

MINERALÖL- BERICHT 2014

FACHVERBAND DER
MINERALÖLINDUSTRIE
ÖSTERREICHS (FVMI)



KENNZAHLEN / KEY FIGURES

Österreichische Mineralölindustrie Austrian Petroleum Industry

		2014	2013	2012	2011	2010
Anzahl der Mitgliedsunternehmen <i>Number of association companies</i>		28 28	26 26	23 23	23 23	22 22
Abgesetzte Produktion <i>Sold production</i>	Mio € € mn	10.117 10,117	10.960 10,960	12.072 12,072	11.424 11,424	8.979 8,979
Beschäftigte insgesamt <i>Total employees</i>		4.269 4,269	4.192 4,192	4.262 4,262	4.000 ¹ 4,000 ¹	3.500 ¹ 3,500 ¹
davon Arbeiter <i>thereof blue-collar</i>		847 847	873 873	900 900	925 ¹ 925 ¹	850 ¹ 850 ¹
davon Angestellte <i>thereof white-collar</i>		3.322 3,322	3.235 3,235	3.293 3,293	3.000 ¹ 3,000 ¹	2.550 ¹ 2,550 ¹
davon Lehrlinge <i>thereof apprentices</i>		100 100	84 84	69 69	75 ¹ 75 ¹	100 ¹ 100 ¹
Erdölförderung Inland (inkl. NGL) <i>Domestic oil production (incl. NGL)</i>	Mio t tons mn	0,94 0,94	0,92 0,92	0,92 0,92	0,92 0,92	0,97 0,97
Erdgasförderung Inland <i>Domestic natural gas production</i>	Mrd m ³ n m ³ n bn	1,26 1,26	1,36 1,36	1,73 1,73	1,59 1,59	1,70 1,70
Rohölimport <i>Crude oil import</i>	Mio t tons mn	7,51 7,51	7,78 7,78	7,42 7,42	7,25 7,25	6,77 6,77
Erdgasimport <i>Natural gas import</i>	Mrd m ³ n m ³ n bn	7,40 7,40	6,06 6,06	7,40 7,40	9,27 ² 9,27 ²	7,13 7,13
Rohöltransport – Pipelines ³ <i>Oil transport – pipelines³</i>	Mio t tons mn	7,70 7,70	7,80 7,80	7,60 7,60	7,40 7,40	6,80 6,80
Rohölverarbeitung (inkl. Halbfabrikate) <i>Oil refining (incl. semifinished products)</i>	Mio t tons mn	9,30 9,30	9,30 9,30	9,20 9,20	8,90 8,90	8,30 8,30
Mineralölverbrauch Inland <i>Domestic oil consumption</i>	Mio t tons mn	10,65 10,65	10,95 10,95	10,73 10,73	10,99 10,99	11,61 11,61
Mineralölimporte – Produkte ⁴ <i>Petroleum imports – products⁴</i>	Mio t tons mn	6,02 6,02	6,18 6,18	6,05 6,05	6,11 6,11	6,97 6,97
Mineralölexporte – Produkte ⁴ <i>Petroleum exports – products⁴</i>	Mio t tons mn	2,77 2,77	2,49 2,49	2,40 2,40	2,24 2,24	2,22 2,22
Erdgasverbrauch Inland <i>Domestic gas consumption</i>	Mrd m ³ n m ³ n bn	7,00 7,00	7,76 7,76	8,15 8,15	8,55 8,55	9,12 9,12
Anzahl der Tankstellen ⁵ <i>Number of filling stations⁵</i>		2.622 2,622	2.640 2,640	2.515 2,515	2.575 2,575	2.656 2,656
davon Major-branded Tankstellen <i>thereof major branded</i>		1.373 1,373	1.411 1,411	1.453 1,453	1.545 1,545	1.635 1,635
Anzahl der Kraftfahrzeuge <i>Car population</i>		6.466.166 6,466,166	6.384.791 6,384,791	6.299.756 6,299,756	6.195.207 6,195,207	6.091.881 6,091,881
davon PKW und Kombi <i>thereof passenger cars and station wagons</i>		4.694.921 4,694,921	4.641.308 4,641,308	4.584.202 4,584,202	4.513.421 4,513,421	4.441.027 4,441,027

¹ FVMI-Schätzung / APIA approximation

² Einmaleffekt durch Speicherausbau (7Fields, Haidach) / Single effect storage expansion (7Fields, Haidach)

³ Adria-Wien Pipeline / Adria-Wien Pipeline

⁴ Ohne Petrochemie bzw. zum Teil ohne reine Biokraftstoffe / Without petrochemicals or in part without pure biofuels

⁵ Zuzüglich 298/298/297/296/301 Diesellabgabestellen für die Landwirtschaft / Excluding 298/298/297/296/301 agricultural diesel outlets

MINERALÖL- BERICHT 2014

Erdöl ist als verarbeitetes Produkt vor allem für die nicht leitungsgebundenen Verkehrs- und Transportmittel, sei es als Otto-, Diesel- oder Flugturbinenkraftstoff, von besonderer Bedeutung. Aber auch im Bereich der Raumwärme ist Erdöl in Form von Heizöl in vielen Regionen ein nach wie vor wichtiger Energieträger. Daneben wird Erdöl in der chemischen Industrie zur Herstellung von Kunststoffen und anderen Chemieprodukten eingesetzt und nimmt als Schmiermittel für eine Vielzahl von Anwendungsgebieten eine wichtige Position ein.

Vorwort	04
Österreichs Wirtschaft 2014	05
Der Fachverband stellt sich vor	06
Der Fachverbandsausschuss	07
Executive Summary 2014	08
Aufsuchungs- und Bohrtätigkeit	14
Aufbringung	18
Verarbeitung und Versorgung	27
Verbrauch	31
Preisentwicklung	35
Exkurs: Innovation Kraftstoffe	41
Umwelt und Energie	43
Initiative „Heizen mit Öl“	50
Transport- und Lagerwesen	51
Sicherheits Certifikat Kontraktoren	52
Kollektivvertragsabschlüsse	53
Globale Rohöl- und Mineralölbilanz	54
Mitglieder des Fachverbands	55

Einen herzlichen Dank an alle Kollegen, die Gastbeiträge verfasst oder wesentliches Zahlenmaterial für die Erstellung dieses Berichtes zur Verfügung gestellt haben.



Nach dem letzten preislichen Höhepunkt bei Brent-Rohöl Mitte 2014 begann der Ölpreis zu sinken. Innerhalb weniger Monate gab er von etwa 110 US\$/bbl um mehr als die Hälfte nach. Der vorläufige Tiefpunkt wurde Mitte Jänner 2015 kurzfristig mit 45 US\$/bbl erreicht. Die Folge war, dass sich die Mineralölunternehmen weltweit auf die schwierige wirtschaftliche Situation einstellten und mit Investitionsanpassungen rasch auf dieses Ölpreisszenario reagieren mussten. Viele von uns, die schon länger in der Branche tätig sind, haben die Erfahrung gemacht, dass das Auf und Ab in der Wirtschaft ein natürlicher Zyklus ist. Aber erst in schwierigen Zeiten zeigt sich, wie robust ein Unternehmen tatsächlich ist. Wichtig dabei ist, dass der Blick auf das Ganze nicht verloren geht und der Weg, den die Branche gehen möchte, außer Frage steht.

Doch wieso hat sich der Rohölpreis nach einer längeren eher stabilen Phase halbiert? Die Antwort ist, dass sich das Kräfteverhältnis am Ölmarkt verändert hat. Hatte bisher Saudi-Arabien als maßgebliches OPEC-Mitglied den Rohölpreis in die gewünschte Richtung dirigiert, indem es mal weniger, mal mehr Öl gefördert hat, verließ Saudi-Arabien 2014 diesen Weg und setzte trotz weltweitem Überangebot an Rohöl weiterhin auf hohe Produktion und das Halten von Marktanteilen. Zwischenzeitlich hat sich die Situation etwas beruhigt, das Preisniveau hat sich im Juni 2015 bei 60 bis 65 US\$/bbl eingependelt. Für eine weltweit ausreichende künftige Ölversorgung, die trotz gegenteiliger Meinungen noch über Jahrzehnte erforderlich sein wird, ist zu hoffen, dass die Investitionspläne mittelfristig nicht zu restriktiv ausfallen und dass nicht zu wenig in die Erschließung neuer Ölquellen investiert wird. Nachschubengpässe könnten, wie auch außenstehende Branchenexperten kommentieren, einen sprunghaften Wiederanstieg des Ölpreises auslösen, der für die Weltwirtschaft zur Belastungsprobe werden kann. Ende der 1990er Jahre hatten

wir mit 10 US\$/bbl eine ähnliche Situation und in der Folge einen Rohölpreis von knapp 150 US\$/bbl im Sommer 2008, bevor es wegen der weltweiten Finanzkrise im Sturzflug bergab ging.

Österreich hat mit einem weltweiten Verbrauchsanteil von 0,3% und von 2% im EU-Raum als kleiner Ölmarkt die markante Preisentwicklung in der zweiten Jahreshälfte 2014 ohne große Gestaltungsmöglichkeiten mitmachen müssen. Auffallend war, dass in Zeiten rascher Preisveränderungen nach unten wieder verstärkt der Vorwurf erhoben wurde, dass die Mineralölunternehmen die Preise an ihren Tankstellen nicht in dem Umfang absenken, wie sich die internationalen Rohölpreise reduzieren. Dabei haben die Kritiker meist vergessen, dass die Autofahrer kein Rohöl tanken, sondern raffinierte Kraftstoffe. Das ist mit einer Vielzahl von zusätzlichen, jedoch weniger volatilen Kosten als beim Rohöl verbunden. Auch wird nicht beachtet, dass es sich bei der Mineralölsteuer um eine fixe Verbrauchsabgabe unabhängig vom Preisniveau handelt. Das dämpft preisliche Veränderungen in beide Richtungen. Ich bin deshalb froh, dass der Fachverband der Mineralölindustrie nun bereits seit Jahren aktiv in der Öffentlichkeit auftritt und Informationen zum Kraftstoffmarkt zur Verfügung stellt.

Im Fachverband der Mineralölindustrie durfte ich seit 2002 als Funktionär im Fachverbandsausschuss als Mitglied und ab 2010 als Obmann dieses Verbands, für dessen Eigenständigkeit ich mich immer ausgesprochen habe, tätig sein. Mit den Kollegen aus Upstream, Midstream und Downstream und mit den Experten in unseren Unternehmen konnten wir vor allem in den zahlreichen Arbeitsgruppen oft spannende, aber auch für die Branche schwierige Themen behandeln. Die Zusammenarbeit mit anderen Verbänden, wie insbesondere der chemischen Industrie, und mit den Abteilungen in der WKO erfolgte immer konstruktiv und meist unkompliziert. Als Generaldirektor bin ich Ende Juni 2015 aus der OMV, dem integrierten und internationalen Öl- und Gaskonzern mit starken österreichischen Wurzeln, ausgeschieden und habe daher auch meine Funktion als Ausschussmitglied und Fachverbandsobmann zurückgelegt. Aus diesem Anlass möchte ich mich bei allen Wegbegleitern bedanken und wünsche dem Fachverband weiterhin viel Erfolg bei der Interessenvertretung der österreichischen Mineralölindustrie.

Dr. Gerhard Roiss
OMV-Generaldirektor und Fachverbandsobmann
(bis 30. Juni 2015)

Das Jahr 2014 brachte entgegen den allgemeinen Erwartungen keine spürbare Beschleunigung des globalen Wirtschaftswachstums. Das Welthandelsvolumen verzeichnete mit 3% ein relativ mäßiges Wachstum und auch die Wachstumsrate der Weltwirtschaft blieb wie 2013 mit 3,4% unter dem langjährigen Durchschnitt. In den Entwicklungs- und Schwellenländern verlangsamte sich das Wachstum auf 4,4%, während sich die Konjunktur in der OECD mit einem BIP-Zuwachs von 1,8% leicht verbesserte. Innerhalb der OECD-Staaten war der Wirtschaftsaufschwung in Nordamerika mit 2,4% deutlich kräftiger als im Euro-Raum mit lediglich 0,9%. Nach der Stagnation im Jahr 2013 konnte die Wirtschaft der EU ein moderates BIP-Wachstum von 1,3% erreichen. Die im Jahresverlauf sinkenden Exporte und die gebremste Investitions- und Konsumbereitschaft verhinderten einen stärkeren Zuwachs. Getrieben durch die Halbierung des Rohölpreises fiel die Inflationsrate im EU-Durchschnitt ab Mitte 2014 rasch und rutschte zu Jahreswechsel in den negativen Bereich.

In Österreich stieg 2014 die Wirtschaftsleistung laut WIFO um nur +0,3%. Zuletzt war die Wirtschaft 2011 kräftig gewachsen, dann folgten drei Jahre einer trägen Entwicklung: 2012: +0,9%; 2013: +0,2%; 2014: +0,3%. Österreich hatte Schwierigkeiten, an den sich sukzessive aufhellenden Konjunkturtrend anzuschließen. Maßgebend dafür war die geringere Investitionsbereitschaft der Unternehmen, verursacht durch die Unsicherheit über die Entwicklung der Absatzmärkte, die zurückhaltende Ausgabenbereitschaft der privaten Haushalte wegen der mäßigen Zunahme der Realeinkommen und ein Fehlen kräftiger außenwirtschaftlicher Impulse. Zusätzlich trug die Verunsicherung aufgrund geopolitischer Spannungen (Ukraine/Russland-Krise) zur gedämpften Erwartungshaltung bei Unternehmen und Konsumenten bei. Auch die Exportwirtschaft erlitt durch die Konjunkturschwäche im Euro-Raum Nachfrageeinbußen.

Aufgrund des Energiepreisverfalls bei Kraft- und Heizstoffen verlangsamte sich der Preisauftrieb, jedoch nicht in jenem Ausmaß wie in anderen EU-Ländern. Die Inflationsrate (VPI) betrug 2014 in Österreich 1,7%, im Jahr davor waren es 2,0%. Die Bereiche Wohnen, Bewirtungsdienstleistungen sowie Nahrungsmittel lieferten laut WIFO den kräftigsten Beitrag zum Preisanstieg. Die Inflationsdifferenz gegenüber dem deutlich niedrigeren Durchschnitt des Euro-Raums blieb bestehen.

Die kontinuierliche Aufwertungstendenz des Euro gegenüber dem US-Dollar (März 2014: rund 1,4 US\$/€) endete im Mai abrupt, sank bis Ende des Jahres wieder auf den Stand vom Sommer 2012 (1,2 US\$/€) und Anfang 2015 weiter auf unter 1,15 US\$/€, den niedrigsten Wert seit 2003. Für 2014 erreichte der durchschnittliche Wechselkurs den Vorjahreswert von 1,33 US\$/€. Es darf nicht vergessen werden,

dass der US-Dollar auf den Ölmärkten als Verrechnungswährung gilt. Wird er gegenüber anderen Währungen stärker, verteuern sich die Preise für Erdöl- und Mineralölprodukte in den Nicht-US-Dollar-Ländern.

Die Rohölmärkte entwickelten sich 2014 – auch aufgrund der Wettbewerbsstrategie wichtiger OPEC-Erzeugerländer – überwiegend konjunktur- und nachfragebedingt. In der ersten Jahreshälfte kostete ein Fass Brent-Rohöl im Durchschnitt 109 US\$/bbl. Nach einem Terrorangriff auf das größte Rohölfeld des Irak stieg der Rohölpreis Mitte Juni auf den Jahreshöchststand von 115 US\$/bbl. Danach setzte ein kontinuierlicher Abwärtstrend auf rund 80 US\$/bbl im November ein. Die OPEC beschloss entgegen den Markterwartungen jedoch keine Drosselung der Fördermengen. Die Folge war eine Beschleunigung der Abwärtsbewegung bei Rohöl auf 55 US\$/bbl zum Jahresende. Die Veränderung gegenüber dem Jahresanfang betrug –45% (auf US-Dollar-Basis) bzw. –40% (auf Euro-Basis). Im Gesamtjahr lag der Durchschnittspreis für Brent mit 98,9 US\$/bbl um rund 9% unter dem Vorjahresniveau von 108,6 US\$/bbl.

Trotz der Verbilligungen in der zweiten Jahreshälfte 2014 reduzierte sich in Österreich der Kraftstoffverbrauch im Berichtsjahr um 2,5% bei Benzin und um 1,5% bei Diesel. Die seit Jahren rückläufige Absatzentwicklung bei Ottokraftstoff geht vorwiegend auf die Effizienzsteigerung der PKW-Flotten zurück, die Entwicklung des Dieselerbrauchs wird stärker durch die Konjunktur bestimmt. Der gesamte Mineralölverbrauch (ohne Petrochemie) belief sich im Berichtsjahr auf 10,6 Mio t (–2,75%). Die inländische Erdgasnachfrage verminderte sich um 8% auf 7,4 Mrd m³, was wiederum auf die stark reduzierte Stromerzeugung durch Gaskraftwerke zurückzuführen war.

Die Lage am heimischen Arbeitsmarkt verschlechterte sich weiter, das Arbeitskräfteangebot stieg 2014 um 1,5%, die Beschäftigung hingegen nur um 0,7%. Daraus ergab sich eine Erhöhung der Arbeitslosenquote nach nationaler Definition auf 8,4% (2013: 7,6%). Innerhalb der EU-Länder nahm Österreich damit nach Deutschland die zweitniedrigste Position ein. Die Zahl der Erwerbspersonen im Inland (aktive Erwerbstätige und vorgemerkte Arbeitslose) stieg um 61.875 auf 4.205.687. Die Anzahl der unselbständig Beschäftigten betrug 3.503.400 (+0,6% gegenüber 2013), davon waren 1.863.039 Männer und 1.640.361 Frauen. An unselbständigen ausländischen Arbeitskräften waren am österreichischen Arbeitsmarkt insgesamt 588.722 Personen gemeldet. Die Zahl der Selbständigen erhöhte sich 2014 auf 470.800, wobei diese Entwicklung überwiegend auf die anhaltende Expansion der selbständigen Tätigkeit von Frauen aus den neuen EU-Ländern mit Dienstleistungen, wie etwa im Pflegebereich, zurückzuführen ist.

Der Fachverband der Mineralölindustrie (FVMI) ist ein bundesweiter Industrieverband im Bereich der Bundespartei Industrie der WKO. Er ist eine Körperschaft öffentlichen Rechts und vertritt die fachlichen Interessen seiner Mitglieder. Der FVMI ist als gesetzliche Interessenvertretung Bindeglied zwischen Wirtschaft und Öffentlichkeit. Mitglieder sind österreichische Unternehmen, die Rohöl aufsuchen und fördern („upstream“), in Pipelines transportieren oder Öl lagern („midstream“) sowie in eigenen oder konzernverbundenen Raffinerien verarbeiten und Mineralölprodukte vertreiben („downstream“). Derzeit gehören dem FVMI 28 Mineralölunternehmen aus den up-, mid- und downstream-Bereich an.

- Der FVMI betreut branchenrelevante Bereiche, wie Umwelt- und Energiethemen (Energieeffizienz, Klimastrategie, Emissionshandel, Kraftstoff- und Biokraftstoffbestimmungen, Normen, Abwasser und Abfall etc.) sowie steuer-, gewerberechts- und sozialpolitische Themen in fachlicher und organisatorischer Hinsicht. Die Erstellung und Koordinierung von branchenspezifischen Informationen sowie Mitteilungen an die Mitgliedsunternehmen über allgemeine wirtschaftliche Themen erfolgen in Zusammenarbeit und Abstimmung mit den zuständigen Fachabteilungen der WKO, mit der Bundespartei Industrie und im Rahmen eines Kooperationsabkommens mit dem Fachverband der chemischen Industrie.
- Der FVMI ist gemäß Wirtschaftskammergesetz zuständig für die Koordinierung und Verfassung von Stellungnahmen im Rahmen der branchenspezifischen Begutachtung von EU-Richtlinien und nationalen Gesetzes- und Verordnungsentwürfen gegenüber Ministerien und sonstigen Behörden. Auf europäischer Ebene steht er regelmäßig mit dem Dachverband der europäischen Mineralölunternehmen FuelsEurope in Kontakt.
- Ein wesentlicher Aufgabenbereich mit Außenwirkung ist für einen EU-weiten Vergleich die wöchentliche Erhebung der Tankstellenpreise bei Kraftstoffen gemäß Preistransparenzgesetz und die firmenneutrale Auswertung für das BMWFW, die diese an die Europäische Kommission weitergibt.
- Die Kollektivvertragsverhandlungen mit der Gewerkschaft der Privatangestellten, Druck, Journalismus, Papier (GPA-djp) sowie mit der Gewerkschaft PRO-GE für rund 4.300 Beschäftigte sind eine zentrale Aufgabe des FVMI. Der gemeinsame Kollektivvertrag für die Arbeitnehmer in der Mineralölindustrie Österreichs wird als Druckwerk und auf der Website www.oil-gas.at (auch als pdf in Englisch verfügbar) sowie in der Kollektivvertragsdatenbank der WKO veröffentlicht und regelmäßig aktualisiert.

Beispiele für Fachverbandstätigkeiten

- Beantwortung von branchenspezifischen Anfragen von Behördenvertretern, Sozialpartnern, Konsumenten, Schülern und Studenten sowie diversen nationalen und internationalen Organisationen.
- Anfragen an Behörden, Sozialpartner und sonstige Institutionen im öffentlichen und privaten Bereich bei Anliegen der Mineralölindustrie; Vertretung der Branche bei Wirtschaftskammerorganisationen auf Bundes- und Landesebene.
- Vorbereitung und Leitung von jährlich mehrmals stattfindenden Arbeitskreissitzungen zu Bereichen wie Retail, Commercial, Biokraftstoffe, Statistik, HSSE, REACH, Transportlogistik und Gefahrgut, Tankstellentechnik, Abfall und Presseaktivitäten.
- Organisation und Beauftragung von Rechtsgutachten und technischen Gutachten.
- Themenspezifische Presseunterlagen, Auskünfte an Medien zur aktuellen Marktentwicklung und Marktgegebenheiten bei Rohöl- und Mineralölprodukten sowie Veröffentlichung von diesbezüglichen Beiträgen auf der FVMI-Website www.oil-gas.at.
- Erstellung des jährlichen Mineralölberichts als Broschüre und Veröffentlichung auf der FVMI-Website. Erstellung eines quartalsweise erscheinenden Newsletters und Aussendung einer Opinionleader-Broschüre, insbesondere für Politiker auf Gemeinde-, Landes- und Bundesebene.
- Zusammenarbeit und Unterstützung der Österreichischen Gesellschaft für Erdölwissenschaften (ÖGEW).
- FVMI als Trägerorganisation in der ARGE „Flüssige Biokraftstoffe“ und Gesellschafter der Heizen mit Öl GmbH; Kooperation mit der Hauptstelle für das Grubenrettungs- und Gasschutzwesen GmbH.
- Plattform für SCC (Sicherheits Zertifikat Kontraktoren); SCC-Sekretariat im FVMI (www.scc-austria.at).
- Verwaltung und Organisation der Fachverbands-geschäftsstelle inklusive Budgetangelegenheiten.

Obmann

Dr. Gerhard ROISS
Generaldirektor (bis 30. Juni 2015)
OMV Aktiengesellschaft

Stellvertreter

Dr. Gert SEYBOLD
Vorsitzender der Geschäftsführung
Shell Austria GmbH

Gerlinde HOFER
Geschäftsführerin Zweigniederlassung BP Austria
BP Europa SE

Mitglieder

Mag. Ulrike ANDRES
Geschäftsführerin
Transalpine Ölleitung in Österreich Ges.m.b.H.

Mag. Peter ANNAWITT
Geschäftsführer (bis 31. März 2015)
Erdöl-Lagergesellschaft m.b.H.

Mag. Christoph DÖRFLINGER
Prokurist
Eni Marketing Austria GmbH

Mag. Michael GERBAVSITS
Gesellschaftsvertreter
Netz Burgenland Erdgas GmbH

Mats HARALDSSON
Geschäftsführer
JET Tankstellen Austria GmbH

Dr. Michael LÄNGLE
Gesellschaftsvertreter
RAG Energy Drilling GmbH

Mag. Manfred LEITNER
Geschäftsführer
OMV Refining & Marketing GmbH

Dipl.-Ing. Markus MITTEREGGER
Generaldirektor
Rohöl-Aufsuchungs AG

Mag. Siegbert NAGL
Prokurist
OMV Solutions GmbH

Dipl.Wi.Ing. (FH) Johann PLEININGER
Aufsichtsratsvorsitzender
OMV Austria Exploration & Production GmbH

Dr.-Ing. Riccardo PIUNTI
Geschäftsführer
Eni Austria GmbH

Dr. Stefan TOMANN
Geschäftsführer
Adria-Wien Pipeline Ges.m.b.H.

Kooptiertes Mitglied

Dr. Georg HORACEK
Prokurist
OMV Aktiengesellschaft

Geschäftsstelle FVMI

Dr. Christoph CAPEK
Geschäftsführer

Dr. Susanne GFATTER
Gefährliche Abfälle/REACH

Dipl.-Ing. Dr. Reinhard THAYER
Umwelt/Energie

Bärbel AHMON
FVMI-Sekretariat, SCC

Alessandra FABRO
FVMI-Sekretariat, Statistik

Sabine JEHOTEK
ÖGEW-Sekretariat



Following the last peak for Brent crude in mid 2014, the crude price began to collapse. Within just a few months, it fell off from about US\$ 110 per barrel to less than half. The lowest point so far was for a short time reached in mid January 2015, at US\$ 45 per barrel. As a consequence, petroleum companies had to adjust to a difficult economic situation worldwide and needed to quickly respond to the scenario by toning down their investments. Many of us old-timers in the industry have made the experience that ups and downs are part and parcel of a natural economic cycle. But it is only in difficult times that you find out how robust a company actually is. It is important not to lose sight of the full picture and to be sure of the route that the industry wants to take.

But why did the crude price halve after enjoying a rather stable phase for quite a long time? The fact is that the balance of power prevailing on the crude market has shifted. While Saudi Arabia once was the leading OPEC member that controlled the price by expanding or contracting the volume of its production, it left its chosen path in 2014 and continued to pump out the crude in order to keep its market share in spite of global overproduction. Meanwhile the situation has calmed down somewhat and the price level in June 2015 settled down to US\$ 60 to 65 per barrel. In order to ensure an adequate future oil supply for the world, which will be necessary for several decades to come in spite of opinions to the contrary, it is to be hoped that investment plans will not be too restrictive in the mid-term and that sufficient funds will be invested into developing new oil wells. Even third-party experts in the field comment that bottlenecks could trigger a new surge in the crude price which would put the global economy to a severe test. In the late 1990s we had a similar situation at a price of

US\$ 10 per barrel, followed by almost US\$ 150 per barrel in the summer of 2008, after which the price dive-bombed in the wake of the global financial crash.

At a share of 0.3% of global consumption and 2% in the EU, Austria is a minor oil market that was forced to go along with price developments in the second half of 2014 without any scope for own initiatives. It was noticeable that the flagging price once again gave rise to the accusation that the petroleum companies would not prune prices at the petrol stations in goosetep with the reduction of international crude prices. Critics typically forgot to consider that motorists do not buy crude oil, but obtain a refined product at the petrol station and thus pay for many additional albeit less volatile costs than is the case with crude. Neither do they consider that the petroleum tax charged at the station is a fixed-value consumption tax regardless of the actual price level. This dampens price variations in either direction. Fortunately, the Austrian Petroleum Industry Association has for years made great efforts at public relations, providing information on the petrol market to the general public.

The Austrian Petroleum Industry Association has permitted me to be active as a member of the association's committee since 2002 and as the chairman of the association, whose independence I have always strongly advocated, since 2010. Together with colleagues from upstream, midstream and downstream sectors and experts in our own companies we have been dealing with subjects in the working groups which were frequently exciting but also reflected difficult times for our industry. Cooperation with other associations, especially those of the chemical industry and with departments of the Austrian Economic Chamber, has always been constructive and usually uncomplicated. My office of CEO of OMV, an integrated and international oil and gas group with strong roots in Austria, terminated in late June, so I also retired from my office of committee member and chairman of the association. Let me take this occasion to thank all those co-travellers and to wish the association all the best in its task of voicing the interests of the Austrian petroleum industry.

