager für reinen Wasserstoff in einer Porenlagerstätte in Betrieb genommen.
- Mehrere Pilotprojekte für eine nachhaltige Energie-zukunft wurden in die Wege geleitet, beispielsweise die Errichtung einer reinen Wasserstoffleitung vom Speicher Rubensdorf zum Zentralstandort Puchkirchen sowie die Errichtung einer Methan-Elektrolyse zur Wasserstoffherstellung in Kremsmünster. Zur Verwertung des anfallenden Kohlenstoffs als Bodenverbesserer in der Landwirtschaft wurden die Pflanz- und Feldversuche unter wissenschaftlicher Anleitung weitergeführt.
- Am Standort Kremsmünster wurde mit der Errichtung eines Wasserstoff-BHKWs für Österreich begonnen. Das Kraftwerk dient der klimaneutralen Eigenversorgung mit Energie durch die CO₂-freie Verbrennung von Wasserstoff aus der Methan-Elektrolyse.
- Die Naturgasförderung der gesamten Unternehmensgruppe lag im Berichtsjahr bei rund 60,7 Mio m³n, die Ölförderung der RAG Austria betrug knapp 44.000 t.

GESCHÄFTSTÄTIGKEIT DER ADX VIE

Das österreichische Tochterunternehmen der ADX Energy (Perth, Australien) ist weiterhin sehr erfolgreich mit der Förderung in den Öl- und Gasfeldern im Raum Zistersdorf tätig und hat mit der abgeteufte Öl-Explorationsbohrung „Anshof 3“ im Gemeindegebiet Waldneukirchen eine vielversprechende Produktion gestartet. Dabei ist auch die lokale Beschäftigung ein wichtiger Aspekt für die Sicherung des Wirtschaftsstandorts Österreich.

Ebenso werden von ADX nach wie vor Projekte im Bereich der erneuerbaren Energien, wie beispielsweise Geothermie, Wasserstoff sowie Photovoltaik, verfolgt.

Im Berichtsjahr 2023 hat ADX VIE insgesamt 14.617 t Erdöl und rund 1,7 Mio m³n Naturgas in Niederösterreich und Oberösterreich gefördert.

HEIMISCHE FÖRDERUNG WEITER RÜCKLÄUFIG

AUFBRINGUNG

Europa will seine Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen verringern, aber Österreich importiert weiterhin viel russisches Gas. Ab 2025 könnten Engpässe drohen, falls kein Erdgas mehr durch die Ukraine transportiert wird. Positiv sind die 2023 gestiegenen Bohraktivitäten und OMVs größter Gasfund seit 40 Jahren.

ROHÖLFÖRDERUNG IN ÖSTERREICH

Tonnen	2023	2022	Veränd.
OMV Austria E&P	409.992	460.173	-10,9%
RAG Austria	43.974	50.049	-12,1%
ADX VIE	14.617	10.986	33,1%
Erdöl	468.583	521.208	-10,1%
davon Wiener Becken	420.545	470.244	-10,6%
davon Molassezone	48.038	50.964	-5,7%
NGL	9.509	11.128	-14,5%
davon OMV Austria E&P	9.397	10.877	-13,6%
davon RAG Austria	112	251	-55,4%
davon ADX VIE	0	0	-

Die Erdölförderung verzeichnete in Österreich im Berichtsjahr 2023 einen weiteren Rückgang. Die Rohölmenge verringerte sich um 10,1% im Vergleich zum Vorjahr auf 0,47 Mio t (2022: 0,52 Mio t), die Gesamtförderung einschließlich NGL (Natural Gas Liquids) verbuchte ein Minus von 10,2% (0,48 Mio t; 2022: 0,53 Mio t). Gefördert wurde mittels 549 Fördersonden (2022: 568) überwiegend im Wiener Becken (etwa 90%) sowie in der Molassezone (Niederösterreich, Oberösterreich und Salzburg).

Der Großteil der Rohölproduktion wurde von OMV Austria E&P (87,5%) aufgebracht, gefolgt von RAG Austria (9,4%) und ADX VIE (3,1%). Die Produktionsmenge der OMV Austria E&P verringerte sich 2023 um 10,9% (2022: -6,6%), bei RAG Austria um 12,1% (2022: -6,7%) und bei ADX VIE erhöhte sie sich um 33,1% (2022: 19,5%).

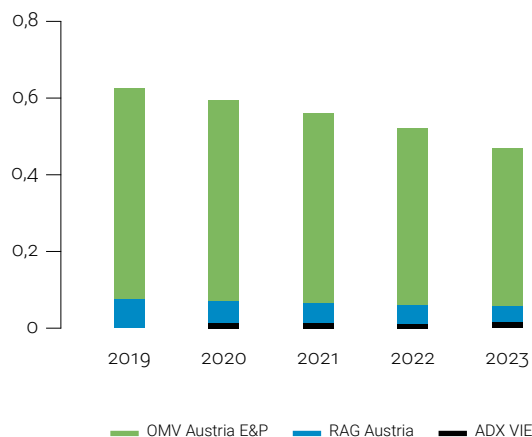
Seit 2019 ist die ADX VIE GmbH mit der Erdöl- und Erdgasförderung im Gebiet von Zistersdorf in Niederösterreich tätig. Auch in der oberösterreichischen Molassezone wurde eine Testförderung an der erfolgreichen Aufschlussbohrung „Anshof 3“ durchgeführt.

Rohölreserven in Österreich

Laut GeoSphere Austria¹ beliefen sich die Erdölreserven in Österreich zum Jahresende 2023 auf rund 4,35 Mio t (inklusive NGL) im Vergleich zu 4,70 Mio t im Vorjahr. Die Reichweite der Reserven beträgt bei Fortsetzung der aktuellen Förderaktivitäten etwa neun Jahre.

Erdölförderung in Österreich

Mio Tonnen



ROHÖLIMPORT NACH ÖSTERREICH

Die Rohölimporte erfolgten aus 16 Ländern und betragen im Berichtsjahr insgesamt 7,51 Mio t (+46,4%; 2022: 5,13 Mio t). Die sehr deutliche Steigerung gegenüber dem Vorjahr ist mit dem viermonatigen Teilausfall der Raffinerie Schwechat zu erklären. Der Vorfall trat während Wartungsarbeiten im Juni 2022 auf und wurde durch einen erheblichen Schaden an der Rohöldestillationsanlage verursacht. Die Instandsetzungsarbeiten dauerten bis Anfang Oktober.

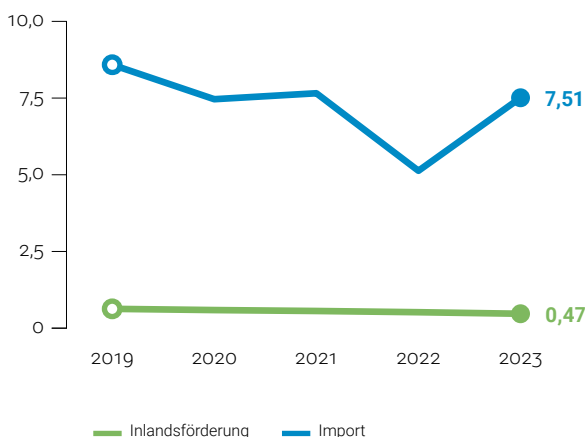
Die wichtigsten Rohöllieferanten waren Kasachstan (Anteil 38,3%; 2,88 Mio t), Libyen (23,6%; 1,77 Mio t), der Irak (9,1%; 0,68 Mio t), Guyana (8,8%; 0,66 Mio t), Aserbaidschan (6,6%; 0,50 Mio t) und Saudi-Arabien (6,5%; 0,49 Mio t). Eine deutliche Steigerung der Liefermengen verzeichneten Aserbaidschan, Saudi-Arabien und Guyana (>100%) sowie Libyen (+73,7%) und Kasachstan (+31,4%), während sich die Importe aus Algerien (-31,4%) und dem Irak (-17,8%) rückläufig entwickelten. Im Berichtsjahr erfolgte kein Rohölimport aus UK (2022: 0,21 Mio t) (siehe Datenanhang, Seite 41).

Die Rohölanlieferung erfolgte nahezu vollständig per Pipeline vom Hafen in Triest über die Transalpine Ölleitung (TAL) und die Adria-Wien-Pipeline (AWP) zur Raffinerie in Schwechat. Nach dem Teilausfall der Raffinerie 2022 erhöhte sich die über die AWP transportierte Ölmenge im Berichtsjahr um 42,9% auf 7,55 Mio t (2022: 5,28 Mio t).

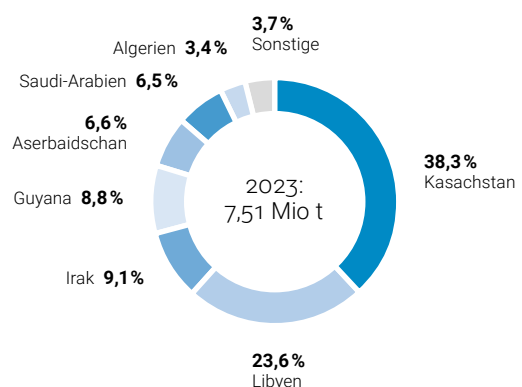
Der durchschnittliche Importwert je Tonne Rohöl sank im Berichtsjahr 2023 laut Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) auf 588 €. Dies entspricht einem Rückgang von 16,6% (2022: 705 €/t; 2021: 503 €/t; 2020: 292 €/t).

Erdöl-Inlandsförderung und -Import

Mio Tonnen



Österreichs Rohöllieferanten



ROHÖLFÖRDERUNG WELTWEIT

Weltweit stieg im Berichtsjahr 2023 laut Statistical Review of World Energy die Ölförderung (Rohöl, Schieferöl, Ölsande, Kondensate und NGL) auf 4,51 Mrd t (+1,8%; 2022: 4,43 Mrd t), was umgerechnet 96,4 Mio Barrel pro Tag (bbl/d) entspricht. Darin nicht enthalten sind LPG (Liquefied Petroleum Gas), Biomasse und Derivate von Kohle und Erdgas. Die OPEC-Länder verzeichneten einen Förderrückgang von 0,9% auf 1,60 Mrd t (34,0 Mio bbl/d), wobei der Iran ein Plus von 18,9% erzielen konnte, während Saudi-Arabien (-7,4%), Irak (-3,8%) und Kuwait (-4,2%) geringere Fördermengen aufwiesen. In den Nicht-OPEC-Ländern stieg die Rohölförderung um 3,7% auf 2,92 Mrd t (62,3 Mio bbl/d).

2023 erreichten die USA mit 827,1 Mio t die höchste Rohölförderung weltweit, was 18,3% der globalen Produktion entspricht (im Vergleich zu 762,1 Mio t im Jahr 2022). Russland folgte mit 541,7 Mio t (12,0%; 2022: 548,5 Mio t) und Saudi-Arabien mit 531,7 Mio t (11,8%; 2022: 574,2 Mio t). Im Vergleich dazu betrug die Förderung in Europa 152,1 Mio t (2022: 151,4 Mio t), das sind rund 3,4% der weltweiten Fördermenge. Davon entfielen 16,0 Mio t (2022: 16,8 Mio t) auf Länder der Europäischen Union.

Russland hat 2023 im zweiten Jahr in Folge einen Rekord bei neuen Ölbohrungen erzielt, was die anhaltende Bedeutung des Ölgeschäfts für das Land unterstreicht. Trotz des Rückzugs westlicher Ölkonzerne und anhaltender Sanktionen im Zusammenhang mit dem Ukraine-Krieg konnte Russland im Berichtsjahr wieder den zweiten Platz unter den Förderländern einnehmen (siehe Datenanhang, Seite 50).

NATURGASFÖRDERUNG IN ÖSTERREICH

1.000 m³n	2023	2022	Veränd.
OMV Austria E&P	482.644	526.471	-8,3%
davon Erdgas	354.726	381.411	-7,0%
RAG Austria	60.722	78.462	-22,6%
davon Erdgas	54.089	66.199	-18,3%
ADX VIE	1.704	2.197	-22,4%
davon Erdgas	573	0	100,0%
Naturgas	545.070	607.130	-10,2%
davon Wiener Becken	330.889	362.460	-8,7%
davon Molassezone	214.181	244.670	-12,5%

Laut GeoSphere Austria verringerte sich die Naturgasproduktion gegenüber dem Vorjahr um 10,2%. Im Jahr 2023 wurden inklusive Erdölgas 545,1 Mio Normkubikmeter (m³n) (2022: 607,1 Mio m³n) gefördert, davon 75,1% Erdgas (409,4 Mio m³n). Insgesamt waren 106 Fördersonden (2022: 107) in Betrieb. Die Menge verteilte sich mit 61% auf das Wiener Becken und 39% auf die Molassezone.

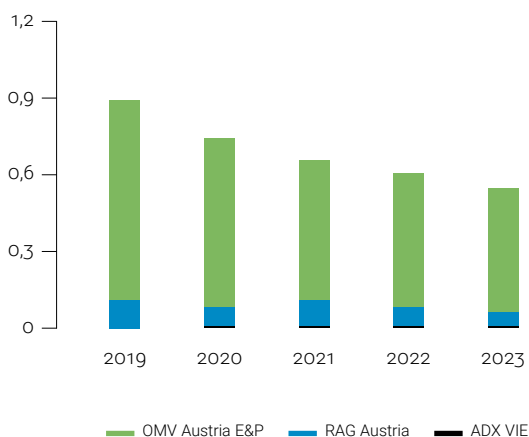
OMV Austria E&P war der Hauptakteur bei der Naturgasförderung (88,5%), gefolgt von RAG Austria (11,1%) und ADX VIE (0,4%). Das Fördervolumen ging bei OMV Austria E&P um 8,3% zurück, bei RAG Austria um 22,6% und auch bei ADX VIE um 22,4%.

Naturgasreserven in Österreich

Die sicheren Gasreserven betragen laut GeoSphere Austria zum Jahresende 2023 etwa 6,1 Mrd m³n (2022: 6,2 Mrd m³n). Die Reichweite beträgt bei gleichbleibenden Förderaktivitäten somit etwas mehr als zehn Jahre.

Naturgasförderung in Österreich

Mrd m³n



ERDGASIMPORT NACH ÖSTERREICH

Der Erdgasimport betrug im Berichtsjahr 6,75 Mrd m³n, das ist ein Rückgang von 41,0% (-4,68 Mrd m³n) gegenüber dem Vorjahr (2022: 11,43 Mrd m³n). Davon wurde ein Teil zum Auffüllen der Erdgasspeicher (0,62 Mrd m³n) verwendet (2022: Speichersaldo 4,37 Mrd m³n). Der Inlandsverbrauch durch Endverbraucher ging um 12,1% zurück und lag bei 6,59 Mrd m³n (2022: 7,50 Mrd m³n). Zum Jahresende 2023 betrug der Füllstand der österreichischen Erdgasspeicher laut Gas Infrastructure Europe 93% (2022: 87%; 2021: 35%; 2020: 78%).

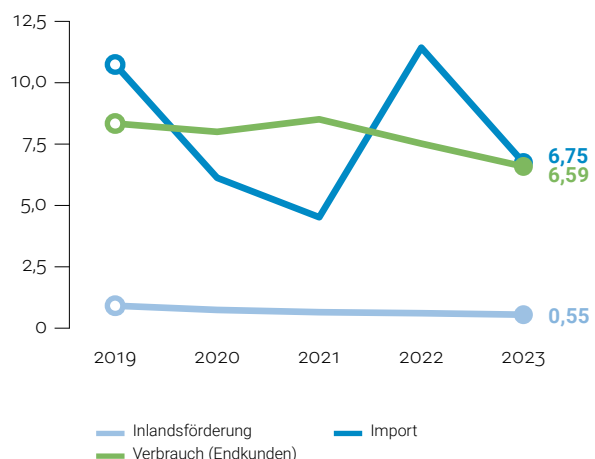
ERDGASFÖRDERUNG WELTWEIT

Laut Statistical Review of World Energy betrug die Erdgasförderung im Jahr 2023 insgesamt 4.059 Mrd m³ (bcm), was einem leichten Anstieg von 0,3% im Vergleich zum Vorjahr entspricht (2022: 4.049 bcm). Die OPEC-Länder steigerten die Fördermenge um 2,1% auf 1.633 bcm (2022: 1.600 bcm), während in den Nicht-OPEC-Staaten ein Rückgang von 0,9% auf 2.427 bcm zu verzeichnen war (2022: 2.449 bcm).

Der größte Produzent waren die USA mit 1.035 bcm (+4,2%; 2022: 993 bcm), was 25,5% der globalen Förderung entspricht. Danach folgten Russland (586 bcm, -5,2%; 2022: 618 bcm) mit 14,4%, der Iran (252 bcm, +1,6%; 2022: 248 bcm) mit 6,2% und China (248 bcm, +5,6%; 2022: 222 bcm) mit einem Anteil von 5,8%. Im Vergleich dazu betrug die Erdgasförderung in Europa 204 bcm (-7,2%; 2022: 220 bcm), das sind 5,0% der weltweiten Fördermenge. Davon entfielen 34 bcm (-15,7%; 2022: 41 bcm) auf Länder der Europäischen Union.

Erdgasbilanz Österreich

Mrd m³n





iStockphoto / Leand Energychuk

-10,1%

ROHÖLFÖRDERUNG

-10,2%

NATURGASFÖRDERUNG

Erdgashandel weltweit

Der weltweite Gashandel über Pipelines verringerte sich laut Statistical Review of World Energy im Berichtsjahr um 8,3% auf 387,7 bcm (2022: 422,8 bcm). Die europäischen Pipelineimporte gingen 2023 um 26,3% auf 111,6 bcm zurück – nach einem Rückgang 34,9% im Vorjahr, ausgelöst durch die reduzierten Liefermengen aus Russland.

2023 machte der Handel mit verflüssigtem Erdgas (LNG) rund 59% des überregionalen Gashandels aus und erhöhte sich gegenüber dem Vorjahr auf 549,2 bcm (+1,8%; 2022: 539,3 bcm). Die größten Exporteure waren die USA mit einem Anteil von 20,8%, gefolgt von Katar (19,7%), Australien (19,6%), Russland (7,8%) und Malaysia (6,6%). Bei den LNG-Importen lag Europa mit 30,8% an erster Stelle, vor China mit 17,8% und Japan mit 16,4%.

Die Gesamttransportleistung von Erdöl, Erdölprodukten und Erdgas (Produkte aus Transportaufkommen und zurückgelegter Wegstrecke) verringerte sich 2023 um 1.589 Mio Tonnenkilometer (tkm) auf 9.189 Mio tkm, das entspricht einem Rückgang von rund 14,7% gegenüber dem Vorjahr (2022: 10.778 Mio tkm).

Zugelegt hat die Transportleistung von Erdöl, die mit 7.602 Mio tkm um 9,6% über dem Vorjahr (2022: 6.939 Mio tkm) lag. Ein großes Minus von 58,7% musste Erdgas verzeichnen, das wegen der stark gesunkenen russischen Transitmengen infolge der EU-Sanktionen nur mehr auf 1.587 Mio tkm (2022: 3.839 Mio tkm) kam.

