

Bericht Jänner – September und Q3 2011

inkl. Konzernzwischenabschluss
zum 30. September 2011

9. November 2011
7:30 (MEZ)

**Gutes operatives Ergebnis weiterhin
durch fehlende Produktion in Libyen
beeinträchtigt**

Q2/11	Q3/11	Q3/10	Δ%	in EUR Mio	1-9/11	1-9/10	Δ%	2010
567	563	395	43	Betriebserfolg (EBIT)	1.937	1.752	11	2.334
587	570	648	-12	EBIT vor Sondereffekten	1.984	2.048	-3	2.657
468	581	632	-8	CCS EBIT vor Sondereffekten ¹⁾	1.775	1.903	-7	2.470
269	220	149	48	Den Aktionären zuzurechnender Periodenüberschuss ²⁾	854	832	3	921
236	233	290	-20	Den Aktionären zuzurechnender CCS Periodenüberschuss vor Sondereffekten ^{1),2)}	740	901	-18	1.118
0,88	0,68	0,50	36	Ergebnis je Aktie in EUR	2,75	2,79	-1	3,08
0,77	0,71	0,97	-26	CCS Ergebnis je Aktie vor Sondereffekten in EUR ¹⁾	2,39	3,02	-21	3,74
384	857	470	82	Cashflow aus der Betriebstätigkeit	2.134	1.982	8	2.886
-	-	-	n.a.	Dividende je Aktie in EUR	-	-	n.a.	1,00

¹⁾ Das CCS Ergebnis eliminiert Lagerhaltungsgewinne/-verluste (CCS Effekte) aus den Fuels-Raffinerien und Petrol Ofisi.

²⁾ Nach Abzug des den Hybridkapitalbesitzern sowie den nicht beherrschenden Anteilen zuzurechnenden Periodenüberschusses.

- ▶ **EBIT-Anstieg um 43% vs. Q3/10, CCS EBIT vor Sondereffekten allerdings rückläufig:** CCS EBIT vor Sondereffekten fiel um 8% auf EUR 581 Mio vorwiegend auf Grund des Produktionsausfalls in Libyen; deutlich niedrigere Sonderaufwendungen in E&P stützen das EBIT in Q3/11; CCS Periodenüberschuss vor Sondereffekten fiel um 20% auf EUR 233 Mio
- ▶ **Weiterhin Produktionsstillstand in Libyen:** Die anhaltenden politischen Unruhen in Q3/11 führten das zweite Quartal in Folge zu einem gänzlichen Produktionsausfall in Libyen; die teilweise Wiederaufnahme der Produktion im Jemen trug zu einer Produktionssteigerung im Vergleich zu Q2/11 bei
- ▶ **Ausblick 2011:** In E&P wird wegen der Produktionsunterbrechungen in Nordafrika und im Mittleren Osten die Produktion unter dem Niveau von 2010 liegen; in R&M wird die Vollkonsolidierung von Petrol Ofisi die Ergebnisse stützen; in G&P wird erwartet, dass das Gaskraftwerk in Brazi (Rumänien) gegen Ende Q4/11 für den kommerziellen Betrieb bereit sein wird

Gerhard Roiss, OMV Generaldirektor:

„Die ersten neun Monate dieses Jahres waren von den politischen Unruhen in Nordafrika und im Mittleren Osten, die zu erheblichen Produktionsausfällen in Libyen und im Jemen führten, stark beeinflusst. Trotz dieser Entwicklung ist es uns gelungen, vor allem in Folge des hohen Ölpreises, der einerseits den erwähnten Produktionsausfällen entgegenwirken konnte, andererseits aber zum schwierigen Margenumfeld in R&M und G&P beitrug, gute Ergebnisse zu erzielen. Es hat mich besonders gefreut im September die überarbeitete Strategie des OMV Konzerns für die kommenden Jahre zu präsentieren. Wir beabsichtigen ein fokussiertes, integriertes Öl- und Gasunternehmen mit insgesamt verbesserter Profitabilität und starkem Wachstum im Upstream-Bereich zu sein. Wir haben uns ambitionierte Ziele gesetzt und sind nun dabei, die Strategie entschieden und konsequent umzusetzen.“

Inhalt

2 | Lagebericht
(ungeprüft)

2 | Ergebnisse auf einen Blick
3 | Bedeutende Ereignisse
3 | Ausblick

6 | Geschäftsbereiche

5 | Auf einen Blick
6 | Exploration und Produktion
9 | Gas und Power
11 | Raffinerien und Marketing

14 | Konzernzwischenabschluss und Konzernanhang (ungeprüft)

15 | Gewinn- und Verlustrechnung
18 | Bilanz, Investitionen und Gearing
20 | Cashflow
21 | Eigenkapitalveränderungsrechnung
22 | Segmentberichterstattung
23 | Ergänzende Angaben

24 | Erklärung des Vorstands

25 | Weitere Informationen



Mehr bewegen.