A handwritten signature in blue ink, consisting of a large, stylized 'R' followed by a horizontal line and a small flourish.

Gerhard Roiss

CEO of OMV and President of the Austrian Petroleum Industry Association (until 30 June 2015)

Contrary to general expectations, global growth did not take off in 2014. The global trade volume grew at a relatively moderate rate of 3%, and same as in the previous year, at 3.4% the global economy remained below the average of past years. In the LDCs and threshold countries, growth slowed down to 4.4%, while OECD countries enjoyed a slight increase of their GDP by 1.8%. In the OECD countries, the upswing was substantially stronger in North America (+2.4%) than in the euro zone (only 0.9%). After stagnating in 2013, the European Union managed a moderate rate of GDP growth (+1.3%). With exports declining over the year, and investment and consumption still sagging, growth failed to get off. Driven by the halving of the crude price, average inflation in the euro zone rapidly abated after mid-2014 and arrived in the negative zone at the turn of the year.

In Austria, the economy grew by just 0.3%, according to a report by the Austrian Institute of Economic Research WIFO. The last spurt of economic growth was recorded in 2011, which was followed by three sluggish years (2012: +0.9%; 2013: +0.2%; 2014: +0.3%). Austria had problems joining the successively brighter trend, due mostly to low investment on the part of businesses consequent to uncertainties regarding the development of domestic and foreign sales markets, diminished consumption by private households as a result of a moderate increase in real incomes, and a lack of any strong foreign trade impetus. Moreover, increasing uncertainty fed by political crisis situations the world over, such as the Ukraine/Russia crisis, dampened expectations of businesses and consumers alike. Exporters in the euro zone similarly felt a diminishing demand for their goods, the result of an ongoing weakness of the economy.

Plunging fuel prices slowed down inflation, albeit at a much lesser rate than in other EU countries. Inflation in Austria (consumer price index) was 1.7% in the year under review, compared to 2.0% in the previous year. Housing, catering services and food were the foremost contributors to inflation, according to WIFO. The inflation gap vis-à-vis the markedly lower average of the euro zone remained in place.

The ongoing appreciation of the euro against the dollar (March 2014: about US\$ 1.4 for the euro) abruptly stopped in May. By the end of the year, the exchange rate was back to the level of the summer of 2012 (US\$ 1.2 per euro), and in early 2015 it had dropped to below US\$ 1.15, the lowest rate since 2003. Over the year, the average euro-dollar exchange rate remained at the previous year's level of

US\$ 1.33. In this connection it should be noted that the dollar is used as the clearing currency for crude oil markets. Whenever the dollar strengthens against other currencies, such as the euro, prices for crude and oil-based products will go up in the non-dollar countries.

Crude markets developed in response to growth and demand, as well as consequent to the competitive strategies of key producers, especially those within OPEC. In the first six months of 2014, a barrel of Brent crude on average cost US\$ 109. After a terrorist attack directed against Iraq's largest oil field, the crude price reached the highest level in 2014, at US\$ 115 per barrel. This was followed by a continuous downward movement until it reached about US\$ 80 in November 2014. Contrary to expectations at that time, OPEC decided not to throttle outputs. As a result, the downward trend accelerated so that crude was priced at just US\$ 55 per barrel by the end of 2014. The change across the year was -45% on a dollar basis and -40% on a euro basis. For the year, the average price of Brent crude was US\$ 98.9 per barrel, some 9% below the previous year's level of US\$ 108.6 per barrel.

In spite of the price reductions that took hold in the second half of the year, fuel consumption declined by 2.5% for petrol and by 1.5% for diesel over the year. The sale of petrol has been on a downward movement for years, due mostly to a gradual increase in the efficiency of cars, while diesel consumption reflects economic growth to a greater extent. Overall petroleum consumption, excluding the petrochemical industry, amounted to 10.6m tons (-2.75%). Domestic demand for natural gas shrank by 8% to 7.4bn m³, the result of a major reduction in electricity generation by gas-fuelled power plants.

The situation of the domestic labour market continued to deteriorate. The supply of workers rose by 1.5% in 2014, while jobs grew by just 0.7%. Accordingly, the unemployment rate, as defined in Austria, rose from 7.6% in 2013 to 8.4% in 2014. Among EU countries, Austria thus ranked second-lowest, after Germany. The Austrian workforce (economically active and registered unemployed persons) increased by 61,875 to 4,205,687, of whom 3,503,400 were dependently employed (a plus of 0.6% over 2013; 1,863,039 males and 1,640,361 females). Altogether 588,722 non-nationals were registered on the Austrian labour market as dependently employed. The number of self-employed persons rose to 470,800 as an average over the year, a trend that was fuelled mostly by an ongoing expansion of self-employed work among women from the new EU countries who offered services such as nursing care.

The Austrian Petroleum Industry Association (APIA, or FVMI to give it its proper German title) is an Austrian-wide association of petroleum-based industries operating within the scope of the Austrian Federal Economic Chamber (WKO). It is organised as a corporation under public law to serve as a lobby for its members. A legal interest group, the Association acts as a link between business and the public. Its members are Austrian companies that operate upstream (exploration and production of crude oil), midstream (transport in pipelines and storage) and downstream (processing at their own or associated refineries and sale of petroleum products). At present, the Association has 28 petroleum companies active in the up-, mid- and/or downstream sectors.

- The Association provides specialised and organisational coverage of issues of relevance to the industry, such as environment and energy (energy efficiency, climate strategy, emissions trading, regulations governing fuels and biofuels, standards, waste water and garbage, etc.), taxation, commercial law and social policy. It gathers and coordinates sector-specific information and communications on general economic subjects in consultation and cooperation with the respective expert departments of the Austrian Economic Chamber, its industrial department and, within the frame of a cooperation agreement, with the Chemical Industry Association.
- The Association is charged with coordinating and drafting comments for the sector's assessment of EU directives and national laws and regulations to be furnished to ministries and other government authorities. At the European level, it is in regular contact with FuelsEurope, the umbrella organisation of the European petroleum refining industry.
- Next to representing its members' interest at the legal level as provided for in the Economic Chamber Act (WKG), one of the Association's priority responsibilities that has an external impact is the weekly poll of petrol station prices as stipulated in the Price Transparency Act for an EU-wide comparison of fuel prices, and neutral assessments for the Economic Ministry which passes them on to the European Commission.
- Another key responsibility of the Association is negotiations for the collective bargaining agreement with the Union of Salaried Private Sector Employees in the Print, Journalism and Paper Sector and the Production Workers Union for about 4,200 employees, held every January. The collective bargaining agreement for the employees of the Austrian petroleum industry is published in a paper version as well as on the Association's homepage (also as a pdf file

in English) and in the database of collective bargaining agreements kept by the Austrian Economic Chamber, and it is updated on a regular basis.

Examples of activities pursued by the Association

- Response to industry-specific enquiries by government authorities, the social partners, consumers, students and national and international organisations.
- Enquiries addressed to government authorities, the social partners and other public and private institutions on concerns of the petroleum industry, representation of the petroleum industry at the federal- and state-level bodies of the Economic Chamber.
- Organising and chairing several working group meetings per year for segments such as retail sector, commercial business, biofuels, statistics, HSSE, REACH, transport logistics and hazardous goods, petrol station technology, waste and public relations activities.
- Organisation and commissioning of expert opinions on legal and engineering issues.
- Issue-oriented press information for the news media on market developments and the supply situation of crude and petroleum products, and publication of contributions on the Association's homepage (www.oil-gas.at).
- Preparation of the Association's annual report, its delivery as a printed version and publication on the Association's homepage. Preparation of a quarterly newsletter and of a brochure addressed at opinion leaders, especially politicians at the local, state and federal levels.
- Cooperation with and support of *Österreichische Gesellschaft für Erdölwissenschaften* (Austrian Society for Petroleum Sciences; ÖGEW).
- Participation as the sponsoring organisation in the "Liquid Biofuels" working group and as a shareholder in *Heizen mit Öl GmbH*, a company promoting oil heating systems, cooperation with *Hauptstelle für das Grubenrettungs- und Gasschutzwesen GmbH* (main office for mine rescue and gas protection services).
- SCC platform (Security Certificate Contractors), secretariat run by the Association (www.scc-austria.at).
- Administration and organisation of the Association's office, including budgetary issues.

In Austria, OMV and Rohöl-Aufsuchungs AG (RAG) are prospecting for and extracting crude oil and natural gas in economically relevant quantities at the Wiener Becken, a sedimentary basin in Lower Austria, and in the molasse zone of Upper Austria and Salzburg. In 2014, oil production rose slightly while natural gas production declined against the previous year. Specifically, overall annual crude and NGL¹ production increased by 27,678 tons to 944,826 tons (a change of +3% over 2013). Crude production excluding NGLs accounted for 883,016 tons (+4.1%), of which 764,165 tons were extracted from the Vienna Basin and 118,851 tons from the molasse zone. Production of natural gas liquids (NGLs: condensates and the liquid proportion of natural gas production) amounted to 61,811 tons, of which 99.7% were extracted from the Vienna Basin.

Crude oil imports into Austria, sourced from many countries, including Kazakhstan (2.5m tons), Libya (1m tons) and Saudi Arabia (0.8m tons), totalled 7.5m tons in 2014. The oil was almost entirely delivered by pipeline from the harbour of Trieste, through the Transalpine Line (TAL) and the Adriatic-Vienna pipeline (AWP), to Schwechat. Processing is carried out at the OMV refinery at Schwechat, the only refinery in Austria. Covering the domestic petroleum supply required not just 7.5m tons of imported crude but also petroleum imports such as diesel, petrol and extralight fuel oil. They made up almost 6.2m tons and were derived mostly from Germany (3.3m tons), Slovakia (0.9m tons) and Hungary (0.5m tons).

About 17% to 18% of the domestic consumption of natural gas (7bn m³ in 2014) was extracted by OMV and RAG from sites in Austria. In 2014 natural gas extraction including petroleum gas ran to 1.23bn m³, of which 992m m³ were natural gas (80%) and 243m m³ were petroleum gas (20%). Natural gas imports declined by some 10% to 41.8bn m³, exports dropped by some 15% to 34.4bn m³. As a balance of imports and exports, some 7.4bn m³ remained in Austria. Of this, 51% (3.8bn m³) derived from CIS countries and the remaining 49% were sourced in other countries, including Norway.

In 2014, the refinery processed 8.6m tons of crude (2013: 8.7m tons) at a capacity utilisation rate of 90%. 10% of the processed crude came from domestic production and about 90% from abroad; 0.7m tons of semi-finished products were processed as well (2013: 0.6m tons). From this input, the refinery produced 39% diesel, 21% petrol, 14% fuel oil (extralight, light and heavy), 11% petrochemical basics, 8% jet A-1 fuel, 4% bitumen and 3% other products. Diesel and petrol had biogenic fuel components admixed to them, altogether about 234,000 tons of FAME and 82,000 tons of ethyl alcohol.

Total consumption of petroleum products in Austria, from liquefied petroleum gas to petrol, gas oil, fuel oils and bitumen, but excluding petrochemical basics, according to the Economic Ministry was set at 10.6m tons in 2014, 2.75% less than in the previous year (10.9m tons) and 17.5% less than the peak of 12.8m tons in 2005. In 2014, Austrians consumed almost 8m tons of petrol and diesel (-1.7%) or about 9.65bn litres (including biogenic components). Of these, 2.15bn litres were petrol and 7.5bn litres were diesel. Petrol consumption declined by 2.5% over 2013, while diesel recorded a slighter reduction of 1.5%. Extralight fuel oil was consumed to the tune of 1.1m tons, or 10.7% less than in the previous year. In terms of volume this amounted to 1.3bn litres. Extralight fuel oil continued its years of downward trend: sales were down by 17% over 2013, at a quantity of just below 153,000 tons. In 2014, some 655,000 tons of jet fuel were shipped, almost the same as in the previous year.

Generally, established trends in the saturated domestic market of petrol stations continued in 2014. The number of premium locations that feature bistros and car washes grew while conversions to unstaffed automated stations continued unabated. Altogether the Association counted 2,622 publicly accessible petrol stations in 2014, compared to 2,640 on 31 December 2013. The 1,373 major branded petrol stations include the brands of Association members BP, Eni, JET, MOL, OMV and Shell. The second category lists another 1,249 petrol stations as of the end of 2014, including those run by Genol, Turmöl, Avia, IQ and A1.

According to the weekly surveys carried out by the Association in accordance with the Price Transparency Act, station prices (including taxes) were about € 1.35 per litre of Eurosuper and diesel at the start of the year. From spring to mid-July, prices rose by 5 cents per litre for petrol, while diesel experienced an ongoing slight decline right from the start of the year, which accelerated in the second half. Petrol, too, was affected by price reductions in autumn which increased towards the end of the year under review. Throughout Austria, average station prices on 15 December 2014 were € 1.191 per litre for Eurosuper (-12% against the start of the year), and € 1.168 for diesel (-13% against the start of the year). As an annual average, Eurosuper cost € 1.35 per litre at the petrol station (-2.9%; 2013: € 1.39 per litre); for diesel the price was € 1.30 per litre (-4.4%; 2013: € 1.36 per litre). The EU average continued to be clearly above the Austrian average: by 19 cents per litre for Eurosuper and by 10 cents per litre for diesel. Petrol and diesel typically sell at higher than Austrian prices in 20 to 22 of the EU-28 member states.

¹ Natural gas liquids (NGLs): Condensates and the liquid proportion of natural gas production.



Bis Benzin, Diesel, Heizöl
oder chemische Grund-
stoffe entstehen, muss
Rohöl mehrere Raffinerie-
prozesse durchlaufen.



Erdöl und Erdgas sind organischen Ursprungs und aus in den Meeren der Urzeit lebenden Kleinorganismen entstanden, die nach ihrem Tod auf den Meeresboden gesunken sind und dort von Ablagerungen begraben wurden. Unter Sauerstoffabschluss und dem Druck sich darüber legender Schichten bildeten sich aus den Resten der Kleinlebewesen Erdöl und Erdgas. Aus dem Muttergestein wanderten Erdöl und Erdgas durch feine Poren und Risse in den Gesteinsschichten bis zu einer undurchlässigen Schicht empor, wo sich Erdöl und Erdgas zu den heute bekannten Vorkommen sammelten.

Erdöl ist ein hauptsächlich aus Kohlenwasserstoffen bestehendes Gemisch mit verschiedenster Zusammensetzung (besonders Paraffine, Naphthene, Aromaten). Außer Kohlenstoff und Wasserstoff kommen in wesentlich geringerer Menge und in unterschiedlicher Konzentration Schwefel, Stickstoff und Sauerstoff vor. In Spuren sind außerdem die Metalle Vanadium und Nickel enthalten. Erdgas ist eine Sammelbezeichnung für brennbare und überwiegend aus Methan (rund 85%) bestehende Naturgase, deren weitere Bestandteile unter anderem Ethan, Propan, Stickstoff, Kohlenstoffdioxid und in einigen Fällen auch Schwefelwasserstoff sind. Erdgas ist zum Teil gemeinsam mit Erdöl entstanden, zum Teil hat es sich aus Kohle gebildet.

Öl und Gas sind in den Poren des Gesteins zusammen mit dem am Gestein anhaftenden Wasser gespeichert. Das Aufspüren von Lagerstätten mit Hilfe von geophysikali-

schen Messverfahren (Seismik, Gravimetrie) liefert den ersten brauchbaren Hinweis. Bei seismischen Erkundungsverfahren werden Schallwellen in den Untergrund geleitet und an Schichtgrenzen reflektiert. Aus den Laufzeiten der reflektierten Signale können dann die Abstände der Schichten berechnet werden. Mit der Gravimetrie lassen sich Dichteunterschiede zwischen den unterschiedlichen Gesteinen bestimmen. Aber erst die Bohrung kann den sicheren Nachweis vom Vorhandensein einer Lagerstätte bringen. Zum Fördern von Öl und Gas werden Bohrungen senkrecht oder geneigt in den Untergrund „abgeteuft“ und sorgsam gegen die zu schützenden Grundwasserschichten und abdeckenden Gesteinsschichten mit Hilfe von einzementierten Stahlrohren abgedichtet. Das Öl muss aufgrund seiner höheren Dichte meist nach oben gepumpt werden, während das Gas von selbst aufsteigt.

In den 1930er Jahren wurden in Österreich umfangreiche Ölvorkommen entdeckt, damit waren wir bis in die 1960er Jahre bei Erdöl Selbstversorger. Heute suchen und fördern in Österreich OMV und Rohöl-Aufsuchungs AG (RAG) Erdöl und Erdgas in wirtschaftlich relevanten Mengen im Wiener Becken (Niederösterreich) und in der Molassezone (Oberösterreich, Salzburg). Heimisches Erdöl und Erdgas, die seit Jahrzehnten in Österreich erfolgreich gefördert wurden, trugen somit nicht unwesentlich zur Versorgungssicherheit mit Energie für Haushalte, Verkehr, Industrie und zur Stromerzeugung bei.

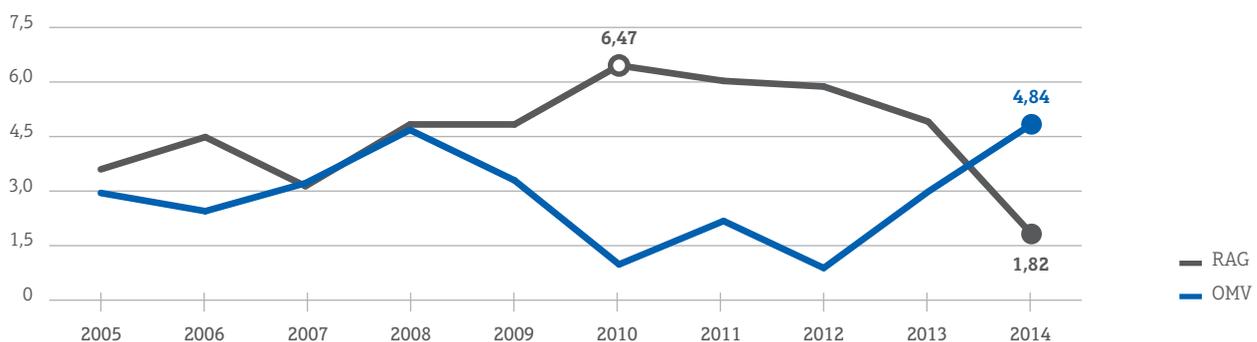
Bohrmeterleistungen in Österreich

in m	Aufschlussbohrungen	Erweiterungsbohrungen	Produktionsbohrungen	Hilfsbohrungen	2014	2013	Veränderung
OMV	5 / 13.964	2 / 4.159	9 / 21.329	4 / 8.921	48.373	29.687	62,9%
RAG	1 / 3.400	4 / 8.444	1 / 2.705	1 / 3.663	18.212	49.002	-62,8%
Gesamt	6 / 17.364	6 / 12.603	10 / 24.034	5 / 12.584	66.585	78.689	-15,4%

QUELLE: FIRMIENANGABEN

Bohrmeterleistungen in Österreich im 10-Jahres-Vergleich

in 10.000 m



OMV-INLANDSAKTIVITÄTEN

Zum 1. Jänner 2014 belief sich die Fläche der OMV-Aufsuchungsgebiete auf 4.458 km² und blieb damit gegenüber dem Vorjahr unverändert.

Seismik

2014 hat OMV Austria Exploration & Production GmbH keine geophysikalischen Untersuchungen in Form von seismischen Messungen durchgeführt. Daten aus früheren Kampagnen konnten hingegen kontinuierlich weiteren Auswertungen unterzogen werden.

Bohrtätigkeit

2014 stellte OMV Austria Exploration & Production GmbH vier Aufschlussbohrungen, zwei Erweiterungsbohrungen, neun Produktionsbohrungen sowie vier Hilfsbohrungen (Injektoren) fertig, die ausschließlich im Aufsuchungsgebiet OMV-Niederösterreich durchgeführt wurden. Eine Aufschlussbohrung war zum Jahresende im Abteufen begriffen.

Die OMV brachte im Zuge ihrer Bohrtätigkeiten 48.373 Bohrmeter nieder, davon entfielen 13.964 m auf Aufschluss-, 4.159 m auf Erweiterungs-, 21.329 m auf Produktions- und 8.921 m auf Hilfsbohrungen. Die Bohrtätigkeit wurde mit dem deutschen Rig-Kontraktor DrillTech, der tschechischen MND und der RAG Energy Drilling durchgeführt. Die Bohrleistung der OMV nahm gegenüber dem Vorjahr um 18.686 m oder 62,9% zu. Der OMV-Anteil an der heimischen Bohrmeterleistung belief sich auf 72,6%. Die Erweiterungsbohrungen Prottes Tief Süd 3b und Bernhardsthal Süd 7 waren ölfündig.

Gewinnung

Die Produktion in Österreich lag 2014 mit 33.000 boe/d (2013: 34.600 boe/d) unter dem Vorjahresniveau. Dies war insbesondere auf Produktionsprobleme bei drei großen Gassonden sowie geplante und ungeplante Unterbrechungen zurückzuführen. Die Förderrate war jedoch zu Jahresende gleich hoch wie zu Jahresanfang. Vielfältige Aktivitäten trugen dazu bei, das Produktionsniveau aufrechtzuerhalten und den natürlichen Produktionsrückgang zu kompensieren, darunter die Inbetriebnahme von 15 neuen Förder-sonden und der Abschluss von drei Feldneuentwicklungsprojekten. Neun Workover- bzw. Sondenbehandlungsanlagen trugen rund 2.000 boe/d bei.

Die Investitionen betrafen vor allem die Durchführung von vier größeren und mehreren kleineren Projekten zur Beseitigung von Förderengpässen in obertägigen Anlagen.

OMV-AUSLANDSAKTIVITÄTEN

Die Bohrtätigkeit der OMV im Ausland erstreckte sich 2014 auf sieben Länder von Neuseeland bis Norwegen. Es wurden 29 Explorationsbohrungen abgeschlossen, 56% davon unter Betriebsführerschaft von OMV und mit einer Erfolgsquote von 21% (2013: 46%). Eine überwiegende Anzahl von Bohrungen wurde in Rumänien und wiederum die Mehrheit davon auf dem Festland niedergebracht.

Die Explorationsaufwendungen verringerten sich im Berichtsjahr um 10% auf 460 Mio €, da 2013 Abschreibungen von Explorationslizenzen in der Region Kurdistan im Irak sowie höhere Abschreibungen von Explorationsbohrungen in Norwegen enthalten waren.

Im Berichtsjahr wurden elf signifikante Explorations- und Erweiterungsbohrungen niedergebracht. Im Schwarzen Meer wurden nach der Interpretation der 2013 durchgeführten 3D-Seismik Bohrtätigkeiten im Tiefwassersektor des Neptun Blocks (Rumänien) aufgenommen. In Subsahara-Afrika wurden die Explorationsaktivitäten substantiell vorangetrieben. In Namibia und Gabun wurden zwei großflächige 3D-Seismik-Untersuchungen durchgeführt. Darüber hinaus hat sich OMV signifikante neue Explorationsgebiete westlich von Großbritannien sowie zwei neue Lizenzen in Neuseeland und bedeutende Explorationsgebiete in Pakistan gesichert.

In **Libyen** verzeichnete die Jahresproduktion signifikante Schwankungen als Folge der landesweit verschlechterten Sicherheitssituation. Die Förderleistung betrug rund 8.800 boe/d (2013: 21.600 boe/d). Dies entspricht rund 28% des OMV-Produktionspotenzials in Libyen. Es wurden drei Explorationsbohrungen niedergebracht, die in der Lizenz NC186 zu einem Ölfund führten.

In **Großbritannien** lag der Schwerpunkt auf Entwicklungen im Gebiet westlich der Shetland-Inseln, wo OMV 2013 die Beteiligungen an den Entwicklungsprojekten Schiehallion und Rosebank auf rund 11,8% bzw. 50% erhöht hat. 2014 erhöhte OMV den Anteil am Feld Cambo von 15% auf 47,5% und übernahm die Betriebsführerschaft bzw. positionierte sich damit als Betriebsführer einer potenziellen Hubentwicklung. Die Rosebank-Feldentwicklung wurde einer signifikanten Optimierung unterzogen. Die Neuentwicklung des Schiehallion-Felds verzeichnete gute Fortschritte, das alte FPSO-Schiff (Floating Production, Storage and Off-loading) wurde aus dem Feld entfernt, an der Fertigstellung des neuen in Südkorea wird weiter gearbeitet.

In **Norwegen** erweiterte OMV das Portfolio auf insgesamt 36 Lizenzen (2013: 31), davon neun in Betriebsführerschaft. Anfang 2014 stieg die Produktion mit dem Feld Gullfaks (OMV-Anteil: 19%) auf rund 28.000 boe/d. Im diesem Feld mit insgesamt 118 Produktionsbohrungen wurden 2014 weitere fünf neue Sonden in Betrieb genommen.

Im April 2014 folgte die Inbetriebnahme des Gudrun-Felds (OMV-Anteil: 24%). Vier neue Produktionsbohrungen in diesem Feld erhöhten die Förderrate in Norwegen gegen Jahresende auf 50.000 boe/d. Die Ölfeldentwicklung Edvard Grieg ging mit der Verlegung einer Pipeline gut voran. Im September erfolgte der Start der Entwicklungsbohrungen. Der Bau der Sparförderplattform für Aasta Hansteen, ein Gasentwicklungsprojekt, begann im zweiten Quartal 2014. OMV beteiligt sich auch an Polarled, einer neuen Pipeline von 480 km Länge, und am Ausbau der bestehenden Gasverarbeitungsanlage Nyhamna.

Erweiterungsbohrungen unter Betriebsführerschaft von OMV in der Barentssee führten im Sommer 2014 zur erfolgreichen Bohrung Hanssen 1, die das Potenzial des Wisting-Ölfunds von 2013 bestätigte. Eine ebenfalls erfolgreiche Erweiterungsbohrung wurde mit dem Fund Luno II in der Produktionslizenz 359 (Nordsee) niedergebracht, in der OMV den Anteil von 15% auf 20% erhöhte.

In **Pakistan** war die Gesamtproduktion mit 15.600 boe/d signifikant höher als im Vorjahr (11.100 boe/d). Dies war auf den erfolgreichen Abschluss der Feldentwicklung Latif und Mehar zurückzuführen. Vermarktungsprobleme für das Mehar-Kondensat wurden gelöst, OMV exportiert nun einen Teil der Produktion. Weitere Optionen für die Entwicklung des Mehar-Felds und des Satellitenfelds Sofiya wurden geprüft, aber bis zum Abschluss weiterer Evaluierungen zurückgestellt.

Nach dem Ölfund im Feld Bina Bawi in der **Region Kurdistan im Irak** wurden im Berichtsjahr erweiterte Fördertests abgeschlossen, die nicht wirtschaftlich gewinnbare Ölmengen, aber ein signifikant höheres Sauegaspotenzial ergaben. Da Aktivitäten zu dessen Vermarktung erfolglos blieben, wurden Farmout-Verhandlungen begonnen, die noch andauern. Pearl Petroleum Company Ltd., an der OMV zu 10% beteiligt ist, erzielte 2014 eine Bruttoproduktion von 71.700 boe/d (2013: 68.800 boe/d).

Im **Jemen** war die Sicherheitssituation 2014 weiter unbeständig und die Produktion von Zwischenfällen außerhalb des geschützten Bereichs beeinträchtigt. Transportprobleme durch Straßenblockaden sowie Streiks und mehrere Anschläge auf die Ölexportpipeline verursachten vereinzelt Produktionsstillstände. Im Schnitt betrug die Förderleistung

6.400 boe/d (2013: 4.800 boe/d), das entspricht einem Anstieg von 33%. Das Feldentwicklungsprojekt Habban ging planmäßig voran. Fünf neue Produktionsbohrungen wurden niedergebracht und in Produktion genommen. Das gewählte Konzept für eine Kondensataufbereitung und eine Gasexportpipeline wird zu einer Senkung der CO₂-Emission beitragen.