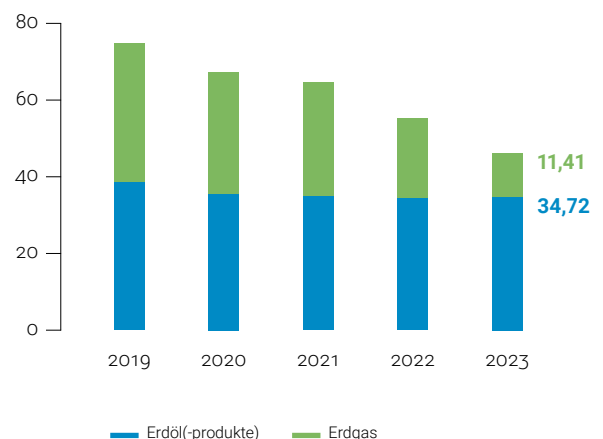
FERNLEITUNGEN IN ÖSTERREICH

1.000 Tonnen	2023	2022	Veränd.
Erdöl(-produkte)	34.718	34.582	0,4%
davon AWP	7.553	5.275	43,2%
Erdgas	11.406	20.653	-44,8%
Transportmenge	46.124	55.235	-16,5%

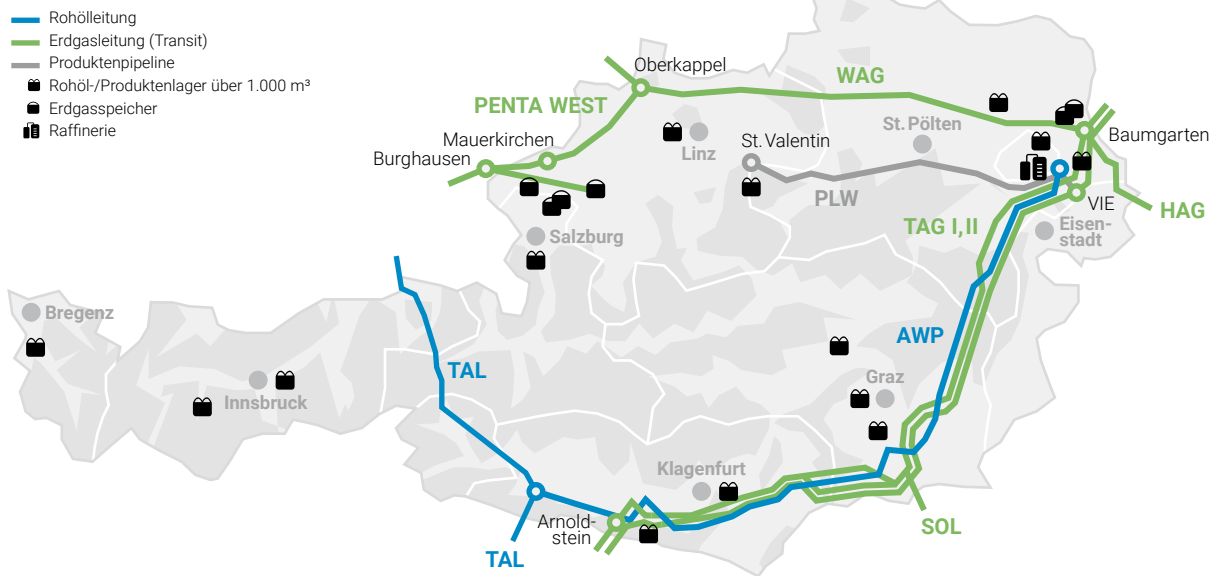
Das Transportaufkommen lag im Jahr 2023 laut Statistik Austria mit insgesamt 46,12 Mio t um 16,5% unter dem Vorjahreswert (2022: 55,24 Mio t). Die beförderte Menge an Erdöl und Erdölprodukten stieg um 0,4% auf 34,72 Mio t und reduzierte sich bei Erdgas um 44,8% auf 11,41 Mio t.

Transportmenge Fernleitungen

Mio Tonnen



Erdöl- und Erdgasfernleitungen in und durch Österreich



Rohölfernleitungen 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 in Triest Richtung Norden. Die Bauzeit der Pipeline betrug nur tausend Tage. Im April 1967 legte der erste Tanker, die Daphnella, in der Bucht von Muggia an. Seit der Inbetriebnahme wurden dort über 22.000 Tankschiffe entladen und mehr als 1,7 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 Übergabestation in Deutschland beliefert die OMV-Raffinerie in Burghausen und eine weitere 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 Rohölfernleitung Europas und eine der Hauptschlagadern der mitteleuropäischen Mineralölwirtschaft. Sie trägt maßgeblich zur Versorgungssicherheit Zentraleuropas bei.

Im Berichtsjahr wurden im Hafen von Triest 395 Tankschiffe (2022: 402) entladen. 2023 hat die Transalpine Ölleitung insgesamt 36,9 Mio t Rohöl an acht Raffinerien in Österreich, Deutschland und Tschechien geliefert. Sie deckt damit den heimischen Rohölbedarf zu etwa 90%. Außerdem transportiert sie 100% des Rohöls für Bayern und Baden-Württemberg – das sind etwa 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 erstreckt sich über Italien, Österreich sowie 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 Felbertauertunnel mit 1.572 m Seehöhe.

Die internationale TAL-Group besteht aus drei Ländergesellschaften in Österreich, Deutschland und Italien. Die TAL beschäftigt insgesamt 255 Mitarbeiter, davon 27 in Österreich. Einschließlich der Partnerfirmen sind rund 1.000 Beschäftigte in den drei Ländern für TAL tätig. Gesellschafter der TAL-Group sind OMV, Shell, Rosneft, Eni, C-Blue B.V. (Gunvor), ExxonMobil, Mero, Phillips 66/JET und Total.

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 weiter transportiert. Es sind zwei Wartungszentren eingerichtet, je eine in Klagenfurt und in Würmlach, wo sich auch die Steuerzentrale der AWP befindet. Betrieben wird die Adria-Wien-Pipeline durch OMV Downstream.

Die Rohrleitung ist rund 420 km lang und hat einen Durchmesser von 18 Zoll. Im Durchschnitt ist das Rohöl etwa zweieinhalb Tage unterwegs. 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.

2023 hat die Adria-Wien-Pipeline 7,55 Mio t Rohöl in die Raffinerie Schwechat und 0,06 Mio t in das ELG-Tanklager Lannach verpumpt (2022: 5,28 Mio t). Die Gesamtver-

fügarkeit der Pipeline lag im Berichtsjahr bei 99,4%. 34 Beschäftigte sorgen rund um die Uhr für den reibungslosen Betrieb. Bei einer Unterbrechung der Rohölimporte kann die Raffinerie auch direkt vom Tanklager Lannach aus mit Rohöl versorgt werden.

Erdgas-Pipelinennetz in Österreich

Das heimische Erdgasnetz ist für die Energieversorgung Österreichs von besonderer Bedeutung, es ist wegen seiner geografischen Lage aber auch eine wichtige Drehscheibe für den Erdgastransit nach Zentraleuropa.

Der größte Gasknotenpunkt befindet sich in Baumgarten (Niederösterreich). Erdgas aus Russland, Norwegen sowie anderen Ländern wird dort übernommen und für die Verteilung in Österreich bzw. den Weitertransport nach Deutschland, Ungarn, Slowenien und Italien verdichtet. 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 eine Länge von rund 2.000 km, das Verteilerleitungsnetz ist etwa 44.000 km lang.

SICHERUNG DER INFRASTRUKTUR

Für die Mineralölbranche ist die Verbesserung kritischer Infrastruktur ein laufendes Ziel ihres verantwortungsvollen Handelns. Auch die gesetzlichen Initiativen zur Erhöhung der Cybersicherheit haben in den letzten Jahren stark zugenommen.

Krisen wie die Corona-Pandemie und geopolitische Konflikte haben die Bedrohung für Unternehmen stark erhöht und die Bedeutung von Risikomanagement und Krisenresilienz verstärkt. Die EU-Richtlinie über die Resilienz kritischer Einrichtungen (RKE) fokussiert den physischen Schutz kritischer Infrastrukturen, um deren Widerstandsfähigkeit gegenüber Naturkatastrophen oder vom Menschen verursachten Gefahren zu verbessern, wobei der Energiesektor davon besonders betroffen ist.

Die EU-Cybersicherheits-Richtlinie (NIS) zielt darauf ab, die betriebliche Widerstandsfähigkeit gegen Hacker-

attacken oder Angriffe aus dem Internet zu stärken. Die aktualisierte NIS-2-Richtlinie, die im Jänner 2023 in Kraft getreten ist, erweitert den Anwendungsbereich auch auf Betreiber von Ladepunkten und Tankstellen.

Die NIS-2-Richtlinie soll die Resilienz und die Reaktion auf Sicherheitsvorfälle des öffentlichen und des privaten Sektors in der EU verbessern. Die betroffenen Einrichtungen müssen Risikomanagementmaßnahmen für die Sicherheit ihrer Netz- und Informationssysteme treffen und unterliegen Meldepflichten. Österreich wird NIS-2 mit dem Netz- und Informationssystem-sicherheitsgesetz (NISG) umsetzen.

Dabei werden Aufgaben, die sich aus der NIS-Richtlinie ergeben, auf bestehende Strukturen übertragen.

In Österreich wurde im Juli 2023 das Bundes-Krisensicherheitsgesetz (B-KSG) verabschiedet, um aus jüngsten Krisen gewonnene Erkenntnisse zu nutzen und künftige Vorfälle besser bewältigen zu können. Davon unmittelbar betroffen ist auch die Mineralölindustrie im Fall eines Blackouts, da die Branche in bundes- und landesweite Maßnahmen eingebunden ist. Vor allem die vorab festgelegten Abläufe für die Bereitstellung der benötigten Mineralölprodukte sind hier von größter Wichtigkeit.

ERDGASSPEICHER IN ÖSTERREICH

Erdgasspeicher sind große, meist unterirdische Anlagen, mit denen jahreszeitliche Bedarfsschwankungen und Lieferengpässe ausgeglichen werden können. Alle Speicher befinden sich im Marktgebiet Ost in den Konzessionsgebieten der Gas- und Ölproduzenten OMV Austria E&P und RAG Austria und werden von diesen auch technisch betrieben. Als Speicher dienen ausgeförderte Gasfelder (Porenspeicher), die für den Betrieb technisch umgerüstet wurden. Österreich verfügt – gemessen am Verbrauch – mit etwa 98 TWh über sehr hohe Kapazitäten, die mehr als dem Eigenbedarf eines ganzen Jahres entsprechen und die zu den höchsten in der Europäischen Union zählen.

RAG Austria (RAG) ist das größte Energiespeicherunternehmen Österreichs und zählt zu den führenden Anbietern Europas. RAG betreibt Speicheranlagen in Puchkirchen/Haag, Aigelsbrunn sowie Haidach5 und ist im Rahmen von Joint Ventures Betriebsführer der Gasspeicher Haidach und des Speicherverbundes 7Fields. Das operierte Arbeitsgasvolumen beträgt etwa 6,3 Mrd m³. Weiters betreibt RAG Kooperationsprojekte mit zwei Forschungsspeichern für Wasserstoff (Underground Sun Conversion) in Pilsbach und Rubensdorf mit einem Arbeitsgasvolumen von rund 3 Mio m³.

OMV Gas Storage (OGS) betreibt seit mehr als 50 Jahren Erdgasspeicheranlagen in Österreich. Mit einem Arbeitsgasvolumen von rund 2,3 Mrd m³ zählt OGS zu den großen Speicheranbietern Europas. Die in Niederösterreich befindlichen Speicher Schönkirchen/Reyersdorf und Tallesbrunn liegen nahe dem Gasknotenpunkt Baumgarten, der eine wichtige Drehscheibe für die europäische Erdgasversorgung ist.

Die Vermarktung der inländischen Speicherkapazitäten erfolgt seit dem Sommer 2022 durch RAG Energy Storage (34,7% Anteil am Arbeitsgasvolumen), OMV Gas Storage (26,0%), Uniper Energy Storage Austria (19,2%) sowie Astora (20,1%).

Gasspeicherstand

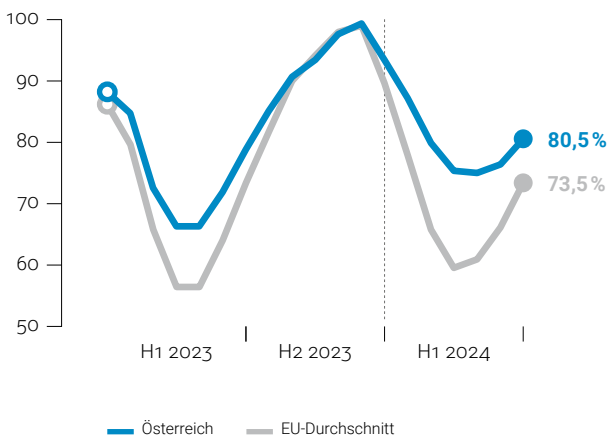
Auf der Website der Gas Infrastructure Europe sind auf einer dafür eingerichteten Plattform (agsi.gie.eu) die aktuellen Füllstände aller europäischen Speicher zu finden. Hier sind auch die österreichischen Gasspeicher abgebildet. Der Speicher Haidach bei Salzburg, der derzeit noch nicht an das Marktgebiet Ost angeschlossen ist, wird über das deutsche Erdgasnetz befüllt und damit wird die Nutzung der Speichermengen für den österreichischen Markt über den Import aus Deutschland ermöglicht.

Eigentumsverhältnisse der Gasspeichermenge

Die Bundesregierung hat strategische Gasreserven, die sich in Österreich (19,46 TWh) und in einem slowakischen Speicher (0,54 TWh) befinden. Die immunisierte Menge ist jenes Volumen, auf das der Staat auch im Fall von Energielenkungsmaßnahmen nur in absoluten Ausnahmefällen zugreifen darf. Insbesondere Unternehmen können so geschützte Gasmengen als Vorsorge für Engpässe speichern. Bei der von österreichischen Speicherkunden eingelagerten Menge ist etwa ein Drittel für geschützte Kunden reserviert, während bei einem Großteil der ausländischen Speicherkunden noch nicht feststeht, in welches Land und an wen sie das eingelagerte Erdgas verkaufen werden. Die Aufteilung der Gasspeichermenge kann laufend auf der Website energie.gv.at abgefragt werden.

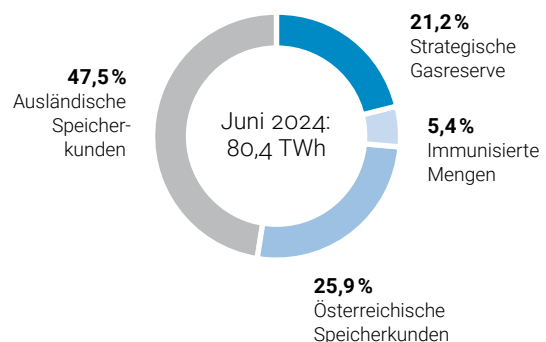
Gasspeicherstand 01/2023–06/2024 (18M)

Kapazitätsauslastung in %
Quelle: Gas Infrastructure Europe (GIE)



Eigentumsverhältnisse Gasspeichermenge

Quelle: E-Control



AUSLASTUNG WIEDER AUF NIVEAU

VERARBEITUNG & VERSORGUNG

Nach dem viermonatigen Teilausfall und dem dadurch bedingten Produktionsrückgang im Vorjahr hat sich die Kapazitätsauslastung der Raffinerie Schwechat wieder erholt. Der Anteil der Inlandsproduktion hat den Stand von 2021 erreicht, bei Ottokraftstoffen konnte er sogar gesteigert werden. Auch die Produktimporte sind wieder auf ein normales Niveau zurückgekehrt.

Erdöl muss mehrere Raffinerieprozesse durchlaufen, bevor es in Benzin, Diesel, Heizöl oder chemische Grundstoffe umgewandelt werden kann. Der erste Schritt ist die Destillation, bei der das Rohöl in unterschiedliche Bestandteile aufgespalten wird. Dabei wird das Rohöl in einem Röhrenofen auf etwa 380 °C erhitzt, wodurch ein Großteil des Erdöls verdampft, abhängig von den jeweiligen Siedepunkten der einzelnen Bestandteile. Im Destillationsturm steigt das heiße Dampfgemisch nach oben, während es langsam abkühlt. Während des Aufsteigens verflüssigen sich die Gase nach ihrer charakteristischen Siedetemperatur und werden in verschiedenen Zwischenböden gesammelt. Die gewonnenen Fraktionen sind vielfältig und umfassen Flüssiggas, Naphta (Rohbenzin), Mitteldestillate (Diesel, Heizöl Extraleicht, Flugturbinenkraftstoff) und Heizöle sowie Rückstände. Anschließend werden die Zwischenprodukte basierend auf ihrer Beschaffenheit und Verwendung in verschiedenen Prozessanlagen weiterverarbeitet. Die Rohölverarbeitung umfasst vier wichtige Verfahrensschritte: Destillation, Entschwefelung, Veredelung und Mischung.

Erdöl wird auch in der chemischen Industrie als Rohstoff für die Herstellung von Kunststoffen und chemischen Produkten verwendet und ist als Schmiermittel in vielen Anwendungsbereichen unersetzlich.

RAFFINERIE SCHWECHAT

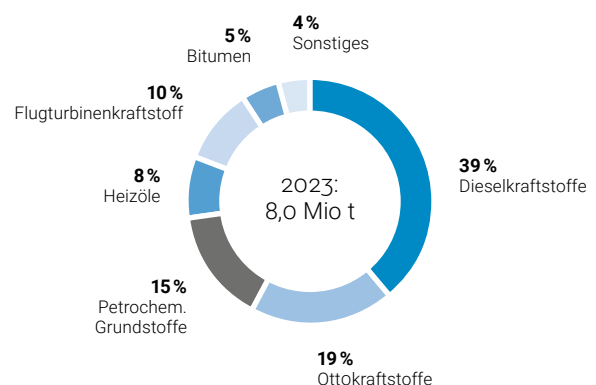
Weltweit gibt es etwa 700 Raffinerien, von denen sich 93 in Europa befinden. Die OMV-Raffinerie Schwechat ist die einzige in Österreich. Ihr Grundstein wurde im April 1958 gelegt, um die im Zweiten Weltkrieg zerstörten Anlagen wieder aufzubauen. Die Industrieanlage erstreckt sich über eine Fläche von rund 1,42 km² und zählt zu den größten und modernsten Binnenraffinerien Europas. Sie ist ein wichtiger Arbeitgeber in der Region und hat sich zu einem bedeutenden Wirtschaftsfaktor in Österreich entwickelt.