OMV

Lagebericht (verkürzt, ungeprüft)

Ergebnisse auf einen Blick

Drittes Quartal 2011 (Q3/11)

In Q3/11 unterstützte das günstige Ölpreisumfeld (der Brent-Preis übertraf das durchschnittliche Niveau von Q3/10 um 48%) das Ergebnis, während gleichzeitig Q3/10 durch signifikante Sonderaufwendungen belastet war. Das **Konzern-EBIT** von EUR 563 Mio lag um 43% über Q3/10. **Petroms Beitrag zum Konzern-EBIT** stieg von EUR 78 Mio auf EUR 315 Mio in Q3/11. Der **Finanzerfolg** lag mit EUR -71 Mio, hauptsächlich auf Grund eines verbesserten Fremdwährungsergebnisses, signifikant über dem Niveau von Q3/10. Der **den Aktionären zuzurechnende Periodenüberschuss** stieg im Vergleich zu Q3/10 um 48% auf EUR 220 Mio. Das **CCS EBIT vor Sondereffekten** verringerte sich vs. Q3/10 um 8% auf EUR 581 Mio und wurde um Lagerhaltungsverluste in Höhe von EUR -12 Mio und um geringfügige Netto-Sonderaufwendungen in Höhe von EUR 7 Mio (vs. EUR 253 Mio in Q3/10) bereinigt. **Petroms Beitrag zum Konzern-CCS EBIT vor Sondereffekten** lag mit EUR 307 Mio um 71% über dem Vorjahresniveau. Der **den Aktionären zuzurechnende CCS Periodenüberschuss vor Sondereffekten** betrug EUR 233 Mio (Q3/10: EUR 290 Mio). Das **CCS Ergebnis vor Sondereffekten je Aktie** belief sich auf EUR 0,71 (Q3/10: EUR 0,97).

Im Bereich **Exploration und Produktion (E&P)** ging das EBIT vor Sondereffekten im Vergleich zu Q3/10 um 8% auf EUR 480 Mio zurück. Dieses Ergebnis spiegelt die Auswirkungen der politischen Unruhen in Nordafrika und im Mittleren

Osten, die durch den positiven Effekt des hohen Ölpreises nicht kompensiert werden konnten, wider. Die Öl- und Gasproduktion des Konzerns lag mit 283.000 boe/d, vor allem belastet durch den Produktionsausfall in Libyen, 10% unter Q3/10.

Im Bereich **Gas und Power (G&P)** lag das EBIT vor Sondereffekten mit EUR 6 Mio um 87% unter dem Niveau von Q3/10. Dies ist hauptsächlich auf den negativen Beitrag von Supply, Marketing und Trading auf Grund des anhaltenden beträchtlichen Drucks auf die Margen auf den europäischen Gasmärkten zurückzuführen. Der Beitrag des Gas Logistik-Geschäfts blieb solide mit höheren verkauften Transportmengen bei gleichzeitig höheren Kosten, die vorwiegend auf die Implementierung des Dritten Energiepakets zurückzuführen sind.

Im Bereich **Raffinerien und Marketing (R&M)** lag das CCS EBIT vor Sondereffekten mit EUR 125 Mio auf dem Niveau von Q3/10. Ein Rückgang der OMV Referenz-Raffineriemarge wurde durch einen höheren Beitrag des Petrochemie-Geschäfts sowie eine bessere Kostenstruktur der Raffinerien Ost aufgewogen. Das Marketing-Geschäft litt unter einem schwierigen Nachfrage- und Margenumfeld, das jedoch durch den positiven Beitrag von Petrol Ofisi kompensiert werden konnte.