In **Australien** wurden in der Bohrung Bianchi 1 mehrere gasführende Sande mit einer Nettomächtigkeit von mehr als 100 m evaluiert. OMV hält insgesamt sechs Lizenzen.

In **Neuseeland** wurden von einer Offshore-Jackup-Bohrplattform neue Entwicklungsbohrungen im Maari-Feld niedergebracht, deren erste im November in Produktion genommen wurde. Mit insgesamt 18.700 boe/d lag die Förderleistung im Berichtsjahr über dem Niveau des Vorjahres (2013: 16.500 boe/d). 2014 war OMV bei der Vergabe von Explorationsblöcken erfolgreich und sicherte sich zwei neue Offshore-Lizenzen zu 100%, womit OMV mit Jahresende an elf Lizenzen beteiligt war.

In **Tunesien** verringerte sich die Produktion 2014 leicht auf 9.500 boe/d (2013: 10.100 boe/d), was hauptsächlich auf natürlichen Produktionsrückgang sowie verzögerte Workover-Aktivitäten zurückzuführen war. Im März 2014 wurde die finale Investitionsentscheidung für das Nawara-Gasfeldentwicklungsprojekt getroffen. Es umfasst eine zentrale Verarbeitungsanlage, eine 370 km lange Pipeline nach Gabes sowie eine Aufbereitungsanlage in Gabes. In Südtunesien wurde das Gasaufbereitungsprojekt Cherouq abgeschlossen und die Anlage in Betrieb genommen. Es ermöglicht OMV, Erdgas, das zuvor abgefackelt worden wäre, nun auf dem lokalen Markt abzusetzen und die Gesamtproduktion zu steigern. Im November wurde eine neue Entwicklungsbohrung in der Lizenz Guebiba abgeteuft (OMV-Anteil: 49%).

In den **Vereinigten Arabischen Emiraten** entwickelte ein Konsortium (OMV und Wintershall) ein drei Bohrungen umfassendes Evaluierungsprogramm über die Öl- und Gasexploration im Osten des Landes. 2014 wurde mit der ersten Bohrung begonnen. Zur weiteren technischen Evaluierung begann im Juli 2014 eine Seismik-Akquisition.

In **Rumänien** lag die Förderleistung mit 171.400 boe/d geringfügig über dem Vorjahresniveau und markierte damit das zweite Jahr eines leichten Wachstums im vergangenen Jahrzehnt. Mit Projekten und Initiativen zur Optimierung der Produktion konnte der natürliche Produktionsrückgang nun bereits zwei Jahre kompensiert werden. OMV Petrom gelang es, zwölf Feldneuentwicklungsprojekte in die Durchführungsphase zu bringen. 2014 betrug die Erfolgsquote

der Explorationsbohrungen 60%. Das Bohrprogramm im Tiefwassersektor des Offshore-Blocks Neptun im rumänischen Schwarzen Meer wurde wieder aufgenommen und die Erweiterungsbohrung Domino 2 abgeteuft. Bei der Explorationsbohrung Pelican S1 dauerten die Bohraktivitäten zu Jahresende noch an.

In **Kasachstan** fiel die Produktion im Berichtsjahr auf 8.900 boe/d (2013: 11.200 boe/d). Diese Entwicklung war auf die Teilerneuerung der Turkmenoi-Pipeline sowie natürlichen Produktionsrückgang zurückzuführen.

In **Bulgarien** schloss OMV als Betriebsführer eine 3D-Seismik-Kampagne im Schwarzen Meer ab, übernahm das Processing der Daten und führte zusätzlich Beprobungen des Meeresbodens durch. 2014 übergab OMV die Betriebsführerschaft für die Bohraktivitäten an Total.

OMV-AUSBLICK 2015

Auch 2015 bleibt für die OMV Exploration & Production höchste Priorität, eine weitere Reduktion der Zahl an Unfällen und der Senkung der Unfallhäufigkeit anzustreben. In den Kernländern Rumänien und Österreich wird OMV E&P einerseits Initiativen zur Produktionsoptimierung vorantreiben und andererseits die Neuentwicklung reifer Felder weiterverfolgen.

In Norwegen werden zur Evaluierung des Wisting-Gebiets zusätzliche Erweiterungsbohrungen zur Abgrenzung der Lagerstätte erforderlich sein. Die Bohraktivitäten im Schwarzen Meer werden fortgesetzt, um weitere Explorationsziele in diesem Gebiet zu testen. Die 2013 im Block Han Asparuh in Bulgarien gesammelten Seismik-Daten werden als Grundlage für die Positionierung zukünftiger Explorationsbohrungen dienen. Die in Subsahara-Afrika gewonnenen Erkenntnisse sollen zur weiteren Evaluierung des Potenzials der jeweiligen Lizenzen herangezogen werden.

Gastbeitrag „OMV-Aktivitäten/Ausblick“ von Dr. Konrad Hösch, OMV

RAG-AKTIVITÄTEN

Kerngeschäft der Rohöl-Aufsuchungs AG (RAG) ist die Aufsuchung und Förderung von Erdgas und Erdöl, die Speicherung von Gas sowie kerngeschäftsnahe Dienstleistungen. Die RAG ist neben Österreich vor allem in Deutschland und Ungarn tätig.

In den Aufsuchungsgebieten RAG-Oberösterreich-Niederösterreich und RAG-Salzburg fanden im Berichtsjahr keine geophysikalischen Messungen statt. Die bisher ermittelten 2D- und 3D-seismischen Daten wurden extern bzw. im hauseigenen Datenzentrum routinemäßig prozessiert bzw. reprozessiert, ausgewertet und interpretiert.

Im Jahr 2014 wurden im Aufsuchungsgebiet RAG Oberösterreich-Niederösterreich sieben Tiefbohrungen niedergebracht. Die gesamte Bohrmeterleistung betrug 18.212 m. Sie teilt sich wie folgt auf die verschiedenen Bohrkategorien auf: Aufschlussbohrungen 3.400 m, Erweiterungsbohrungen 8.444 m, Produktionsbohrungen 2.705 m und Hilfsbohrungen 3.663 m. In der Erdölförderung erzielte die RAG in Niederösterreich 16.281 t und in Oberösterreich 118.851 t, insgesamt somit 135.132 t. Die Förderung von Kondensat belief sich auf 191 t.

RAG-AUSBLICK 2015

Basierend auf dem soliden Speichergeschäft möchte RAG in den kommenden Jahren im E&P-Bereich ein Programm mit reduziertem Kapitaleinsatz zum Reservenersatz in Österreich verfolgen und sich auf Basis der eigenen Kernkompetenzen verstärkt auf ihre ausländischen Aktivitäten konzentrieren.

Mit der Gründung der RAG Energy Drilling und Ausgliederung des Bohrbetriebs in diese 100%-RAG-Tochter Anfang 2014 wird nun das über Jahrzehnte erfolgreich aufgebaute Bohr-Know-how als eigenständiges Tiefbohrunternehmen auch für Dritte angeboten. Die erfolgreiche Geschäftstätigkeit der RAG Energy Drilling, die sich 2014 bereits als qualitäts-, kosten- und sicherheitsbewusstes Unternehmen bewiesen hat, soll in den kommenden Jahren fortgeführt werden und die Basis für eine weitere Vermarktung der unternehmensweiten Expertise bilden.

Das für die nächsten Jahre geplante Aktivitätenprogramm stellt die Umsetzung der strategischen Ausrichtung dar, die Position als einer der führenden Speicherbetreiber in Europa zu sichern und gleichzeitig das E&P-Geschäft in Österreich weiterzuführen sowie die Aktivitäten im Ausland auszubauen. Darüber hinaus werden Technologiebereiche wie z. B. CNG (Compressed Natural Gas) und TEWS (Tiefe-Erdwärmesonden) weiter verfolgt, um einerseits Technologieentwicklungen mit Verbindung zur etablierten Geschäftstätigkeit voranzutreiben und die Nutzung geothermaler und erneuerbarer Energieformen zu fördern.

Gastbeitrag „RAG-Aktivitäten“ von Mag. Elisabeth Kolm, RAG

Der Anstieg des weltweiten Primärenergieverbrauchs hat sich im Berichtsjahr laut BP Statistical Review (Ausgabe Juni 2015) merklich verlangsamt, obwohl das globale Wirtschaftswachstum auf Vorjahresniveau lag. 2014 erhöhte sich der Primärenergieverbrauch um lediglich 0,9% und zeigte sich damit nicht nur gegenüber dem Vorjahr (2013: 2,0%) stark verlangsamt, sondern lag auch unter dem Zehnjahresmittelwert von 2,1%. Abgesehen von Kohle erhöhte sich die Förderung bzw. Produktion bei allen Energieträgern.

ERDÖL

Die Erhöhung der globalen Ölförderung fiel mehr als doppelt so hoch aus wie der Anstieg auf der Verbraucherseite und betrug 2,3%. Die Lagerbestände nahmen im Jahresverlauf kontinuierlich zu. Die Förderung außerhalb der OPEC wuchs um 2,1 Mio bpd (Barrel pro Tag) und damit um den höchsten im BP-Bericht je verzeichneten Wert. Die USA (+1,6 Mio bpd) erzielten dabei den weltweit größten

Anstieg und erreichten darüber hinaus als erstes Land eine Steigerung der Förderung um mindestens 1 Mio bpd in drei aufeinander folgenden Jahren. Ebenso wie die USA haben auch Kanada (+310.000 bpd) und Brasilien (+230.000 bpd) neue Rekorde bei der Ölförderung erzielt. Die OPEC-Förderung bewegte sich auf Vorjahresniveau und der Marktanteil dieser Staatengruppe betrug 41%. Die Halbierung der Produktion in Libyen und moderate Rückgänge in einigen anderen OPEC-Ländern wurden durch erhöhte Produktion im Irak, Iran und in Saudi-Arabien kompensiert. Insgesamt lag die weltweite Ölproduktion 2014 inklusive Natural Gas Liquids (NGL), Flüssiggas und Biokraftstoffe bei 93,3 Mio bpd (+1,9 Mio bpd).

Das Land mit der größten Erdölproduktion war 2014 laut BP Statistical Review Saudi-Arabien mit 543,4 Mio t (12,9% der weltweiten Produktion), knapp vor Russland mit 534,1 Mio t (12,7%) und den USA mit 519,9 Mio t (12,3%). Danach folgen China mit 211,4 Mio t (5,0%) und Kanada mit 209,8 Mio t (ebenfalls rund 5%). Der Iran, die VAE, der Irak und Kuwait produzierten – so wie im Vorjahr – in

Rohölförderung in Österreich

in t	2014	2013	Veränderung
OMV (84,7%)	747.884	713.238	4,9%
davon in NÖ	747.884	713.238	4,9%
RAG (15,3%)	135.132	134.714	0,3%
davon in NÖ	16.281	16.351	-0,4%
davon in OÖ	118.851	118.363	0,4%
Gesamt	883.016	847.952	4,1%

Rohölförderung 2010 bis 2014

in t	2010	2011	2012	2013	2014
Rohölförderung	875.968	838.052	837.561	847.952	883.016
Veränderung	-29.063	-37.916	-491	10.391	35.064
in %	-3,2%	-4,3%	-0,1%	1,2%	4,1%

NGL-Förderung in Österreich

in t	2014	2013	Veränderung
NGL-Förderung	61.811	69.196	-10,7%
davon OMV	61.620	68.577	-10,1%
davon RAG	191	619	-69,1%

Fördersonden 2010 bis 2014

	2010	2011	2012	2013	2014
Pumpsonden	548	541	544	561	572
Gasliftsonden	110	110	103	105	103
Eruptivsonden	31	21	22	13	16
Gesamt	689	672	669	679	691

Größenordnungen von 150 bis 169 Mio t. Im Vergleich dazu erreichte die Erdölförderung in der Europäischen Union mit insgesamt 67 Mio t bescheidene 1,6% an der weltweiten Ölproduktion.

Inlandsförderung

In Österreich stieg im Berichtsjahr die Ölproduktion leicht an, während die Gasproduktion im Vergleich zu 2013 eine Einbuße erfuhr. Konkret erhöhte sich die Jahresgesamtförderung von Erdöl inklusive NGL laut Geologischer Bundesanstalt um 27.678 t auf 944.826 t (+3% gegenüber 2013). Die Erdölproduktion im engeren Sinn (ohne NGL) belief sich auf 883.016 t (+4,1%), wobei 764.165 t im Wiener Becken und 118.851 t in der Molassezone gefördert wurden. Die Produktion von Natural Gas Liquids (NGL; Kondensat und flüssige Anteile bei der Erdgasproduktion) betrug im Berichtsjahr 61.811 t, davon kamen 99,7% aus dem Wiener Becken. Von der 944.826 t umfassenden Erdölgesamtproduktion förderte OMV 85,7% (809.504 t) und RAG 14,3% (135.322 t). Die Verteilung auf die beiden Förderprovinzen ergab 87,4% (825.784 t) für das Wiener Becken und 12,6% (119.042 t) für die Molassezone.

Erdölreserven in Österreich

Die von der Geologischen Bundesanstalt gemeinsam mit OMV Austria Exploration & Production GmbH und RAG durchgeführten Berechnungen und Schätzungen der österreichischen Kohlenwasserstoffreserven ergaben mit Stichtag 31. Dezember 2014 Erdölreserven (inklusive NGL) von rund 7,3 Mio t. Dieser Wert bezieht sich auf die Summe der sicheren Vorräte. Die Reichweite der Reserven ist somit gegenüber dem Vorjahr etwas zurückgegangen und um-

fasst bei Fortsetzung der heutigen Förderaktivitäten rund acht Jahresförderungen. Darüber hinausgehende Vorräte werden nicht ausgewiesen.

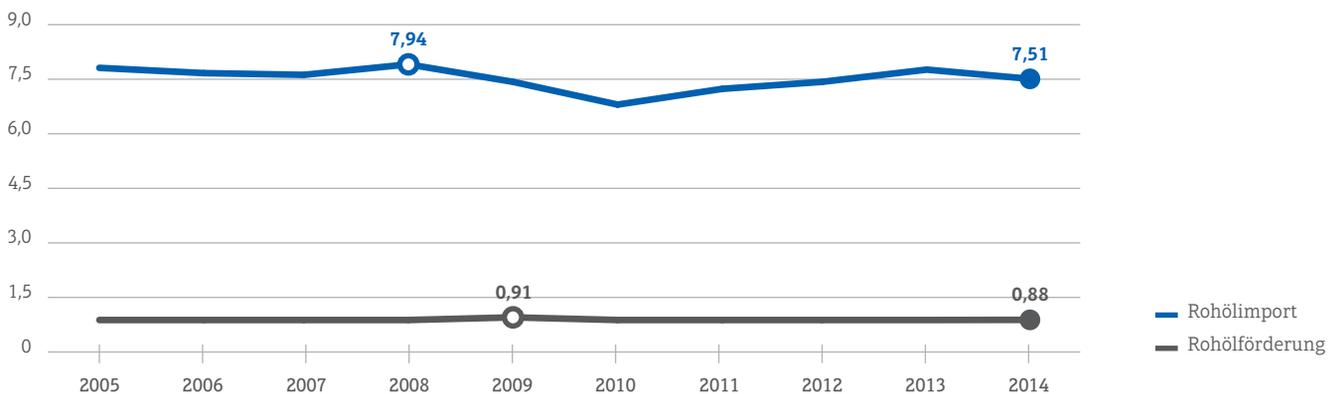
Erdölreserven weltweit

Gemäß den Berechnungen des Oil and Gas Journals gibt es reichlich Reserven. So betragen die weltweiten Ölreserven mit Ende 2014 rund 225,9 Mrd t Rohöl. Das sind um 30% mehr als vor zehn Jahren (173,7 Mrd t), obwohl in diesem Zeitraum der Ölverbrauch gestiegen ist. Im Vergleich zu den Berechnungen per Ende 2013 erhöhten sich die Weltrohölreserven geringfügig um 0,6%. Zu beachten ist dabei, dass bei der Berechnung der Ölreserven nur jene Vorkommen herangezogen wurden, die mit heutigen Techniken und zu heutigen Preisen wirtschaftlich gewinnbar und durch Bohrungen tatsächlich bestätigt sind. Das bedeutet, dass die Reserven beim derzeitigen Verbrauch von jährlich etwa 4,2 Mrd t über 53 Jahre reichen würden.

Allein für die USA wurden mit Ende 2014 rund 13,5% mehr Rohöl- und Kondensatreserven angeführt, da laut Energie-Informationssdienst (EID) eine Neubewertung bereits erschlossener Vorkommen in Texas und North Dakota neue Potenziale ergeben hätte. An der Spitze des weltweiten Rankings steht jedoch Venezuela, das 40,5 Mrd t Reserven aufweist. Venezuela ist damit mit einem Anteil von 18% das ölreichste Land der Welt. Nach Saudi-Arabien mit 31 Mrd t folgt unverändert an dritter Stelle Kanada, das gewinnbare Ölmengen von 23,5 Mrd t ausweist. Die Reserven aus dem Iran belaufen sich auf 21,4 Mrd t und jene aus dem Irak auf 19,6 Mrd t. An sechster Stelle der weltweit ölreichsten Länder steht Kuwait mit 13,8 Mrd t, gefolgt von den Vereinigten Arabischen Emiraten mit 12,5 Mrd t und Russ-

Rohölimport und -förderung in Österreich im 10-Jahres-Vergleich

in Mrd t





Bei der Erhitzung im Röhren-
ofen verdampft je nach
Siedepunkt der einzelnen
Bestandteile dabei ein Großteil
des Rohöls.



land mit 10,8 Mrd t, an neunter Stelle lag 2014 Libyen mit knapp 6,5 Mrd t und danach – erstmals unter den Top Ten – die USA mit 5,2 Mrd t Ölreserven. Die OPEC-Länder verfügen gemeinsam über Ölreserven von mehr als 164,5 Mrd t, das sind rund 73 % der weltweiten Rohölvorräte.

Erdölimporte

Die Rohölimporte nach Österreich beliefen sich 2014 auf insgesamt rund 7,5 Mio t. Die wichtigsten Lieferanten waren Kasachstan (2,5 Mio t), Libyen (1 Mio t) und Saudi-Arabien (0,8 Mio t). Die Anlieferung erfolgte beinahe zu 100 % per Pipeline vom Hafen Triest via Transalpine Ölleitung (TAL) und Adria-Wien Pipeline (AWP) nach Schwechat. Die Verarbeitung zu Mineralölprodukten war in der OMV-Raffinerie in Schwechat, der einzigen Raffinerieanlage Österreichs. Der durchschnittliche Importwert je Tonne Rohöl betrug 2014 laut Importstatistik des BMWFW 586,5 €/t. Im Vergleich zum Vorjahr mit 628 €/t war das ein Rückgang um 6,6 % (2012: 659 €/t; 2011: 602 €/t; 2010: 452 €/t).

Nicht zu vergessen ist, dass neben den 7,5 Mio t Rohölimporten auch jährlich beachtliche Mengen an Mineralölfertigprodukten, wie Diesel, Benzin und Heizöl Extraleicht, zur Aufrechterhaltung der heimischen Mineralölversor-

gung erforderlich sind. Sie betragen zirka 6,0 Mio t und kamen großteils aus Deutschland (3,3 Mio t), der Slowakei (0,9 Mio t) und aus Ungarn (0,5 Mio t). Mineralölprodukte wurden 2014 aber auch aus Österreich exportiert, wobei es sich insbesondere um Diesel und Benzin sowie um Heizöl Extraleicht handelte. Insgesamt waren es im Berichtsjahr knapp 2,8 Mio t, die von Österreich vorwiegend in die Nachbarländer wie Deutschland, Ungarn oder Slowakei geliefert wurden.

Rohöltransport per Pipeline

Für die Versorgung der Raffinerie in Schwechat bei Wien mit Rohöl aus dem Ausland sind die Transalpine Ölleitung (TAL) und die Adria-Wien Pipeline (AWP) verantwortlich. Nahezu die gesamten Rohölimporte gelangen so vom Ölanlandehafen in Triest via TAL nach Südösterreich und von dort via AWP nach Schwechat.

TAL (Transalpine Ölleitung): 1967 wurde die Transalpine Ölleitung in Betrieb genommen. Seitdem wurden mehr als 1,3 Mrd t Rohöl transportiert. Das Leitungsnetz durchquert Norditalien, Österreich und Süddeutschland. Es verbindet den Hafen von Triest mit Österreich, den deutschen Bundesländern Bayern und Baden-Württemberg sowie mit Tschechien.

Österreichs wichtigste Rohöllieferanten

	2014		2013		Veränderung in %
	in t	in %	in t	in %	
Kasachstan	2.524.339	33,6%	1.969.135	25,3%	28,2%
Libyen	1.052.139	14,0%	722.895	9,3%	45,5%
Saudi-Arabien	775.589	10,3%	600.798	7,7%	29,1%
Aserbaidshjan	606.888	8,1%	698.814	9,0%	-13,2%
Nigeria	595.967	7,9%	1.483.857	19,1%	-59,8%
Russland	585.662	7,8%	1.100.054	14,1%	-46,8%
Kuwait	498.567	6,6%	398.096	5,1%	25,2%
Algerien	435.613	5,8%	297.714	3,8%	46,3%
Mexiko	121.419	1,6%	0	0,0%	100,0%
Irak	118.761	1,6%	361.808	4,7%	-67,2%
Ägypten	83.225	1,1%	56.844	0,7%	46,4%
Jemen	37.485	0,5%	0	0,0%	100,0%
Tunesien	29.999	0,4%	27.652	0,4%	8,5%
Tschechien	26.465	0,4%	24.665	0,3%	7,3%
Slowakei	9.310	0,1%	10.046	0,1%	-7,3%
Deutschland	8.925	0,1%	7.853	0,1%	13,7%
Frankreich	120	0,0%	122	0,0%	-1,5%
Georgien	0	0,0%	12.890	0,2%	-100,0%
Albanien	0	0,0%	6.943	0,1%	-100,0%
Gesamt	7.510.473	100,0%	7.780.185	100,0%	-3,5%

QUELLE: STATISTIK AUSTRIA/AUSSENHANDEL

Die TAL-IG beginnt in Triest und führt über die Alpen nach Österreich und weiter nach Ingolstadt in Bayern. Von dort wird das Öl durch die TAL-OR nach Baden-Württemberg zum Oberrhein nach Karlsruhe verpumpt sowie über die TAL-NE-Leitung nach Neustadt/Donau. Die TAL ist auch mit anderen Pipelinesystemen verbunden, so durch eine Übergabestation in Österreich mit dem AWP-System (Adria-Wien Pipeline), welche die Raffinerie in Schwechat versorgt. Eine zweite Übergabestation in Deutschland beliefert die OMV-Raffinerie in Burghausen und eine dritte die tschechischen Raffinerien in Kralupy und Litvínov nördlich von Prag. Damit erspart die TAL den Regionen im Trassenverlauf täglich mehr als 10.000 LKW-Fahrten. Die TAL ist die wichtigste Rohölpipeline Europas und eine Hauptschlagader der mitteleuropäischen Mineralölwirtschaft, die maßgeblich zur Versorgungssicherheit Zentral-europas beiträgt. Im Jahr 2014 wurden in Triest 521 Tankschiffe entladen. Mit der TAL wird der Rohölbedarf in Österreich zu 90% gedeckt. Neben den Rohölmengen für Österreich werden 100% des Rohöls für Bayern und Baden-Württemberg von der TAL transportiert, das sind 40% des gesamten Rohölbedarfs in Deutschland. Auch Tschechien wird zu 40% über die TAL mit Rohöl versorgt.

Von der Öffentlichkeit unbemerkt wird durch die unterirdische Pipeline eine enorme Transportleistung erbracht. Auf dem Weg von Triest ins Zentrum Europas besteht die Transalpine Ölleitung neben den großen Hafen- und Tankanlagen in Triest und der Rohrleitung selbst aus mehreren, die Alpenpässe durchquerenden Tunnelanlagen sowie Pump-, Schieber-, Übergabe-, Entlastungs- bzw. Entleerungsstationen und einem weiteren Tanklager in Ingolstadt. Insgesamt versorgt die TAL acht Raffinerien mit rund 41,2 Mio t Rohöl pro Jahr.

Vom Durchsatz gingen 2014 rund 39% an die bayerischen Raffinerien Ingolstadt, Vohburg, Neustadt und Burghausen, rund 33% an die Raffinerien in Karlsruhe, etwa 19% an die Adria-Wien Pipeline (AWP) sowie 9% an die Mitteleuropäische Rohölleitung (MERO) zur Weiterleitung an die Raffinerien in Tschechien. Die Fernleitung Triest-Ingolstadt (TAL-IG) hat einen Durchmesser von 40 Zoll und eine jährliche Nominalkapazität von ursprünglich 54 Mio t. Die Hafenanlage Triest in der Bucht von Muggia ist mit vier Entladeanlagen ausgestattet, an denen Tanker mit einem Fassungsvermögen von bis zu 280.000 t Gesamtverdrängung, das heißt Tankergewicht einschließlich Cargo, gelöscht werden können. Die Länge des unterirdisch verlaufenden TAL-Pipelinesystems beträgt 753 km, davon 21,6 km durch insgesamt drei Tunnel. Der Streckenabschnitt in Österreich beträgt 165 km. Die höchste Trassenführung ist im Felbertauerntunnel mit 1.572 m Seehöhe erreicht.

Die TAL-Gruppe besteht aus drei Ländergesellschaften in Deutschland, Österreich und Italien: Società Italiana per l'Oleodotto Transalpino (SIOT) S.p.A. in Triest, Transalpine Ölleitung in Österreich Ges.m.b.H. in Matrei/Osttirol und Deutsche Transalpine Oelleitung GmbH in München. Die TAL beschäftigte 2014 mehr als 210 Mitarbeiter, 26 davon in Österreich. Inklusive Partnerfirmen sind 750 Mitarbeiter in den drei Ländern für TAL tätig. An der TAL sind die Mineralölunternehmen OMV, Shell, Ruhr Oel, Eni, C-Blue Limited (Gunvor), BP, Exxon Mobil, Phillips 66 (JET-Tankstellen), MERO ČR sowie Total beteiligt.

AWP (Adria-Wien Pipeline): Das für Österreich von Triest nach Kärnten gepumpte Rohöl übergibt die TAL in Würmlach (Gemeinde Kötschach-Mauthen/Kärnten) an die AWP, die es bis zur Übergabestation in der Raffinerie Schwechat weiter transportiert. Der Sitz der AWP befindet sich in Klagenfurt, die Steuerzentrale und das Tanklager in Würmlach. Insgesamt waren im Berichtsjahr 36 Mitarbeiter bei AWP beschäftigt.

2014 hat die AWP 7,7 Mio t Rohöl nach Schwechat verpumpt. Die Adria-Wien Pipeline ist rund 420 km lang und hat einen Durchmesser von 18 Zoll. Im Durchschnitt ist das Rohöl etwa zweieinhalb Tage unterwegs. Die Transportgeschwindigkeit beträgt bis zu 10,6 km/h, die maximale Pumprate ist 1.650 m³/h. Für die Verpumpung des Rohöls nach Schwechat sind zwölf Pumpstationen erforderlich. Die Serviceleistung „Verfügbarkeit“ war 2014 mit rund 99% wieder sehr hoch. Über eine 14 km lange Stichleitung ist die AWP mit dem Lager der Erdöl-Lagergesellschaft (ELG) in Lannach/Steiermark verbunden, wo Teile der Pflichtnotstandsreserven der Mineralölfirmen gemäß Erdöl- und Bevorratungs- und Meldegesetz zur Krisenbewältigung gelagert sind. Bei einer Unterbrechung der Rohölimporte kann die Raffinerie Schwechat von Lannach über die AWP mit Rohöl versorgt werden. Seit dem Jahr 2011 erbringt die AWP auch Servicedienstleistungen für andere Rohrfernleitungsbetreiber. Seit Ende 2014 ist die OMV Refining & Marketing GmbH alleiniger Shareholder der AWP.