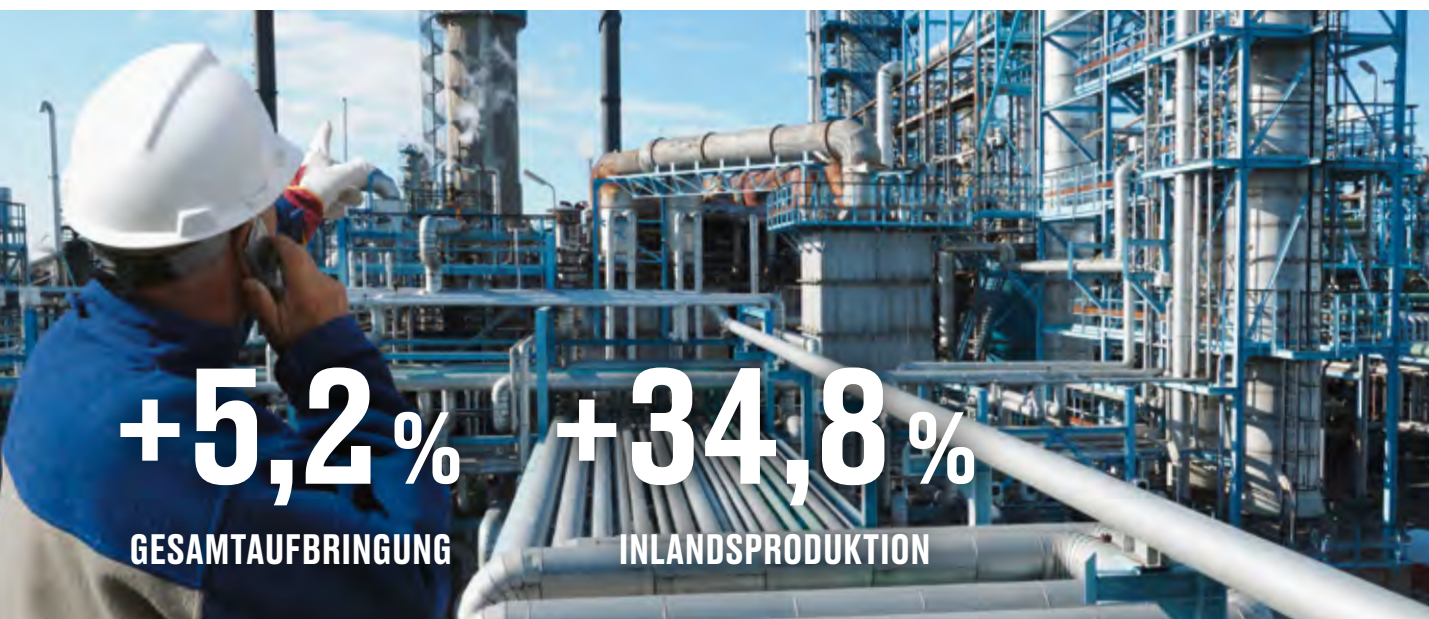
Im Berichtsjahr wurden bezogen auf den Inlandsbedarf 73% der Mineralölprodukte in Schwechat produziert, 2022 waren es wegen des viermonatigen Teilausfalls des Kraftstoffbereichs der Raffinerie nur 54%.

Die Rohölverarbeitungskapazität der Raffinerie beträgt rund 9,6 Mio t pro Jahr. Zum Vergleich beläuft sich die weltweite Kapazität auf etwa 5,7 Mrd t. Zum OMV-Raffinerieverbund zählen auch die Rohölverarbeitungen Burghausen in Deutschland und Petrobrazil in Rumänien. 2023 waren in Schwechat 829 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter (inklusive Lehrlinge) beschäftigt.

Im Berichtsjahr 2023 wurden in der Raffinerie Schwechat rund 8,0 Mio t Rohöl (2022: 5,8 Mio t) verarbeitet, die Kapazitätsauslastung lag bei 84% (2022: 61%). Rund 94% des eingesetzten Rohöls wurden importiert, der Rest kam aus der Inlandsförderung. Aus den eingesetzten Mengen

Rohölverarbeitung Raffinerie Schwechat





+5,2% **+34,8%**
GESAMTAUFBRINGUNG **INLANDSPRODUKTION**

wurden zu 39% Dieselmotorkraftstoffe (2022: 36%) und zu 19% Benzin (2022: 23%) erzeugt. Den Kraftstoffen wurden biogene Komponenten zugemischt, insgesamt waren dies im Berichtsjahr rund 0,20 Mio t Biodiesel (FAME) und 0,14 Mio t Ethanol.

Die Auslieferung der Mineralölprodukte aus Schwechat und dem Tanklager Wien-Lobau erfolgte zu rund 30% (2022: 38%) über die Straße, zu 28% (2022: 29%) über die Schiene, zu 11% (2022: 9%) per Schiff und zu 31% (2022: 24%) mittels Pipeline (inklusive Flughafen Wien und Tanklager St. Valentin in Oberösterreich). Über die Produktleitung West (PLW) wurden im Berichtsjahr rund 0,9 Mio t Kraftstoffe und Heizöle (2022: 1,4 Mio t) ins Tanklager St. Valentin verpumpt.

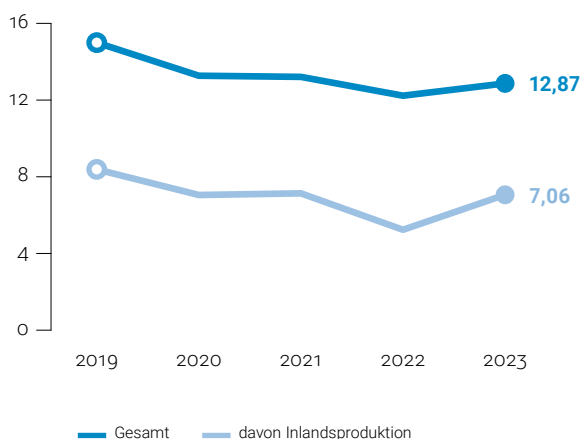
Die Raffinerie Schwechat ist mit den angeschlossenen Tanklagern Lobau und St. Valentin der größte Industriekomplex in Österreich, die Lagerkapazität beläuft sich auf insgesamt 3,3 Mio m³.

TANKLAGER LOBAU

Insgesamt 19 Rohrleitungen transportieren vorwiegend Mineralöl-Halbfertigprodukte von der Raffinerie über die oder unter der Donau zum Tanklager Lobau und werden dort in den Blendinganlagen zu Benzin, Diesel und Heizöl Extraleicht gemischt. Im Bottom-Loading-Verfahren werden täglich Hunderte Tankwagen zur Versorgung

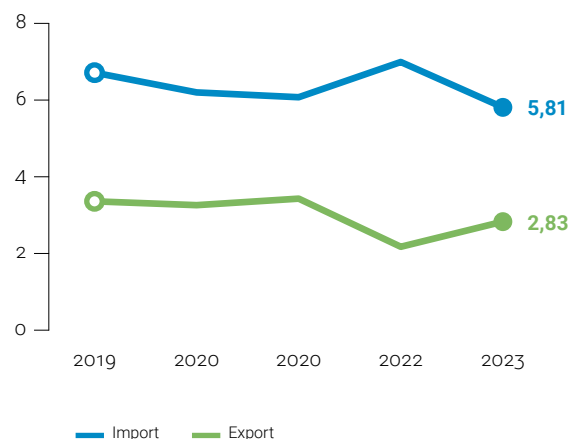
Aufbringung Mineralölprodukte

Mio Tonnen



Mineralölprodukte-Import und -Export

Mio Tonnen



der heimischen Bevölkerung und der Wirtschaft betankt. Die Füllleistung beträgt bis zu 2.400 l/min, die Füllzeit liegt bei etwa 20 Minuten. Im Tanklager stehen den Frächtern dafür elf und in der Raffinerie 24 Ladespuren zur Verfügung.

Die Versorgung der österreichischen Tanklager erfolgt vom Standort Lobau aus überwiegend per Schiene, während gleichzeitig Halbfertigprodukte für die Raffinerie importiert werden. Im Jahr 2023 beförderten etwa 40.000 Kesselwaggons (2022: 40.000) insgesamt 2,3 Mio t Mineralölprodukte (2022: 2,4 Mio t) zur Raffinerie und den Tanklagern. Aber auch die Donauschifffahrt ist von großer Bedeutung: Tankschiffe haben je nach Wasserstand und Bauart ein Fassungsvermögen von bis zu 2.100 t. Im Berichtsjahr wurden 743 Tankschiffe (2022: 457) im Ölhafen Lobau mit rund 0,9 Mio t (2022: 0,5 Mio t) Mineralölprodukten gelöscht.

Die Kapazität des Tanklagers Lobau mit 96 Tanks beträgt rund 1,7 Mio m³. Hier lagern auch große Mengen der vorgeschriebenen Pflichtnotstandsreserven an Mineralölprodukten.

Für die Versorgung der österreichischen Bevölkerung und Wirtschaft mit Kraftstoffen und Heizölen spielen

neben den OMV-Tanklagern in Lobau, St. Valentin, Graz und Lustenau auch die Produktenlager von Enilive, MOL, Shell und TBG eine bedeutende Rolle. Diese befinden sich in Linz, Salzburg, Innsbruck, Graz, Klagenfurt, Fürnitz, Zirl, Trofaiach und Korneuburg und verfügen jeweils über Kapazitäten von mehr als 1.000 m³.

Darüber hinaus dienen die Tanklager der Erdöl-Lagergesellschaft (ELG), der Transalpine Ölleitung (TAL) in Triest sowie jene von OMV und RAG als wichtige Einrichtungen für die Pflichtnotstandsreserven an Mineralölprodukten zur Krisenbewältigung gemäß dem Erdölbevorratungsgesetz.

IMPORT VON FERTIGPRODUKTEN

Um die Mineralölversorgung sicherzustellen, sind Importe von Fertigprodukten erforderlich. Bei Dieselmotoren betrug die Importmenge 4,04 Mio t (-17,7%; 2022: 4,91 Mio t), bei Ottomotoren 0,76 Mio t (-7,1%; 2022: 0,82 Mio t) und bei Heizöl Extra leicht 0,54 Mio t (-3,3%; 2022: 0,56 Mio t). Insgesamt sank der Import von Kraftstoffen und Heizöl Extra leicht um 15,1% auf 5,34 Mio t (2022: 6,29 Mio t), auf alle Mineralölprodukte bezogen betrug die Reduktion 17,0% (5,81 Mio t; 2022: 6,99 Mio t).

Die Lieferungen erfolgten insbesondere aus Deutschland, Slowenien und Italien. Hingegen erhöhte sich der Export von Mineralölprodukten im Berichtsjahr auf 2,83 Mio t (+30,2%; 2022: 2,17 Mio t).

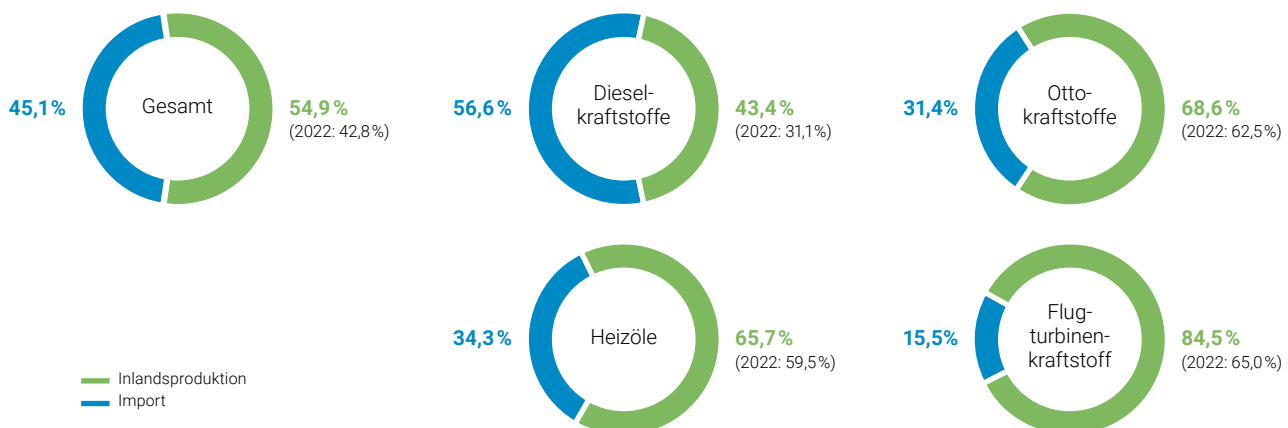
TURNAROUND DER RAFFINERIE SCHWECHAT

Ab Ende Mai 2023 wurde der petrochemische Bereich der Raffinerie für rund zwei Monate stillgelegt, um eine planmäßige Generalinspektion durchzuführen. Nachdem 2022 der Kraftstoffbereich überprüft wurde, stand nun der petrochemische Bereich im Fokus, der zur Herstellung von Vorprodukten für die Kunststoffproduktion dient. Die Außerbetriebnahme findet regelmäßig alle sechs Jahre statt und ist gesetzlich vorgeschrieben.

An 18 Prozessöfen, 121 Kolonnen/Reaktoren, 513 Wärmetauschern, 684 Behältern, 2.900 Armaturen und 1.800 Sicherheitsventilen wurden Revisionsarbeiten durchgeführt und diverse Reparaturen an rund 1.140 Rohrleitungspunkten vorgenommen. Insgesamt wurden rund 500.000 Schrauben an den Anlagen im petrochemischen Bereich der Raffinerie Schwechat ausgetauscht. Zusätzlich

Inlandsproduktion vs. Import

Mineralölprodukte 2023



zu den etwa 800 Mitarbeitern der Raffinerie waren dabei auch rund 3.500 Beschäftigte von 50 Partnerfirmen im Einsatz und leisteten etwa 620.000 Arbeitsstunden.

Neben der Instandhaltung und Revision der Anlagen nutzte die OMV die Zeit auch, um die Raffinerie Schwechat umfassend zu modernisieren und damit entscheidende Schritte in Richtung einer emissionsärmeren Zukunft zu unternehmen. Dabei wurden zahlreiche Projekte vorangetrieben, darunter die Integration der Erweiterung der ReOil-Anlage, der Elektrolyseanlage zur Produktion von grünem Wasserstoff sowie der BioOil CoProcessing-Anlage zur Hydrierung von biogenen Einsatzstoffen.

NACHHALTIGER FLUGKRAFTSTOFF (SAF)

Innovation und fortschrittliche Technologien sind entscheidend für die Reduktion von Treibhausgasen. Auch die Luftfahrtindustrie spielt dabei eine wesentliche Rolle,

da sie etwa 2,8% der weltweiten CO₂-Emissionen verursacht. Nachhaltiger Flugkraftstoff (Sustainable Aviation Fuel, SAF) ist eine umweltfreundliche Alternative zum herkömmlichen Fluggasturbinenkraftstoff, der aus fossilen Rohstoffen wie Erdöl gewonnen wird. SAF wird aus erneuerbaren oder recycelten Quellen hergestellt und leistet so aktiv einen Beitrag zum Erreichen der Klimaziele.

In der Raffinerie Schwechat wird nachhaltiger Flugkraftstoff aus regionalem Altspeiseöl produziert, indem dieses in den Kraftstoffherstellungsprozess integriert wird. Abhängig vom Verfahren und den verwendeten Ausgangsstoffen kann SAF damit die CO₂-Emissionen um bis zu 80% und mehr reduzieren.

Nachhaltiger Flugkraftstoff ist in seiner chemischen Zusammensetzung herkömmlichem Fluggasturbinenkraftstoff sehr ähnlich, was bedeutet, dass er in bestehenden Flugzeugen und Infrastrukturen ohne Modifikationen verwendet werden kann.

AUSLAGERUNG VON NOTSTANDSRESERVEN DER REPUBLIK ÖSTERREICH

Seit 2012 agiert die Erdöl-Lagergesellschaft (ELG) als zentrale Bevorratungsstelle der Republik Österreich und sichert die strategischen Pflichtnotstandsreserven. Mit der von der ELG und deren Vertragspartnern gehaltenen Menge von rund 2,7 Mio t Erdöl und Erdölprodukten ist die heimische Krisenversorgung sichergestellt.

Die Erdöl-Lagergesellschaft wurde im Jahr 1976 gegründet und fungiert seit 2012 als zentrale Bevorratungsstelle für die Republik Österreich. Als privatrechtliches und nicht gewinnorientiertes Unternehmen blickt die ELG auf eine sehr lange Erfahrung in der Verwaltung von Pflichtnotstandsreserven zurück.

Die Grundlage ihrer Tätigkeit bildet das Erdölbevorratungsgesetz 2012, das die Führung von Mindestvorräten regelt. Diese Vorräte müssen den durchschnittlichen Nettoimporten für einen Zeitraum von 90 Tagen entsprechen. Um die Vorratsverpflichtung zu erfüllen, müssen jedes Jahr ab Anfang Juli 25% der Nettoimporte

des Vorjahres als Pflichtnotstandsreserven gehalten werden.

Neben der Erfüllung internationaler Verpflichtungen und der Sicherstellung ausreichender Tankraumkapazitäten muss die ELG eine schnelle und effiziente Erdölversorgung im Krisenfall gewährleisten. Mit den von ELG und ihren Partnern gehaltenen etwa 2,7 Mio t Erdöl ist die Krisenversorgung Österreichs gesichert, sodass die Republik im Notfall rasch auf diese Vorräte zugreifen kann.

Im Jahr 2022 wurde aufgrund einer IEA-Kollektivmaßnahme das Energieleitungs-gesetz aktiviert, um eine drohende Störung der heimischen

Energieversorgung zu verhindern. Nach dem Teilausfall der Raffinerie Schwechat Anfang Juni 2022 und bis zur Beendigung der Reparaturarbeiten im Oktober wurde die ELG zur Auslagerung von Pflichtnotstandsreserven angewiesen. Insgesamt wurden von der Republik Österreich fünf Verordnungen zur Freigabe von Krisenbeständen erlassen. Dadurch konnte die angespannte Lage am heimischen Kraftstoffmarkt stabilisiert und der Schaden für die Volkswirtschaft möglichst gering gehalten werden.

Die Wiedereinlagerung der freigegebenen Mengen wurde im März 2023 wieder vollständig abgeschlossen.

ABWÄRTSTREND SETZT SICH FORT

VERBRAUCH

Der Absatz von Mineralölprodukten verringerte sich 2023 weiter und liegt bereits 16 % unter dem Vor-Corona-Niveau. Während Ottokraftstoffe ein Plus verzeichnen konnten, verfestigte sich der Rückgang bei Diesel, Heizöl Extraleicht und beim Gasverbrauch durch Endkunden. Nur Flugturbinenkraftstoff wies einen deutlichen Zuwachs auf und liegt nur mehr rund 10 % unter dem Höchststand von 2019.

PRODUKTVERBRAUCH IN ÖSTERREICH

Im Berichtsjahr wurden einschließlich Kraftstoffe, Heizöle, Schmiermittel und Bitumen insgesamt 9,68 Mio t Mineralölprodukte verkauft. Dies entspricht einem geringen Minus von 0,6 % im Vergleich zum Vorjahr (2022: 9,73 Mio t). Laut Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) sank der Kraftstoffverbrauch im Jahr 2023 auf 7,46 Mio t (-2,3%; 2022: 7,63 Mio t), dies entspricht etwa 9,05 Mrd l.

Der Absatz von Ottokraftstoffen erhöhte sich um 8,9 % auf 1,63 Mio t (2022: 1,50 Mio t) oder rund 2,18 Mrd l. Unter Berücksichtigung von Diesel B0, B7 und B100 verringerte sich der österreichweite Verbrauch an Dieselmotorkraftstoffen um 5,0 % auf 5,82 Mio t (2022: 6,13 Mio t), umgerechnet waren das etwa 6,89 Mrd l.

1.000 Tonnen ¹	2023	2022	Veränd.
Normalbenzin ²	0,0	4,1	-97,4%
Eurosuper ²	1.511,0	1.410,8	7,1%
Super Plus ²	122,6	84,2	45,5%
100 % biogener Kraftstoff für Beimengung	0,0	0,8	-100,0%
Ottokraftstoffe	1.633,8	1.500,4	8,9%
Diesel B0 ³	438,7	560,3	-21,7%
Diesel B7 ²	5.380,7	5.555,3	-3,1%
Diesel B100 ²	4,0	16,2	-75,4%
Dieselmotorkraftstoffe	5.823,4	6.131,9	-5,0%

¹ Durch die Rundung von Einzelpositionen und Prozentangaben kann es zu Rechendifferenzen kommen. Für eine detaillierte Darstellung siehe Seite 43.

² Mit biogenen Anteilen

³ Ohne biogene Anteile

Im Berichtsjahr verzeichnete der Absatz von Heizölen ein Minus von 10,1 % und sank auf 0,84 Mio t (2022: 0,94 Mio t). Dieser Rückgang ist großteils auf den milden Winter, aber sicherlich auch auf den Rückgang des Energieverbrauchs in der Industrie zurückzuführen.