ERDGAS

Inlandsförderung

Die österreichische Erdgasproduktion ist ein bedeutender Wirtschaftsfaktor des Landes. Etwa 17% bis 18% des Inlandsbedarfs an Erdgas können die beiden Erdgasproduzenten OMV und RAG aus der Förderung im eigenen Land decken (Erdgasabgabe 2014 in Österreich: 7 Mrd m³n). 2014 betrug die Naturgasförderung inklusive Erdölgas-

produktion laut Geologischer Bundesanstalt 1,23 Mrd m³n (Normkubikmeter), davon 992 Mio m³n Erdgas (80%) und 243 Mio m³n Erdölgas (20%). Damit wurde das Produktionsniveau des Vorjahres um rund 124 Mio m³n unterschritten (-9,1%). Die Anteile an diesem Fördervolumen betragen für OMV 80,8% und für RAG 19,2%. In diesen Fördervolumina sind keine Verlagerungsmengen der Erdgasspeicher (Einspeicherungen oder Entnahmen) enthalten. Rund 74% wurden im Wiener Becken und 26% in der Molassezone gefördert. OMV Austria Exploration & Produktion förderte 778 Mio m³n Erdgas, die Rohöl-Aufsuchungs AG (RAG) 214 Mio m³n. Bei der Erdölgasproduktion waren dies bei OMV Austria E&P 221 Mio m³n und bei RAG 22 Mio m³n.

Seitens OMV erfolgte die Produktion 2014 laut BMWFW mit 119 Gasförder sonden und 484 Pumpsonden. Bei der RAG waren es 88 Pumpsonden. Das Gas wird per Leitungssystem von den Sonden gesammelt, in Gasstationen getrocknet, verdichtet und anschließend an die Landesferngasgesellschaften zum Weitertransport an die Verbraucher übergeben oder den Untergrundgasspeichern zugeführt.

Erdgasreserven in Österreich

Zum 31. Dezember 2014 betragen die sicheren Erdgasreserven laut Geologischer Bundesanstalt für Erdgas exklusive LPG (Liquefied Petroleum Gas) und inerte Anteile 11,1 Mrd m³n¹. Nach heutigem Produktionsstand entspricht dies einem Vorratspolster von etwa neun Jahresförderungen. Weitere Vorräte weist die Geologische Bundesanstalt bei Erdgas nicht aus.

Erdgasproduktion, Erdgasverbrauch und Erdgasreserven weltweit

Die globale Erdgasförderung betrug laut BP Statistical Review im Berichtsjahr 3.460 Mrd m³n und erhöhte sich gegenüber 2013 um 1,6%, blieb aber damit unter dem Zehnjahresdurchschnitt. Abgesehen von Nordamerika waren die Anstiege in allen Regionen unterdurchschnittlich. Die USA erzielten mit 6,1% die weltweit größte Steigerungsrate und halten einen Anteil von 77% am globalen Nettoanstieg. Die stärksten volumetrischen Rückgänge verzeichneten die Niederlande (-18,7%) und Russland (-4,3%). Die Länder mit der größten Produktion waren die USA (728 Mrd m³n), Russland (579 Mrd m³n), Katar (177 Mrd m³n), der Iran (173 Mrd m³n), Kanada (162 Mrd m³n) und China (135 Mrd m³n), Norwegen produzierte 109 Mrd m³n und Saudi-Arabien 108 Mrd m³n. Alle anderen Länder blieben in der Gasförderung unter 100 Mrd m³n.

Der globale Erdgasverbrauch stieg 2014 laut BP Statistical Review um nur 0,4% und lag damit deutlich unter dem Zehnjahresmittelwert von 2,4%. Die Steigerungswerte lagen in den OECD- und Schwellenländern unter dem Durchschnitt, dabei verzeichnete der Verbrauch in Europa mit -11,6% seinen größten je vermerkten prozentualen und volumetrischen Rückgang. In der Region Europa/Eurasien (-4,8%) kam es in Deutschland, Italien, der Ukraine, Frankreich und Großbritannien zu den fünf stärksten volumetrischen Rückgängen.

Die Länder mit dem größten Erdgasverbrauch waren 2014 die USA (759 Mrd m³n), Russland (409 Mrd m³n), China (186 Mrd m³n), der Iran (170 Mrd m³n), Japan (113 Mrd m³n), Saudi-Arabien (108 Mrd m³n) und Kanada (104 Mrd m³n).

Erdgasförderung in Österreich

in 1.000 m ³ n	Erdgas	Erdölgas	2014	2013	Veränderung
OMV	777.710	220.605	998.315	1.120.840	-10,9%
davon in W/NÖ	777.710	220.605	998.315	1.120.840	-10,9%
RAG	214.278	22.237	236.515	237.468	-0,4%
davon in NÖ	0	2.161	2.161	2.479	-12,8%
davon in OÖ/S	214.278	20.076	234.354	234.989	-0,3%
Gesamt	991.988	242.842	1.234.830	1.358.308	-9,1%

Erdgasproduktion in Österreich 2010 bis 2014

in 1.000 m ³ n	2010	2011	2012	2013	2014
Erdgassonden	206	183	175	164	165
Erdgas	1.377.853	1.333.852	1.477.790	1.127.175	991.988
Erdölgas	326.549	257.265	251.640	231.133	242.842
Gesamt	1.704.403	1.591.117	1.729.430	1.358.308	1.234.830
Veränderung	7,8%	-6,6%	8,7%	-21,5%	-9,1%

QUELLE: FIRMENANGABEN

¹ Gemäß internationalen Normen werden Erdgasreserven auch ohne CO₂, N₂, He und H₂S berichtet.

Die Europäische Union hatte einen Erdgasverbrauch von insgesamt 387 Mrd m³n. Der weltweite Verbrauch von 3.393 Mrd m³n unterteilte sich 2014 in den OECD-Bereich mit 1.579 Mrd m³n und den Non-OECD-Bereich mit 1.814 m³n. Weltweit hielt Erdgas einen Anteil von 23,7% am Primärenergieverbrauch.

Auch die bestätigten Gasvorkommen erscheinen weltweit reichlich und erreichten laut Oil & Gas Journal mit rund 197.000 Mrd m³n (197 Bio m³n) per Jahresende 2014 einen historischen Höchststand. Russland liegt mit 48 Bio m³n weiter unangefochten an erster Stelle bei den Gasreserven und sucht wegen des Konflikts mit dem Westen infolge der Ukraine-Krise nach neuen Abnehmern. Über die zweitgrößten Gasreserven verfügt der Iran mit rund 34 Bio m³n, gefolgt von Katar mit 25 Bio m³n. An vierter Stelle stehen die USA mit Gasreserven in Höhe von rund 10 Bio m³n. Es folgen Saudi-Arabien, Turkmenistan, Vereinigte Arabische Emirate, Venezuela, Nigeria und China.

Die Gasreichweite, die das Verhältnis der bestätigten weltweiten Reserven zum weltweiten Verbrauch des jeweiligen Jahres darstellt, beträgt – abhängig von den Publikationen – etwa 55 bis 58 Jahre. Unter Berücksichtigung der nicht mit eingerechneten unkonventionellen Gasvorräte dürfte die Reichweite von Erdgas jedoch beim etwa Vierfachen der genannten Reichweiten liegen.

Erdgasimporte und Erdgasverbrauch

Die Erdgasimporte sanken laut E-Control im Berichtsjahr um rund 10% auf 41,8 Mrd m³n, die Exporte um rund 15% auf 34,4 Mrd m³n. Netto (Import-/Export-Saldo) blieben an Importen für Österreich etwa 7,4 Mrd m³n. Etwa 51% der Importmenge (3,8 Mrd m³n) stammten aus den GUS-Ländern, die restlichen 49% aus anderen Ländern wie Norwegen. Das Erdgas aus Russland kommt aus Westsibirien und wird über 4.000 km weit nach Österreich zum Übernahmepunkt

in Baumgarten an der österreichisch-slowakischen Grenze gepumpt, der ein maßgeblicher Verkehrsknoten im europäischen Erdgasnetz ist. Von dort führen große Gaspipelines in sternförmiger Richtung weiter zu den österreichischen Abnehmern und in andere europäische Länder, wie Italien, Deutschland oder Ungarn.

Die Abgabe an Erdgasendkunden in Österreich betrug 2014 nach Berücksichtigung von Speicherbewegungen, Messdifferenzen und Eigenverbrauch 7 Mrd m³n. Im Vergleich zu den knapp 7,8 Mrd m³n des Vorjahres reduzierte sich der Erdgasverbrauch damit um rund 10%. Ein wesentlicher Grund dafür waren die warmen Wintermonate. Durch den geringen Heizbedarf wurde laut E-Control weniger Gas für Heizzwecke – sowohl bei den Haushalten direkt als auch bei den Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen für Fernwärme – verbraucht. Zudem waren die Gaskraftwerke wegen der aktuellen Marktsituation weniger ausgelastet.

Erdgasspeicherung

Die Form der unterirdischen Erdgasspeicherung, wie sie in Österreich erfolgt, ist jene in einer natürlichen Erdgaslagerstätte. Sie ist die effizienteste, umweltfreundlichste und sicherste Methode, Energie zu speichern. In die winzigen Poren im Sandstein, wo sich über Millionen von Jahren Erdgas in über tausend Meter Tiefe angesammelt hat, wird nach Beendigung der Erdgasförderung wieder Erdgas eingebracht. Mit den Erdgasspeichern können jahreszeitlich bedingte Bedarfsschwankungen und Lieferengpässe von Erdgas ausgeglichen werden.

Die Speicher werden meist im Sommerhalbjahr befüllt und in der Heizperiode teilweise geleert. Österreich hat zuletzt Speicherkapazitäten von etwa 8,1 Mrd m³n erreicht, die sich auf OMV mit 2,4 Mrd m³n und RAG mit 5,7 Mrd m³n aufteilen und somit den heimischen Erdgasverbrauch des Jahres 2014 in Höhe von rund 7 Mrd m³n übersteigen.

Erdgasimporte nach Österreich 2010 bis 2014

in 1.000 m ³ n	2010	2011	2012	2013	2014 ¹
GUS	5.536.000	5.342.000	5.152.000	4.985.150	3.809.000
Norwegen	1.345.000	1.297.000	– ²	– ²	– ²
Andere	252.000	2.631.000 ³	2.249.000	1.078.140 ⁴	3.588.000
Gesamt	7.133.000	9.270.000	7.401.000	6.063.290	7.397.000

Die Kategorie „Andere“ beinhaltet seit 2012 die Nettoimporte, d.h. Importe minus Exporte

¹ Kalorischer Wert 11,2 kWh/m³, vorläufige Daten

² Gelistet unter Kategorie „Andere“

³ Einmaleffekt, von allem ausgelöst durch Speicherausbauprojekte (7Fields, Haidach)

⁴ Aufgrund einer Nettospeicherentnahme sind die Nettoimporte stark gesunken.

Mit dem in den letzten Jahren erfolgten Ausbau der Gasspeicher in Oberösterreich und Salzburg wurde ein sehr wichtiger Beitrag zur Steigerung der Versorgungssicherheit in Österreich und Europa geleistet. Wesentlich ist, dass die Erdgaslieferanten die Befüllung der Erdgasspeicher entsprechend vorsehen, um bei der Erfüllung ihrer Lieferverpflichtungen so wenig wie möglich von negativen geopolitischen Ereignissen abhängig zu sein. In Österreich betreiben OMV mit Schönkirchen, Tallesbrunn und Thann sowie RAG mit Puchkirchen, Haidach, Nussdorf/Zagling, Aigelsbrunn und 7Fields Erdgasspeicher.

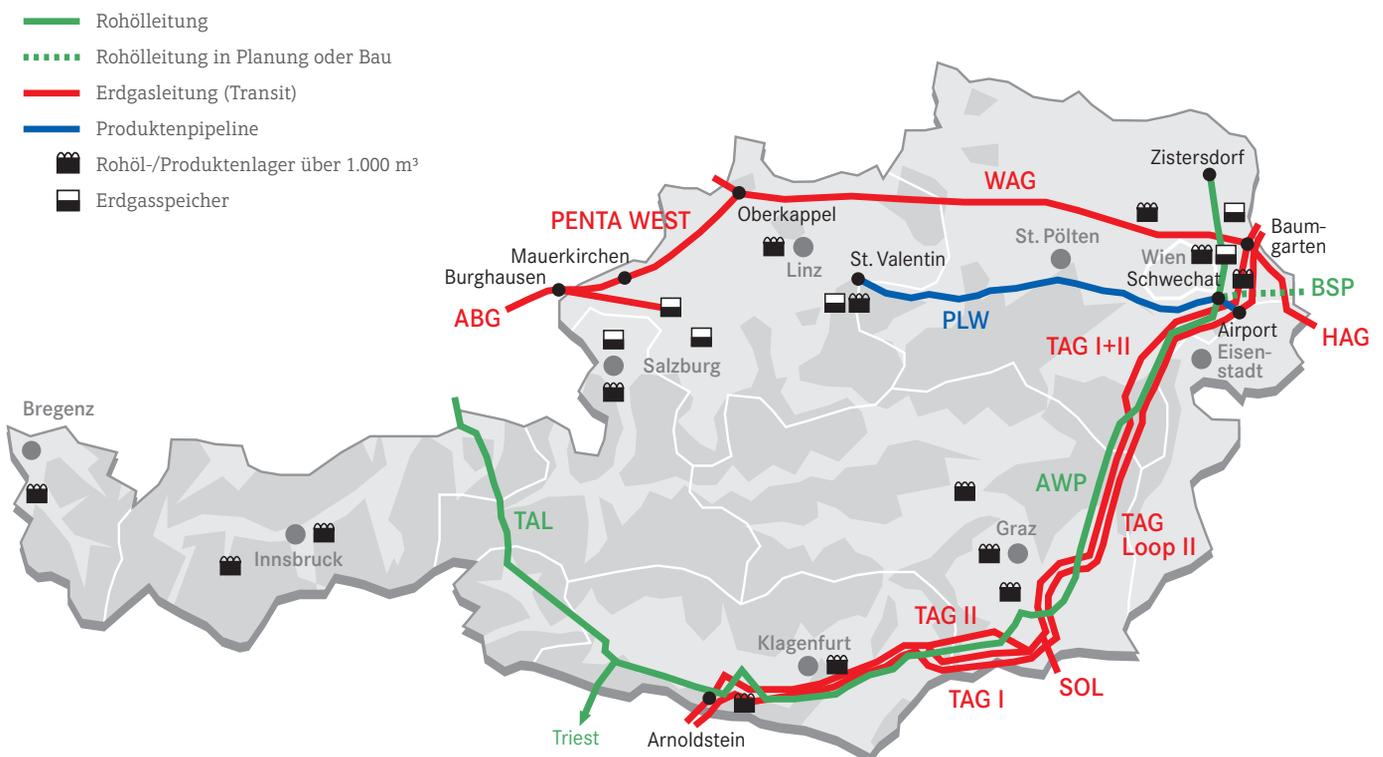
Strategische Entwicklungs- und Forschungsprojekte zur Energiespeicherung in Gasspeichern werden von der RAG intensiv verfolgt, um langfristig durch die Umwandlung von Strom zu Gas (Power-to-Gas) eine Verbindung der aufstrebenden, aber unstetig produzierenden erneuerbaren Energien mit der bestehenden Gasinfrastruktur zu erreichen. Das Forschungsprojekt „Underground Sun Storage zur Speicherung von Erneuerbarer Energie in Form von Gas“ hat RAG unter öffentlicher Anerkennung erfolgreich und plangemäß vorangetrieben.

Erdgastransport

Das österreichische Gasnetz ist ein historisch gewachsenes System, das aufgrund seiner geografischen Lage eine wichtige Drehscheibe für die Weiterverteilung von Erdgas nach Westeuropa darstellt, und besteht aus Fern- sowie Verteilerleitungen. Bei Fernleitungen handelt es sich um Anlagen zum Erdgastransport durch eine Hochdruckleitung oder ein Hochdrucknetz, wenn diese Leitungsanlagen für grenzüberschreitende Transporte oder die Zulieferung zu anderen Fernleitungen bestimmt sind. Verteilerleitungen dienen vorwiegend oder ausschließlich der unmittelbaren Versorgung von Kunden.

Die Erdgasstation Baumgarten ist das Tor zu Österreichs Gasleitungsnetz und setzt sich aus mehreren Systemen zusammen, die von hier sternförmig verlaufen. Für den Transit sind insbesondere die Gaspipelines TAG (Trans-Austria-Gasleitung, Länge 380 km), SOL (Süd-Ost-Gasleitung, Länge 26 km), WAG (West-Austria-Gasleitung, Länge: 245 km), HAG (Hungaria Austria Gasleitung, Länge: 46 km) und PENTA West (Länge: 95 km) wesentlich. Das österreichische Fernleitungsnetz hat eine Länge von rund 2.000 km, das Verteilerleitungsnetz ist über 44.000 km lang.

Erdöl- und Erdgas-Fernleitungen in und durch Österreich



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

RAFFINERIE SCHWECHAT

Die Raffinerie in Schwechat, die einzige in Österreich und eine von weltweit 643 Raffinerien, ist auf einer Fläche von 1,42 km² eine der größten und modernsten Binnenraffinerien Europas. Die Rohölverarbeitungskapazität der Raffinerie liegt bei 9,6 Mio t pro Jahr (weltweite Raffineriekapazität: etwa 4.500 Mio t). Zur OMV-Verarbeitung in Schwechat kommen noch die OMV-Raffinerie in Burghausen/Deutschland und 51 % an der Petrom in Rumänien hinzu. Der 45%ige Anteil am Bayernoil-Raffinerieverbund wurde per 30. Juni 2014 an die Varo Energy B.V. verkauft. In der Raffinerie Schwechat waren 2014 etwa 670 OMV-Mitarbeiter (inklusive Lehrlinge) beschäftigt.

2014 betrug die Raffinerie-Gesamtverarbeitung 8,6 Mio t Rohöl (2013: 8,7 Mio t), die Kapazitätsauslastung lag unverändert bei 90%. Rund 10% des verarbeiteten Rohöls stammten aus heimischer Förderung. An Halbfabrikaten wurden 0,7 Mio t verarbeitet (2013: 0,6 Mio t).

Aus den eingesetzten Mengen wurden 2014 Dieselmotorkraftstoffe (39%), Ottomotorkraftstoffe (21%), Heizöle Extraleicht, Leicht und Schwer (14%), petrochemische Grundstoffe (11%), Flugturbinenkraftstoff JET A-1 (8%), Bitumen (4%) und Sonstiges (3%) hergestellt. Dem Dieselmotorkraftstoff und Benzin wurden biogene Treibstoffkomponenten zugemischt, insgesamt waren dies im Jahr 2014 rund 234.000 t FAME und 82.000 t Ethanol.

Die Auslieferung von Mineralölprodukten aus Schwechat und dem Tanklager Lobau erfolgte zu rund 26% über die Straße, zu 31% über die Schiene, zu 11% per Schiff und zu 32% mittels Pipelines. Der benachbarte Flughafen Wien-Schwechat wird über eine eigene Pipeline mit Flugturbinenkraftstoff versorgt. Per Produktenleitung West (PLW) wird das 172 km entfernte Tanklager in St. Valentin im westlichen Niederösterreich beliefert. 2014 betrug die in dieser Pipeline verpumpte Menge an Kraftstoffen und Heizölen 1.048.000 t. Die Lagerkapazitäten der Raffinerie inklusive der Tanklager Schwechat, Lobau und St. Valentin beliefen sich insgesamt auf 3,4 Mio m³.

TANKLAGER

Die Kapazität des Tanklagers Lobau, das eine Fläche von 1,08 km² und 84 Tanks aufweist, beträgt 1,6 Mio m³. In der Lobau lagern auch große Mengen der von der Republik Österreich vorgeschriebenen Mindestreserven an Mineralölprodukten. Von Schwechat werden durch 19 Rohrleitungen über oder unter der Donau vorwiegend Mineralölhalbfertigprodukte zum Tanklager Lobau verpumpt und in der dortigen Blendinganlage zu Benzin, Diesel und Heizöl gemischt. Im Bottom Loading-Verfahren werden täglich hunderte Tankkraftwagen betankt. Die Füllleistung beträgt bis zu 2.400 l/min, die Füllzeit eines Tankwagens etwa 20 Minuten.

Per Bahn werden in erster Linie von der Lobau aus die österreichischen Tanklager versorgt und Halbfertigprodukte für die Raffinerie importiert. Pro Jahr frequentieren etwa 40.000 Kesselwaggons mit rund 2,4 Mio t Mineralölprodukten das Tanklager Lobau. Die Flussschiffe zeichnen sich durch ihr je nach Wasserstand und Bauart abhängiges Fassungsvermögen von bis zu 1.500 t aus. Jährlich werden 800 Tankschiffe im Ölhafen Lobau mit knapp 1 Mio t Mineralölprodukten befüllt.

Für die tägliche Versorgung der heimischen Bevölkerung und Wirtschaft mit Kraftstoffen und Heizölen sind neben den OMV-Tanklagern in der Lobau, St. Valentin, Graz und Lustenau auch die Produktentanklager der anderen Mineralölunternehmen mit Lagerkapazitäten von über 1.000 m³ in Graz, Linz, Salzburg, Klagenfurt, Innsbruck, Fürnitz, Zirl, Korneuburg und Trofaiach von Bedeutung. Für die Pflichtnotstandsreserven (PNR) an Mineralölprodukten zur Krisenbewältigung gemäß Erdöl-Bevorratungsgesetz (EBG) stehen insbesondere die Tanklager der Erdöl-Lagergesellschaft (ELG) in Lannach und ihrer Tochtergesellschaften, der TAL (in Triest), der Adria-Wien Pipeline (AWP) sowie jene der OMV und der RAG zur Verfügung.

Im Destillationsturm steigt
das heiße Dampfgemisch
empor, die Gase verflüssigen
sich und werden in zahlreichen
Zwischenböden gesammelt.





Aufbringung aus Inlandsproduktion und Importen (ohne Petrochemie)

Produkt	Jahr	Inlandsproduktion		Importe		Gesamt in t
		in t	in %	in t	in %	
Flüssiggas (Heiz- oder Brenngas)	2014	68.296	51,7 %	63.758	48,3 %	132.054
	2013	71.475	53,6 %	61.819	46,4 %	133.294
Normalbenzin mit beigem. biogenem Kraftstoff	2014	18.614	96,2 %	738	3,8 %	19.352
	2013	22.270	96,3 %	850	3,7 %	23.120
Super Plus mit beigem. biogenem Kraftstoff	2014	158.643	89,6 %	18.395	10,4 %	177.038
	2013	126.066	89,7 %	14.399	10,3 %	140.465
Eurosuper ohne beigem. biogenen Kraftstoff	2014	341.290	94,5 %	19.896	5,5 %	361.186
	2013	190.247	92,5 %	15.379	7,5 %	205.626
Eurosuper mit beigem. biogenem Kraftstoff	2014	1.270.298	63,5 %	729.204	36,5 %	1.999.502
	2013	1.244.024	61,5 %	778.459	38,5 %	2.022.483
100 % reiner biog. Kraftstoff für Beimengung zu Benzin	2014	41.804	76,2 %	13.037	23,8 %	54.841
	2013	0	0,0 %	3.962	100,0 %	3.962
Spezialbenzin	2014	G	G	14.501	100,0 %	14.501
	2013	G	G	12.635	100,0 %	12.635
Testbenzin	2014	G	G	4.134	100,0 %	4.134
	2013	G	G	2.852	100,0 %	2.852
Leuchtpetroleum	2014	244	30,7 %	551	69,3 %	795
	2013	244	61,8 %	151	38,2 %	395
Flugturbinenkraftstoff	2014	580.989	87,6 %	82.096	12,4 %	663.085
	2013	653.690	87,3 %	95.056	12,7 %	748.746
Dieselkraftstoff ohne Anteil an biogenem Kraftstoff	2014	0	0,0 %	467.668	100,0 %	467.668
	2013	0	0,0 %	477.905	100,0 %	477.905
Dieselkraftstoff mit beigem. biogenem Kraftstoff	2014	3.540.425	50,8 %	3.434.241	49,2 %	6.974.666
	2013	3.441.498	49,5 %	3.517.581	50,5 %	6.959.079
100 % reiner biog. Kraftstoff für Beimengung zu Diesel	2014	0	0,0 %	246.401	100,0 %	246.401
	2013	0	0,0 %	220.597	100,0 %	220.597
Heizöl Extraleicht	2014	633.735	52,9 %	564.564	47,1 %	1.198.299
	2013	743.075	54,6 %	617.784	45,4 %	1.360.859
Heizöl Leicht	2014	150.454	94,8 %	8.226	5,2 %	158.680
	2013	190.027	99,2 %	1.527	0,8 %	191.554
Heizöl Mittel	2014	G	G	0	0,0 %	0
	2013	G	G	27	100,0 %	27
Heizöl Schwer	2014	713.985	95,7 %	32.227	4,3 %	746.212
	2013	691.391	92,4 %	56.565	7,6 %	747.956
Motorenöle	2014	32.061	61,6 %	19.958	38,4 %	52.019
	2013	46.259	73,5 %	16.676	26,5 %	62.935
Kompressorenöle	2014	88	11,0 %	713	89,0 %	801
	2013	965	55,0 %	788	45,0 %	1.753
Hydrauliköle	2014	7.287	44,1 %	9.242	55,9 %	16.529
	2013	12.563	58,7 %	8.844	41,3 %	21.407
Weißöle	2014	795	70,5 %	332	29,5 %	1.127
	2013	641	64,6 %	351	35,4 %	992
Getriebeöle	2014	956	18,9 %	4.109	81,1 %	5.065
	2013	3.420	44,9 %	4.200	55,1 %	7.620
Metallbearbeitungsöle, Form-, Korrosionsschutzöle	2014	4.694	65,9 %	2.425	34,1 %	7.119
	2013	4.918	66,3 %	2.500	33,7 %	7.418
Elektroisolieröle (Trafoöle)	2014	G	G	240	100,0 %	240
	2013	G	G	142	100,0 %	142
Andere Schmieröle	2014	3.203	47,7 %	3.515	52,3 %	6.718
	2013	3.431	50,5 %	3.360	49,5 %	6.791
Fette	2014	533	25,0 %	1.597	75,0 %	2.130
	2013	333	17,7 %	1.548	82,3 %	1.881
Zubereitete Schmier- mittel aus Kapitel 3403	2014	1.309	22,7 %	4.469	77,3 %	5.778
	2013	1.021	22,0 %	3.624	78,0 %	4.645
Schmiermittel gesamt	2014	50.926	52,2 %	46.600	47,8 %	97.526
	2013	73.551	63,6 %	42.033	36,4 %	115.584
Bitumen	2014	314.281	53,4 %	273.944	46,6 %	588.225
	2013	313.318	54,8 %	257.985	45,2 %	571.303
Sonstige Produkte aus Kapitel 27	2014	495	11,1 %	3.980	88,9 %	4.475
	2013	390	5,9 %	6.186	94,1 %	6.576
Gesamtaufbringung	2014	7.884.479	56,7 %	6.024.168	43,3 %	13.908.647
	2013	7.761.266	55,7 %	6.183.752	44,3 %	13.945.018

Der weltweite Primärenergieverbrauch stieg auch 2014. Der Großteil des Anstiegs entfiel dabei wieder auf die Schwellenländer. Mit 2,4% lag die Steigerungsrate in diesen Ländern jedoch weit unter dem Zehnjahresmittelwert von 4,2%. Der Anstieg in China fiel mit 2,6% auf den niedrigsten Wert seit 1998, obwohl das Land im vierzehnten Jahr in Folge die weltweit höchste Steigerungsrate beim Primärenergieverbrauch verzeichnete.

In den OECD-Ländern sank der Verbrauch um 0,9%, wobei die schwache Entwicklung in den EU-Staaten und in Japan durch den überdurchschnittlich starken Anstieg in den USA aufgefangen wurde. In Europa sank der Energieverbrauch auf den niedrigsten Stand seit 1985. Öl ist mit einem Marktanteil von 32,6% am weltweiten Energieverbrauch weiterhin der wichtigste globale Energieträger, verlor jedoch im fünfzehnten Jahr in Folge Marktanteile.

MINERALÖLE INLAND

Der Gesamtverbrauch an Mineralölprodukten – vom Flüssiggas über Benzin, Gasöl, Heizölen bis hin zu Bitumen, jedoch ohne petrochemische Grundstoffe – betrug im Berichtsjahr laut BMWFW 10,6 Mio t, das sind um 2,75% weniger als 2013 (10,9 Mio t) und lag um 17,5% unter dem bisher höchsten Verbrauchswert von 2005 mit 12,8 Mio t.

Der Verbrauch von Benzin und Diesel betrug knapp 8 Mio t (7.973.006 t; -1,7%) bzw. etwa 9,65 Mrd l (inklusive Bioanteile). Diese verteilten sich mit rund 2,15 Mrd l auf Benzin und etwa 7,5 Mrd l auf Diesel. Der Benzinverbrauch war im Vergleich zu 2014 um 2,5% rückläufig, bei Diesel wurde eine geringere Reduktion von 1,6% verzeichnet. Der Kraftstoffverkauf erfolgte bei Benzin zu nahezu 100% über das öffentlich zugängliche Tankstellennetz, bei Diesel waren es etwa 57%, die über die 2.622 Tankstellen (zum

31. Dezember 2014, exklusive der 298 Diesellabgabestellen für die Landwirtschaft) verkauft wurden. Etwa 43% der Dieselmenge ging im Großhandelsgeschäft an betriebliche Tanklager von Großkunden, wie Transport- und Bauunternehmen, an LKW-Autohöfe oder die öffentliche Hand.

Der Verbrauch an Heizöl Extraleicht betrug im Berichtsjahr 1,1 Mio t, um 10,7% weniger als 2013. In Volumen umgerechnet waren das etwa 1,3 Mrd l. Bei Heizöl Leicht setzte sich die seit Jahren rückläufige Tendenz fort, es wurden um 17% weniger verkauft als 2013. Die Menge belief sich auf knapp 153.000 t. An Flugturbinenkraftstoff gelangten 2014 unverändert rund 655.000 t zur Auslieferung.

in 1.000 t	2014	2013	Veränderung
Normalbenzin ¹	21,1	23,4	-9,8%
Eurosuper ¹	1.552,4	1.602,7	-3,1%
Super Plus ¹	50,3	39,3	28,0%
Ottokraftstoffe	1.623,8	1.665,4	-2,5%
Dieselmotorkraftstoff ¹	6.107,7	6.191,6	-1,4%
Dieselmotorkraftstoff ²	237,9	255,5	-6,9%
Dieselmotorkraftstoffe	6.345,6	6.447,1	-1,6%

¹ Mit beigemischt biogenem Kraftstoff

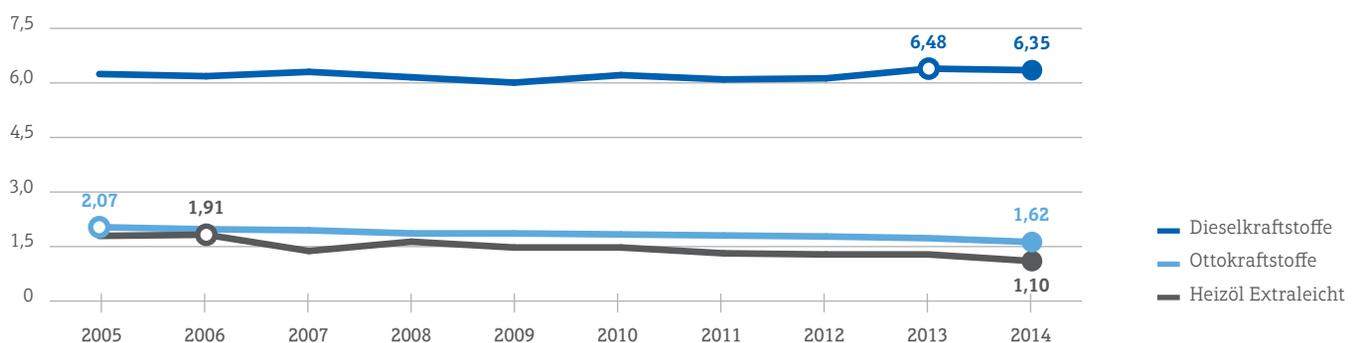
² Ohne Anteil an biogenem Kraftstoff

Die größten Anteile am Mineralölverbrauch hatten Kraftstoffe mit insgesamt 74,8% (Diesel: 59,6%, Otto: 15,2%) und Heizöl Extraleicht mit 10,3%. Der Flugturbinenkraftstoff nahm einen Anteil von 6,1% ein, die Heizöle Leicht und Schwer hielten insgesamt bei 2,8%. Die verbleibenden 6% teilten sich auf Bitumen (4,1%), Flüssiggas (1%), Schmiermittel (0,5%) und sonstige Flug- und Testbenzine auf.

in 1.000 t	2014	2013	Veränderung
Heizöl Extraleicht	1.100,8	1.232,6	-10,7%
Heizöl Leicht	152,7	185,0	-17,4%
Heizöl Schwer	144,2	162,3	-11,2%

Mineralölproduktenverbrauch in Österreich im 10-Jahres-Vergleich

in Mio t



Mineralölproduktenverbrauch in Österreich und Export (ohne Petrochemie)

	Jahr	Export in t	Inlandsverbrauch	
			in t	Veränderung
Flüssiggas (Heiz- oder Brenngas)	2014	20.811	105.350	1,1 %
	2013	24.306	104.176	-17,1 %
Normalbenzin mit beigem. biogenem Kraftstoff	2014	0	21.137	-9,7 %
	2013	0	23.401	-23,2 %
Super Plus mit beigem. biogenem Kraftstoff	2014	113.346	50.349	28,0 %
	2013	101.751	39.342	8,3 %
Eurosuper ohne beigem. biogenen Kraftstoff	2014	361.031	61	100,0 %
	2013	209.348	0	0,0 %
Eurosuper mit beigem. biogenem Kraftstoff	2014	396.080	1.552.351	-3,1 %
	2013	518.246	1.602.739	-2,7 %
100 % reiner biogener Kraftstoff für Beimengung zu Benzin	2014	132.263	0	0,0 %
	2013	20.137	0	0,0 %
Ottokraftstoffe insgesamt	2014	1.002.720	1.623.904	-2,5 %
	2013	849.482	1.665.482	-2,9 %
Spezialbenzin	2014	253	14.234	15,6 %
	2013	300	12.312	3,4 %
Testbenzin	2014	392	3.721	51,3 %
	2013	369	2.460	-10,7 %
Flugbenzin unverbleit	2014	0	456	7,8 %
	2013	0	423	5,5 %
Flugturbinenkraftstoff	2014	31.222	655.026	-0,1 %
	2013	20.846	655.737	-4,5 %
Leuchtpetroleum	2014	31	782	107,4 %
	2013	42	377	-23,1 %
Dieselkraftstoff ohne Anteil an biogenem Kraftstoff	2014	25.076	237.933	-6,9 %
	2013	35.571	255.568	47,5 %
Dieselkraftstoff mit beigem. biogenem Kraftstoff	2014	885.004	6.107.678	-1,4 %
	2013	840.332	6.191.575	4,6 %
100 % reiner biogener Kraftstoff für Beimengung zu Diesel	2014	81.633	3.587	100,0 %
	2013	98.152	0	0,0 %
Heizöl Extraleicht	2014	101.953	1.100.770	-10,7 %
	2013	85.601	1.232.556	1,2 %
Heizöl Leicht	2014	1.320	152.706	-17,4 %
	2013	1.431	184.975	-11,1 %
Heizöl Schwer	2014	426.839	144.222	-11,1 %
	2013	323.777	162.266	10,8 %
Motorenöle	2014	23.694	28.232	-2,3 %
	2013	33.566	28.907	-7,6 %
Kompressorenöle	2014	24	806	-38,9 %
	2013	337	1.319	-30,1 %
Hydrauliköle	2014	6.200	10.034	-36,9 %
	2013	6.138	15.913	-1,2 %
Weißöle	2014	618	544	68,4 %
	2013	674	323	-2,4 %
Getriebeöle	2014	1.738	3.667	-23,3 %
	2013	2.709	4.780	-23,3 %
Metallbearbeitungsöle, Form-, Korrosionsschutzöle	2014	3.489	3.600	-17,0 %
	2013	3.092	4.337	4,0 %
Elektroisolieröle (Trafoöle)	2014	3	248	110,2 %
	2013	35	118	107,0 %
Andere Schmieröle und andere Öle	2014	2.494	4.384	-8,7 %
	2013	2.023	4.804	19,0 %
Fette	2014	826	1.414	15,8 %
	2013	637	1.221	20,4 %
Zubereitete Schmiermittel aus Kapitel 3403	2014	2.205	3.433	42,1 %
	2013	2.224	2.416	18,4 %
Schmiermittel gesamt	2014	41.291	56.362	-12,1 %
	2013	51.435	64.138	-4,5 %
Bitumen	2014	144.897	438.758	6,3 %
	2013	159.231	412.727	-4,2 %
Sonstige Produkte aus Kapitel 27	2014	2.049	2.448	-40,6 %
	2013	2.340	4.119	-80,4 %
Gesamtverbrauch	2014	2.765.491	10.647.937	-2,7 %
	2013	2.493.215	10.948.918	2,1 %

Beim Gesamtverbrauch 2014 nach Bundesländern lagen Oberösterreich und Niederösterreich sowohl beim Otto- als auch beim Dieselmotorenverbrauch an der Spitze. Bei Heizöl Extraleicht führte Niederösterreich vor Oberösterreich und Tirol. Die Detailwerte können aus der Tabelle „Mineralölproduktenverbrauch nach Bundesländern 2014“ entnommen werden.

Ein Rückblick beim Kraftstoffverbrauch zeigt, dass 1990 rund 4,6 Mio t Otto- und Dieselmotoren abgesetzt wurden (Diesel: 45 %, Otto: 55 %). 1991 wurde die 5 Mio t-Grenze überschritten und im Jahr 2000 stieg der Verbrauch auf 6,2 Mio t (Diesel: 68 %, Otto: 32 %). 2002 wurde die 7 Mio t-Hürde übersprungen und zwei Jahre später betrug der Kraftstoffverbrauch bereits 8 Mio t (Diesel: 74 %, Otto: 26 %). 2005 wurde der bisherige Höchstwert von 8,34 Mio t erreicht, 2014 waren es 7,97 Mio t (Diesel: 78 %, Otto: 22 %).

Zum 31. Dezember 2014 waren in Österreich 6.466.166 Kraftfahrzeuge (2013: 6.384.791) zum Verkehr zugelassen, davon waren 4.694.921 PKW und Kombis (+1,2%; 2013: 4.641.308). Der Anteil der Dieselfahrzeuge lag bei 2.663.063 bzw. 56,7 %, 42,8 % waren Benzin (davon 6.380 Flex-Fuel). Etwa 0,5 % wiesen einen sonstigen Antrieb (Flüssiggas, Erdgas, Hybrid) auf, 3.386 PKW (2013: 2.070) verfügten über einen Elektroantrieb. Die PKW-Neuzulassungen betragen im Berichtsjahr 303.318 (2013: 319.035), davon waren 126.503 Benzin (41,7 %, davon 4 Flex-Fuel) und 172.381 Dieselfahrzeuge. Der Dieselanteil betrug bei den Neuzulassungen 56,8 % und war gegenüber 2013 mit +0,1 Prozentpunkten erneut gering steigend, jedoch weit vom Rekordwert im Jahr 2003 mit 71,5 % entfernt.

Insgesamt ergab sich 2014 bei allen neu zugelassenen Kraftfahrzeugen (PKW und Kombis, LKW, Autobusse, Motorräder und landwirtschaftliche Zugmaschinen) ein Rückgang von -4,7 % auf 395.637 (2013: 415.313; 2012: 435.929; 2011: 457.485).

Die 4.694.921 PKW und Kombis verteilten sich per Jahresende 2014 österreichweit wie folgt: Niederösterreich (1.025.527; 21,8 %), Oberösterreich (873.537; 18,6 %), Steiermark (714.567; 15,2 %), Wien (683.258; 14,6 %), Tirol (379.058; 8,1 %), Kärnten (341.909; 7,3 %), Salzburg (293.745; 6,3 %), Vorarlberg (198.998; 4,2 %) und Burgenland (184.322; 3,9 %).

Der rückläufige Flüssiggasverbrauch (Liquefied Petroleum Gas, LPG) stabilisierte sich im Berichtsjahr auf niedrigem Niveau und betrug 105.000 t, das sind um 1,13 % mehr als 2013. Flüssiggas (auch bekannt unter Propan, Butan bzw. Autogas) ist wie Erdöl und Erdgas ein fossiler Energieträger. Es besteht aus Kohlenwasserstoff und kommt direkt von den Erdgasfeldern oder wird bei der Destillation von Rohöl in den Raffinerien abgetrennt.

MINERALÖLE WELTWEIT

2014 betrug der weltweite Ölverbrauch laut BP Statistical Review 4,2 Mrd t, was gegenüber dem Vorjahr einen geringen Anstieg von 0,8 % bedeutet. Mit 836 Mio t (+0,5 % gegenüber 2013) waren die USA auch 2014 wieder weltweit die größten Ölverbraucher. An zweiter Stelle folgte China mit einem Rekordwert von 520 Mio t (+3,3 %), der Abstand zu den USA wird zusehends geringer. Auf den nächsten Rängen befinden sich Japan mit 197 Mio t (-5,2 %), Indien mit 181 Mio t (+3 %), Russland mit 148 Mio t (+0,9 %), Brasilien mit 143 Mio t (+5,4 %), Saudi-Arabien mit 142 Mio t (+7,3 %) und Deutschland mit 112 Mio t (-1,7 %). Südkorea folgt mit 108 Mio t (-0,3 %). Alle anderen Länder hatten einen Mineralölverbrauch von unter 100 Mio t. Teilt man den Gesamtverbrauch, ergeben sich 2,03 Mrd t (48,3 %) für den OECD-Bereich und 2,18 Mrd t (51,7 %) für den Nicht-OECD-Bereich. Der Anteil der Europäischen Union am weltweiten Ölverbrauch betrug im Berichtsjahr 593 Mio t oder 14,1 %.

Mineralölproduktenverbrauch nach Bundesländern 2014

in 1.000 t	W	NÖ	B	St	K	OÖ	S	T	V	Gesamt
Ottokraftstoffe	192	300	57	178	104	322	156	232	83	1.624
in %	11,9%	18,5%	3,5%	10,9%	6,4%	19,8%	9,6%	14,3%	5,1%	100,0%
Dieselmotoren	862	1.129	236	672	357	1.386	573	893	241	6.349
in %	13,6%	17,8%	3,7%	10,6%	5,6%	21,8%	9,0%	14,1%	3,8%	100,0%
Heizöl Extraleicht	162	156	76	144	105	152	104	151	51	1.101
in %	14,7%	14,2%	6,9%	13,1%	9,5%	13,8%	9,4%	13,8%	4,6%	100,0%
Heizöl Leicht	24	23	10	20	10	18	16	25	7	153
in %	15,6%	15,6%	6,3%	13,2%	6,6%	11,7%	10,5%	16,2%	4,3%	100,0%
Bitumen	55	131	12	56	53	76	24	22	10	439
in %	12,6%	30,1%	2,7%	12,6%	12,0%	17,3%	5,5%	5,0%	2,2%	100,0%

QUELLE: FVMI, HOCHRECHNUNG AUF BASIS VERBRAUCH FVMI-MITGLIEDSUNTERNEHMEN

TANKSTELLEN IN ÖSTERREICH

Die langjährigen Trends setzten sich am gesättigten Tankstellenmarkt auch 2014 fort. Es kam zum Ausbau der Premiumstandorte mit Bistros und Waschanlagen, gleichzeitig ging der Umbau auf unbemannte Automatentankstellen weiter – wenn auch langsamer als in der Vergangenheit. Tankstellen in strukturschwachen Randlagen verschwinden, was oftmals gleichbedeutend mit dem Verlust des letzten verbliebenen Nahversorgers ist.

Der FVMI hat wieder für die gesamte Mineralölbranche die Tankstellenanzahl und ihre Serviceangebote per Jahresende 2014 erhoben: Unter die sogenannten 1.373 Major-branded Tankstellen fallen die Marken der FVMI-Mitgliedsunternehmen BP, Eni, JET, MOL, OMV und Shell. In der zweiten Gruppe weist die Statistik weitere 1.249 Tankstellen aus, wie z. B. von Genol, Turmöl, Avia, IQ oder A1.

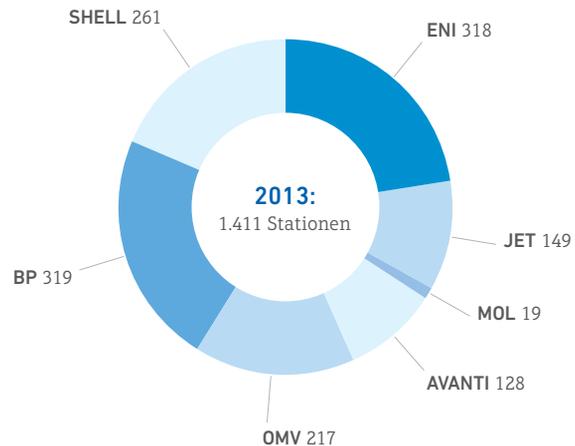
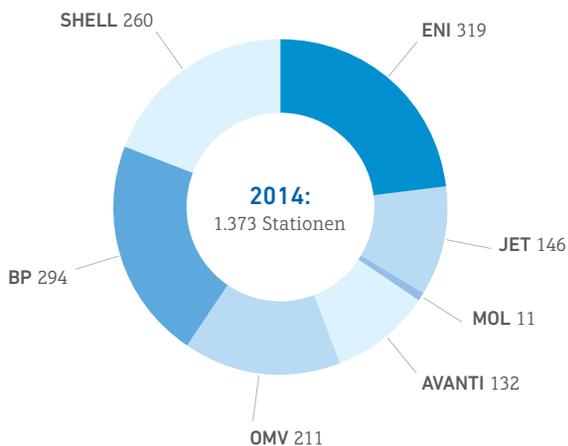
2005 zählte der FVMI noch 1.950 Major-branded Tankstellen, 2014 waren es um rund 30% weniger. Im Vergleich zum Vorjahr verringerte sich die Anzahl um 38. Als Hauptgrund für diesen Rückgang gelten der harte Wettbewerb und die daraus resultierenden geringen Margen, aber auch die Konzentration auf Standorte mit höherer Kundenfrequenz. Insgesamt gab es im Berichtsjahr 2.622 öffentlich zugängliche Tankstellen, 2013 waren es 2.640 Stationen.

Die Verteilung unter den Major-branded Tankstellen stellte sich 2014 folgendermaßen dar: 319 Eni, 294 BP, 260 Shell, 211 OMV, 146 JET, 132 Avanti (OMV) und 11 MOL. Davon verfügten 1.162 Stationen über einen Shop und 806 über ein Bistro, wobei die Zahl der Shops und Bistros in den

letzten Jahren deutlich gestiegen ist. Rund 866 Tankstellen boten im Kundenservice zusätzlich Portalwaschanlagen oder Waschstraßen an. Die Anzahl der Selbstbedienungstankstellen (ohne Tankwart) betrug 1.287. Im Bereich der Major-branded Tankstellen reduzierten sich die Automatentankstellen (Tankstellen ohne Personal) im Vergleich zum Vorjahr um eine Station auf 157. Insgesamt gab es aber österreichweit 623 öffentlich zugängliche Automatentankstellen, das sind um 5% mehr als ein Jahr davor (2013: 594). Eine weitere Spezialform an Tankstationen stellen die Autobahntankstellen dar. Diese bieten Reisenden rund um die Uhr umfassenden Service im Shop-, Bistro- und Sanitärbereich. Deren Zahl hat sich von 74 auf 73 verringert (ohne Schnellstraßen). Das Netz der Erdgastankstellen umfasste österreichweit 171 Entnahmestellen, gegenüber 2013 ergab dies ein Minus von drei Stationen.

Die höchste Tankstellendichte – und damit die geringste Zahl an Einwohnern pro Tankstelle – wies Griechenland auf. Hier kamen auf jede Tankstelle nur knapp 1.800 Einwohner. Rumänien verzeichnete die geringste Tankstellendichte mit 9.700 Personen. Im Durchschnitt aller EU-Staaten kamen auf eine Tankstelle etwa 4.500 Einwohner. Während die Schweiz mit einem maßgeblichen Anteil an Automatentankstellen eine hohe Tankstellendichte von 2.400 aufwies, teilten sich in Deutschland mit rund 5.700 Einwohnern deutlich mehr Personen eine Tankstelle. Auf die nationalen Bruttopreise für Kraftstoffe hat die Tankstellendichte jedoch keine erkennbare Auswirkung. Österreich lag mit rund 3.300 Einwohnern pro Tankstelle im Mittelfeld – preislich gehört es allerdings zu den günstigen Ländern, wie der wöchentliche Vergleich der Europäischen Union immer wieder zeigt.

Tankstellen aus dem Bereich der FVMI-Mitgliedsunternehmen



Im weltweiten Vergleich sind Kraftstoffe in Europa relativ teuer. Ein wesentlicher Grund für die tendenziell hohen Preise sind die – wenn auch von Land zu Land unterschiedlichen – generell kräftigen Mineralölsteuern. Hingegen spielen die unterschiedlichen Lebenshaltungskosten in den europäischen Ländern bei der Gestaltung der Kraftstoffpreise eine eher geringe Rolle. Hinzu kommt, dass Europa seinen Rohöl- und Produktenbedarf selbst nicht decken kann. Man ist von Importen und somit von den weltweiten Ölmärkten abhängig. Es bestehen für die Europäische Union kaum Möglichkeiten, nachhaltig das globale Marktgefüge zu beeinflussen. Dennoch tanken die heimischen Autofahrer nach wie vor günstig: Die Kraftstoffarten Diesel sowie Benzin/Eurosuper liegen an Österreichs Tankstellen preislich deutlich unter dem EU-Durchschnitt. Konsumenten in den meisten Nachbarländern, besonders in Italien, Deutschland und Slowenien, müssen deutlich tiefer in die Tasche greifen.

ROHÖLMARKT

Der für den europäischen Markt wichtige Brent-Rohölpreis betrug im Jahresdurchschnitt 98,95 US\$/bbl und lag damit um -9% unter dem Niveau von 2013 von

108,66 US\$/bbl. Der OPEC-Jahresdurchschnitt betrug 96,19 US\$/bbl, im Vorjahr waren es 105,94 US\$/bbl. Der Brent-Rohölpreis sowie auch der durchschnittliche OPEC-Preis waren in den ersten zwei Quartalen angesichts anhaltender und umfangreicher Lieferunterbrechungen auf hohem Niveau relativ stabil und bewegten sich bei etwa 109 US\$/bbl (Brent) bzw. 105 US\$/bbl (OPEC). Den Jahreshöchststand erreichte die Sorte Brent am 19. Juni, bedingt durch einen Terrorangriff auf das größte Rohölfeld im Irak, mit knapp über 115 US\$/bbl. Ab dem dritten Quartal 2014 setzte ein kontinuierlicher Preisverfall bei den Rohölsorten ein, der sich gegen Jahresende verstärkte. Im dritten Quartal lag die Sorte Brent im Durchschnitt bei knapp 102 US\$/bbl, der OPEC-Basket (zwölf Referenzöle der zwölf OPEC-Mitgliedsländer) betrug etwa 101 US\$/bbl. Im vierten Quartal waren es nur mehr 76,4 US\$/bbl bei Brent und 73,3 US\$/bbl beim OPEC-Basket.

Auch der Euro verlor gegenüber dem US-Dollar an Wert und fiel im vierten Quartal auf 1,2492. Bis Dezember notierte der Euro-Kurs auf dem Stand von Sommer 2012 und reduzierte sich Anfang 2015 weiter auf unter 1,15 US\$. Dadurch wurde der markante Preisverfall beim Rohöl, für das weltweit der US-Dollar als Leitwährung gilt, auf den Euro-Märkten etwas abgeschwächt.

Mineralölpreise im Monatsvergleich (fob Rotterdam)

	Eurosuper		Diesel	
	in US\$/t	in €/t	in US\$/t	in €/t
Jän 2014	943	693	924	679
Jän 2013	1.026	772	815	613
Feb 2014	973	712	935	685
Feb 2013	1.101	824	1.010	756
Mär 2014	967	700	918	664
Mär 2013	1.049	809	939	725
Apr 2014	1.021	739	927	671
Apr 2013	955	733	890	683
Mai 2014	1.005	732	920	670
Mai 2013	958	738	884	681
Jun 2014	1.040	765	921	678
Jun 2013	969	735	897	680
Jul 2014	1.019	753	904	668
Jul 2013	1.015	776	930	711
Aug 2014	956	718	885	664
Aug 2013	1.031	774	956	718
Sept 2014	953	739	848	657
Sept 2013	988	740	964	723
Okt 2014	836	660	775	612
Okt 2013	940	690	947	694
Nov 2014	765	613	730	586
Nov 2013	935	693	929	688
Dez 2014	571	463	588	477
Dez 2013	958	699	952	695

MINERALÖLMARKT

Die am Rotterdamer Produktenmarkt in Euro gehandelten Mineralölprodukte verbilligten sich im Jahresdurchschnitt 2014 um 7% bis 10%. Vergleicht man monatsweise die Entwicklungen bei Eurosuper und Dieselmotorkraftstoff in Euro je Tonne, kann man ähnlich wie bei Rohöl ein relativ stabiles Preisniveau in der ersten Jahreshälfte und danach ein Absinken bis zum Jahresende hin im Ausmaß von 30% (bei Diesel) bis 40% (bei Eurosuper) erkennen.

Quartalsvergleich OPEC-Öl und Brent-Öl, Brent-Öl versus US\$-Kurs

	OPEC-Öl in US\$/bbl	Brent-Öl in US\$/bbl	Brent-Öl in €/t	1 € in US\$
Q1/2014	104,75	108,17	597,80	1,3697
Q1/2013	109,49	112,49	644,95	1,3204
Q2/2014	105,87	109,70	605,61	1,3712
Q2/2013	100,91	102,58	594,31	1,3066
Q3/2014	100,78	101,82	581,65	1,3252
Q3/2013	106,90	110,27	630,19	1,3246
Q4/2014	73,36	76,40	462,99	1,2492
Q4/2013	106,44	109,21	607,41	1,3611

Die Kraftstoffpreise in Österreich (inklusive Mineralöl- und Umsatzsteuer) betragen an den Tankstellen laut den wöchentlichen FVMI-Erhebungen gemäß Preistransparenzgesetz zu Jahresbeginn bei Eurosuper und Diesel etwa 1,35 €/l. Im Laufe des Frühjahrs bis Mitte Juli stiegen die Benzinpreise um 5 Cent/l an, bei Diesel hingegen setzte bereits seit Jahresbeginn 2014 ein kontinuierlicher leichter Preisrückgang ein, der sich in der zweiten Jahreshälfte beschleunigte. Aber auch bei Benzin kam es im Herbst zu Preisreduktionen, die insbesondere gegen Ende des Berichtsjahres zunahm. Die österreichweit durchschnittlichen Tankstellenpreise inklusive Steuern lagen am 15. Dezember 2014, der letzten FVMI-Erhebung im Berichtsjahr für den EU-Vergleich, bei Eurosuper bei 1,191 €/l (-12% gegenüber Jahresanfang) und bei Diesel bei 1,168 €/l (-13% gegenüber Jahresanfang).

Im Jahresdurchschnitt 2014 betrug der heimische Tankstellenpreis bei Eurosuper 1,35 €/l (-2,9%; 2013: 1,39 €/l) und bei Diesel 1,30 €/l (-4,4%; 2013: 1,36 €/l), die gewichteten Durchschnittswerte für alle EU-Länder betragen bei Eurosuper 1,54 €/l (-2,8%; 2013: 1,58 €/l) und bei Diesel 1,40 €/l (-3,6%; 2013: 1,45 €/l). Der EU-Durchschnitt lag somit unverändert deutlich über dem österreichweiten Durchschnitt, bei Eurosuper um 19 Cent/l und bei Diesel um 10 Cent/l. Trotz immer wieder geringfügiger Verschiebungen in beide Richtungen gilt generell die Aussage, dass zumeist in 20 bis 22 der EU 28-Mitgliedstaaten Kraftstoffe regelmäßig teurer sind als in Österreich.