Heizöl Extraleicht, das für Endkunden wichtigste Produkt im Bereich der Raumwärme, verzeichnete ein Minus von rund 71.650 t (-8,1 %). Insgesamt wurden 0,81 Mio t Heizöl Extraleicht (2022: 0,88 Mio t) verkauft, diese Menge entspricht rund 0,96 Mrd l. Auch bei Heizöl Schwer gab es einen Absatzrückgang von 26,8 % (2022: -12,7 %).

1.000 Tonnen ¹	2023	2022	Veränd.
Heizöl Extraleicht	810,5	882,1	-8,1%
Heizöl Leicht	22,4	42,4	-47,1%
Heizöl Schwer	8,6	11,7	-26,8%
Heizöle	841,5	936,2	-10,1%

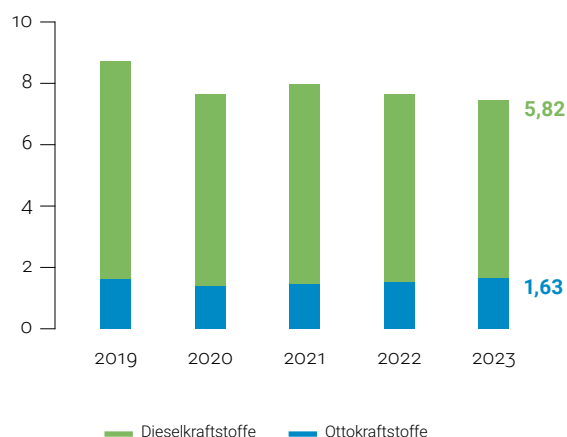
¹ Durch die Rundung von Einzelpositionen und Prozentangaben kann es zu Rechendifferenzen kommen. Für eine detaillierte Darstellung siehe Seite 43.

Keine Produktion von Heizöl Mittel in Österreich

Der Gasverbrauch ist in Österreich gegenüber 2022 um rund 12 % gesunken und betrug 75 TWh (2022: 85 TWh). Dies entspricht im Vergleich zum Durchschnittsverbrauch 2018 bis 2022 von 91 TWh einem Rückgang von 17,5 %.

Absatz Kraftstoffe

Mio Tonnen



Mineralölprodukte Inlandsverbrauch



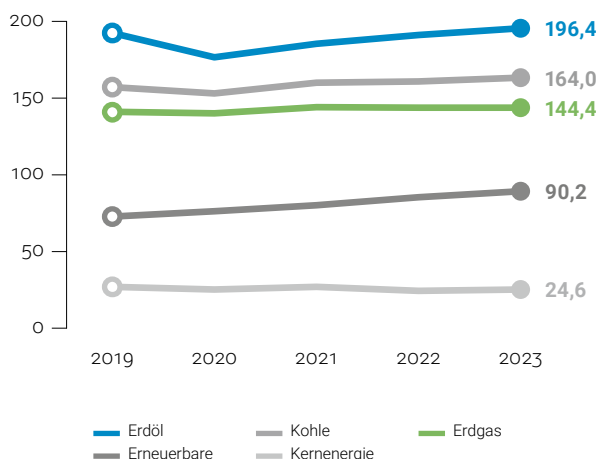
Im Berichtsjahr 2023 stellten sich die Verbrauchswerte ähnlich dem Vorjahr dar. Die geringeren Preisunterschiede zu den Nachbarländern hatten weiterhin ihren Einfluss, insbesondere bei den Absatzmengen von Dieselmkraftstoff. Einen deutlichen Anstieg – jedoch von einem niedrigen Vergleichsniveau ausgehend – gab es bei Flugturbinenkraftstoff, davon wurden 0,85 Mio t (+39,8%; 2022: 0,61 Mio t) abgesetzt. Dennoch lag der Verbrauch aber nach wie vor um knapp 10% unter dem Vor-Corona-Niveau (2019: 0,95 Mio t).

Nach Produktgruppen betrachtet gab es beim Inlandsverbrauch der Mineralölprodukte (ohne petrochemische Grundstoffe) nur geringfügige Verschiebungen: Dieselmkraftstoffe nahmen einen Anteil von 60,2% (2022: 63,0%) ein, gefolgt von Ottokraftstoffen mit 16,9% (2022: 15,4%), Heizölen mit 8,7% (2022: 9,6%) und Flugturbinenkraftstoff mit 8,8% (2022: 6,3%). Die restliche Menge entfiel auf Bitumen (3,9%) sowie Flüssiggas, Schmiermittel und sonstige Produkte (1,5%) (siehe Datenanhang, Seite 43).

Primärenergieverbrauch weltweit

Exajoule¹ (EJ)

Quelle: Statistical Review of World Energy



PRIMÄRENERGIEVERBRAUCH WELTWEIT

Das Wachstum der Primärenergienachfrage nahm im Berichtsjahr wieder etwas zu und stieg laut Statistical Review of World Energy um 2,0% (+12,28 Exajoule, EJ) auf 619,63 EJ, nach einem Zuwachs von 1,8% (+10,73 EJ) im Vorjahr. Der Primärenergieverbrauch lag 2023 um 31,58 EJ über dem Vor-Corona-Niveau von 2019, wobei die Nachfrage gegenüber 2019 in der Europäischen Union um 8,7% abnahm (-5,38 EJ), während sie im asiatischen Raum um 12,5% (+32,39 EJ) zulegen.

Der Verbrauch in den Nicht-OECD-Ländern stieg gegenüber 2022 um 4,3% (+15,93 EJ), was vor allem auf das Wachstum in China von 6,5% (+10,48 EJ) zurückzuführen ist. Die OECD-Länder verbuchten in diesem Zeitraum ein Minus von 1,6% (-3,65 EJ), ebenso wie die Europäische Union (-2,5% bzw. -1,47 EJ). Der Anstieg erfolgte vor allem durch erneuerbare Energiequellen (+5,2% bzw. +4,47 EJ), aber auch die fossilen Energieträger zeigten ein Plus. Erdöl stieg um 2,5% (+4,81 EJ) und Kohle um 1,5% (+2,50 EJ).

Die anteilmäßige Aufteilung nach Verbrauch der Energieträger stellte sich im Berichtsjahr wie folgt dar: Erdöl 31,7% (2022: 31,5%), Erdgas 23,3% (2022: 23,8%), Kohle 26,5% (2022: 26,6%), Kernenergie 4,0% (2022: 4,0%) und erneuerbare Energiequellen 14,5% (2022: 14,1%).

Die weltweite Stromproduktion erhöhte sich um 2,5% auf 29.925 TWh, der größte Anteil wird weiterhin mit Kohle (35,1%) erzeugt, danach folgen Gas (22,5%), Erneuerbare (15,9%), Wasserkraft (14,2%), Atomstrom (9,1%), Erdöl (2,3%) sowie Sonstige (0,9%).

Die Biokraftstoffproduktion stieg um 8,6%, wobei Biodiesel 46% und Biobenzin 54% ausmachten.

Trotz des fortgesetzten Aufwärtstrends, vor allem bei Solar (+24,2%) und Wind (+10,3%), lag der Beitrag der fossilen Energien zur Deckung des Primärenergieverbrauchs 2023 bei 81,5% (2022: 81,9%).

Die CO₂-Emissionen aus dem Energieverbrauch stiegen 2023 weiter an und erreichten einen Rekordwert von 35,1 Mrd t Kohlendioxidäquivalent, was ein Plus von 1,6% gegenüber dem Vorjahr (2022: 34,6 Mrd t) darstellt.

KRAFTFAHRZEUGSTATISTIK

Im Berichtsjahr 2023 wurden laut Statistik Austria insgesamt 341.409 Kraftfahrzeuge neu zum Verkehr zugelassen, das waren um 11,8% mehr als im Vorjahr. Die PKW-Neuzulassungen (239.150 Fahrzeuge) stiegen um 11,2%, damit gab es gegenüber 2022 mit 215.050 Neuzulassungen eine leichte Erholung. Das Niveau des Zwanzigjahresdurchschnittes (309.798 Fahrzeuge) liegt aber in weiter Ferne. Insgesamt wurden deutlich weniger Benzin- und Diesel-PKWs neu zugelassen, während alternative Antriebe 2023 weiter zulegen konnten (siehe Datenanhang, Seite 44).

Die Neuzulassung benzinbetriebener PKWs ging um 1,5% zurück, wobei sie nun einen Anteil von 32,3% der gesamten Neuzulassungen ausmacht. Diesel-PKWs verzeichneten einen Rückgang von 3,2%, ihr Anteil lag bei 19,5%. Der Anteil alternativ betriebener PKWs – einschließlich Elektro-, Erdgas-, bivalenter und kombinierter Antriebe (Benzin- bzw. Diesel-Hybrid) sowie Wasserstoff (Brennstoffzelle) – stieg im Berichtsjahr auf 48,2% mit insgesamt 115.228 neu zugelassenen Fahrzeugen (+30,4%). Im Vorjahr lag dieser Anteil noch bei 41,1% mit 88.368 Fahrzeugen.

Mit einem Anteil von 22,1% an den PKW-Neuzulassungen (52.967 Fahrzeuge; +30,1% gegenüber 2022) ist Benzin/Elektro die größte Gruppe unter den alternativen Antrieben, dahinter folgen Elektroantrieb (47.621; Anteil 19,9%) und Diesel/Elektro-Hybridantrieb (14.619; Anteil 6,1%).

Zum Jahresende 2023 waren in Österreich 7.340.150 Kraftfahrzeuge (2022: 7.269.414) zum Verkehr zugelassen, davon waren 5.185.006 PKW (+0,7%; 2022: 5.150.890). Der PKW-Dieselanteil lag bei 49,9% (2.584.985), 42,2% waren Benziner (davon 4.326 Flex-Fuel), etwa 4,9% wiesen einen sonstigen Antrieb (Hybrid, Flüssiggas, Erdgas) auf und 3,0% der Fahrzeuge (2023: 155.490; 2022: 110.225) verfügten über einen Elektroantrieb.

Die 5.185.006 für den Verkehr zugelassenen PKWs verteilten sich zum Jahresende 2023 anteilmäßig wie folgt: Niederösterreich (21,8%), Oberösterreich (18,9%), Steiermark (15,2%), Wien (14,1%), Tirol (8,2%), Kärnten (7,2%), Salzburg (6,3%), Vorarlberg (4,3%) und Burgenland (4,0%).

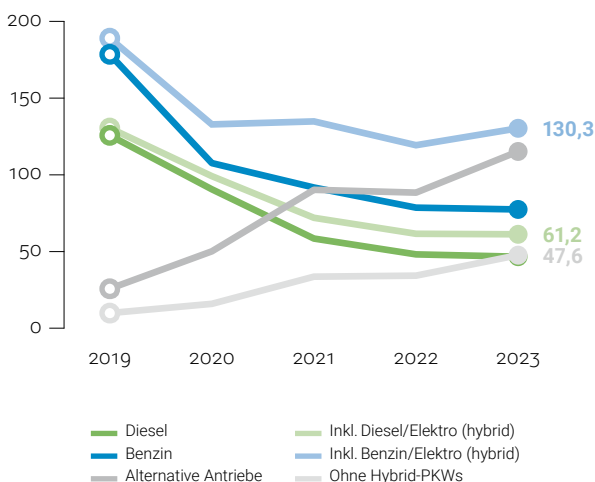
TANKSTELLEN IN ÖSTERREICH

Zum Jahresende 2023 gab es österreichweit 2.751 öffentlich zugängliche Tankstellen, das ist ein Rückgang von acht Stationen (2022: 2.759). Sowohl die Anzahl der Major-Branded Tankstellen (-6 Stationen) als auch die der sonstigen Tankstellen (-2 Stationen) ist leicht zurückgegangen. Im zweiten Halbjahr 2023 kam es zudem zu einer Verschiebung der Marktanteile der Major-Branded Service-Stationen, da die Julius Stiglechner GmbH eine Markenpartnerschaft mit BP eingegangen ist und ein Großteil der Stiglechner Tankstellen nunmehr unter der Marke BP am Markt auftritt. Damit steigt BP von Platz vier auf Platz zwei der Major-Branded Tankstellen in Österreich auf.

Hinzu kommen noch 273 Dieselabgabestellen für die Landwirtschaft. Damit tragen die heimischen Mineralölunternehmen verlässlich zur hohen Versorgungssicherheit bei und sorgen für schnelle und komfortable Mobilität.

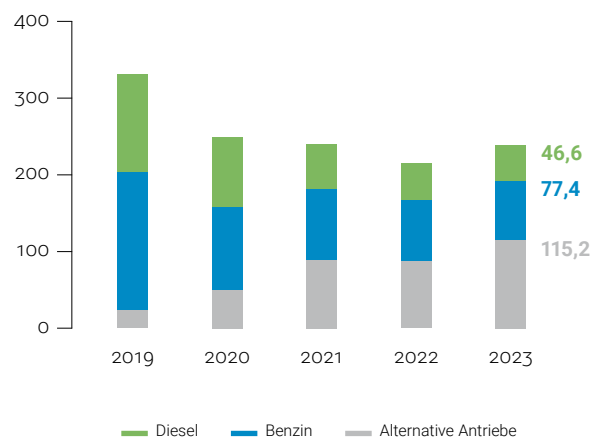
PKW-Neuzulassungen (Klasse M1)

1.000 Fahrzeuge, nach Antriebsart

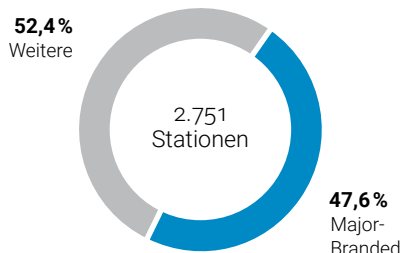


PKW-Neuzulassungen (Klasse M1)

1.000 Fahrzeuge



Tankstellen in Österreich 2023



Unter die sogenannten 1.310 Major-Branded Tankstellen (2022: 1.316) fallen die Marken der FVMI-Mitgliedsunternehmen BP, Enilive, JET, OMV/Avanti und Shell. Die Gruppe der 1.441 weiteren Tankstellen (2022: 1.443) setzt sich aus zahlreichen Tankstellenmarken, wie zum Beispiel Turmöl, Genol, Avia, SOCAR, DISKONT Tanken am Hofer-Parkplatz, Landwirtschaftliche Genossenschaften, Disk, F. Leitner, IQ oder Rumpold zusammen (siehe Datenanhang, Seite 45).

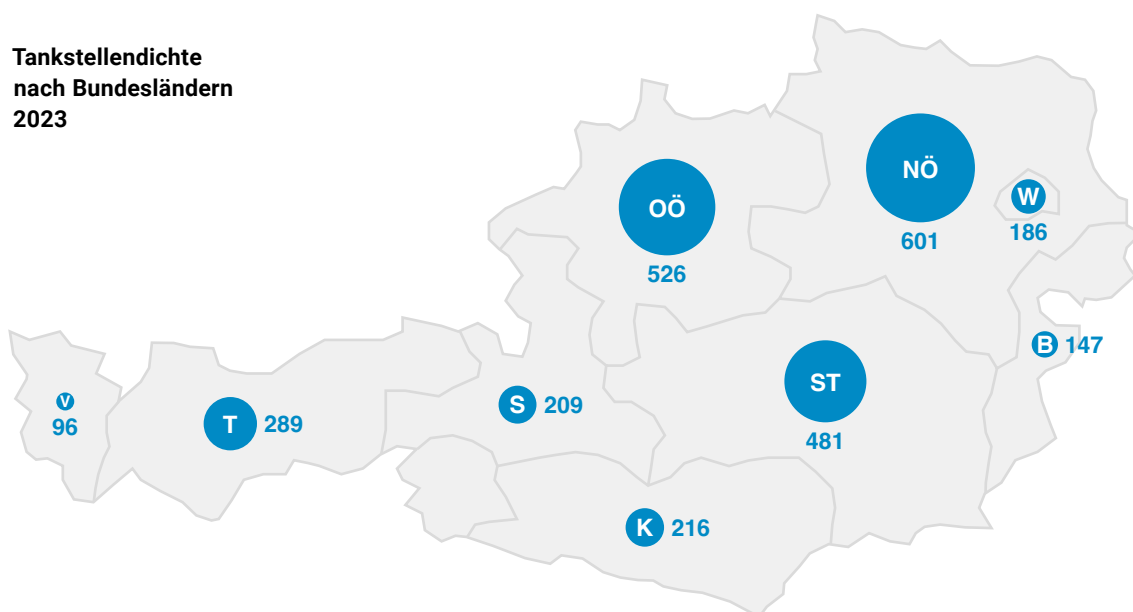
Vor zehn Jahren erhob der Fachverband 1.411 Major-Branded Tankstellen, Ende 2023 waren es nur noch 1.310, was ein Minus von 101 Stationen (-9,3%) bedeutet. Der Rückgang ist neben dem ausgeprägten Wettbewerb auch auf die Konzentration auf Standorte mit höherer Kundenfrequenz zurückzuführen. Die Anzahl der weiteren Tankstellen hat sich hingegen seit dem Jahr 2013 von 1.229 auf 1.441 erhöht, was einer Steigerung um 212 Stationen (+17,3%) entspricht.

Die Verteilung der Major-Branded Tankstellen stellt sich folgendermaßen dar: 325 Enilive, 265 BP, 214 OMV, 209 Shell, 162 JET und 135 Avanti. Von diesen Tankstellen verfügten 1.117 über einen Shop und 937 über ein Bistro. Die Zahl der Tankstellen mit Shop hat im Vergleich zum Vorjahr um fünf zugenommen (2022: 1.122). Ebenso ist die Anzahl der Tankstellen mit Bistro deutlich um 110 gestiegen (2022: 827). Etwa ein Drittel der Servicestationen der Majors ist rund um die Uhr geöffnet. Eine Sonderform stellen die Autobahntankstellen dar. Diese bieten rund um die Uhr einen umfassenden Service im Shop-, Bistro- und Sanitärbereich. Die Anzahl der Autobahntankstellen (ohne Schnellstraßen) blieb im Berichtsjahr 2023 unverändert bei 72.

Neben der 24/7-Versorgung mit Kraftstoffen und Serviceangeboten in Ballungszentren sowie auf den Hauptverkehrsrueten gelten Tankstellen in ländlichen Regionen nach wie vor als wichtige Nahversorger. Das dichte europäische Tankstellennetz ist die Grundlage für die uneingeschränkte Mobilität. Diese Infrastruktur trägt auch in Krisenzeiten zur Versorgungssicherheit der Bevölkerung bei. Insgesamt gab es zum Jahresende 2023 europaweit 137.519 Tankstellen (2022: 135.724), innerhalb der Europäischen Union waren es 111.329 (2022: 109.536).

Im europaweiten Vergleich ist die Tankstellendichte in Österreich relativ hoch. Während in Deutschland eine Tankstelle statistisch 6.023 Einwohner versorgt, sind es in Österreich nur 3.302. Spitzenreiter ist Griechenland mit 1.769, Rumänien bildet mit 8.283 das Schlusslicht.

Tankstellendichte nach Bundesländern 2023



EU-EMISSIONSHANDELSYSTEM WIRD AUSGEWEITET

Die EU hat eine Novellierung ihrer Emissionshandelsrichtlinie beschlossen. Damit wird ein neues Emissionshandelssystem für Gebäude, Straßenverkehr und zusätzliche Sektoren eingeführt. Das europäische ETS-2-System wird das nationale Emissionszertifikatehandelsgesetz (NEHG 2022) ablösen.