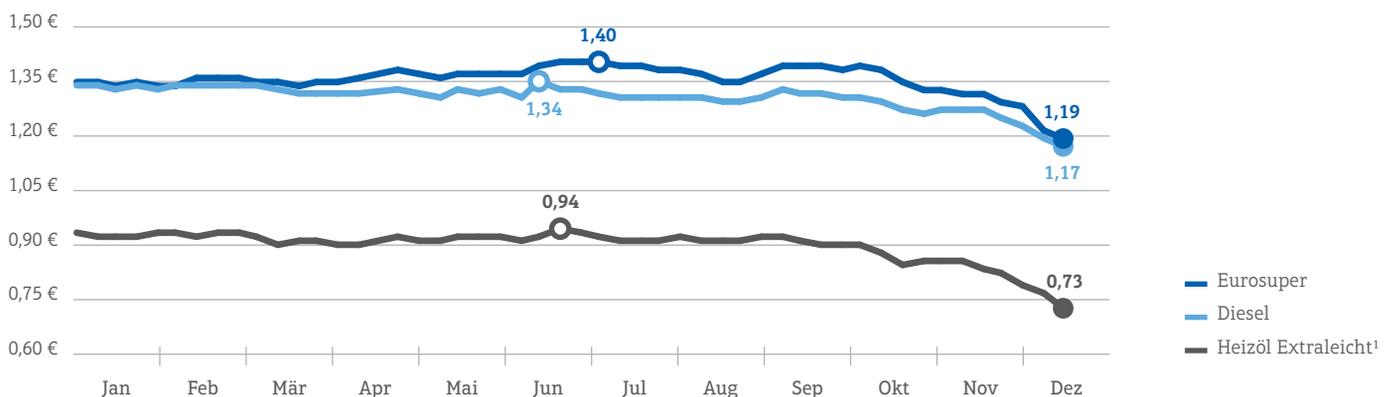
Der gegen Ende des Berichtsjahres und im Frühjahr 2015 wieder verstärkt erhobene Vorwurf, dass die Mineralölunternehmen die Preise an ihren Tankstellen in Österreich nicht in dem Umfang absenken, wie sich die internationalen Rohölpreise reduzieren, hält sich beharrlich in den Köpfen der Menschen. Dabei wird jedoch meist vergessen,

dass Autofahrer kein Rohöl tanken, sondern raffinierte Kraftstoffe. Damit ist eine Vielzahl von zusätzlichen, jedoch weniger volatilen Kosten als beim Rohöl verbunden. Um aus Rohöl die an den Zapfsäulen angebotenen Produkte wie Benzin oder Diesel zu erhalten, sind eine energieintensive Verarbeitung in den Raffinerien sowie umfassende Forschung und kostenintensive Transport- und Vertriebssysteme erforderlich.

Bei Vergleichen zwischen Rohöl- und Produktenpreisen über einen längeren Zeitraum hinweg muss des Weiteren berücksichtigt werden, dass die Unternehmenskosten schon alleine aufgrund der Inflation steigen und Abgaben im öffentlichen Bereich permanent höher werden. Zusätzlich ist zu beachten, dass es sich bei der Mineralölsteuer um eine fixe Verbrauchsabgabe, unabhängig vom Preisniveau, handelt und nicht, wie bei der Umsatzsteuer, um einen prozentuellen Steuersatz. Dies dämpft preisliche Veränderungen in beide Richtungen. Zuletzt sei erwähnt, dass es dann zu geringeren als von den Konsumenten erwarteten Preissenkungen kommt, wenn der US-Dollar, der weltweit auf den Ölmärkten als Verrechnungswährung dient, gegenüber dem Euro stärker wird, wie es ab Herbst 2014 der Fall war. So verteuert ein starker US-Dollar den Preis für alle Nicht-US-Dollar-Länder. Preisveränderungen am Rohölmarkt können sich somit prozentuell immer nur in abgeschwächter Form beim Kraftstoffpreis niederschlagen. Dies gilt sowohl für Preisschwankungen nach unten als auch für solche nach oben.

Die Kraftstoffpreise in Österreich zählen zu den transparentesten Preisen des täglichen Lebens. Bereits beim Vorbeifahren lässt sich über die Preisanzeige das Angebot der verschiedenen Tankstellen vergleichen. Über Handy-Apps und das Internet können die Konsumenten die aktuellen Spritpreise jederzeit und ortsungebunden über-

Preisentwicklung von Kraftstoff und Heizöl Extraleicht in Österreich 2014



¹ Kleinverbraucherpreis bei Abnahme von 2.000 bis 5.000 l

prüfen. All diese Informationsverbesserungen haben über die Jahre dazu geführt, dass Kraftstoffe nach wie vor einer hohen Preissensibilität unterliegen. Das Bewusstsein über den aktuellen Preis und etwaige Veränderungen ist bei Kraftstoffen deutlich höher als bei vielen anderen Konsumgütern.

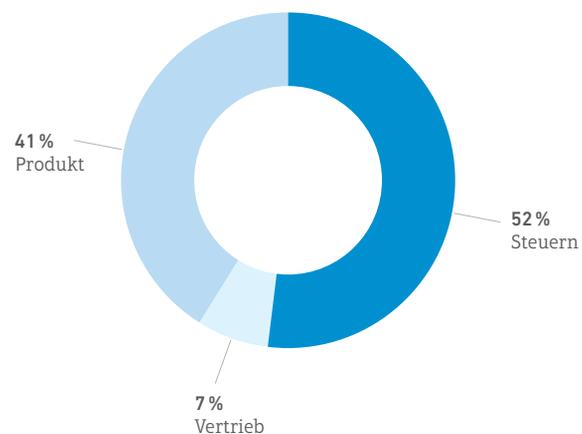
Österreich hat am weltweiten Ölverbrauch einen Anteil von lediglich 0,3%, innerhalb der EU beträgt der Österreich-Anteil bescheidene 2%. Dadurch gibt es für die heimischen Marktteilnehmer keinerlei Möglichkeiten, das Marktgefüge in Europa oder gar weltweit zu beeinflussen. Bis das Erdöl im Fahrzeugmotor als hochwertiger Kraftstoff in Energie umgewandelt werden kann, bedarf es vieler Schritte. Die Preisgestaltung beginnt also nicht erst an der Zapfsäule, sondern nimmt ihren Anfang bereits beim Bohrloch. Weitere wesentliche Einflussfaktoren bei der Preisgestaltung sind der Transport, die Verarbeitung und Veredelung des Rohstoffs in der Raffinerie sowie der Vertrieb.

Die wesentlichen Komponenten des Kraftstoffpreises sind mit 52% die Mineralöl- und Umsatzsteuer, mit 41% das Produkt und mit lediglich 7% der Vertrieb (Stand: Mitte Juni 2015). Der größte Anteil der Einnahmen an der Zapfsäule wandert somit in den Staatshaushalt. Ohne Steuern

hätte der Durchschnittspreis für Benzin von Anfang Juni 2014 bis Ende Mai 2015 58,1 Cent/l betragen, Diesel hätte ohne Steuern gemittelt 61,6 Cent/l gekostet. Zum Vergleich: Im Vorjahr (Anfang Juni 2013 bis Ende Mai 2014) betragen die durchschnittlichen Nettopreise für Benzin 64,9 Cent/l und für Diesel 70,8 Cent/l, das waren um 7 bis 9 Cent/l mehr als im Berichtsjahr 2014.

Zusammensetzung des Kraftstoffpreises in Österreich

Stand: Mitte Juni 2015



Oil-Bulletin 2014 – Eurosuper

EU-28 und Schweiz

Durchschnittspreis (gewichtet) 1,535 €/l

Polen	1,264
Estland	1,275
Bulgarien	1,277
Lettland	1,292
Luxemburg	1,298
Tschechien	1,318
Litauen	1,321
Ungarn	1,326
Rumänien	1,338
Österreich	1,350
Kroatien	1,382
Spanien	1,393
Zypern	1,406
Schweiz	1,416
Malta	1,442
Slowakei	1,455
Slowenien	1,455
Frankreich	1,492
Irland	1,530
Portugal	1,533
Belgien	1,534
Deutschland	1,543
Schweden	1,573
Großbritannien	1,586
Finnland	1,607
Dänemark	1,646
Griechenland	1,653
Niederlande	1,702
Italien	1,716

Oil-Bulletin 2014 – Diesel

EU-28 und Schweiz

Durchschnittspreis (gewichtet) 1,398 €/l

Luxemburg	1,172
Polen	1,249
Lettland	1,260
Estland	1,270
Litauen	1,270
Frankreich	1,293
Österreich	1,301
Bulgarien	1,303
Kroatien	1,304
Portugal	1,310
Spanien	1,311
Tschechien	1,323
Slowakei	1,339
Belgien	1,350
Griechenland	1,351
Slowenien	1,355
Ungarn	1,355
Malta	1,360
Deutschland	1,361
Rumänien	1,366
Niederlande	1,409
Zypern	1,423
Dänemark	1,455
Irland	1,458
Finnland	1,488
Schweiz	1,498
Schweden	1,539
Italien	1,613
Großbritannien	1,660

An aerial photograph of a large industrial refinery complex. The facility is densely packed with numerous large, cylindrical storage tanks, distillation columns, and intricate piping systems. The complex is situated in a semi-urban area, with residential neighborhoods and green spaces visible to the north and west. To the south and east, there are large, open agricultural fields. A major highway or railway line runs along the eastern side of the refinery. The overall scene depicts a large-scale industrial operation integrated into a landscape of both urban and rural development.

Die so gewonnenen Fraktionen
reichen von Flüssiggas,
Rohbenzin, Mitteldestillaten und
Heizöl bis hin zum Rückstand.



Die Tabelle „Entwicklung der Kraftstoff- und Heizöl Extraleicht-(HEL-)Preise 2014“ zeigt bei den drei Benzinsorten Normal, Eurosuper und Super Plus, bei Dieselkraftstoff und bei Heizöl Extraleicht (HEL) die wöchentlichen Preisveränderungen auf. Bei den Angaben handelt es sich um Durchschnittspreise, die bei österreichischen Tankstellen unter Berücksichtigung des Selbstbedienungsanteils verrechnet wurden bzw. um HEL-Lieferungen mit einer Abgabemenge

von 2.000 bis 5.000 l. In den Kraftstoff- und HEL-Preisen sind Umsatzsteuer, Mineralölsteuer und die Kosten für die Pflichtbevorratung enthalten.

Die Entwicklung des höchstzulässigen Konsumentenpreises bei den Heizölen Leicht und Schwer (inkl. MÖSt, excl. USt.) kann aus der Tabelle „Entwicklung der Heizölpreise 2014“ entnommen werden.

Entwicklung der Kraftstoff- und Heizöl Extraleicht-(HEL-)Preise 2014

in €/l	Normal	Eurosuper	Super Plus	Diesel	HEL TS ¹	HEL KV ²
06.01.	1,338	1,341	1,480	1,333	1,029	0,931
13.01.	1,339	1,343	1,481	1,330	1,029	0,919
20.01.	1,330	1,334	1,474	1,322	1,029	0,920
27.01.	1,337	1,341	1,480	1,332	1,049	0,921
03.02.	1,332	1,336	1,476	1,327	1,049	0,925
10.02.	1,334	1,338	1,477	1,329	1,049	0,924
17.02.	1,349	1,353	1,491	1,333	1,049	0,922
24.02.	1,353	1,358	1,496	1,337	1,049	0,929
03.03.	1,346	1,350	1,490	1,334	1,049	0,923
10.03.	1,343	1,344	1,474	1,329	1,049	0,913
17.03.	1,341	1,344	1,485	1,320	1,049	0,898
24.03.	1,334	1,337	1,478	1,311	1,049	0,902
31.03.	1,341	1,345	1,482	1,313	1,049	0,905
07.04.	1,342	1,347	1,485	1,311	1,049	0,898
14.04.	1,356	1,359	1,490	1,316	1,049	0,900
28.04.	1,369	1,373	1,500	1,319	1,049	0,913
05.05.	1,363	1,368	1,507	1,313	1,049	0,906
12.05.	1,353	1,356	1,502	1,305	1,049	0,903
19.05.	1,361	1,366	1,510	1,319	1,049	0,915
26.05.	1,359	1,365	1,504	1,314	1,049	0,917
02.06.	1,366	1,370	1,513	1,319	1,049	0,916
10.06.	1,359	1,363	1,503	1,298	1,049	0,905
16.06.	1,382	1,383	1,522	1,341	1,049	0,922
23.06.	1,395	1,398	1,568	1,326	1,049	0,937
30.06.	1,395	1,399	1,574	1,319	1,049	0,929
07.07.	1,390	1,393	1,536	1,309	1,049	0,915
14.07.	1,386	1,387	1,568	1,301	1,049	0,902
21.07.	1,386	1,387	1,568	1,300	1,049	0,905
28.07.	1,380	1,381	1,528	1,299	1,049	0,908
04.08.	1,381	1,381	1,529	1,305	1,049	0,914
11.08.	1,365	1,365	1,510	1,300	1,049	0,910
18.08.	1,339	1,340	1,484	1,293	1,049	0,905
25.08.	1,345	1,346	1,489	1,291	1,049	0,906
01.09.	1,361	1,362	1,504	1,300	1,049	0,916
08.09.	1,390	1,391	1,533	1,323	1,049	0,920
15.09.	1,385	1,386	1,529	1,316	1,049	0,902
22.09.	1,381	1,382	1,525	1,312	1,049	0,901
29.09.	1,379	1,379	1,522	1,304	1,049	0,900
06.10.	1,383	1,383	1,524	1,303	1,049	0,892
13.10.	1,372	1,373	1,516	1,286	1,049	0,873
20.10.	1,342	1,344	1,492	1,269	1,029	0,844
27.10.	1,317	1,319	1,465	1,260	1,029	0,851
03.11.	1,319	1,320	1,467	1,271	1,029	0,856
10.11.	1,310	1,311	1,459	1,269	1,029	0,849
17.11.	1,311	1,312	1,459	1,265	1,029	0,833
24.11.	1,290	1,294	1,437	1,247	1,029	0,826
01.12.	1,276	1,276	1,420	1,223	1,029	0,789
09.12.	1,221	1,221	1,385	1,193	1,029	0,765
15.12.	1,190	1,191	1,337	1,168	1,029	0,728

¹ TS = Tankstellenpreis (Höchstpreis)

² KV = Kleinverbraucherpreis bei Abnahme von 2.000 bis 5.000 l

QUELLE: FVMI

Entwicklung der Heizölpreise 2014

in €/t	Heizöl Leicht ¹	Heizöl Schwer ²	in €/t	Heizöl Leicht ¹	Heizöl Schwer ²
01.01.	783,90	557,70	01.10.	-	547,70
02.01.	793,90	-	03.10.	-	552,70
08.01.	778,90	-	07.10.	728,90	-
09.01.	-	552,70	09.10.	-	540,70
03.02.	-	557,70	10.10.	-	533,70
05.02.	-	563,70	14.10.	718,90	-
13.02.	-	570,70	15.10.	-	520,70
19.02.	-	576,70	16.10.	703,90	513,70
05.03.	-	583,70	17.10.	-	506,70
10.03.	768,90	-	20.10.	-	498,70
14.03.	758,90	-	21.10.	-	492,70
04.04.	743,90	-	22.10.	693,90	-
10.04.	-	575,70	23.10.	-	485,70
11.04.	753,90	-	05.11.	703,90	-
23.04.	763,90	-	06.11.	-	478,70
25.04.	-	569,70	10.11.	688,90	-
09.05.	753,90	-	11.11.	-	473,70
16.05.	763,90	-	14.11.	-	468,70
20.05.	-	574,70	18.11.	-	460,70
22.05.	-	580,70	20.11.	-	451,70
27.05.	-	587,70	24.11.	-	445,70
30.05.	773,90	-	27.11.	673,90	-
05.06.	758,90	-	01.12.	628,90	-
12.06.	-	582,70	02.12.	-	437,70
13.06.	-	581,70	03.12.	-	429,70
17.06.	778,90	-	04.12.	-	424,70
07.07.	768,90	574,70	05.12.	618,90	418,70
11.07.	-	568,70	10.12.	593,90	411,70
14.07.	758,90	-	12.12.	573,90	400,70
17.07.	-	563,70	15.12.	-	394,70
21.07.	-	557,70	16.12.	558,90	387,70
31.07.	768,90	-	17.12.	-	380,70
06.08.	758,90	551,70	18.12.	-	371,70
08.08.	-	546,70	19.12.	-	365,70
18.08.	-	541,70	23.12.	-	357,70
01.09.	-	547,70	31.12.	-	352,70
19.09.	-	542,70			
25.09.	748,90	-			

Höchst zulässiger Konsumentenpreis ab Raffinerie (inkl. MÖSt, excl. USt.) laut Feststellung des Preisunterausschusses der Paritätischen Kommission

¹ Einschließlich der 1981 vom Preisunterausschuss zur Kenntnis genommenen Handelsspanne von 18,90 € und der MÖSt von 60 €/t

² Einschließlich der 1981 vom Preisunterausschuss zur Kenntnis genommenen Handelsspanne von 7,70 € und der MÖSt von 60 €/t

QUELLE: FVMI

Vom Waschbenzin zum Qualitätskraftstoff

Es war im August 1888, als Bertha Benz, Ehefrau des Automobilfinders Carl Benz, ihren Motorwagen noch in der Stadtapotheke in Wiesloch in Baden-Württemberg – quasi an „der ersten Tankstelle der Welt“ – mit Waschbenzin auf-tanken musste. Heute gibt es allein in Deutschland knapp 15.000 Tankstellen, bei denen neben Otto- und Dieselkraftstoffen auch zahlreiche anderen Produkte und Serviceleistungen erhältlich sind. Die kommerzielle und individuelle Mobilität von heute stützt sich auf ein dichtes Netzwerk von Tankstellen und auf verlässliche Kraftstoffqualitäten. In der rund 130-jährigen Geschichte der motorisierten Mobilität haben sich die Antriebsmotoren und die Kraftstoffqualitäten kontinuierlich weiterentwickelt. Waren die ersten Kraftstoffentwicklungen noch vorrangig geprägt von anwendungstechnischen Eigenschaften, wie Verdampfungsverhalten und Klopfestigkeit, so war etwas später – speziell in den Kriegsjahren – hauptsächlich die Rohstoffverfügbarkeit die Herausforderung.

Während in den USA, in Großbritannien oder den Niederlanden in den 1920er Jahren das Benzin (Ottokraftstoff) hauptsächlich aus Erdölbenzin bestand, wurde in Deutschland wegen des Mangels an eigenen Erdölquellen zum Teil synthetischem Benzin erzeugt, das aus Braunkohle gewonnen wurde. Da die Basisbenzine in ihrer Qualität stark schwankten (Klopfestigkeit von 40 bis 60 ROZ), wurden in Deutschland oft 5% bis 10% Benzol zur Erhöhung der Klopfestigkeit zugesetzt. In den Jahren des Zweiten Weltkriegs wurden schließlich alle möglichen brennbaren Flüssigkeiten und Gase für die Mobilität eingesetzt. Während Flugzeugmotore wegen der hohen Leistung mit klopfesten Flugkraftstoffen versorgt werden mussten, wurden Fahrzeuge des Individualverkehrs sogar mit Holzgas aus eigens angebauten Holzvergäsern betrieben.

Die Kraftstoffqualität ist nach wie vor die Grundvoraussetzung für eine verlässliche Funktion unserer Antriebe. Das war auch bereits 1888 bei Bertha Benz der Fall, als diese ihren Wagen mit Ligroin (Leichtbenzin mit einer Oktanzahl zwischen 75 bis 85 ROZ) betankte. Die Oktanzahl war bereits ab Beginn der ersten Motorentwicklungen die leistungsbestimmende Eigenschaft des Ottokraftstoffs und ist es auch heute noch. Neben Alkohol und Benzol wurden Anfang der 1930er Jahre auch Oktanzahl steigernde Komponenten wie Eisenpentacarbonyl und Bleitetraäthyl verwendet, um auf möglichst wirtschaftliche Weise die erforderlichen Werte zu erreichen. War damals die Kraftstoffzusammensetzung und damit auch die Qualität regional noch stark unterschiedlich, sind heute durch die europäischen Kraftstoffnormen einheitliche Kraftstoffqualitäten für Otto- und Dieselkraftstoff selbstverständlich geworden.

Energiekrisen, Kraftstoffverbrauch und steigendes Umweltbewusstsein

Die großen Energiekrisen der 1970er Jahre hinterließen ihre Spuren. Die Endlichkeit der Rohölreserven und das Thema Kraftstoffverbrauch rückten ins Zentrum der öffentlichen Wahrnehmung. Durch seinen besseren Verbrennungswirkungsgrad gewann der Dieselmotor als PKW-Antrieb stärkere Bedeutung und startete eine bis heute anhaltende Erfolgsgeschichte in Europa. Steigendes Umwelt- und Gesundheitsbewusstsein führten Mitte der 1980er Jahre zur Einführung der Abgaskatalysatoren, zunächst nur bei Fahrzeugen mit Ottomotor. Gleichzeitig mussten deshalb bleifreie Ottokraftstoffe an den Tankstellen verfügbar sein. Zunächst konnte ab 1984 nur bleifreies Normalbenzin ROZ 91, später dann ab 1993 auch

„Die Qualität des Kraftstoffs ist Grundvoraussetzung für die verlässliche Funktion unserer Antriebe.“

Super bleifrei ROZ 95 angeboten werden. Allerdings waren nur die neueren Fahrzeuge für den Betrieb mit bleifreiem Kraftstoff ausgelegt. Bleiersatz-Additive übernahmen die Funktion des Ventilschutzes und machten damit bleifreies Benzin auch für ältere Fahrzeuge einsetzbar. Daneben stieg die Anzahl der Dieselfahrzeuge in Europa kontinuierlich an. Die Raffinerien mussten ihre Dieselproduktion erhöhen und den Benzinüberschuss in die USA exportieren. Die Einführung der strengen europäischen Emissionsgrenzwerte für PKW bedeutete auch für die Dieselmotorentwicklung sowie für die Dieselkraftstoffherstellung eine neue Herausforderung. Schrittweise wurden mit den Emissionsstufen EU1 bis EU5 die Emissionsgrenzwerte für Dieselabgase reduziert, aber auch die Schwefelgrenzwerte für Dieselkraftstoffe von 2.000 ppm auf maximal 10 ppm abgesenkt. Neue Technologien wie das Claus-Verfahren bzw. die Hydrodesulfurierung wurden zur Entschwefelung in den Raffinerieprozess integriert. Seit 2004, das war fünf Jahre früher als von der EU gefordert, erzeugt die Raffinerie in Schwechat ausschließlich schwefelfreie und damit umweltfreundlichere Kraftstoffe.

Premiumkraftstoffe an der Tankstelle

Für den Motorsport existierte bereits während der 1930er Jahre eine Vielzahl an speziellen Rennkraftstoffen, bei denen Gemische aus Benzin und reinem Alkohol (meistens Methanol) zum Einsatz kamen. In den 1990er Jahren kreierten die Mineralölgesellschaften jährlich mehr als 300 Rennmischungen mit dem Ziel, die erreichbare Motorleistung weiter zu steigern. 1993 entschied die FIA, dass Formel 1-Kraftstoff allen Vorschriften der EU-Normen entsprechen muss. Der Kraftstoff entsprach damit der Norm für bleifreies Super, auch wenn die Zusammensetzung vom Tankstellenkraftstoff abweichen durfte. Es entstand somit ein Hochleistungskraftstoff, der auch in normalen Motoren benutzt werden konnte. Nach der Jahrtausendwende begann dann das Zeitalter der Premiumkraftstoffe.

Technische Innovationen und Nachhaltigkeit

Zukünftige Innovationen auf der Kraftstoffseite werden neben Leistungsausbeute und Verbrennungseffizienz auch zunehmend die Implementierung von nachhaltig verfügbaren Rohstoffen bzw. nachhaltig produzierbaren Kraftstoffkomponenten im Fokus haben. Zusätzlich werden durch die effizienzgetriebenen Veränderungen der Motorentechnik (Downsizing, steigende Einspritzdrücke, Hybridfahrzeuge) höhere und eventuell auch neue Anforderungen an die Kraftstoffqualität entstehen. Beim Ottomotor geht der Trend, bedingt durch das Downsizing der Motoren, in Richtung höchste spezifische Motorleistung. Die daraus entstehenden Kraftstoffanforderungen sind eine hohe Oktanzahl bzw. eine möglichst geringe Neigung zu Vorentflammungen. Der direkteinspritzende Ottomotor zeigt auch eine hohe Empfindlichkeit gegenüber Injektor-Verkokung bzw. Injektor-Ablagerungen und stellt damit neue Anforderungen an den Kraftstoff und an die Additive.

Die Einführung der Common Rail-Technik bei Dieselmotoren führte durch die Voreinspritzung zur geringeren Empfindlichkeit der Verbrennung hinsichtlich längeren Zündverzugs (kleinere Cetanzahl). Durch Downsizing einerseits und den generellen Trend zu kleineren Düsenbohrungen andererseits ist beim Dieselmotor eine höhere Verkokungsneigung zu erwarten und deshalb mit höheren Anforderungen an Kraftstoffqualität (Additive) zu rechnen.

Entscheidende Impulse für die zukünftige Kraftstoffentwicklung könnten auch durch weitere Fortschritte bei der Entwicklung des homogenen selbstzündenden Ottoverfahrens (HCCI) entstehen. Die widersprüchliche Anforderung an den Kraftstoff nach Klopfestigkeit und gleichzeitig guter Selbstzündung kann mit heutigen Kraftstoffen noch nicht erreicht werden. Schließlich wird der Einsatz von Hybridfahrzeugen zu längeren Verweilzeiten des Kraftstoffes im Tank führen. Daraus lässt sich unschwer ableiten, dass höhere Anforderungen an den Kraftstoff hinsichtlich Oxidationsstabilität, aber auch Kältetauglichkeit gegeben sind. Diese zukünftigen Kraftstoffanforderungen gelten auch für alle zugemischten Biokraftstoffe.

Die entwickelten Kraftstoffinnovationen sollten natürlich auch eine Rückwärtskompatibilität mit älterer Motortechnik ermöglichen, um das Thema „Protection Grade“ zu vermeiden. Noch mehr als bisher gilt es deshalb, Motor- und Kraftstoffentwicklung aufeinander abzustimmen, wenn das volle Potenzial realisiert werden soll. Entsprechende Kooperationen zwischen Mineralöl- und Automobilindustrie sind dabei eine Grundvoraussetzung. Höchstmögliche Verbrennungs- bzw. Energieeffizienz sowie hohe Produktqualität und die absolute Verlässlichkeit der Kraftstoffe stehen dabei im Vordergrund.

Die Umstellung der Mobilität auf nachhaltige Kraftstoffe wird durch den Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen voraussichtlich nur teilweise möglich bzw. eingeschränkt wirtschaftlich sinnvoll sein. Die Nutzung von Algen als Rohstoffquelle steckt noch im Forschungsstadium und kann heute noch nicht umfassend eingeschätzt werden. Der fossile Energieträger Rohöl wird deshalb noch lange Zeit der wichtigste Rohstoff für die Kraftstoffherstellung bleiben. Zunehmend werden aber nachhaltig erzeugte Energieformen – wie Wind- und Solarstrom bzw. daraus erzeugter Wasserstoff – unsere Mobilität ermöglichen. So wird Wasserstoff aufgrund der Energiedichte bzw. der erzielbaren Energieeffizienz des Wasserstoffantriebs einer der künftig wichtigsten Energieträger sein.