Die Dekarbonisierung der Wirtschaft gehört zu den vorrangigen Zielen der EU. Ein entscheidendes Werkzeug zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen ist dabei das Emissionshandelssystem (EU-EHS). Dieses System funktioniert wie ein CO₂-Markt, auf dem Unternehmen aus energieintensiven Industrien und der Energieerzeugung Zertifikate für ihre CO₂-Emissionen erwerben müssen. So sollen Anreize für die Umstellung auf klimaneutrale Produktionsmethoden geschaffen werden. Seit Einführung des Emissionshandels 2005 konnten die CO₂-Emissionen in der EU um 41 % gesenkt werden.

Mit dem „Fit-for-55“-Paket hat die EU Maßnahmen beschlossen, um die CO₂-Emissionen bis 2030 um 55% gegenüber dem Basisjahr 1990 zu senken und bis 2050 klimaneutral zu werden. Dazu wird der CO₂-Emissionshandel ausgeweitet, einschließlich der Einführung eines neuen „ETS-2“ für Gebäude, Verkehr und sonstige (fossile) Energieverbräuche ab 2027.

Der neue Emissionshandel basiert auf dem „Cap-and-Trade“-Prinzip: Eine jährliche Obergrenze für Treibhausgasemissionen wird festgelegt und schrittweise gesenkt. Dieses separate System betrifft Kraftstoffanbieter, die für die Emissionen ihrer Produkte verantwortlich sind und dafür Zertifikate erwerben müssen. Es gibt auch keine freien CO₂-Zertifikate mehr. Mit diesem Ansatz sollen Anreize geschaffen werden, die Produkte zu dekarbonisieren und so die in Verbindung mit dem Emissionshandelssystem anfallenden Kosten zu senken.

Die Umsetzung in Österreich erfolgte in der EZG-Novelle BGBl I Nr. 196/2023, insbesondere im Abschnitt 8, kundgemacht am 31. Dezember 2023. Die zuständige nationale Behörde für den Vollzug des ETS-2 wird das Amt für den nationalen Emissionshandel (angesiedelt im Zollamt Österreich) sein. Das europäische ETS-2-System wird das nationale Emissionszertifikatehandelsgesetz (NEHG 2022) ablösen.

Durch die Erweiterung des Emissionshandels werden rund 85% aller Treibhausgasemissionen in der EU von Zertifikaten erfasst, während die Anzahl der verfügbaren Zertifikate schrittweise verringert wird. Der Zielpfad beginnt 2024 und wird zwischen 2025 und 2027 jährlich um 5,1% gesenkt. Ab Jänner 2027 startet die Zertifikatsabgabe, wobei die Zertifikate versteigert werden. Ab 2028 soll der lineare Zielpfad dann neu justiert und der jährliche Reduktionsfaktor auf 5,38% erhöht werden.

Um zu verhindern, dass die jährlichen Preissteigerungen durch den Emissionshandel für Konsumenten und Haushalte zu stark ausfallen, wurden spezielle Regelungen eingeführt, die es ermöglichen, bei Bedarf kurzfristig CO₂-Zertifikate aus der Marktstabilitätsreserve freizugeben.

Die Einnahmen aus dem EU-ETS-2 sollen in den neu geschaffenen Klima-Sozialfonds fließen. Im Jahr 2026 werden dann zusätzliche Mittel aus der Versteigerung von 50 Mio EU-ETS-1-Emissionszertifikaten in den Fonds eingebracht, um einen sozialen Ausgleich zu ermöglichen. Insgesamt sind bis zu 65 Mrd € für den Klima-Sozial-

fonds vorgesehen. Die verbleibenden Einnahmen aus dem Verkauf der Zertifikate sollen zur Finanzierung klima- und sozialrelevanter Projekte in den EU-Mitgliedstaaten genutzt werden.

Die Einführung des EU-ETS-2 stellt einen bedeutenden Schritt in Richtung einer nachhaltigen Zukunft in der Europäischen Union dar. Allerdings bleibt ungewiss, ob die festgelegten Ziele zur Reduktion von Treibhausgasemissionen damit erreicht werden können. Mehrere Studien weisen darauf hin, dass die Auswirkungen des „Fit-for-55“-Pakets schwer vorhersehbar sind und möglicherweise zusätzliche Maßnahmen notwendig sein könnten, um das Ziel der Klimaneutralität zu erreichen.

Einführung und Fristen des ETS-2-Systems im Überblick

- Bis 1. Jänner 2025: Genehmigung zur Durchführung der Tätigkeit
- Bis 30. April 2025: Berichtserstattung der Emissionen für 2024
- Ab 1. Jänner 2025: Überwachung der CO₂-Emissionen (Prüfung)
- Ab 1. Jänner 2026: Jährliche Emissionsmeldungen über die Emissionen des Vorjahres bis jeweils 30. April des Folgejahres
- Ab 1. Jänner 2028: Abgabe von Emissionszertifikaten jeweils bis zum 31. Mai des Folgejahres – erstmals sind daher für das Kalenderjahr ab 1. Jänner 2027 Emissionszertifikate abzugeben

DIESELPREIS STEIGT AUF EU-SCHNITT

PREISENTWICKLUNG

Neben geopolitischen Krisen und der Wirtschaftsentwicklung in Ländern wie den USA und China gewinnen nationale und EU-Vorgaben zur Erreichung der Klimaziele zunehmend an Bedeutung für die Kraftstoffpreise. Besonders die Einführung der CO₂-Bepreisung hat den Preisunterschied zu anderen Mitgliedstaaten verringert und beeinflusst somit auch das Tankverhalten im Transitland Österreich.

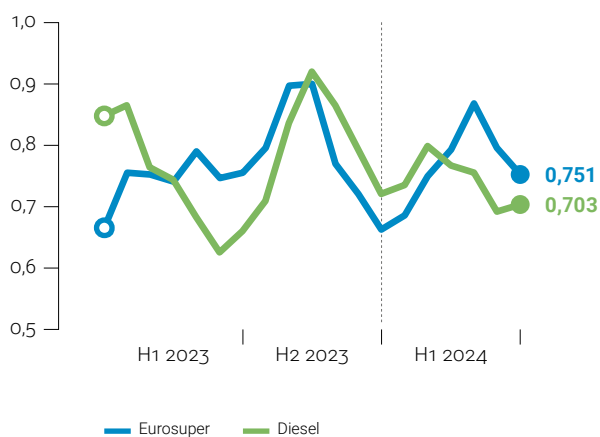
Die OPEC+, eine Plattform für die Kooperation der 13 OPEC-Mitgliedstaaten, verringerte von 2022 an monatlich ihre Quotenziele. Zur OPEC+ gehören unter anderem die wichtigen Ölförderländer Saudi-Arabien und Russland, nicht aber der weltweit größte Produzent, die USA. Durch die Quotenziele, die im August 2023 ausliefen, sollte der Ölpreis gestützt werden. Allerdings waren die Exportländer weit davon entfernt, die angestrebten Mengen bei der Ölförderung zu erreichen. Der Ölpreis bewegte sich von Dezember 2022 bis Mitte März 2023 in einem Zickzackkurs zwischen 78 und 85 US\$ je Barrel (bbl) seitwärts. Mitte März brachen dann die Ölnotierungen mit einem Verlust von knapp 10% ein, ausgelöst von zwei US-Bankenpleiten und der Notübernahme der Schweizer Großbank Credit Suisse durch die UBS Group. Mit den Turbulenzen im Bankensektor und der beunruhigenden Stimmung an den Finanzmärkten rutschten dann auch die Ölnotierungen auf den niedrigsten Stand seit Dezember 2021 ab.

Anfang April überraschte die OPEC+ mit der Entscheidung, die Ölproduktion ab Mai 2023 um zusätzlich 1,6 Mio Barrel pro Tag (bbl/d) zu senken, um das Angebot weiter zu verknappen. Saudi-Arabien verringerte seine Produktion um 1 Mio bbl/d. Ab Juli zeigte sich an den internationalen Ölbörsen ein deutlicher Aufwärtstrend. Saudi-Arabien und Russland setzten ihre Bemühungen fort, durch nochmalige Produktionskürzungen das Ölangebot weiter zu verknappen und das erhöhte Preisniveau dauerhaft zu stabilisieren.

Kein anderer Wirtschaftssektor hat seine Investitionen in den letzten Jahren so drastisch zurückgefahren wie die internationale Öl- und Gasförderbranche. Während 2013 weltweit noch rund 900 Mrd US\$ in die Öl- und Gasförderung flossen, waren es in den Jahren 2022 und 2023 nur noch etwa 300 Mrd US\$. Die großen Ölkonzerne setzten ihre Liquidität stattdessen bevorzugt für umfangreiche Aktienrückkäufe ein.

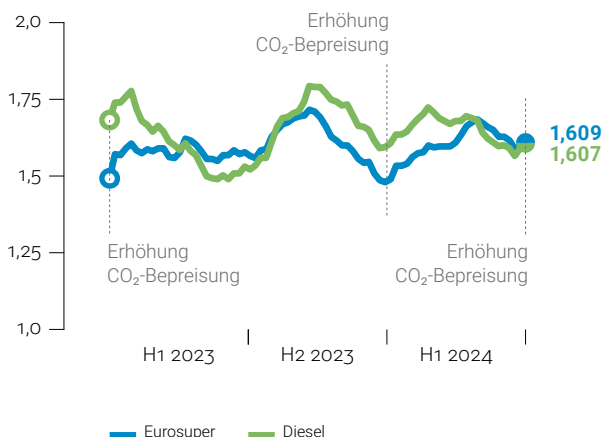
Produktnotierungen 01/2023–06/2024 (18M)

1.000 € je Tonne, FOB Rotterdam



Kraftstoffpreise 01/2023–06/2024 (18M)

€ je Liter





+7,8%

EUROSUPER-PREIS (18M)

-4,6%

DIESEL-PREIS (18M)

Auf dem Ölmarkt standen im Herbst Angebotsengpässe einer robusten Nachfrage gegenüber. Durch die Unterproduktion in der zweiten Jahreshälfte kletterten die Brent-Rohölpreise Mitte September mit 97 US\$/bbl auf den höchsten Stand seit zehn Monaten. Danach gingen die Preise in den Folgemonaten wieder zurück und lagen Mitte Dezember bei 75 US\$/bbl. Saudi-Arabien und Russland blieben bei der reduzierten Ölproduktion.

Anfang Oktober geriet Israel durch Hamas-Angriffe in eine Kriegssituation. Die Ölbörsen preisten Risikoprämien ein, die dann einen Monat später wieder zurückgenommen wurden.

Ende November sah eine mehr als holprige OPEC+ Konferenz eine weitere „freiwillige“ Drosselung der Fördermengen für das erste Quartal 2024 vor. Viele Marktteilnehmer bezweifelten allerdings, ob eine Reduktion um insgesamt 2,2 Mio bbl/d vollumfänglich umgesetzt werden kann.

Nach einem Preisrückgang Anfang Februar 2024 stiegen die Ölpreise bis Anfang April steil an und erreichten etwa 90 US\$/bbl. Die Mehrheit der Analysten prognostizierte für 2024 ein durchschnittliches Preisniveau von 85 US\$/bbl. Diese Einschätzung war auch auf die Zinssenkungen

der US-Notenbank FED und auf einen allgemeinen Anstieg der Rohstoffpreise zurückzuführen.

Im Frühjahr 2024 stand der Konflikt im Nahen Osten weiterhin im Mittelpunkt, ebenso wie die Entwicklung der US-Ölreserven und die wirtschaftliche Lage in den USA und in China.

Ende Mai/Anfang Juni 2024 gerieten die Ölpreise aufgrund der OPEC+ Konferenz um -8% unter Druck, da die Organisation ihre restriktive Förderpolitik fortsetzte. Von den weltweit produzierten 102 Mio bbl/d im ersten Quartal stammten rund 40% von der OPEC+. Die seit November 2022 bestehenden Produktionskürzungen von 2 Mio bbl/d (rund 318 Mio Liter täglich) sollten bis Ende 2025 verlängert werden, abgesehen von einer geringfügigen Erhöhung für die Vereinigten Arabischen Emirate. Trotz des Preisrückgangs erholten sich die Märkte schnell. Im Juni senkte die Internationale Energieagentur (IEA) die Nachfrageprognosen für die Jahre 2024 und 2025, während das Ölangebot als stabil eingeschätzt wurde. Die schwache Industriekonjunktur und ein milder Winter hatten den Ölverbrauch insbesondere in Europa gedämpft, wo auch der Rückgang des Dieselanteils den Verbrauch weiter verringerte. Die IEA erwartet jedoch, dass der welt-

weite Rohölbedarf bis 2029 auf 105,6 Mio bbl/d ansteigen wird. Gleichzeitig dürften die globalen Ölförderkapazitäten jedoch deutlich schneller wachsen und bis 2030 die tägliche Nachfrage um „massive“ 8 Mio bbl/d übersteigen. Für den Zeitraum von 2025 bis 2030 zeichnet die IEA daher ein düsteres Bild.

Ab 2026 stehen die OPEC+ Länder vor äußerst schwierigen Zeiten und großen Herausforderungen. Langfristig könnte eine Überversorgung des Ölmarktes entstehen, die zu einem starken Preisdruck führt.

ROHÖLMARKT IN EUROPA

Ölsorten wie die europäische Brent oder die amerikanische West Texas Intermediate (WTI) haben unterschiedliche Preise, die unter anderem durch den Schwefelgehalt und die Energiedichte des Rohöls bestimmt werden. Die Preise werden an den weltweiten Ölbörsen in New York, London, Rotterdam, Chicago, Shanghai und Singapur gebildet. Ein Großteil des Handels erfolgt jedoch direkt zwischen den Lieferanten und Abnehmern.

Die Rohölpreise entstehen durch Angebot und Nachfrage – die aktuellen Preise für Benzin, Diesel oder Heizöle



Stockphoto / picapou

spiegeln also die Tendenz des Marktes wider. Außer den Fördermengen und den Finanzmarktfaktoren haben auch politische Krisen, Kriege und Naturkatastrophen erheblichen Einfluss auf die Ölpreise. Im Jahr 2008 erreichten die Preise ihre bisherigen Höchststände. Während der Corona-Krise gab es wegen der gesunkenen Nachfrage einen enormen Preissturz bei Rohöl, 2022 stiegen die Notierungen dann infolge des Ukraine-Kriegs und den damit verbundenen Auswirkungen auf die Wirtschaft wieder stark an. Seit 2023 haben sich die Ölpreise wieder weitgehend stabilisiert.

Der Preis für die in Europa wichtigste Rohölsorte Brent lag im Jahresdurchschnitt 2023 mit 82,16 US\$/bbl sehr deutlich unter dem Vorjahr (-17,0%; 2022: 98,95 US\$/bbl), war aber noch weit vom Vor-Corona-Niveau entfernt (2019: 64,16 US\$/bbl). Die Preisspanne für Brent-Öl bewegte sich im Berichtsjahr zwischen 70,06 und 97,69 US\$/bbl und pendelte sich zum Jahresende 2023 bei 77,04 US\$/bbl ein. Im ersten Halbjahr 2024 stieg der Brent-Preis bis Anfang April auf 91,17 US\$/bbl an und sank dann binnen zwei Monaten auf 77,27 US\$/bbl. Seitdem ist wieder ein langsamer Anstieg zu erkennen (Ende Juni: 86,41 US\$/bbl) (siehe Datenanhang, Seite 46).

Der Euro-Dollar-Wechselkurs erhöhte sich im Jahr 2023 kontinuierlich von einem Anfangswert von 1,08 auf einen Höchstwert von 1,12 im Juli, sank auf 1,06 im Oktober und stieg dann bis Jahresende wieder langsam auf 1,09 an. Im ersten Halbjahr 2024 zeigten sich leichte Schwankungen zwischen 1,09 und 1,07.

PREISENTWICKLUNG IN ÖSTERREICH

Eurosuper lag zum Jahresbeginn 2023 an heimischen Tankstellen bei 1,492 € je Liter (2022: 1,395 €). Insgesamt war die Versorgungssituation gut, der Preis entwickelte sich parallel zum Rohölpreis und bewegte sich zwischen 1,478 € und 1,718 € je Liter. In der zweiten Jahreshälfte gab es einen Anstieg bis Mitte September und zum Jahresende lag der Tankstellenpreis für Eurosuper dann bei 1,478 € (2022: 1,454 €).

Der Dieselpreis entwickelte sich im Berichtsjahr anders als jener von Eurosuper. Zu Jahresbeginn lag der Preis für einen Liter Diesel bei 1,685 € (2022: 1,380 €). Im ersten Quartal sank der Preis jedoch stetig und war am 10. April erstmals seit den erheblichen Preisanstiegen wieder günstiger als Eurosuper. Ab Anfang August kehrte sich dieser Trend wieder um und Diesel wurde erneut teurer als Eurosuper. In Österreich sind Autofahrer daran gewöhnt, dass Dieselpreis aufgrund der geringeren Mineralölsteuer („Dieselprivileg“) preiswerter als Benzin ist. Der Dieselpreis bewegte sich 2023 in einer Bandbreite zwischen 1,487 € und 1,796 € je Liter und schloss mit Jahresende bei 1,594 € (2022: 1,654 €).

Der Tankstellenpreis von Eurosuper betrug in Österreich auf das Berichtsjahr bezogen 1,595 € je Liter (-7,7%; 2022: 1,728 €), im europaweiten Durchschnitt (EU-27 und Schweiz) lag er mit 1,744 € (2022: 1,817 €) um rund 15 Cent über dem Österreichwert. Bei Diesel belief sich

der Literpreis mit 1,643 € (-9,7%; 2022: 1,820 €) nahezu auf dem Europa-Niveau von 1,678 € (2022: 1,827 €). Die im Vergleich zu den Vorjahren geringere Differenz zu den europaweiten Durchschnittspreisen bei Diesel (+3,5 Cent) war auf immer noch bestehende preisstabilisierende Maßnahmen in vielen EU-Staaten, wie beispielsweise die Preisdeckel in Slowenien und Ungarn, sowie auf zusätzliche Belastungen durch die nationale CO₂-Bepreisung und die Beimischungsverpflichtung gemäß Kraftstoffverordnung zurückzuführen (siehe Datenanhang, Seite 47).

Entwicklung im ersten Halbjahr 2024

Seit Jahresbeginn 2024 stieg der Preis für Eurosuper in Österreich langsam aber stetig von 1,489 € je Liter auf 1,687 € Mitte April an. Seitdem verblieb er auf diesem Niveau mit leicht fallender Tendenz (Ende Juni: 1,609 € je Liter). Bei Diesel erreichte der Tankstellenpreis Mitte Februar 1,725 € je Liter nach 1,606 € zu Jahresbeginn und sank dann ab Mitte April wieder unter jenen von Eurosuper. Ende Juni kostete Diesel mit 1,607 € je Liter wieder so viel wie zu Anfang des Jahres. Der Preis für Eurosuper stieg im Halbjahresvergleich 2024 um 8,1 % an.

Mit der Novelle der Kraftstoffverordnung, die im Jänner 2023 in Kraft getreten ist, wurde die Erneuerbare Energien-Richtlinie (RED II) in Österreich umgesetzt. Um die gesetzlichen Anforderungen zu erfüllen, sind ab nun zusätzliche Beimischungen erforderlich, die auch Auswirkungen auf den Tankstellenpreis haben. Seit Anfang April 2023 wird Benzin bis zu 10% Ethanol beigemischt. Diesel kann unter Einhaltung der Norm-HVO (hydriertes Pflanzenöl) beigefügt werden, die Kosten für HVO übersteigen aber in der Regel jene von herkömmlichem Diesel. HVO wird vermehrt auch in reiner Form als HVO100 angeboten.

Öffentliche Belastung der Kraftstoffpreise

Die Kraftstoffe zählen in Österreich zu den am höchsten besteuerten Produkten. Neben der 20%igen Mehrwertsteuer fallen bei Diesel 39,7 Cent und bei Eurosuper 48,2 Cent Mineralölsteuer je Liter Kraftstoff an. Mit 1. Oktober 2022 erhöhte sich die Belastung nochmals durch die Einführung der CO₂-Bepreisung, dem Kernstück der ökosozialen Steuerreform. Bei der Höhe der CO₂-Bepreisung orientiert sich Österreich an Deutschland. Wie in unserem Nachbarland soll der CO₂-Preis auch hierzulande Jahr für Jahr angehoben werden (2023: 35 €, 2024: 45 €) und bis 2025 schrittweise auf 55 € je Tonne steigen. Bei starken Energiepreisveränderungen kann es durch einen Preisstabilitätsmechanismus allerdings auch zu einem langsameren oder schnelleren Anstieg des CO₂-Preises kommen.

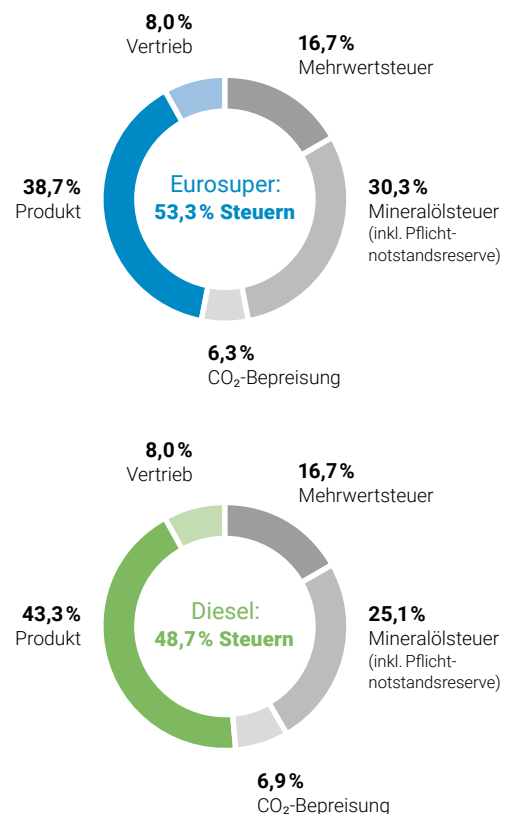
Mit 1. Jänner 2024 wurde die CO₂-Bepreisung auf 45 € je Tonne Treibhausgasemissionen erhöht, zusätzlich fällt darauf auch die Mehrwertsteuer an, somit steigt die Belastung auf insgesamt 54 €. Bei 45 € je Tonne CO₂ beträgt der Preis-

anstieg inklusive Mehrwertsteuer 12,26 Cent je Liter Eurosuper und 13,5 Cent je Liter Dieseldieselkraftstoff, bei Heizöl liegt die Preiserhöhung bei 17,50 Cent.

Seit der Einführung der CO₂-Bepreisung im Oktober 2022 wurde in Österreich am 1. Jänner 2023 der Preis aufgrund des Stabilitätsmechanismus erstmals auf 32,50 € netto pro Tonne angehoben, gefolgt von einer weiteren Erhöhung auf 45 € netto je Tonne am 1. Jänner 2024. Durch diese geplanten regelmäßigen Anhebungen werden auch die Kraftstoffpreise in den kommenden Jahren kontinuierlich steigen. Für 2025 ist eine weitere Erhöhung auf 55 € netto je Tonne vorgesehen. Ab dem 1. Jänner 2027 wird der nationale Emissionshandel dann durch den Europäischen Emissionshandel (ETS-2) ersetzt.

Mit Stand Juli 2024 beträgt die öffentliche Belastung je Liter Dieseldieselkraftstoff 52,5% (2022: 48,7%) des Verkaufspreises, bei Eurosuper sind es 53,3% (2022: 48,9%). Bei der Mineralölsteuer handelt es sich – im Gegensatz zu der prozentualen Umsatzsteuer – um eine betragsmäßig fixe Verbrauchsabgabe, die unabhängig vom jeweiligen Preisniveau eingehoben wird.

Öffentliche Belastung der Kraftstoffpreise (Juli 2024)



HERAUSFORDERUNGEN FÜR DIE INDUSTRIE

SICHERHEIT & KLIMASCHUTZ

Die EU strebt mit dem Green Deal an, weltweit als erster Kontinent klimaneutral zu werden. Ob das Ziel bis 2050 wie geplant erreicht werden kann und Europa dadurch nachhaltiger und wettbewerbsfähiger wird, bleibt abzuwarten. In der vergangenen Legislaturperiode wurden aber mehr Rechtsakte verabschiedet als je zuvor, um diese Vorgabe zu erreichen – was jedoch auch zu einer Überregulierung und einem Anstieg der Bürokratie statt deren Abbau geführt hat.

CARBON MANAGEMENT STRATEGIE

In einigen Sektoren lassen sich Treibhausgasemissionen nicht vollständig vermeiden. Dazu zählen kleine, dezentrale Emissionsquellen in der Landwirtschaft, insbesondere Methan- und Lachgasemissionen, sowie größere Punktquellen in der Industrie, etwa bei Zement- oder Feuerfestprozessen.

Hier besteht die Möglichkeit, nicht-reduzierbare Emissionen abzuscheiden, zu transportieren und geologisch zu speichern bzw. derart zu nutzen, dass sie permanent gebunden sind. Dadurch gelangt das Kohlendioxid nicht in die Atmosphäre. Auch der Weltklimarat (IPCC) erkennt an, dass Abscheidung und Speicherung für das Erreichen der Klimaziele im Übereinkommen von Paris notwendig ist.

Für die „Hard-to-Abate“-Emissionen muss ein geregelter Umgang sichergestellt werden. In der „Carbon Management Strategie (CMS)“ haben das Bundesministerium für Finanzen (BMF) und das Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) verschiedene Lösungsansätze für Restemissionen sowie den Umgang mit und die Verwaltung von

THG-Senken in Österreich behandelt. Die Strategie umfasst folgende Themenbereiche:

- Carbon Capture & Storage,
- Carbon Capture & Utilization sowie
- Carbon Dioxide Removal durch natürliche und technische Senken

Die CMS skizziert Maßnahmen und notwendige Reformen für ein kosten-effektives Management schwer vermeidbarer Restemissionen in Österreich. Positiv ist der Vorschlag des Evaluierungsberichtes, das CO₂-Speicherverbot aufzuheben, da dessen Speicherung, Nutzung und Transport wichtige Innovationsthemen sind, die zum Klimaschutz beitragen und für den Wirtschaftsstandort unerlässlich sind. Am 26. Juni 2024 hat der Ministerrat die Carbon Management Strategie beschlossen.

Der am 29. Juni 2024 in Kraft getretene „Net Zero Industry Act“ wird entscheidend zur Dekarbonisierung und Unabhängigkeit des europäischen Energiesystems beitragen, indem er die Industrie fördert. Ein wichtiger Aspekt sind dabei Technologien zur Abscheidung und Speicherung von CO₂ sowie der Aufbau der notwendigen Transportinfrastruktur. Öl- und Gasproduzenten sollen Kapazitäten für die CO₂-Speicherung schaffen, um jährlich mindestens 50 Mio t CO₂-Äquivalent einspeichern zu können.

BRENNBARE FLÜSSIGKEITEN

Die Verordnung über brennbare Flüssigkeiten (VbF) ist mit 1. März 2023 in Kraft getreten. Schon in den Monaten vor der Kundmachung wurde klar, dass schnellstmöglich Anpassungen nötig sein werden.

Insbesondere die knappe erste Übergangsfrist für den Austausch der Lagerbehälter zur Überwachung auf gasförmige Medien sowie die notwendigen Eingriffe in bestehende Anlagen ohne Übergangsfristen sind zeitlich nicht machbar oder technisch nicht umsetzbar. Dies könnte erhebliche Auswirkungen auf die Verfügbarkeit der Anlagen haben, was die energetische Versorgungssicherheit in Österreich gefährden und zu weiteren Kostensteigerungen führen könnte, ohne eine erkennbare Verbesserung der Sicherheit zu schaffen oder möglicherweise sogar neue Sicherheitsrisiken zu erzeugen.

Die Probleme wurden auch von den Amtssachverständigen erkannt und an das zuständige Wirtschaftsministerium (BMAW) herangetragen. Der Fachverband hat gemeinsam mit dem BMAW eine für die Mineralölindustrie „verträgliche“ Novelle erarbeitet, die am 1. Juli 2024 in Kraft getreten ist.

EU-METHANVERORDNUNG

Am 5. August 2024 trat eine neue EU-Verordnung in Kraft, die erstmals die Methanemissionen reguliert. Diese auf dem „Fit-for-55“-Plan basierende Verordnung zielt auf die Reduzierung der Methanausstöße in den Sektoren Öl, Erdgas, Kohle und Biomethan ab, sobald letzteres ins Gasnetz eingespeist wird.

Die EU-Verordnung sieht vor, dass Anlagenbetreiber im Öl- und Gassektor dazu verpflichtet werden, Methanlecks aufzuspüren und zu reparieren. Neun Monate nachdem die Regelung in Kraft tritt, ist den zuständigen nationalen Behörden ein entsprechendes Programm vorzulegen, die erste Untersuchung bestehender Standorte hat innerhalb von zwölf Monaten zu erfolgen. Entdeckte lecke Bauteile über einem bestimmten Grenzwert müssen der neuen und somit strengeren Regelungen nach sofort oder innerhalb von höchstens fünf Tagen repariert bzw. ausgetauscht werden.

Zudem sollen das Ausblasen und Abfackeln von Methan – bis auf einige wenige Ausnahmen – bis 2025 bzw. 2027 verboten werden. Die EU-Verordnung verpflichtet Unternehmen im Öl-, Gas- und Kohlesektor, ein Inventar stillgelegter, inaktiver, verschlossener und aufgegebener Anlagen wie Bohrlöcher und Bergwerke zu erstellen, deren laufende Emissionen zu überwachen und einen Plan zur schnellstmöglichen Verringerung dieser Emissionen zu verabschieden. Auch importierte fossile Energieträger sollen von den neuen Vorschriften betroffen sein – etwa durch eine Methan-Transparenzdatenbank und ein Überwachungsinstrument der EU-Kommission für Methanemittenten.

Ab Jänner 2027 dürfen Importverträge für Öl, Gas und Kohle nur abgeschlossen werden, wenn Exporteure dieselben Überwachungs-, Berichterstattungs- und Überprüfungspflichten wie EU-Produzenten erfüllen. Die Verordnung wird zudem Höchstwerte für die Methanintensität festlegen, die bei neuen Verträgen einzuhalten sind.

REFUEL EU AVIATION

Die EU-Verordnung „ReFuel EU Aviation“ ist ein wesentlicher Bestandteil des „Fit-for-55“-Pakets, das Maßnahmen zur Umsetzung des europäischen Green Deals enthält. Die Verordnung ist in den meisten Teilen seit 1. Jänner 2024 in Kraft.

Diese Verordnung schafft einen Rechtsrahmen, um die schrittweise Bereitstellung und Akzeptanz nachhaltiger Flugkraftstoffe (Sustainable Aviation Fuel, SAF) in der EU zu fördern. Diese Flugkraftstoffe verursachen weniger Lebenszyklusemissionen als konventionelles fossiles

Kerosin. Die Emissionseinsparungen über den gesamten Lebenszyklus liegen je nach Art des nachhaltigen Flugkraftstoffs zwischen 65% und 100%.

Flugkraftstoffanbieter müssen sicherstellen, dass ab 2025 das Kraftstoffgemisch, das Luftfahrzeugbetreibern auf EU-Flughäfen zur Verfügung gestellt wird, einen Mindestanteil an nachhaltigem Flugkraftstoff und ab 2030 einen Mindestanteil an synthetischem Flugkraftstoff enthält. Beide Anteile werden dann bis 2050 schrittweise steigen. Der Mindestanteil an nachhaltigem Flugkraftstoff beträgt 2025 2% und steigt bis 2050 auf 70%. Der Mindestanteil synthetischer Flugkraftstoffe, der ebenfalls zur Erreichung des Mindestanteils an nachhaltigem Flugkraftstoff beiträgt, beginnt mit 0,7% im Jahr 2030 und steigt auf 35% im Jahr 2050.

Der nachhaltige Flugkraftstoff muss den Kriterien für Nachhaltigkeit und Emissionseinsparungen der „Richtlinie über erneuerbare Energien“ entsprechen, um so zu den EU-Klimazielen beizutragen.

RED III-RICHTLINIE

Am 31. Oktober 2023 wurde die Änderung der „Erneuerbaren Energie-Richtlinie“ (RED, Renewable Energy Directive) im Amtsblatt veröffentlicht, mit der die Europäische Union zusätzliche Vorgaben statuiert, um den Ausbau der erneuerbaren Energien weiter voranzutreiben.

Die RED III-Richtlinie umfasst Maßnahmen zur Erhöhung des Anteils an erneuerbarer Energie und zur Reduzierung der Treibhausgasintensität im Verkehrssektor. Gemäß Artikel 25 müssen die EU-Mitgliedstaaten die Anbieter von Kraftstoffen verpflichten, den Anteil erneuerbarer Kraftstoffe signifikant zu erhöhen. Bis 2030 soll jeder Mitgliedstaat eine durchschnittliche Verminderung der Treibhausgasintensität im Verkehr um mindestens 14,5% oder einen Anteil erneuerbarer Kraftstoffe von mindestens 29% erreicht haben. Neben biogenen Kraftstoffen sollen künftig auch nicht-biogene Kraftstoffe (RFNBOs), einschließlich Wasserstoff, entscheidend zur Senkung der Treibhausgasemissionen beitragen. Der Anteil von RFNBOs am Kraftstoffverbrauch soll bis 2030 auf 1% steigen. Zusammen mit fortschrittlichen Biokraftstoffen und Biogas soll ihr Anteil am gesamten Kraftstoffverbrauch bis 2025 auf 1% und bis 2030 auf 5,5% anwachsen. Zudem ist der weitere Ausbau der Ladeinfrastruktur vorgesehen.

Die EU-Mitgliedstaaten müssen die meisten Vorgaben der RED III-Richtlinie aus den Bereichen Verkehr, Industrie, Gebäude sowie Wärme- und Kälteversorgung bis 21. Mai 2025 national umgesetzt haben.

NEUES REGELWERK SCC-VAZ 2021 A

SCC-SEKTORKOMITEE

In der Mineralölindustrie werden häufig Kontraktoren für technische Dienstleistungen eingesetzt. Damit diese Mitarbeiter mit den aktuellen Sicherheits-, Gesundheits- und Umweltschutzstandards vertraut sind, wurde bereits in den 1990er-Jahren in Österreich das zertifizierbare Arbeitsschutz-Management-system SCC (Sicherheits Zertifikat Kontraktoren) etabliert.



Stockphoto / AnstettPhotography

Aktuell sind in Österreich etwa 700 Kontraktoren nach dem alten SCC 2011-System zertifiziert und rund 40.000 operative Führungskräfte sowie Mitarbeiter verfügen über SGU-Personal-Zertifikate. Um die Gültigkeit dieser Zertifizierungen weiterhin sicherzustellen, war es erforderlich, dass die neuen Regelwerke von der zuständigen Behörde auf ihre Akkreditierbarkeit überprüft werden.

In der Weiterentwicklung des SCC-Regelwerks arbeiten Deutschland und Österreich eng zusammen. Der Verband akkreditierter Zertifizierungsgesellschaften (VAZ) ist seit September 2021 neuer Programmeigentümer des deutschen Regelwerks. Im Jahr 2023 wurde nun auch das österreichische Regelwerk angepasst und in zwei Programme aufgeteilt.

Die beiden neuen Programme SCC-VAZ 2021 A und SGU-Personal VAZ 2021 A wurden im Juli 2023 zur Prüfung bei der österreichischen Akkreditierungsstelle „Akkreditierung Austria“ eingereicht. Der Fachverband der Mineralölindustrie fungierte als Programmeigentümer des SCC-Programms und war für die Umstellung des bisherigen SCC 2011-Programms auf die beiden neuen Programme verantwortlich. Nach mehreren behördlich angeordneten Programmänderungen konnte der Akkreditierungsprozess schließlich Ende Mai 2024 erfolgreich abgeschlossen werden. Mit der finalen Ausstellung der Akkreditierungsbescheide an die Zertifizierungsgesellschaften im Juni 2024 sind nun die nachfolgenden Organisationen berechtigt, SCC-Zertifikate für Unternehmen und SGU-Personal-Zertifikate nach den neuen Regelwerken auszustellen:

- Bureau Veritas Austria GmbH
- Quality Austria – Trainings, Zertifizierungs und Begutachtungs GmbH („Quality Austria“)
- SystemCERT Zertifizierungsges.m.b.H.
- TÜV SÜD Landesgesellschaft Österreich GmbH
- TÜV AUSTRIA GmbH
- WIFI Zertifizierungsstelle

Die Einhaltung des SCC-Regelwerks wird zunehmend von Auftraggebern gefordert, da es das Sicherheitsbewusstsein bei Fremdfirmen stärkt und somit zur Vermeidung von Unfällen und arbeitsbedingten Verletzungen beiträgt. Dies führt zu einer Reduzierung von Ausfallzeiten. Das SCC-System ist so konzipiert, dass es problemlos in allen Industriezweigen implementiert werden kann. Durch die kontinuierliche Weiterentwicklung des Programms kann der bereits sehr hohe Standard im Bereich Sicherheit, Gesundheit und Umweltschutz (SGU) in der Mineralölindustrie und anderen Branchen weiter verbessert werden. Die Pflege und Weiterentwicklung der normativen Dokumente sowie der SCC-Webseite obliegt dem SCC-Sektorkomitee, das im Fachverband der Mineralölindustrie verankert ist.

KV-ABSCHLUSS 2024

KOLLEKTIVVERTRAG

Die Kollektivvertragsverhandlungen in der Mineralölindustrie gestalteten sich auch 2024 aufgrund der im EU-Vergleich sehr hohen Inflationsrate in Österreich äußerst herausfordernd. Während die Industrievertreter auf den Verlust der heimischen Wettbewerbsfähigkeit mit Blick auf die laufende Transformation in der Mineralölbranche hinwiesen, erwartete die Gewerkschaft eine spürbare Lohn- und Gehaltserhöhung, die deutlich über der Teuerung liegt.

Bei den Metaller-Verhandlungen, die alljährlich richtungsweisend sind, gab es erst in der achten Runde eine Einigung für die Arbeitnehmer der Metalltechnischen Industrie mit 8,6% Lohn- und Gehaltsplus. Novum war der zweijährige Abschluss für mehr Planungssicherheit für die Unternehmen und die Ausgestaltung einer Wettbewerbs sicherungsklausel für Betriebe mit hoher Personalkostenbelastung.

Am 9. November 2023 fand in der Mineralölindustrie das traditionelle Wirtschaftsgespräch mit der Arbeitnehmerseite statt. Erstmals überreichten dabei auch die Arbeitgeber ein Forderungspapier. Im Rahmen dieses Gesprächs wurde versucht, das Verständnis der Gewerkschafts- und Belegschaftsvertreter für den Verlust der Wettbewerbsfähigkeit – auch im Hinblick auf die branchenweite Transformation – zu erwecken. Von Gewerkschaftsseite wurde jedoch signalisiert, dass eine spürbare Lohn- und Gehaltserhöhung deutlich über der Inflation erwartet wird.