Gastbeitrag „Exkurs“ von Dipl.-Ing. Nikolai Schubert, OMV

„Neben Leistungsausbeute und Verbrennungseffizienz werden zukünftig auch nachhaltig verfügbare Rohstoffe im Fokus stehen.“

INTERNATIONALE KLIMAPOLITIK

Die internationale Klimapolitik fokussierte sich auch 2014 auf die Vorbereitung eines internationalen Klimaschutzabkommens, das Ende 2015 in Paris abgeschlossen werden soll. Bei der Klimakonferenz COP-20 im Dezember 2014 in Lima wurde ein Eckpunktepapier vorgestellt, das noch viele Formulierungsoptionen offenhält. Wesentliches Element darin sind die technischen Kriterien für die Klimaschutzverpflichtungen. Bis Ende März 2015 sollten sowohl Industrie- als auch Schwellen- und Entwicklungsländer ihre Klimaschutzbeiträge für die Zeit nach 2020 vorlegen. Da diese „bottom up“ festgelegt werden, fielen sie entsprechend den nationalen Gegebenheiten, Potenzialen und Prioritäten unterschiedlich ambitioniert aus. Bis Ende Juni 2015 lagen nur wenige Zielverpflichtungen von wichtigen Treibhausgasemittenten vor: EU (–40% für den Zeitraum von 1990 bis 2030), USA (–26% bis –28% für 2005 bis 2025) sowie Russland (–25% bis –30% für 1990 bis 2030).

Im April 2014 wurde vom Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) der 5. Weltklimabericht präsentiert. Er lieferte den aktuellen wissenschaftlichen Hintergrund für die internationale Klimapolitik sowie Empfehlungen für politische Entscheidungsträger.

Europäische Klima- und Energiepolitik

Die EU-Vorreiterrolle in der internationalen Klimapolitik hat den Rückgang der Wettbewerbsfähigkeit des Standorts Europa bisher nicht aufhalten können. Die andauernden Diskussionen über Zielverschärfungen und politische Eingriffe in das Marktinstrument „Emissionshandel“ sowie über die überlagernden energie- und klimapolitischen Instrumente haben zu einer spürbaren Verunsicherung von energie- und investmentintensiven Branchen beigetragen. Seit 2007 ist die Investitionsquote der stagnierenden EU-Wirtschaft um 4 Prozentpunkte auf 17,3% gesunken.

Die überaus ambitionierte EU-Klimapolitik fand international relativ wenig konkrete Unterstützung und wird – global gesehen – weiter an Bedeutung verlieren. So haben sich in der bis 2020 laufenden zweiten Periode des Kyoto-Protokolls neben der EU nur wenige Industrieländer zu Emissionsbegrenzungen verpflichtet. Die energiebedingten CO₂-Emissionen der EU-28 sind seit 1990 um über 18% zurückgegangen, im Rest der Welt sind sie hingegen um 75% gestiegen. Laut IEA wird der EU-Anteil an den energiebedingten globalen CO₂-Emissionen im Zeitraum 1990 bis 2030 von 19,4% auf nur noch 7,6% sinken.

Am 22. Jänner 2014 veröffentlichte die EU-Kommission den neuen „Rahmen für die europäische Klima- und Energiepolitik bis 2030“. Prioritäres Ziel ist die Senkung der Treib-

hausgasemissionen um zumindest 40% gegenüber dem Niveau von 1990. Die Festlegung der nationalen Reduktionsziele, die in einer Bandbreite zwischen 0% und –40% liegen sollen, wird vermutlich erst Mitte 2016 erfolgen. Gleichzeitig wurde ein neuer Legislativvorschlag zur Reform des Emissionshandels vorgestellt. Dabei soll der Emissionshandelssektor 43% weniger als im Basisjahr 2005 emittieren. In der vierten Phase des Emissionshandelssystems wird die Emissionsgrenze ab 2021 jährlich um 2,22% (bis 2020 jährlich um 1,74%) gekürzt. Darüber hinaus wird eine sogenannte Marktstabilitätsreserve gebildet, um das entstandene Überangebot an Emissionszertifikaten zusätzlich zu reduzieren. Sektoren außerhalb des Emissionshandels müssen die Treibhausgase im Zeitraum 2005 bis 2030 um 30% vermindern.

Weiters wurde ein EU-weites verbindliches Ziel für den Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch von 27% festgelegt. Für die Verbesserung der Energieeffizienz wurde ein indikatives Ziel von 27% für 2030 bestimmt. Im Zuge einer Revision der entsprechenden Richtlinie im Jahr 2020 soll aber eine 30%ige Reduktion gegenüber einem ursprünglichen Trendszenario angestrebt werden.

Am 25. Februar 2014 griff die Europäische Kommission mit einer Änderung der Verordnung über die im Zeitraum 2013 bis 2020 zu versteigernden Zertifikate in den Emissionshandel ein. Durch ein Back Loading sollten 2014 bis 2016 insgesamt 900 Mio Zertifikate temporär zurückgehalten und erst 2019 bis 2020 wieder in den Markt eingeschleust werden. Die Reformbestrebungen wurden im Juni 2015 mit dem Beschluss fortgesetzt, die Back Loading-Zertifikate in die Marktstabilitätsreserve zu übertragen und diese bereits ab 2019 einzuführen.

Die sich zuspitzenden Krisen in benachbarten Regionen veranlassten die EU-Kommission im Mai 2014, ihre „Strategie zur sicheren europäischen Energieversorgung“ vorzustellen, die sich auf folgende Säulen stützen soll:

- Sofortmaßnahmen zur Bewältigung von Versorgungsstörungen im Winter 2014/15
- Stärkung von Notfall-/Solidaritätsmaßnahmen, Koordinierung von Notfallplänen und Schutz strategischer Infrastrukturen
- Dämpfung der Energienachfrage
- Aufbau eines gut funktionierenden und vollständig integrierten Binnenmarktes
- Steigerung der Energieproduktion in der EU
- Weiterentwicklung von Energietechnologien
- Diversifizierung der Lieferung von Drittländern und der damit verbundenen Infrastrukturen
- Bessere Koordinierung der nationalen Energiepolitik und geschlossenes Auftreten in der externen Energiepolitik

Im Herbst 2014 wurden von der EU-Kommission die ersten Ideen zur Schaffung einer Energieunion diskutiert, die im Februar 2015 veröffentlicht wurde. Die Energieunion soll die Erreichung der wichtigsten energiepolitischen Ziele der EU – Energieversorgungssicherheit, Nachhaltigkeit und Wettbewerbsfähigkeit – in fünf Dimensionen und mit 15 konkreten Maßnahmen bzw. Vorhaben unterstützen. Durch Diversifikation der Energielieferanten und -lieferquellen sowie durch Solidarität und Kooperation will die EU eine stärkere Rolle auf den globalen Energiemärkten und damit mehr Versorgungssicherheit erreichen. Auch neue Initiativen zur Finanzierung von Energieeffizienz und Energieinfrastruktur sowie CO₂-arme Technologien sollen die Energieunion realisieren helfen. In die ehrgeizige EU-Klimapolitik soll erstmals auch die Land- und Forstwirtschaft einbezogen werden.

Klima- und Energiepolitik in Österreich

Nach der Zielvorgabe des EU-Klima- und Energiepaketes 2020 muss Österreich seine nicht vom Emissionshandel erfassten Treibhausgase gegenüber 2005 um 16% reduzieren und den Anteil der erneuerbaren Energie auf 34% steigern. Während der Anteil der erneuerbaren Energie laut Energiebilanz 2014 bereits sehr nahe an der Vorgabe liegt, ist das Treibhausgasreduktionsziel für 2020 (maximal 48,8 Mio t Emissionen) nur mit zusätzlichen Maßnahmen zu erreichen. Ein laut EU-Vorgaben zu erwartender überproportionaler Zielbeitrag für 2030 würde zusätzliche Maßnahmen erfordern, deren wirtschafts- und sozialverträgliche Umsetzung aus heutiger Sicht kaum möglich erscheint.

Im Frühjahr 2014 wurde der Umsetzungsstand zum Maßnahmenprogramm des Klimaschutzgesetzes überprüft. Im Zeitraum 2013 bis 2020 müssen demnach noch 3,83 Mio t Treibhausgase eingespart werden. Eine Anpassung der im Klimaschutzgesetz geregelten sektoralen Emissionshöchstmengen und ein Maßnahmenprogramm für 2015 bis 2018 wurde vom Ministerrat Ende Juni 2015 beschlossen.

Im September 2014 wurde der „Österreichische Sachstandsbericht zum Klimawandel“ vorgestellt, der analog zum IPCC-Bericht die Klimawandelforschungsergebnisse für Österreich zusammenfasst. Die Johannes-Kepler-Universität veröffentlichte die Studie über „Wirtschaftliche und finanzielle Auswirkungen eines neuen Treibhausgasreduktionsziels für 2030 in Österreich“.

Das im aktuellen Regierungsprogramm gesetzte Ziel zur „Erstellung einer Energiestrategie 2030 unter Einbindung aller relevanten Stakeholder und unter Berücksichtigung von wirtschafts- und sozialpolitischen Auswirkungen“ wurde 2014 und in der ersten Jahreshälfte 2015 nicht weiter verfolgt.

Somit lag im Bereich Energiepolitik der Schwerpunkt 2014 in der Umsetzung des im Juli 2014 beschlossenen und im August verlautbarten Energieeffizienzpakets. Die Hauptlast tragen somit die verpflichteten Energielieferanten, die jährlich Effizienzmaßnahmen in Höhe von 0,6% der an Endverbraucher gelieferten Energie nachweisen müssen.

Die im Energieeffizienzgesetz vorgesehene nationale Energieeffizienz-Monitoringstelle konnte erst nach längerer Verzögerung ernannt werden. Die Austrian Energy Agency erhielt schließlich Ende April 2015 den Zuschlag und soll die praxistaugliche Umsetzung des Gesetzes sicherstellen.

Für die Umsetzung der Verpflichtung in der Mineralölwirtschaft sind einige Elemente besonders erschwerend. Bisherige Leistungen werden der Branche nicht angerechnet, sondern pauschal vom Gesamtziel abgezogen. Die Modernisierung von Ölheizungen – die bisher wirksamste Maßnahme der Mineralölindustrie und des Energiehandels – ist ab 2018 nicht mehr anrechenbar. An sinnvollen Branchenlösungen, wie beispielsweise an einer wissenschaftlich fundierten und von der Monitoringstelle anzuerkennenden Dieselmotortoffadditivierung, wurde zum Zeitpunkt der Berichterstellung noch intensiv gearbeitet. Im FVMI und mit Behörden haben zahlreiche Gespräche stattgefunden, um für die Unternehmen mehr Klarheit und Rechtssicherheit bei der Umsetzung des Energieeffizienzgesetzes zu erlangen.

Gastbeitrag „Klimapolitik“ von Ing. Wolfgang Ernst, OMV

BREF „RAFFINIEREN VON MINERALÖL UND GAS“ FERTIGGESTELLT

Mit der EU-Richtlinie 2010/75/EU über Industrieemissionen (IE-RL) werden auch die Anwendung der „besten verfügbaren Technik, BVT“ und die Verbindlichkeit der sogenannten BREFs (Best Available Technique Reference Document) erhöht. Im Oktober 2014 wurden die BVT-Schlussfolgerungen für das BREF „Raffinieren von Mineralöl und Gas“ im Amtsblatt der EU veröffentlicht. Die europäischen Raffinerien müssen in Folge innerhalb von vier Jahren an die Vorgaben dieses BREF angepasst werden. Im Rahmen des nationalen Umsetzungsprozesses, der durch den FVMI begleitet wird, ist eine entsprechende Anpassung der Abwasseremissionsverordnung „Erdölverarbeitung“ erforderlich. Ziel des FVMI ist eine praxistaugliche Umsetzung von EU-Standards ohne Golden Plating.

AUSGANGSZUSTANDSBERICHT NACH INDUSTRIEEMISSIONEN-RICHTLINIE

Im Oktober 2014 wurde nach über einjährigen Verhandlungen der österreichische Leitfaden des BMLFUW zum Ausgangszustandsbericht veröffentlicht. Dieser Bericht hat

zum Ziel, die praktische Umsetzung der Anforderungen des Artikels 22 der Industrieemissionen-Richtlinie für alle Betroffenen (IPPC-Betriebe, Behörden, Planungsbüros) zu erleichtern. An der inhaltlichen Gestaltung waren das BMLFUW, das BMWFW, Ländersachverständige, das Umweltbundesamt sowie die Bundessparte Industrie/WKO mit Unterstützung des FVMI beteiligt. Ursprünglich hatte das BMLFUW mit der Wasserrechtsgesetz-Novelle 2013 vorgesehen, eine eigene Verordnung zum Ausgangszustandsbericht zu erlassen. Der nunmehrige Leitfaden erscheint aufgrund der sehr individuellen Situation in den Betrieben deutlich praktikabler: So können örtliche bzw. betriebliche Gegebenheiten durchaus eine Abweichung von den Vorgaben und Empfehlungen des Leitfadens erforderlich machen.

NATIONALE UMSETZUNG DER SEVESO-III-RICHTLINIE

Die Novelle der Richtlinie zur Beherrschung der Gefahren schwerer Unfälle mit gefährlichen Stoffen (Seveso-III-RL) wurde im Juli 2012 im Amtsblatt der EU veröffentlicht und musste großteils bis 31. Mai 2015 in nationales Recht umgesetzt werden. Primärer Auslöser für die Überarbeitung der Seveso-III-RL war die Anpassung an die Vorgaben des europäischen Chemikalienrechts (EU-CLP-Verordnung). Es gab aber auch weitere Änderungen, wie zum Beispiel bei der Information der Öffentlichkeit.

National musste eine Vielzahl an Rechtsmaterien an die neuen Vorgaben der Seveso-III-RL angepasst werden. Dazu gehören beispielsweise die Gewerbeordnung, die Industrieunfall-Verordnung, das Mineralrohstoffgesetz und die Bergbauunfall-Verordnung (vor allem hinsichtlich unterirdischer Gasspeicheranlagen, die nun in den Geltungsbereich der Seveso-III-RL fallen), das Umweltinformationsgesetz sowie die Störfallinformationsverordnung. Der FVMI hat die Begutachtungsprozesse der genannten Rechtsmaterien begleitet und entsprechende Stellungnahmen abgegeben.

RICHTLINIEN-VORSCHLAG FÜR MITTELGROSSE FEUERUNGSANLAGEN

Die Europäische Kommission hat im Dezember 2013 ein umfangreiches Politikpaket zur Zukunft der europäischen Luftreinhaltung vorgelegt. Ein Teil dieses Paketes war ein neuer Richtlinien-Entwurf für mittelgroße Feuerungsanlagen (MCPD). Der Entwurf enthielt für Feuerungsanlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von 1 bis 50 MW unter anderem Grenzwerte für die Luftemissionen von Schwefeldioxid, Stickstoffoxiden und Staub. Aus Sicht des

FVMI sollten insbesondere Anlagen, die bereits durch die EU-Richtlinie 2010/75/EU über Industrieemissionen geregelt sind, vom Geltungsbereich der MCPD ausgenommen werden, um Doppelregelungen zu vermeiden.

Im Juni 2015 konnte schließlich im Rahmen der Verhandlungen zwischen Europäischem Parlament, den EU-Mitgliedstaaten und der Europäischen Kommission eine Einigung zur MCPD erzielt werden. Mit der Veröffentlichung der Richtlinie ist Ende 2015 zu rechnen. Der FVMI hat den gesamten Richtlinienprozess intensiv begleitet und stand in engem Kontakt mit der Bundessparte Industrie/WKO sowie FuelsEurope, dem europäischen Dachverband der Mineralölindustrie im Downstream-Bereich.

BIOKRAFTSTOFFE – NACHHALTIGKEITS-VERORDNUNG ZUM MINERALÖLSTEUERGESETZ

Nachdem mit Jänner 2013 das nationale Nachhaltigkeitszertifizierungssystem für Biokraftstoffe in Österreich implementiert wurde, erfolgte im Sommer 2014 ein weiterer Schritt zur Umsetzung der EU-Richtlinie 2009/28/EU zur Förderung der erneuerbaren Energie. Mit Veröffentlichung der Nachhaltigkeitsverordnung zum Mineralölsteuergesetz wurden die Nachhaltigkeitsanforderungen für Biokraftstoffe mit der Mineralölsteuer verknüpft. Steuerbegünstigungen für Biokraftstoffe in Reinverwendung bzw. im Rahmen der Beimischung werden zukünftig nur noch für Biokraftstoffe gewährt, die die Nachhaltigkeitsanforderungen gemäß Kraftstoffverordnung erfüllen. Damit wurde eine Rechtslücke geschlossen, Wettbewerbsnachteile gegenüber Biokraftstoffimporten ohne Nachhaltigkeitszertifikat fallen weg. Der FVMI war eng in die Gespräche mit BMF und BMLFUW eingebunden und hat den Mitgliedsfirmen umfassende Informationen geboten.

ÜBERARBEITUNG DER EUROPÄISCHEN BIOKRAFTSTOFFPOLITIK

Bereits im Oktober 2012 hat die Europäische Kommission einen Änderungsvorschlag der Erneuerbare Energien-Richtlinie sowie der Kraftstoffqualitäts-Richtlinie vorgelegt, mit dem die zukünftige europäische Biokraftstoffpolitik überarbeitet werden soll. Dieser Vorschlag sollte Biokraftstoffe, die aus stärkehaltigen Pflanzen, Zuckerpflanzen oder Ölpflanzen hergestellt werden (Biokraftstoffe der „ersten Generation“), auf 5% beschränken. Das bestehende übergeordnete 10%-Ziel an erneuerbaren Energien im Verkehrssektor sollte jedoch beibehalten werden. Auch ein Fördersystem für fortgeschrittene Biokraftstoffe sollte geschaffen werden und Faktoren für indirekte Landnutzungsänderungen (ILUC) in die Berechnungsmethodik für Treibhausgasemissionen von Biokraftstoffen einbezogen werden.

Der Vorschlag stieß jedoch auf großen Widerstand seitens der beteiligten Wirtschaftsteilnehmer und auch einiger EU-Mitgliedstaaten.

Nach langen Verhandlungen konnte dann im Juni 2014 eine Einigung der EU-Mitgliedstaaten zur Kraftstoffqualitäts-Richtlinie erzielt werden. In weiterer Folge wurde sie erneut im Europäischen Parlament behandelt. Die Positionen der Mitgliedstaaten sowie des Parlaments lagen jedoch weit auseinander. Anfang April 2015 haben die EU-Mitgliedstaaten schließlich einen finalen Kompromissvorschlag beschlossen und dem Europäischen Parlament vorgelegt. Dieser Vorschlag wurde im April 2015 im Plenum angenommen. Die wesentlichen Inhalte sind:

- 7%-Deckel für Biokraftstoffe der „ersten Generation“ (Ziel von 10% erneuerbarer Energie im Verkehrssektor bleibt bis 2020 erhalten)
- Unverbindliche Unterquote von 0,5% für fortgeschrittene Biokraftstoffe bis 2020
- ILUC-Reporting für Kraftstoffanbieter und EU-Mitgliedstaaten

Mit der Veröffentlichung der ILUC-Richtlinie ist noch 2015 zu rechnen. Die nationale Umsetzung in den EU-Mitgliedstaaten soll innerhalb von zwei Jahren erfolgen.

VERPACKUNGSABGRENZUNGSVERORDNUNG

Die Verordnung über die „Festlegung von Anteilen betreffend Haushalts- und gewerbliche Verpackungen“ ist im Jänner 2015 in Kraft getreten. Sie legt für 47 Produktgruppen Quoten fest, nach denen Verpackungen verpflichtend zu lizenzieren sind – anteilmäßig zum günstigeren Gewerbe- bzw. zum teureren Haushaltstarif. Die Produktgruppe „Schmier- und Brennstoffe“ sollte ursprünglich erst mit einer Novelle der Verpackungsabgrenzungsverordnung 2016 in Kraft treten. Aufgrund der Voreinstellung der Mineralölgebinde auf 100% Haushaltsverpackung hätte diese Verzögerung eine erhebliche finanzielle Belastung vor allem für die Gebinde bis zu 5 l Füllvolumen bedeutet. Auf Betreiben des FVMI, betroffener Firmen sowie der ARA wurde erreicht, dass die Untersuchung der Schmierstoffe vorgezogen werden konnte. Die Quoten konnten daher bereits im Jänner 2015 in Kraft treten.

CLP – EINSTUFUNG UND KENNZEICHNUNG VON GEMISCHEN

Ab 1. Juni 2015 sind alle Chemikalien und Gemische nach den Regeln der europäischen CLP-Verordnung einzustufen, zu kennzeichnen und zu verpacken. Ab diesem Datum müssen bei Gemischen die bisherigen orange-schwarzen

Quadrate durch weiß-rote Rauten ersetzt werden. Gemische, die bereits vor dem 1. Juni 2015 gemäß der bis dahin gültigen Zubereitungsrichtlinie eingestuft, gekennzeichnet und verpackt in Verkehr gebracht wurden, können bis 1. Juni 2017 abverkauft werden. Betroffen von der Kennzeichnungsänderung sind auch die Tankstellenzapfsäulen. Hier konnte die Umetikettierung auf die neuen Symbole, die vom FVMI für die Unternehmen organisiert wurde, zeitgerecht abgeschlossen werden.

REACH UND DIE MINERALÖLINDUSTRIE

Nach Abschluss der meisten Registrierungen liegt nun der Fokus auf Implementierung und Ausbau des Beschränkungs- und Zulassungsregime gemäß EU-Chemikalienverordnung REACH (EU-Verordnung 1907/2006/EU). Der Fahrplan der Europäischen Kommission für besonders besorgniserregende Stoffe (SVHC-Roadmap to 2020) beinhaltet dabei einen Schwerpunkt für Petroleum Stream- und Coal Stream-Stoffe. Die Besorgnis der Kommission beruht auf den Gefährlichkeitsmerkmalen CMR (krebserregend, mutagen oder fortpflanzungsschädigend) und PBT (persistent, bioakkumulierend und toxisch). Um die Herausforderungen für die Mineralölindustrie bestmöglich zu meistern, wurde die FuelsEurope REACH Advocacy Issue Group ins Leben gerufen, in der der FVMI vertreten ist. In der Gruppe werden Positionspapiere zu Problempunkten erarbeitet, die mit Vertretern der EU-Kommission sowie nationalen Behörden besprochen werden.

ÖLPREIS UND VERSORGUNGSSICHERHEIT

Die nachhaltige Sicherstellung der Versorgungssicherheit mit Mineralölprodukten im Falle einer Versorgungsunterbrechung verlangt eine rasche, wirksame und effiziente Verbringung der gelagerten Pflichtnotstandsreserven in den Markt. Die Erdöl-Lagergesellschaft m.b.H. (ELG) als kompetenter Lagerhalter verfügt über die entsprechenden Einrichtungen. Unterstrichen wird die Position der ELG durch ihre Aufgabe als Zentrale Bevorratungsstelle der Republik Österreich. In dieser Funktion ist ELG angehalten, die ihr gemäß Erdölbevorratungsgesetz 2012 zukommende Aufgabe der ständigen Deckung der Bevorratungsverpflichtung zu wirtschaftlich vertretbaren Bedingungen unter Wahrung der raschen Verfügbarkeit der Krisenbestände zu erfüllen.

Um dieser Anforderung zu entsprechen, liegt der Fokus weiterhin in der Beobachtung und Einschätzung des inländischen Mineralölmarktes, des Ölpreises sowie des Wandels in der Energiepolitik der Europäischen Union.

Die sich aus den vorstehenden Faktoren abzeichnenden Veränderungen und die daraus abzuleitenden Konsequenzen für die Aufrechterhaltung eines effizienten Versorgungssystems sind die Herausforderungen der Zukunft.

Im Hinblick auf den in 2014 eingetretenen rasanten Ölpreisverfall stellte sich die Frage, welche Auswirkungen der Rohölpreis auf die Mineralölwirtschaft und somit auf die Versorgungssicherheit hat. Getragen vom Umstand, dass zahlreiche Mineralölunternehmen zufolge knapper werdender Liquiditätsressourcen als Konsequenz des niedrigen Ölpreises ihre Investitionen in das Auffinden neuer Lagerstätten zurückgenommen oder überhaupt verworfen haben, ist auf längere Frist gesehen nur ein höherer Ölpreis der Garant für eine nachhaltige Sicherstellung der Versorgungssicherheit. So erwartet die IEA in ihrem World Energy Outlook 2014, dass Gas, Kohle und Öl auch 2040 noch drei Viertel des Energiebedarfs decken werden und eine ausreichende Energieversorgung daher nicht von erneuerbaren Energien und Atomkraft aufgebracht werden kann.

Losgelöst von der Entwicklung des Rohölpreises verlangt die nachhaltige Aufrechterhaltung der inländischen Versorgungssicherheit ein permanentes Monitoring der für eine effiziente Pflichtnotstandsreserven-Haltung wesentlichen Faktoren, wie Entwicklung des inländischen Mineralölmarktes, die langfristige Absicherung der Verfügbarkeit von geeignetem Tankraum und eine flexible Handlungsstruktur, die es ermöglicht, auf Schwankungen des Mineralölverbrauchs rasch und kosteneffizient zu reagieren. Dies soll gewährleisten, die Kosten der Pflichtbevorratung für den betroffenen Wirtschaftskreis auch zukünftig im wirtschaftlich vernünftigen Rahmen zu halten.

Für 2015 und die folgenden Jahre gehen die Verbrauchsschätzungen für Österreich von einem leicht rückläufigen Mineralölverbrauch, der 2020 bei rund 10 Mio t zu liegen käme, aus. Hierzu ist anzumerken, dass diese Schätzungen jedoch mit einem hohen Unsicherheitsgrad behaftet sind, zumal Faktoren wie Wirtschaftslage, Substitution von fossilen Heizstoffen durch Heizstoffe aus Biomasse, Entwicklung verbrauchsärmerer Kraftfahrzeuge, Auswirkungen des Energieeffizienzgesetzes, aber auch verbrauchssteuerbezogene und weitere in der EU angedachte energiepolitische Maßnahmen den Mineralölverbrauch beeinflussen können. ELG ist daher gefordert, Maßnahmen zu setzen, die gewährleisten sollen, auch unter geänderten Marktbedingungen bestehen zu können. Zu sehen ist dies vor allem unter dem Lichte der Einrichtung der ELG als Zentrale Bevorratungsstelle, deren Verpflichtung darin gipfelt, die Erfüllung der internationalen Verpflichtungen der Republik Österreich nach dem „Internationalen Energieprogramm“ der IEA und nach der EU-Bevorratungsrichtlinie 2009/119/EG DES RATES ständig zu gewährleisten.

Als Konsequenz der weiteren Entwicklung des Mineralölverbrauchs liegt besonderes Augenmerk auf der Struktur und der Zusammensetzung der Krisenbestände. Diese sind auch im Hinblick auf das Verbrauchsverhalten des österreichischen Konsumenten von maßgeblicher Bedeutung. So ist beim Verbrauchsverhalten weiterhin davon auszugehen, dass der Mineralölverbrauch auch zukünftig durch einen hohen Mitteldestillatsanteil – vor allem Dieselmotorkraftstoff – geprägt sein wird.

Die sich aus der Abschätzung des Mineralölverbrauchs und des zukünftigen Verbrauchsverhaltens abzeichnenden Konsequenzen verlangen ein Bestandsmanagement, das sicherstellt, dass die jederzeitige Deckung der an ELG übertragenen Vorratspflichten durch marktkonforme Vorratsbestände gewährleistet ist. Daneben besteht die Herausforderung, die geforderte Flexibilität der Pflichtnotstandsreserven-Haltungsstruktur als Folge von Verbrauchsschwankungen im ausreichenden Maß aufrechtzuerhalten. Um dieser Anforderung gerecht zu werden, ist das Verhältnis aus Eigen- zu Drittbeständen – diese werden von Vertragspartnern für ELG gehalten – jeweils vor Beginn eines Bevorratungsjahres neu festzulegen.