Die Verhandlungen zum Kollektivvertrag fanden dann am 22. Jänner 2024 in der WKO wieder in der traditionell großen Verhandlungsrunde statt. Erst weit nach Mitternacht gab es eine Einigung zwischen den Arbeitgebern unter dem Vorsitz von Peter Pirkner und den Gewerkschaften GPA (Leitung: Christian Schuster) sowie PRO-GE (Leitung: Franz Stürmer).

Das Verhandlungsergebnis sieht ab 1. Februar 2024 für die Arbeiterinnen und Arbeiter und Angestellten eine durchschnittliche Erhöhung von 8,37% der Ist-Bezüge und der KV-Mindestbezüge vor. Die Erhöhung erfolgt gestaffelt bis maximal 8,5% der Bezüge. Auch die Lehrlingseinkommen wurden deutlich, die Vorrückungsbeträge gestaffelt und die Zulagen um 8,37% erhöht.

Im Rahmenrecht wurden Verbesserungen vereinbart, wie beispielsweise der Anspruch auf verlängerte Pflegefreistellung für Mitarbeiter mit erheblich behinderten Kindern, Prämien für Umschüler nach erfolgreicher Lehrabschlussprüfung und Adaptierungen bei der Anrechnung von im Unternehmen erbrachten Zeiten beim Jubiläumsgeld. Die Fortführung von bestehenden Arbeitsgruppen und des Branchenaustausches wurde ebenso vereinbart.

Die Rahmenbedingungen für die Verhandlungen zum Kollektivvertrag 2024 waren – wie schon im Vorjahr – äußerst anspruchsvoll, da die Teuerungsrate weiterhin auf hohem Niveau lag. Dementsprechend waren auch die Erwartungen beider Seiten sehr hoch. Ausgangsbasis der Verhandlungen war die Jahresinflation 2023 von 7,8%.

Nach den herausfordernden Gesprächen konnten sich die Kollektivvertragspartner schlussendlich auf ein Gesamtpaket einigen, das die Verhandlungsleiter als für beide Seiten fair und akzeptabel bezeichneten.

Von den ab 1. Februar 2024 geltenden Kollektivvertragsabschlüssen in der Mineralölindustrie Österreichs sind mehr als 4.300 Beschäftigte, davon rund 3.400 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 2023

Anzahl / Meter	Aufschlussbohrungen	Erweiterungsbohrungen	Produktionsbohrungen	Speicherbohrungen	Hilfsbohrungen
OMV Austria Exploration & Production GmbH	2 / 8.283	0	3 / 5.020	0	0
RAG Austria AG	0	4 / 4.640	1 / 2.800	0	2 / 3.164
ADX VIE GmbH	0	1 / 2.321	0	0	0
Gesamt	2 / 8.283	5 / 6.961	4 / 7.820	0	2 / 3.164

Quelle: Firmenangaben

BOHRLEISTUNG

Meter	2023	2022	Veränd.	2021	2020	2019
OMV Austria Exploration & Production GmbH	13.303	194	>100%	16.877	1.135	26.161
RAG Austria AG	10.604	3.086	>100%	1.240	8.040	12.724
ADX VIE GmbH	2.321	502	>100%	1.997	0	–
Gesamt	26.228	3.782	>100%	20.114	9.175	38.885

Quelle: Firmenangaben

AUFBRINGUNG

ROHÖLFÖRDERUNG

Tonnen	2023	2022	Veränd.	2021	2020	2019
Erdöl	468.583	521.208	–10,1%	559.947	594.789	626.877
Natural Gas Liquids (NGL)	9.509	11.128	–14,5%	11.481	14.465	16.076
Gesamt	478.092	532.336	–10,2%	571.428	609.254	642.953
Pumpsonden	463	478	–3,1%	500	518	528
Gasliftsonden	74	77	–3,9%	86	89	90
Eruptivsonden	12	13	–7,7%	15	9	7
Fördersonden	549	568	–3,3%	601	616	625

Quelle: Firmenangaben, GeoSphere Austria

NATURGASFÖRDERUNG

1.000 m³n	2023	2022	Veränd.	2021	2020	2019
Fördersonden	106	107	–0,9%	145	124	153
Erdgas	409.388	447.610	–8,5%	492.305	608.098	746.516
Erdölgas	135.682	159.520	–14,9%	161.797	134.960	144.194
Gesamt	545.070	607.130	–10,2%	654.102	743.058	890.710

Quelle: Firmenangaben, GeoSphere Austria

ROHÖLIMPORT

Tonnen	2023	in %	2022	Veränd.	2021	2020	2019
Kasachstan	2.876.715	38,3%	2.189.375	31,4%	2.967.886	2.728.847	3.364.104
Libyen	1.771.273	23,6%	1.019.591	73,7%	1.690.677	318.468	1.847.426
Irak	684.347	9,1%	833.034	-17,8%	1.579.840	1.120.186	1.346.431
Guyana	660.597	8,8%	312.074	111,7%	85.128	0	0
Aserbaidtschan	498.734	6,6%	54.480	815,4%	105.889	361.800	980.362
Saudi-Arabien	489.066	6,5%	0	100,0%	0	411.578	3.994
Algerien	254.035	3,4%	370.147	-31,4%	206.648	715.315	277.420
VAE	90.316	1,2%	0	100,0%	0	0	0
Israel	64.024	0,9%	0	100,0%	0	0	0
Brasilien	59.350	0,8%	0	100,0%	0	123.628	0
USA	29.397	0,4%	0	100,0%	0	433.279	114.094
Tunesien	22.484	0,3%	20.421	10,1%	0	14.660	12.309
Russland	9.257	0,1%	123.258 ¹	-92,5%	596.004	739.576	266.705
Deutschland	3.413	0,0%	737	363,1%	386	765	2.487
Slowakei	1.490	0,0%	2.114	-29,5%	4.738	2.010	4.023
Frankreich	78	0,0%	111	-29,7%	122	82	70
UK	0	-	208.907	-100,0%	101.457	0	0
Jemen	0	-	0	-	266.142	49.961	96.443
Norwegen	0	-	0	-	32.742	79.067	0
Nigeria	0	-	0	-	0	348.802	270.199
Kanada	0	-	0	-	0	14.805	0
Kuwait	0	-	0	-	0	0	1.199
Tschechien	0	-	0	-	0	0	199
Gesamt	7.514.576	100,0%	5.134.249	46,4%	7.637.659	7.462.829	8.587.465

Quelle: Statistik Austria

ERDGASIMPORT²

1.000 m ³ n	2023 ³	2022	Veränd.	2020	2020	2019
Gesamt	6.749.764	11.430.772	-41,0%	4.506.789	6.125.338	10.744.053

Quelle: E-Control

TRANSPORTMENGE FERNLEITUNGEN

1.000 Tonnen	2023	2022	Veränd.	2021	2020	2019
Erdöl(-produkte)	34.718	34.582	0,4%	34.995	35.504	38.718
Erdgas	11.406	20.653	-44,8%	29.619	31.619	35.955
Gesamt	46.124	55.235	-16,5%	64.614	67.123	74.673

Quelle: Statistik Austria

¹ Import vor Inkrafttreten der EU-Sanktion gegen Rohöleinfuhr aus Russland im Juni 2022

² Physikalische Importe minus physikalische Exporte (Import-Exportsaldo)

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

Tonnen	2023			2022		
	Inlands- produktion	Import	Gesamt	Inlands- produktion	Import	Gesamt
Dieselmotoren ohne biogene Anteile	0	657.712	657.712	0	881.220	881.220
Dieselmotoren mit biogenen Anteilen	3.093.126	3.154.685	6.247.811	2.218.391	3.897.804	6.116.195
100 % reiner biogener Kraftstoff für Beimengung zu oder Verwendung als Dieselmotoren	0	225.084	225.084	0	131.069	131.069
Dieselmotoren	3.093.126	4.037.481	7.130.607	2.218.391	4.910.093	7.128.484
Normalbenzin ohne biogene Anteile	G	64	64	G	36	36
Normalbenzin mit biogenen Anteilen	0	24	24	4.009	64	4.073
Super Plus ohne biogene Anteile	G	33	33	G	16	16
Super Plus mit biogenen Anteilen	237.851	37.246	275.097	200.298	23.755	224.053
Eurosuper ohne biogene Anteile	126.986	46.544	173.530	105.561	25.754	131.315
Eurosuper mit biogenen Anteilen	1.294.219	622.111	1.916.330	1.051.709	755.193	1.806.902
100 % reiner biogener Kraftstoff für Beimengung zu Ottomotoren	0	54.132	54.132	0	13.442	13.442
Ottomotoren	1.659.056	760.154	2.419.210	1.361.577	818.260	2.179.837
Heizöl Extraleicht	322.361	538.779	861.140	310.529	557.245	867.774
Heizöl Leicht	28.993	0	28.993	38.876	7.420	46.296
Heizöl Schwer	686.397	2.190	688.587	526.675	30.827	557.502
Heizöl	1.037.751	540.969	1.578.720	876.080	595.492	1.471.572
Flugturbinenkraftstoff	708.157	129.460	837.617	404.030	217.338	621.368
Bitumen	399.659	208.852	608.511	235.605	283.911	519.516
Motorenöl	13.033	26.656	39.689	20.209	27.022	47.231
Kompressorenöl	415	407	822	721	717	1.438
Hydrauliköl	4.269	5.270	9.539	6.164	6.777	12.941
Weißöl	178	399	577	195	412	607
Getriebeöl	3.375	3.244	6.619	5.000	4.747	9.747
Metallbearbeitungsöl, Formöl und Korrosionsschutzöl	1.335	1.764	3.099	1.721	2.217	3.938
Elektroisieröl (Trafoöl)	G	1.585	1.585	G	1.066	1.066
Andere Schmieröl und andere Öle	1.028	3.901	4.929	0	5.814	5.814
Fette	435	1.330	1.765	660	2.010	2.670
Zubereitete Schmiermittel aus Kapitel 3403	178	2.470	2.648	846	3.053	3.899
Schmiermittel	24.246	47.026	71.272	35.516	53.835	89.351
Flüssiggas (Heiz- oder Brenngas)	138.078	65.607	203.685	104.633	96.271	200.904
Spezialbenzin	G	11.955	11.955	G	13.092	13.092
Testbenzin	G	1.695	1.695	G	2.102	2.102
Leuchtpetroleum	197	82	279	166	57	223
Sonstige Produkte aus Kapitel 27	1	2.258	2.259	1	2.895	2.896
Sonstige	198	15.990	16.188	167	18.146	18.313
Gesamt	7.060.271	5.805.539	12.865.810	5.235.999	6.993.346	12.229.345

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

VERBRAUCH

INLANDSVERBRAUCH UND EXPORT¹

Tonnen	Export		Inlandsverbrauch		
	2023	2022	2023	2022	Veränd.
Dieselmotorenkraftstoff ohne biogene Anteile	45.669	48.708	438.676	560.331	-21,7%
Dieselmotorenkraftstoff mit biogenen Anteilen	882.887	587.669	5.380.700	5.555.333	-3,1%
100% reiner biogener Kraftstoff für Beimengung zu oder Verwendung als Dieselmotorenkraftstoff	276.445	275.614	3.994	16.235	-75,4%
Dieselmotorenkraftstoffe	1.205.001	911.991	5.823.370	6.131.899	-5,0%
Normalbenzin ohne biogene Anteile	0	0	74	71	4,2%
Normalbenzin mit biogenen Anteilen	0	0	38	4.067	-99,1%
Super Plus ohne biogene Anteile	0	0	31	15	106,7%
Super Plus mit biogenen Anteilen	154.505	127.263	122.603	84.247	45,5%
Eurosuper ohne biogene Anteile	186.476	127.423	11	419	-97,4%
Eurosuper mit biogenen Anteilen	426.381	351.134	1.511.045	1.410.829	7,1%
100% reiner biogener Kraftstoff für Beimengung zu Ottomotorenkraftstoff	118.218	151.923	0	799	-100,0%
Ottomotorenkraftstoffe	885.580	757.743	1.633.802	1.500.447	8,9%
Heizöl Extraleicht	10.459	7.475	810.467	882.117	-8,1%
Heizöl Leicht	854	1.618	22.419	42.379	-47,1%
Heizöl Schwer	390.233	264.828	8.597	11.739	-26,8%
Heizöle	401.546	273.921	841.483	936.235	-10,1%
Flugturbinenkraftstoff	374	2.005	852.341	609.602	39,8%
Bitumen	232.003	134.977	377.909	384.171	-1,6%
Motorenöle	14.653	18.395	25.629	30.502	-16,0%
Kompressorenöle	189	387	646	1.086	-40,5%
Hydrauliköle	4.131	4.220	5.420	8.764	-38,2%
Weißöle	5	8	580	946	-38,7%
Getriebeöle	2.260	3.920	4.587	6.262	-26,7%
Metallbearbeitungsöle, Formöle und Korrosionsschutzöle	346	769	2.787	3.759	-25,9%
Elektroisoleröle (Trafoöle)	19	17	1.583	1.045	51,5%
Andere Schmieröle und andere Öle	1.441	1.156	3.440	4.341	-20,8%
Fette	364	648	1.517	3.581	-57,6%
Zubereitete Schmiermittel aus Kapitel 3403	173	483	2.475	5.245	-52,8%
Schmiermittel	23.581	30.003	48.664	65.531	-25,7%
Flüssiggas (Heiz- oder Brenngas)	84.215	63.868	83.761	85.570	-2,1%
Spezialbenzin	85	91	11.909	13.095	-9,1%
Testbenzin	59	99	1.648	1.956	-15,7%
Flugbenzin unverbleit	0	0	745	732	1,8%
Leuchtpetroleum	0	7	278	211	31,8%
Sonstige Produkte aus Kapitel 27	76	123	2.155	2.651	-18,7%
Sonstige	220	320	16.735	18.645	-10,2%
Gesamt	2.832.520	2.174.828	9.678.065	9.732.100	-0,6%

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

¹ Ohne Petrochemie

KRAFTFAHRZEUGBESTAND

	2023	2022	2021	2020	2019
Personenkraftwagen (Klasse M1)	5.185.006	5.150.890	5.133.836	5.091.827	5.039.548
Benzin inklusive Flex-Fuel	2.188.368	2.194.125	2.197.006	2.195.578	2.179.235
Diesel	2.584.985	2.651.280	2.717.475	2.762.273	2.772.854
Elektro	155.490	110.225	76.539	44.507	29.523
Erdgas	2.342	2.564	2.654	2.753	2.602
Benzin/Flüssiggas (bivalent)	334	331	331	330	330
Benzin/Erdgas (bivalent)	2.437	2.616	2.801	2.978	3.144
Benzin/Elektro (hybrid)	195.439	148.284	108.978	68.983	45.645
Diesel/Elektro (hybrid)	55.543	41.402	27.996	14.378	6.172
Wasserstoff (Brennstoffzelle)	67	62	55	45	41
Motorräder (Klasse L3e)	633.481	614.023	592.688	570.760	549.769
Motorfahrräder (Klasse L1e)	274.270	275.523	276.440	274.455	272.483
Vierrädrige Kraftfahrzeuge (Klasse L7e)	19.704	20.565	21.289	20.953	20.656
Kleinmotorräder (Klasse L3e)	3.305	3.165	2.989	2.747	2.481
Motordreiräder (Klasse L5e)	4.174	3.832	3.532	3.163	2.816
Dreirädrige Kleinkrafträder (Klasse L2e)	2.044	1.817	1.396	1.125	1.029
Vierrädrige Leichtkraftfahrzeuge (Klasse L6e)	10.538	10.900	11.208	11.290	11.524
Omnibusse (Klassen M2 und M3)	10.632	10.373	10.136	10.064	10.148
Lastkraftwagen	562.781	553.249	548.033	512.241	494.585
bis 3,5 t Gesamtgewicht (Klasse N1)	507.996	498.325	493.387	458.253	440.582
3,5 bis 12 t Gesamtgewicht (Klasse N2)	9.428	9.690	9.861	10.082	10.509
über 12 t Gesamtgewicht (Klasse N3)	45.357	45.234	44.785	43.906	43.494
Land- und forwirtschaftliche Zugmaschinen	488.990	484.506	478.695	472.505	468.078
Sattelzugfahrzeuge	20.170	20.247	19.827	19.393	19.334
Motor- und Transportkarren	12.702	12.639	12.584	12.523	12.434
Selbstfahrende Arbeitsmaschinen	34.996	32.992	30.855	28.101	26.274
Erntemaschinen	9.234	9.373	9.498	9.598	9.732
Wohnmobile	42.307	39.638	36.482	32.725	30.136
Sonstige	25.816	25.682	25.482	25.344	25.195
Gesamt	7.340.150	7.269.414	7.214.970	7.098.814	6.996.222

Quelle: Statistik Austria

PKW-NEUZULASSUNGEN (KLASSE M1)

	2023	2022	2021	2020	2019
Benzin	77.354	78.567	91.478	107.771	176.706
Diesel	46.568	48.115	58.263	90.909	126.311
Elektro	47.621	34.165	33.366	15.972	9.242
Erdgas	6	51	70	386	421
Benzin/Flüssiggas (bivalent)	5	4	1	0	2
Benzin/Erdgas (bivalent)	0	8	15	21	157
Benzin/Elektro (hybrid)	52.967	40.704	43.051	25.380	12.348
davon Plug-In	16.262	12.466	13.600	7.202	2.111
Diesel/Elektro (hybrid)	14.619	13.422	13.545	8.287	4.157
davon Plug-In	694	802	1.026	439	45
Wasserstoff (Brennstoffzelle)	10	14	14	14	19
Gesamt	239.150	215.050	239.803	248.740	329.363

Quelle: Statistik Austria

TANKSTELLEN

	2023	2022	2021	2020	2019
Enilive-Gruppe ¹	325	326	321	322	321
BP	265	216	227	257	258
OMV	214	218	213	211	210
Shell	209	261	263	265	267
JET	162	160	161	159	158
Avanti	135	135	137	138	139
Major-Branded Tankstellen	1.310	1.316	1.322	1.352	1.353
Turmöl	267	253	247	213	211
Genol	195	195	194	194	191
Avia	105	107	105	106	111
SOCAR ²	87	84	51	21	–
DISKONT Tanken am Hofer-Parkplatz	78	79	78	75	73
Landwirtschaftliche Genossenschaften	51	51	51	53	54
Disk	44	44	43	43	44
F. Leitner	34	34	32	31	33
IQ	31	31	35	37	39
Rumpold	29	29	29	24	24
LM-Energy	28	30	30	30	30
Pink	21	19	19	18	18
Treibstoffparadies Kohlhammer	17	14	14	14	14
OIL!	16	16	16	17	19
AP-Trading	10	10	7	7	6
Sprint	9	9	8	8	8
Troppacher	8	8	8	8	8
Spritzkönig	6	6	6	6	6
Direct ³	6	6	6	5	–
Tank Roth	4	4	4	4	5
A1 ²	–	–	53	62	78
Sonstige Tankstellen ⁴	395	414	409	405	408
Weitere Tankstellen	1.441	1.443	1.426	1.381	1.380
Gesamt	2.751	2.759	2.748	2.733	2.733
Dieselabgabestellen für Landwirtschaft	273	273	273	273	286