Ein in die Betrachtung mit einzubeziehender Punkt ist die Nutzung der vorhandenen logistischen Infrastruktur für Zwecke der raschen Distribution von Pflichtnotstandsreserven in einem Krisenfall. Trotz des Fehlens von ausreichendem Tankraum in Westösterreich ist festzuhalten, dass die rasche Verfügbarkeit von Krisenbeständen über die bestehende inländische Lager- und Transportlogistik für das gesamte Bundesgebiet sichergestellt werden kann, womit auch der im EBG geforderten regionalen Verteilung der gehaltenen Pflichtnotstandsreserven sinngemäß entsprochen wird. Im Rahmen der strategischen Zielsetzung wird daher versucht, bestehende Lagerkooperationen zu vertiefen und neue Lagerkooperationen unter Nutzung von Synergievorteilen einzugehen.

Ein Kernelement des Bestandsmanagements ist die qualitative Lagerpolitik als Garant für eine krisengerechte Bevorratung. Um ständig über marktkonforme Qualitäten zu verfügen, werden alle Vorratsbestände periodischen Qualitätskontrollen unterzogen. So ist die Haltung von den Marktanforderungen entsprechenden Rohöl- und Produktqualitäten – jetzt und zukünftig – ein bestimmender Faktor des Bestandsmanagements. Durch die Nutzung von operativen Tanklagern wird den Anforderungen der Qualitätserhaltung (Refreshments) für die von ELG gelagerten Produkte in vollem Umfang entsprochen.

*Gastbeitrag „Ölpreis und Versorgungssicherheit“
von Mag. Peter Annawitt, ELG*

Anschließend werden die Zwischenprodukte entsprechend ihrer Beschaffenheit und Bestimmung weiterverarbeitet.





Förderung moderner Ölbrennwerttechnik

Bereits seit mehr als sechs Jahren unterstützt die Heizen mit Öl GmbH Hausbesitzer, die ihre alte Ölheizung durch eine moderne und sparsame Ölbrennwertanlage ersetzen wollen. Getragen wird diese Energieeffizienzinitiative von den Mineralölunternehmen der Fachverbände der Mineralölindustrie und des Energiehandels. Gemäß einer freiwilligen Vereinbarung aus dem Jahr 2009 zwischen der österreichischen Mineralölwirtschaft und dem BMWFW, die Basis dieser Initiative ist, sollen so Einsparungen am Raumwärmesektor von 2.100 GWh erreicht werden – ein Energievolumen, für dessen Produktion beispielsweise das Kraftwerk Freudenua rund zwei Jahre benötigt. In Summe werden mit einem Gesamtbudget von rund 130 Mio € bis 2016 etwa 50.000 Anlagen gefördert werden. Die Heizen mit Öl-Initiative läuft dabei vollkommen unabhängig von staatlicher Unterstützung und Steuergeldern, es handelt sich um einen privat finanzierten Beitrag zur Energieeffizienz.

Durch das neue Energieeffizienzgesetz wurde diese private Initiative nun auf gesetzliche Beine gestellt. Jeder, der Energie an Endkunden verkauft, ist ab 1. Jänner 2015 verpflichtet, Maßnahmen in Höhe von 0,6% der im Vorjahr in Umlauf gebrachten Energiemenge zu setzen. Diese Maßnahmen werden in einem Methodendokument zusammengefasst und standardisiert. Maßnahmen, die dort nicht angeführt sind, müssen individuell nachgewiesen und von der Monitoringstelle bestätigt werden.

Der Kesseltausch ist einer der effizientesten Maßnahmen überhaupt. Die Aktivitäten der Heizen mit Öl GmbH gelten somit offiziell als besonders wirksam zur Steigerung der Energieeffizienz in Österreich. Allerdings nur bis zum Jahr 2018, denn ab dann wird diese Maßnahme aus politischen Gründen nicht mehr als Energieeffizienzmaßnahme anerkannt werden. Damit hindert man eine ganze Branche daran, Effizienzmaßnahmen beim eigenen Energieträger zu setzen. Eine gerichtliche Überprüfung dieses Passus, der nach Meinung einiger Experten sogar EU-rechtswidrig ist, ist daher vorgesehen.

Die Förderung im Überblick

Besitzer einer Ölheizung können vor dem Umstieg auf ein modernes Ölbrennwertgerät eine einmalige, nicht rückzahlbare Förderung beantragen. Die Förderhöhe hängt ab 1. Juli 2015 von den Vorgaben des Methodendokuments ab. Dieses unterscheidet ab nun zwischen Kesseltausch in sanierten bzw. unsanierten Einfamilienhäusern, in Mehrfamilienhäusern (von drei bis neun Familien) sowie im sanierten bzw. unsanierten großvolumigen Wohnbau.

Bis dato wurden bereits mehr als 35.000 Antragstellungen verzeichnet, von den gesteckten Zielen wurden bereits 1.385 GWh anerkannt. Das Förderungsprogramm läuft somit plangemäß und erfolgreich.

Der Kesseltausch ist die mit Abstand effizienteste Maßnahme im Rahmen der Gebäudesanierung. Um vergleichsweise günstige Kosten ab 8.000 € reduzieren moderne Brennwertgeräte den Heizöl Extraleicht-Verbrauch um bis zu 40%. Verbunden mit einer energetischen Gebäudesanierung wird der tatsächliche Energieverbrauch auf ein Minimum reduziert. So ermöglicht die moderne Ölbrennwerttechnik Privathaushalten höchste Wirtschaftlichkeit und größtmögliche Unabhängigkeit beim Heizen. Kaum eine Art des Heizens ist flexibler als die Ölheizung. Der Verbraucher kann Heizöl dann einkaufen, wenn es gerade günstig ist. Ist der Tank einmal gefüllt, ist man unabhängig von den Preisschwankungen der Märkte. Mit einem vollen Tank kann man dann über einen langen Zeitraum hinweg auf die eigenen Energiereserven zurückgreifen und somit auch allfällige Hochpreisphasen durchtauchen. In Österreich heizen rund 800.000 Haushalte mit dem schwefelfreien Heizöl Extraleicht.

Gastbeitrag von Mag. Martin Reichard, IWO Österreich und HmÖ

Handbuch für Tankwagenfahrer

Das länderübergreifende Handbuch für Tankwagenfahrer ist auch 2014 weiterentwickelt worden. Auf einer Web-Plattform, die von einem Gremium aus Vertretern der meisten Mineralölgesellschaften betrieben wird, bietet der FVMI wahlweise einfache Basishandbücher oder individuell zusammenstellbare und spezifische Handbücher für ausgewählte Länder, Mineralölgesellschaften und Ausfuhrbereiche an. In einem Redaktionsbereich haben Mitarbeiter von Transporteuren und deren Auftraggeber die Möglichkeit, eigene Inhalte zu verfassen und in das Handbuch einzufügen.

Im vergangenen Jahr wurde auf Initiative von zwei Mineralölfirmen sowie in Zusammenarbeit mit Spediteuren und dem Schweizer Transportverband Astag ein Schweiz-Handbuch geschaffen, das in drei Sprachen verfügbar ist. Somit wird dieses gemeinsame Projekt inzwischen in drei Ländern und von drei verschiedenen nationalen Verbänden unterstützt. Künftige Interessenten können sich bei Bedarf anschließen, indem sie den Initiatoren einen Anteil des Erstellungsaufwands abgeben.

Derzeit gibt es neun verschiedene allgemeine Handbuchversionen (Tankstellenausfuhr, Handelsgeschäft, Flüssiggasgeschäft jeweils für die Länder Österreich, Deutschland und die Schweiz), die auf verschiedenen Websites in Österreich, Deutschland und der Schweiz kostenlos Interessenten zur Verfügung gestellt werden. Die beteiligten Verbände und ihre Mitgliedsunternehmen möchten damit erreichen, dass die Inhalte in diesen Handbüchern zu einem Branchenstandard werden.

Modulares Ausbildungsprogramm

Ebenso wie das gemeinsame Fahrerhandbuch bringt auch die Vereinheitlichung der Ausbildung für TKW-Fahrer Vereinfachungs- und somit Sparpotenzial. Schon vor Jahren wurden Fahrsicherheitstrainings (Modultrainings) zum Teil vereinheitlicht. Im vergangenen Jahr kam ein weiteres Modul, „Defensives Fahren“, dazu. Nach einer Reihe von in der Philosophie unterschiedlichen Probetrainings wurde gemeinschaftlich festgelegt, in welche Richtung es hier gehen sollte. Dazu wurden die Trainingsinhalte, die Dauer und die Voraussetzungen zusammenfassend dokumentiert.

Dieses Dokument dient jetzt als Basis in der Abstimmung der Trainings zwischen Österreich und Deutschland, sodass auch bei diesem Projekt allenfalls künftig eine einheitliche Vorgangsweise gefunden werden kann.

Verordnung brennbare Flüssigkeiten

Schon seit längerer Zeit ist der FVMI mit dem BMWFW in regelmäßigem Kontakt zur Abstimmung der Inhalte einer neuen Verordnung brennbare Flüssigkeiten (VbF Neu). Trotz der intensiven Zusammenarbeit ergeben sich jedoch bei der Erarbeitung der neuen Verordnung aufgrund der verschiedenen beteiligten Stellen immer wieder neue zu überwältigende Hürden.

Eine der Hauptbemühungen des FVMI war es, in der neuen Verordnung brennbare Flüssigkeiten keine technischen Lösungen zu definieren, sondern Schutzziele zu beschreiben. Die Diskussion um den Einsatz der sogenannten Flammenrückschlagsicherungen ist dafür ein geeignetes Beispiel. So stellen diese eine österreichische Besonderheit dar und bedeuten gegenüber anderen europäischen Ländern eine deutliche wirtschaftliche Erschwernis. Nach intensiven Gesprächen auf FVMI-Ebene zeigte sich seitens der Behörden Verständnis für die Überlegungen eines Schutzzieles, was andere technische Lösungen als eine klassische Flammenrückschlagsicherung möglich machen sollte. Ein Inkrafttreten der neuen Verordnung brennbare Flüssigkeiten ist 2016 zu erwarten. Da die alte Verordnung de facto mit 1. Juni 2015 ausgelaufen, aber die neue noch nicht in Kraft getreten ist, sind von den verschiedenen Entscheidungsträgern – Behörden, Sachverständigen, Gerichten – in den nächsten Monaten unterschiedliche Aussagen und Auflagen zu erwarten.

Gemeinsame Frächteraudits

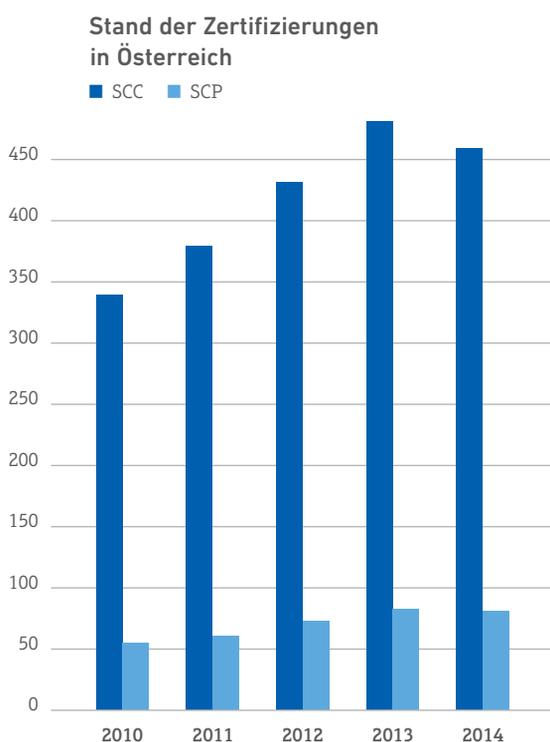
Ein Frächter, der für verschiedene Mineralölgesellschaften womöglich noch in verschiedenen Ländern tätig ist, hatte immer mehr Audits zu bewältigen, bei denen es sich naturgemäß stets um weitgehend dieselben Themen handelte. Der Aufwand – sowohl bei ihm als auch bei den beteiligten Auftraggebergesellschaften – ist beträchtlich. Um dem abzuwehren, beschlossen die Mineralölgesellschaften 2014, einen gemeinsamen Auditfragenkatalog zu entwickeln. Dazu wurden Firmen-Fassungen gegenübergestellt und in einem neuen, in Deutsch und Englisch gehaltenen Fragenkatalog zusammengeführt und veröffentlicht. Die Vorgangsweise und Umsetzung der gemeinsamen Frächteraudits wurde extern kartellrechtlich geprüft und die geplante und beschriebene Form als wettbewerbsrechtlich unbedenklich eingestuft. Für 2015 ist geplant, dieses System und den Fragenkatalog auch in Deutschland einzuführen und diese Audits auch bei deutschen Frächtern anzuwenden.

Gastbeitrag von Bernhard Dewitz, technischer Konsulent für den FVMI

Vor allem in der Mineralöl-, der chemischen und in der Papierindustrie werden Kontraktoren für technische Dienstleistungen und Personaldienstleister eingesetzt. Kontraktoren sind Unternehmer, die aufgrund eines Dienst- oder Werkvertrags für ihren Auftraggeber bestimmte technische Dienst- oder Werkleistungen erbringen. Personaldienstleister sind Unternehmen, die Personal anderen Unternehmen überlassen um dort Arbeiten gemäß Arbeitskräfteüberlassungsgesetz auszuführen.

Durch ihr Firmenmanagement und das Verhalten ihrer Mitarbeiter wirken sowohl Kontraktoren als auch überlassenes Personal wesentlich auf den Sicherheits-, Gesundheits- und Umweltschutz-(SGU)-Standard ihrer Auftraggeber und damit auch auf deren Qualitätsstandards ein. Aus diesem Grund prüfen Auftraggeber die SGU-Management-Systeme der Kontraktoren und Personaldienstleister.

Um das Prüfverfahren zu vereinheitlichen, wurden bereits 1994 in den Niederlanden die Checklisten VCA (Veiligheids Checklijst Aannemers) und VCU (Veiligheids Checklijst Uitzendorganisaties) entwickelt. In abgewandelter Form entstand 1995 daraus in Deutschland das SCC (Sicherheits Certifikat Kontraktoren) und das SCP (Sicherheits Certifikat Personaldienstleister). Nach erfolgreicher Einführung etablierten sich 1998 beide Zertifizierungsverfahren als eigenständige Systeme auch in Österreich. Für die Pflege der normativen Dokumente und der SCC-Website ist das Sektorkomitee SCC Austria, angesiedelt beim Fachverband der Mineralölindustrie (FVMI), zuständig.



Das SCC-Regelwerk beschreibt die Vorgehensweise, die bei der Zertifizierung von Kontraktoren oder Personaldienstleistern nach SCC anzuwenden ist. Es behandelt sowohl den eigentlichen Zertifizierungsprozess als auch die Anforderungen, die an alle daran Beteiligten gestellt werden. Es enthält unter anderem die SCC-Checkliste für Kontraktoren des produzierenden Gewerbes und die SCP-Checkliste für Personaldienstleister. Ein wesentlicher Bestandteil von SCC sind die Forderungen, die an die Ausbildung von Mitarbeitern und Führungskräften der Kontraktoren gestellt werden. Um einen einheitlichen Ausbildungsstandard zu gewährleisten, wurden Ausbildungsinhalte, Ausbildungszeiten und Prüfkriterien verbindlich festgelegt.

Das SCC/SCP-Zertifikat hat eine Gültigkeitsdauer von drei Jahren. Während dieser Zeit führt der Zertifizierer jährlich Überwachungsaudits durch. Das Zertifikat kann auch gemeinsam mit anderen Zertifikaten, wie zum Beispiel ISO 9001 „Qualitätsmanagement“ oder ISO 14001 „Umweltmanagement“, erworben werden.

Die SCC-Sektorkomitees aus Belgien, Deutschland, den Niederlanden und aus Österreich haben sich zu einer europäischen SCC-Plattform zusammengefunden, in der auch Frankreich mit einem ähnlichen Zertifizierungsverfahren vertreten ist. Die Hauptaufgabe ist die Vergleichbarkeit der Systeme und deren gegenseitige Anerkennung.

Aufgrund sich ändernder Gesetze und Vorschriften sowie internationaler Entwicklungen unterliegt das Regelwerk einer dementsprechenden Aktualisierung. Gültig sind das normative SCC-Regelwerk, Version 2011, und der SGU-Prüfungsfragenkatalog, Version 01/2011. Mit dieser Version wurde im SCC-SCOPE I ein neues SCCP-Zertifikat für die Erfüllung spezifischer Anforderungen in der petrochemischen Industrie und in Raffinerien geschaffen. Bis Ende 2014 wurden österreichweit bereits 80 Unternehmen erfolgreich nach SCCP zertifiziert.

Der Vertrieb des SCC-Regelwerks und des SGU-Prüfungsfragenkatalogs erfolgt durch den FVMI. Über die Website www.scc-austria.at können weitere Informationen und eine Liste aller zertifizierten Firmen bezogen werden.

Weitere Informationen zu Sicherheits Certifikat Kontraktoren (SCC)

Sektorkomitee SCC Austria
 Vorsitzender: Ing. Felix Pawlowitsch
 T +43 (0)699 1135 1001
felix.pawlowitsch@aon.at

Am 19. Dezember 2013 haben die Arbeitgeber- und Arbeitnehmervertreter in Hinblick auf die bevorstehende Kollektivvertragsverhandlung im Jänner 2014 in einem Wirtschaftsgespräch die aktuelle wirtschaftliche Entwicklung und die Erwartungen in der Mineralölindustrie unter Einbeziehung wirtschaftlicher Eckdaten besprochen. Am Ende des Gesprächs überreichte die Arbeitnehmerseite ihr Forderungsprogramm für die Kollektivvertragsverhandlung im Jänner 2014.

Kollektivvertragsabschluss 2014

Die Kollektivvertragsverhandlung für die Mitarbeiter in der Mineralölindustrie fand am 21. Jänner 2014 in der WKO statt. Nach Stunden intensiver Gespräche einigten sich die Verhandlungsteams von Arbeitgeberseite (FVMI) und Arbeitnehmerseite (GPA-djp und PRO-GE) auf einen neuen Lohn- und Gehaltsabschluss. Das Verhandlungsergebnis ergab ab 1. Februar 2014 eine Erhöhung der Mindestbezüge für die Arbeiter und Angestellten um 2,8%. Die monatlichen Ist-Bezüge wurden in beiden Arbeitnehmergruppen um jeweils 2,7% angehoben. Bei den Lehrlingsentschädigungen und Zulagen kam es zu Erhöhungen von jeweils 2,8%, die Aufwandsentschädigungen wurden um 2,35% angehoben. Im Rahmenrecht erfolgten neuerlich Adaptierungen bei SEG-Zulagen und Praktikanten. Von den Kollektivvertragsabschlüssen 2014 waren knapp 4.300 Beschäftigte, davon rund 3.300 Angestellte und etwa 1.000 Arbeiter (inklusive Lehrlinge), erfasst.

Das Ergebnis trug der wirtschaftlichen Lage der Mineralölindustrie sowie der Inflationsentwicklung Rechnung. Die Verhandlungsleiter bezeichneten zusammenfassend das Ergebnis als ein für beide Seiten akzeptables Resultat.

Das Verhandlungskomitee des FVMI setzte sich am 21. Jänner 2014 aus den folgenden Damen und Herren zusammen: Horacek/OMV (Vorsitz), Hofbauer/MOL, Kavossi/Shell, Pachner/RAG, Pleininger/OMV, Posch/Shell, Rottner/OMV, Thümmerer/BP, Tuppinger/OMV, Unterleuthner/OMV, Zivilonghi/Eni sowie Stelzer/BSI und Capek/FVMI.

Zwölf Monate später, am 22. Jänner 2015, fanden nach dem traditionellen Wirtschaftsgespräch, welches wieder kurz vor Weihnachten stattgefunden hatte, die Kollektivvertragsverhandlungen für die Arbeitnehmer in der Mineralölindustrie statt. Die Verhandlungsteams auf Arbeitgeberseite (FVMI) und Arbeitnehmerseite (GPA-djp und PRO-GE) konnten sich wieder auf einen neuen Lohn- und Gehaltsabschluss einigen.

Kollektivvertragsabschluss 2015

Das Verhandlungsergebnis sah ab 1. Februar 2015 eine Erhöhung der Mindestbezüge und monatlichen Ist-Bezüge für die Arbeiter und Angestellten um jeweils 2,0% vor. Die Lehrlingsentschädigungen und Zulagen wurden ebenfalls um jeweils 2,0%, die Reise-Aufwandsentschädigungen um 1,4% und die Vorrückungsbeträge um 1,5% erhöht. Im Rahmenrecht erfolgte eine Adaptierung bei der Hitzezulage.

Am 22. Jänner 2015 haben für die Arbeitgeberseite die Damen und Herren Horacek/OMV (Vorsitz), Gagliano/Eni, Gangl/OMV, Kashofer/MOL, Kavossi/Shell, Konar/BP, Pachner/RAG, Pleininger/OMV, Posch-Lindpaintner/Shell, Spängler/OMV, Unterleuthner/OMV sowie Stelzer/BSI und Capek/FVMI verhandelt.

Der gesamte Kollektivvertrag (inklusive Rahmenvertrag) liegt in einem einheitlichen Druckwerk (Arbeiter und Angestellte) auf und ist auf der Website des FVMI unter www.oil-gas.at herunterladbar. Eine Arbeitsfassung in Englisch ist ebenfalls erhältlich.



Den Kollektivvertrag
samt Rahmenvertrag
finden Sie auf
der FVMI-Website



Rohölreserven

	2010 in Mio t	2011 in Mio t	2012 in Mio t	2013 in Mio t	2014 in Mio t	2014 in %	Ver- änderung
OPEC-Länder	144.558	151.113	163.664	163.817	164.543	72,8%	0,4%
davon Saudi-Arabien	35.478	36.081	36.202	36.262	36.254	16,1%	0,0%
davon Irak	15.656	19.519	19.280	19.137	19.670	8,7%	2,8%
davon Kuwait	13.845	13.845	13.845	13.845	13.845	6,1%	0,0%
davon Iran	18.688	20.620	21.085	21.456	21.524	9,5%	0,3%
GUS	13.487	13.487	16.215	16.215	16.215	7,2%	0,0%
Kanada/USA	26.507	26.503	27.561	27.958	28.697	12,7%	2,6%
EU-Länder	802	821	838	829	775	0,3%	-6,5%
Gesamt	200.458	207.343	223.620	224.493	225.867	100,0%	0,6%

QUELLE: OIL & GAS JOURNAL (2014 ZUM TEIL VORLÄUFIGE WERTE)

Rohölförderung

	2010 in Mio t	2011 in Mio t	2012 in Mio t	2013 in Mio t	2014 in Mio t	2014 in %	Ver- änderung
OPEC-Länder	1.667,0	1.705,3	1.779,0	1.734,4	1.729,6	41,0%	-0,3%
davon Saudi-Arabien	473,8	525,9	549,8	538,4	543,4	12,9%	0,9%
davon Iran	208,7	208,8	177,3	165,8	169,2	4,0%	2,0%
davon Kuwait	123,4	140,8	154	151,5	150,8	3,6%	-0,5%
davon Irak	121,5	136,7	152,5	153,2	160,3	3,8%	4,6%
Nordamerika/Mexiko	639,0	659,7	721,2	784,7	866,8	20,5%	10,5%
Europa/Eurasien	859,0	844,2	833,2	832,6	834,3	19,8%	0,2%
davon Russland	511,8	518,8	526,1	531,0	534,1	12,7%	0,6%
davon Norwegen	98,8	93,8	87,3	83,2	85,6	2,0%	2,9%
davon Grossbritannien	63,0	52,0	44,6	40,6	39,7	0,9%	-2,3%
davon Kasachstan	79,5	80,0	79,2	81,8	80,8	1,9%	-1,2%
Gesamt	3.975,4	4.008,1	4.116,4	4.126,6	4.220,6	100,0%	2,3%

QUELLE: BP STATISTICAL REVIEW 2015

Mineralölverbrauch

	2010 in Mio t	2011 in Mio t	2012 in Mio t	2013 in Mio t	2014 in Mio t	2014 in %	Ver- änderung
Nordamerika/Mexiko	1.040,0	1.030,2	1.012,6	1.025,3	1.024,2	24,3%	-0,1%
EU-Länder	662,4	642,6	617,4	601,8	592,5	14,1%	-1,5%
davon Deutschland	115,4	112,0	111,4	113,4	111,5	2,6%	-1,7%
davon Frankreich	84,5	83,0	80,3	79,3	76,9	1,8%	-3,0%
davon Italien	73,1	70,5	64,2	60,8	56,6	1,3%	-6,9%
davon Grossbritannien	73,5	71,1	71,0	69,3	69,3	1,6%	0,0%
davon Spanien	69,6	68,5	64,2	59,0	59,5	1,4%	0,8%
Japan	202,7	203,6	217,0	207,5	196,8	4,7%	-5,2%
China	437,7	460,0	482,7	503,5	520,3	12,4%	3,3%
Gesamt	4.041,8	4.085,4	4.133,2	4.179,1	4.211,1	100,0%	0,8%

QUELLE: BP STATISTICAL REVIEW 2015

Eigentümer, Herausgeber und Verleger:

Fachverband der Mineralölindustrie (FVMI), 1045 Wien, Wiedner Hauptstraße 63

Für den Inhalt verantwortlich: Dr. Christoph Capek (Redaktionsstand: August 2015)

Fotos: FVMI und Mitglieder des Fachverbands

Grafisches Konzept: marchesani_kreativstudio, 1080 Wien

Gedruckt nach der Richtlinie „Druckerzeugnisse“ des Österreichischen Umweltzeichens (UW-Nr. 922)

Personenbezogene Begriffe werden aus Gründen der Lesbarkeit geschlechtsneutral verwendet.



Adria-Wien Pipeline Ges.m.b.H.
9020 Klagenfurt, St. Ruprechter Straße 113

BP Europa SE
Industriezentrum Niederösterreich Süd
2355 Wiener Neudorf, Straße 6, Objekt 17

Danuoil
Mineralöllager- u. Umschlagsges.m.b.H.
1100 Wien, Wienerbergstraße 3

Eni Austria GmbH
Eni Marketing Austria GmbH
Eni Mineralölhandel GmbH
1200 Wien, Handelskai 94-96

Erdöl-Lagergesellschaft m.b.H.
8502 Lannach, Radlpaßstraße 6

Erdöl-Tanklagerbetrieb GmbH
1220 Wien, Uferstraße 16, Ölhafen Lobau

Halliburton Company Austria GmbH
2201 Seyring, Helmaweg 2

JET Tankstellen Austria GmbH
5020 Salzburg, Samergasse 27

Koller Workover & Drilling GmbH
2230 Gänserndorf, Protteser Straße 38

LUKOIL Lubricants Austria GmbH
LUKOIL Lubricants Europe Oy
1220 Wien, Ölhafen Lobau, Uferstraße 8

MOL Austria Handels GmbH
1020 Wien, Walcherstraße 11a

Netz Burgenland Erdgas GmbH
7000 Eisenstadt, Kasernenstraße 10

OMV Aktiengesellschaft
OMV Exploration & Production GmbH
OMV Refining & Marketing GmbH
OMV Solutions GmbH
1020 Wien, Trabrennstraße 6-8

OMV Austria Exploration & Production GmbH
2230 Gänserndorf, Protteser Straße 40

Österreichischer Verband für Flüssiggas
1010 Wien, Schuberting 14

RAG Energy Drilling GmbH
4851 Gampern, Schwarzmoos 28

Rohöl-Aufsuchungs AG
1010 Wien, Schwarzenbergplatz 16

Services Petroliers Schlumberger
Zweigniederlassung Ennsdorf
4482 Ennsdorf, Brunnenstraße 15

Shell Austria GmbH
1220 Wien, Lobgrundstraße 3

Transalpine Ölleitung in Österreich Ges.m.b.H.
9971 Matrei in Osttirol, Kienburg 11

Tuboscope Vetco Österreich GmbH
2242 Prottes, Bahnhofstraße 9

Weatherford Oil Tool GmbH
2183 Neusiedl/Zaya, Gewerbestraße 6



**Fachverband der
Mineralölindustrie (FVMI)**

A-1045 Wien
Wiedner Hauptstraße 63

T +43 (0)5 90900-4892

F +43 (0)5 90900-4895

office@oil-gas.at

www.oil-gas.at