TANKSTELLENDICHTENACH BUNDESLÄNDERN

	2023	2022	2021	2020	2019
Wien	186	190	191	189	190
Niederösterreich	601	609	601	144	145
Burgenland	147	148	148	596	600
Oberösterreich	526	515	530	528	532
Salzburg	209	214	212	214	209
Steiermark	481	479	465	463	452
Kärnten	216	214	216	212	212
Tirol	289	292	286	289	294
Vorarlberg	96	98	99	98	99
Gesamt	2.751	2.759	2.748	2.733	2.733

¹ Bis 2022 Eni-Gruppe

² Ab 2019 Umfirmierung von A1 auf SOCAR

³ Bis 2019 unter „Sonstige“ erfasst

⁴ Öffentlich zugängliche Kleinsttankstellen im Bau- und Nahversorgungsbereich (oftmals nur für Dieselkraftstoff)

PREISENTWICKLUNG

OPEC-ÖL VS. BRENT-ÖL

	2023				2022			
	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)	80,65	81,17	572,68	1,0730	97,56	100,30	676,39	1,1225
Q2 (Apr-Jun)	78,38	78,32	544,31	1,0892	112,41	113,54	806,71	1,0655
Q3 (Jul-Sep)	87,66	86,66	602,75	1,0884	101,92	100,71	757,08	1,0070
Q4 (Okt-Dez)	85,23	83,72	589,13	1,0758	87,68	88,56	656,89	1,0205

PRODUKTNOTIERUNGEN (FOB ROTTERDAM)

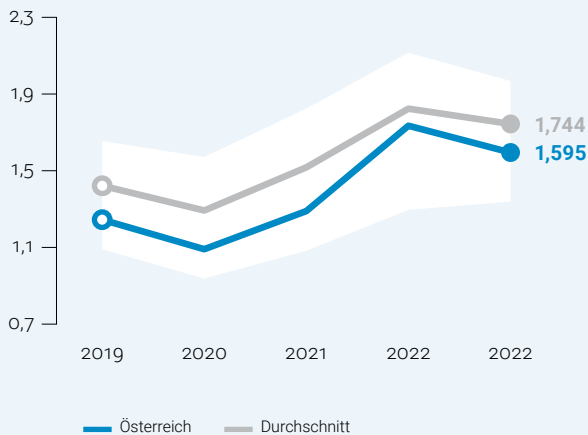
	2023				2022			
	Eurosuper		Diesel		Eurosuper		Diesel	
	US\$/Tonne	€/Tonne	US\$/Tonne	€/Tonne	US\$/Tonne	€/Tonne	US\$/Tonne	€/Tonne
Jänner	813	755	929	863	790	698	752	665
Februar	804	751	819	764	888	783	840	741
März	792	740	797	744	1.061	963	1.146	1.040
April	866	789	752	685	1.047	968	1.123	1.038
Mai	810	746	681	627	1.246	1.177	1.127	1.066
Juni	819	756	718	662	1.356	1.284	1.327	1.256
Juli	879	795	783	708	1.101	1.082	1.137	1.117
August	975	894	911	836	929	917	1.061	1.048
September	959	898	981	918	822	830	1.031	1.041
Oktober	812	768	911	863	925	942	1.195	1.216
November	781	722	856	792	852	835	1.001	981
Dezember	724	664	786	720	706	666	897	847

OIL-BULLETIN¹

€/Liter	EurosUPER					Diesel				
	2023	2022	2021	2020	2019	2023	2022	2021	2020	2019
Belgien	1,723	1,798	1,485	1,278	1,391	1,768	1,926	1,496	1,291	1,437
Bulgarien	1,339	1,464	1,076	0,931	1,084	1,369	1,567	1,065	0,922	1,111
Dänemark	1,968	2,089	1,681	1,449	1,608	1,741	1,964	1,419	1,215	1,395
Deutschland	1,849	1,922	1,582	1,289	1,416	1,728	1,954	1,388	1,110	1,255
Estland	1,716	1,851	1,426	1,253	1,339	1,608	1,790	1,238	1,096	1,327
Finnland	1,929	2,109	1,674	1,412	1,524	1,938	2,122	1,518	1,255	1,408
Frankreich	1,881	1,809	1,553	1,357	1,505	1,795	1,845	1,431	1,260	1,439
Griechenland	1,902	2,051	1,646	1,445	1,586	1,699	1,869	1,373	1,187	1,380
UK	-	-	-	-	1,424	-	-	-	-	1,501
Irland	1,678	1,849	1,515	1,291	1,403	1,660	1,892	1,414	1,199	1,321
Italien	1,866	1,814	1,625	1,432	1,572	1,795	1,815	1,486	1,318	1,478
Kroatien	1,492	1,605	1,407	1,204	1,341	1,583	1,763	1,362	1,159	1,319
Lettland	1,642	1,778	1,337	1,144	1,258	1,594	1,772	1,230	1,047	1,198
Litauen	1,520	1,708	1,283	1,097	1,201	1,496	1,750	1,180	0,996	1,141
Luxemburg	1,570	1,675	1,331	1,078	1,211	1,535	1,744	1,223	0,971	1,100
Malta	1,340	1,340	1,340	1,372	1,380	1,210	1,210	1,210	1,241	1,250
Niederlande	1,922	2,074	1,818	1,565	1,648	1,715	1,956	1,464	1,238	1,357
Österreich	1,595	1,728	1,283	1,084	1,238	1,643	1,820	1,237	1,050	1,206
Polen	1,435	1,421	1,200	1,000	1,163	1,454	1,536	1,181	1,006	1,174
Portugal	1,719	1,847	1,623	1,390	1,491	1,589	1,796	1,426	1,246	1,361
Rumänien	1,371	1,537	1,160	0,953	1,158	1,447	1,673	1,143	0,965	1,200
Schweden	1,740	1,939	1,610	1,349	1,482	2,023	2,296	1,677	1,377	1,511
Schweiz	1,883	1,991	1,545	1,336	1,438	2,037	2,170	1,609	1,439	1,564
Slowakei	1,592	1,691	1,385	1,180	1,325	1,553	1,716	1,238	1,065	1,229
Slowenien	1,450	1,493	1,223	1,068	1,285	1,543	1,635	1,276	1,062	1,250
Spanien	1,636	1,773	1,380	1,178	1,297	1,561	1,787	1,245	1,073	1,214
Tschechien	1,574	1,696	1,282	1,068	1,242	1,500	1,764	1,222	1,060	1,234
Ungarn	1,584	1,289	1,236	1,022	1,172	1,619	1,478	1,248	1,058	1,226
Zypern	1,448	1,537	1,246	1,080	1,183	1,547	1,743	1,282	1,114	1,233
Durchschnitt	1,744	1,817	1,511	1,286	1,415	1,678	1,827	1,358	1,175	1,336

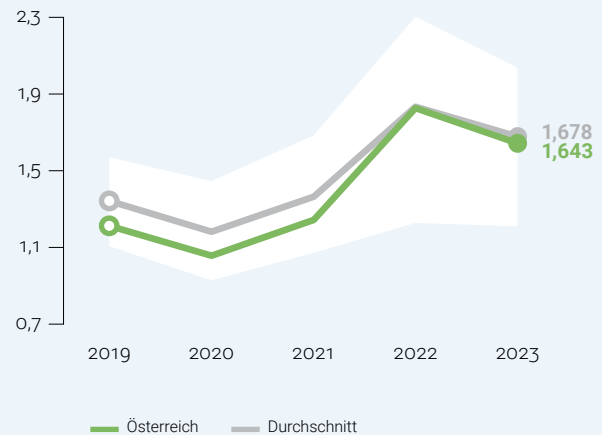
Oil-Bulletin EurosUPER

€/je Liter



Oil-Bulletin Diesel

€/je Liter

¹ EU-27 (bis 2019: EU-28) und Schweiz

KRAFTSTOFFPREISE 2023¹

€/Liter	Normal	Euro-super	Super Plus	Diesel	HEL ²	€/Liter	Normal	Euro-super	Super Plus	Diesel	HEL ²
02.01.	1,495	1,492	1,691	1,685	1,378	03.07.	1,572	1,565	1,778	1,521	1,086
09.01.	1,575	1,570	1,769	1,743	1,340	10.07.	1,565	1,557	1,770	1,531	1,092
16.01.	1,568	1,567	1,760	1,740	1,318	17.07.	1,590	1,583	1,799	1,559	1,103
23.01.	1,593	1,589	1,787	1,762	1,321	24.07.	1,594	1,588	1,799	1,558	1,109
31.01.	1,612	1,608	1,801	1,779	1,334	31.07.	1,634	1,628	1,838	1,609	1,167
06.02.	1,588	1,583	1,777	1,722	1,281	07.08.	1,655	1,650	1,861	1,661	1,217
13.02.	1,579	1,574	1,769	1,682	1,254	14.08.	1,675	1,672	1,885	1,691	1,261
20.02.	1,592	1,587	1,783	1,669	1,237	21.08.	1,681	1,677	1,888	1,692	1,255
27.02.	1,584	1,581	1,775	1,645	1,223	28.08.	1,694	1,691	1,900	1,707	1,264
06.03.	1,594	1,590	1,782	1,664	1,232	04.09.	1,700	1,696	1,905	1,714	1,267
13.03.	1,595	1,592	1,787	1,646	1,214	11.09.	1,703	1,699	1,905	1,745	1,305
20.03.	1,566	1,563	1,754	1,614	1,178	18.09.	1,721	1,718	1,928	1,796	1,339
27.03.	1,560	1,557	1,752	1,600	1,173	25.09.	1,714	1,712	1,926	1,794	1,344
03.04.	1,580	1,576	1,771	1,585	1,164	02.10.	1,694	1,692	1,907	1,792	1,356
10.04.	1,625	1,623	1,824	1,605	1,172	09.10.	1,664	1,663	1,876	1,773	1,309
17.04.	1,619	1,616	1,819	1,580	1,164	16.10.	1,634	1,630	1,833	1,750	1,328
24.04.	1,605	1,603	1,801	1,568	1,136	23.10.	1,618	1,617	1,834	1,745	1,330
01.05.	1,585	1,581	1,789	1,534	1,112	30.10.	1,607	1,601	1,824	1,733	1,314
08.05.	1,559	1,555	1,746	1,496	1,080	06.11.	1,605	1,600	1,820	1,735	1,304
15.05.	1,558	1,555	1,766	1,492	1,078	13.11.	1,587	1,581	1,796	1,699	1,259
22.05.	1,557	1,550	1,757	1,488	1,079	20.11.	1,562	1,556	1,769	1,663	1,235
29.05.	1,574	1,569	1,775	1,499	1,075	27.11.	1,550	1,543	1,755	1,662	1,235
05.06.	1,572	1,567	1,770	1,487	1,075	04.12.	1,548	1,544	1,771	1,653	1,209
12.06.	1,586	1,583	1,787	1,506	1,086	11.12.	1,511	1,506	1,727	1,617	1,201
19.06.	1,575	1,571	1,778	1,508	1,091	18.12.	1,488	1,483	1,704	1,589	1,186
26.06.	1,581	1,577	1,789	1,530	1,087	25.12.	1,483	1,478	1,698	1,594	1,201

¹ Tankstellenpreis (inkl. MöSt, MwSt und CO₂-Bepreisung ab 1. Oktober 2022)

² Heizöl Extraleicht: Kleinverbraucherpreis bei Abgabe von 2.000 bis 5.000 l

HEIZÖLPREISE 2023¹

€/Tonne	Leicht	Schwer	€/Tonne	Leicht	Schwer	€/Tonne	Leicht	Schwer
02.01.	–	740,00	03.03.	1.144,20	772,00	01.08.	1.094,20	760,00
03.01.	1.274,20	–	06.03.	–	778,00	02.08.	1.114,20	769,00
05.01.	–	745,00	08.03.	–	788,00	03.08.	1.144,20	777,00
09.01.	–	740,00	15.03.	1.114,20	779,00	07.08.	1.164,20	794,00
11.01.	1.244,20	738,00	17.03.	1.094,20	757,00	11.08.	1.194,20	812,00
13.01.	1.264,20	–	20.03.	1.084,20	745,00	18.08.	1.174,20	795,00
16.01.	–	744,00	21.03.	–	735,00	23.08.	1.214,20	789,00
17.01.	1.294,20	750,00	22.03.	–	724,00	30.08.	1.244,20	–
18.01.	–	758,00	29.03.	–	732,00	15.09.	1.284,20	820,00
19.01.	1.314,20	768,00	03.04.	–	739,00	06.10.	1.234,20	–
20.01.	1.274,20	775,00	05.04.	1.109,20	750,00	02.11.	–	807,00
24.01.	1.284,20	784,00	07.04.	–	759,00	07.11.	1.184,20	–
27.01.	1.274,20	797,00	11.04.	1.099,20	764,00	10.11.	1.134,20	782,00
30.01.	1.254,20	804,00	13.04.	1.084,20	–	27.11.	1.094,20	–
01.02.	1.214,20	–	21.04.	1.054,20	754,00	11.12.	1.074,20	754,00
06.02.	1.164,20	796,00	27.04.	1.034,20	743,00	13.12.	1.054,20	738,00
07.02.	1.134,20	787,00	04.05.	994,20	729,00			
08.02.	1.114,20	778,00	05.05.	974,20	720,00			
09.02.	1.144,20	772,00	08.05.	954,20	711,00			
14.02.	–	780,00	25.05.	964,20	722,00			
15.02.	–	789,00	20.06.	994,20	728,00			
17.02.	1.124,20	–	30.06.	–	727,00			
21.02.	1.104,20	782,00	04.07.	–	733,00			
22.02.	–	777,00	06.07.	1.004,20	739,00			
23.02.	–	772,00	07.07.	1.034,20	–			
24.02.	–	766,00	13.07.	1.054,20	–			
28.02.	1.124,20	–						

¹ Höchst zulässiger Konsumentenpreis ab Raffinerie (inkl. MwSt und CO₂-Bepreisung ab 1. Oktober 2022, exkl. MwSt)

Mio Tonnen	2023	in %	2022	Veränd.	2021	2020	2019
OPEC-Länder	1.597,8	35,4%	1.611,8	-0,9%	1.501,5	1.468,0	1.657,0
davon Saudi-Arabien	531,7	11,8%	574,2	-7,4%	515,0	519,6	556,6
davon Iran	214,3	4,8%	180,2	18,9%	172,2	147,7	161,7
davon Irak	213,0	4,7%	221,3	-3,8%	200,8	202,0	234,2
davon Kuwait	139,8	3,1%	145,9	-4,2%	130,0	131,2	143,4
Nordamerika/Mexiko	1.207,5	26,8%	1.133,6	6,5%	1.079,0	1.060,4	1.109,4
Europa	152,1	3,4%	151,4	0,5%	160,9	168,4	160,0
davon Norwegen	94,7	2,1%	89,2	6,2%	94,3	92,7	80,3
davon UK	33,4	0,7%	37,8	-11,6%	40,9	49,0	51,8
GUS	669,5	14,9%	685,0	-2,3%	673,2	659,1	718,5
davon Russland	541,7	12,0%	548,5	-1,2%	538,8	524,4	573,4
davon Kasachstan	84,2	1,9%	90,0	-6,4%	85,9	85,7	90,6
Gesamt	4.508,4	100,0%	4.429,9	1,8%	4.237,9	4.188,2	4.487,4

MINERALÖLVERBRAUCH²

Mio Tonnen	2023	in %	2022	Veränd.	2021	2020	2019
Nordamerika/Mexiko	1.005,1	22,2%	1.000,3	0,5%	983,4	900,8	1.031,5
Europa	653,6	14,4%	660,5	-1,0%	639,1	609,3	700,3
davon Deutschland	91,6	2,0%	97,0	-5,6%	95,0	96,2	106,4
davon Frankreich	63,5	1,4%	64,4	-1,4%	64,7	60,2	72,2
davon UK	61,7	1,4%	60,8	1,5%	56,3	54,2	70,4
davon Spanien	59,8	1,3%	60,8	-1,6%	55,0	49,9	61,9
davon Italien	57,4	1,3%	58,2	-1,4%	54,4	48,9	59,1
Japan	151,4	3,3%	159,4	-5,0%	157,9	155,1	174,8
China	768,6	17,0%	695,1	10,6%	691,6	675,7	666,9
Gesamt	4.530,5	100,0%	4.422,1	2,5%	4.277,6	4.051,2	4.451,5

BIOKRAFTSTOFFVERBRAUCH³

Petajoule ⁴	2023	in %	2022	Veränd.	2021	2020	2019
Nordamerika/Mexiko	1.914,9	40,4%	1.690,9	13,2%	1.594,4	1.455,2	1.596,0
davon USA	1.783,5	37,6%	1.575,3	13,2%	1.497,0	1.362,0	1.497,1
Europa	871,1	18,4%	846,2	2,9%	800,3	775,6	747,0
davon Frankreich	139,7	2,9%	144,7	-3,5%	125,4	110,9	123,1
davon Deutschland	130,2	2,7%	125,8	3,5%	125,6	141,4	115,8
davon UK	91,0	1,9%	82,9	9,8%	64,0	64,9	68,7
davon Schweden	61,3	1,3%	62,7	-2,2%	51,1	46,0	45,6
davon Österreich	16,0	0,3%	16,6	-3,6%	17,4	16,6	18,6
Asien/Pazifik	846,5	17,8%	741,7	14,1%	669,9	619,2	583,6
davon Indonesien	404,6	8,5%	343,9	17,7%	305,9	276,5	210,5
davon Indien	123,6	2,6%	100,9	22,5%	70,8	43,9	46,8
Gesamt	4.743,4	100,0%	4.295,6	10,4%	4.071,7	3.853,0	4.030,7

Quelle: Statistical Review of World Energy, 2024

¹ Inklusive Rohöl, Schieferöl, Ölsand, Kondensate und NGL

² Inlandsnachfrage inklusive internationale Flugkraftstoffe, Bunkeröle sowie Raffineriekraftstoff und Verluste, ausgenommen Biokraftstoffe (z.B. Ethanol und Biodiesel). Kohlendioxide und Erdgas sind enthalten.

³ Biokraftstoffe zählen zu den erneuerbaren Energiequellen und beinhaltet Biobenzin (z.B. Ethanol und Biodiesel).

⁴ Joule ist die Grundeinheit der Energie (1 Petajoule = 10¹⁵ J ≈ 278 GWh).

MITGLIEDER DES FVMI

ADX VIE GmbH

1030 Wien, Ölzeltgasse 3

BP Europa SE

Zweigniederlassung BP Austria

1100 Wien, Am Belvedere 10

Castrol Österreich Lubricants GmbH

1100 Wien, Am Belvedere 10

Enilive Austria GmbH

Enilive Marketing Austria GmbH

Enimoov Austria 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

1040 Wien, Brucknerstraße 6

RED Drilling & Services GmbH

4851 Gampern, Schwarzmoos 28

REP GmbH

1010 Wien, Schwarzenbergplatz 16

Services Pétroliers Schlumberger

Zweigniederlassung Ennsdorf

4482 Ennsdorf, Brunnenstraße 15

Shell Austria GmbH

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

Transalpine Ölleitung

in Österreich Ges.m.b.H.

9971 Matrei in Osttirol, Kienburg 11

Tuboscope Vetco Österreich GmbH

1010 Wien, Gonzagagasse 9

Weatherford Oil Tool Ges.m.b.H.

2183 Neusiedl/Zaya, Gewerbestraße Mitte 6



FACHVERBAND DER MINERALÖLINDUSTRIE (FVMI)

Wiedner Hauptstraße 63
1045 Wien, Österreich

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

www.oil-gas.at



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