Jänner – September 2011 (1-9/11)

In 1-9/11 wirkte sich der durchschnittlich um 45% höhere Brent-Preis in USD positiv auf das Ergebnis aus, während signifikante Sonderaufwendungen das Ergebnis in 1-9/10 belasteten. Das **Konzern-EBIT** von EUR 1.937 Mio lag 11% über dem Wert in 1-9/10. Der **EBIT-Beitrag von Petrom** erhöhte sich um 86% von EUR 479 Mio in 1-9/10 auf EUR 893 Mio. Das **Finanzergebnis** lag deutlich unter 1-9/10 und war wesentlich durch ein negatives Fremdwährungsergebnis, das durch den höheren Ergebnisbeitrag von Borealis nicht kompensiert werden konnte, beeinflusst. Der **den Aktionären zuzurechnende Periodenüberschuss** von EUR 854 Mio lag um 3% über 1-9/10. Das **CCS EBIT vor Sondereffekten** sank um 7% auf EUR 1.775 Mio, nach Bereinigung um den Netto-Sonderaufwand in Höhe von EUR 46 Mio (vs. EUR 296 Mio in 1-9/10) vor allem für die Abschreibung der Kultur Explorationslizenz in Kasachstan und die erwarteten Kosten für die Schließung der Raffinerie Arpechim sowie Lagerhaltungsgewinne in Höhe von EUR 208 Mio. Der Beitrag von **Petrom zum CCS EBIT vor Sondereffekten** stieg von EUR 560 Mio um 60% auf EUR 895 Mio. Der **den Aktionären zuzurechnende CCS Perioden-**

überschuss vor Sondereffekten betrug EUR 740 Mio und das **CCS Ergebnis je Aktie vor Sondereffekten** lag bei EUR 2,39, um 21% unter dem Niveau in 1-9/10.

In **E&P** lag das EBIT vor Sondereffekten 3% unter dem Niveau von 1-9/10 und spiegelt im Wesentlichen niedrigere Verkaufsmengen, ungünstige Währungseffekte sowie das negative Hedging-Ergebnis wider, die durch den positiven Effekt des höheren Ölpreises nicht kompensiert werden konnten. Die Öl- und Gasproduktion des Konzerns lag mit 287.000 boe/d 9% unter 1-9/10.

In **G&P** lag das EBIT vor Sondereffekten im Wesentlichen in Folge des starken Drucks auf die Margen im Supply, Marketing und Trading-Geschäft 31% unter 1-9/10.

In **R&M** fiel das CCS EBIT vor Sondereffekten um 46% auf EUR 147 Mio, vor allem in Folge eines schwierigen Margenumfelds sowohl im Raffinerie- als auch im Marketing-Geschäft. Petrol Ofisis Beitrag, der in 1-9/10 nicht inkludiert war, konnte diese Effekte nur teilweise ausgleichen.

Bedeutende Ereignisse in Q3/11

Am 12. Juli gab OMV den erfolgreichen Abschluss des Kaufs des gesamten Stammkapitals der operativen E&P-Gesellschaft von Petronas in Paktistan bekannt.

Am 13. Juli gab OMV die umfangreiche Neuentwicklung des Schiehallion Ölfelds westlich der Shetlandinseln bekannt. Die Gesamtinvestition des Schiehallion Joint Ventures in Höhe von rund EUR 3 Mrd stellt die Verlängerung der Produktion bis 2035 und möglicherweise darüber hinaus sicher.

Am 19. September gab OMV den Rücktritt von Werner Auli, OMV Vorstandsdirektor für den Geschäftsbereich Gas

und Power, aus gesundheitlichen Gründen mit Jahresende 2011 bekannt.

Am 21. und 22. September veranstaltete OMV einen Capital Markets Day und einen Media Summit in Istanbul, um die Ergebnisse einer umfassenden Strategieüberarbeitung zu präsentieren. OMV beabsichtigt ihr Portfolio stärker zu fokussieren und zu vereinfachen. Dabei werden die Schwerpunkte auf Wachstum im Upstream-Bereich, Integration im Gasgeschäft und Restrukturierung des Raffinerie- und Marketing-Geschäfts gelegt.

Ausblick 2011

Wir erwarten für 2011, dass die wichtigsten Marktparameter weiterhin eine sehr hohe Volatilität aufweisen werden und dass der durchschnittliche Brent-Rohölpreis für das Jahr über USD 100/bbl liegen wird. Wir gehen davon aus, dass die relevanten Wechselkurse ebenfalls volatil bleiben. Die Raffineriespannen sollten sich auf Grund einer gestiegenen Nachfrage nach Mitteldestillaten etwas erholen. Petrochemie-Margen haben sich seit Jahresbeginn stark entwickelt, werden jedoch voraussichtlich in Q4/11 leicht sinken. Die Marketingmengen und -spannen werden weiterhin auf Grund des schwachen wirtschaftlichen Umfelds unter Druck stehen.

Um den Cashflow des Konzerns in 2011 teilweise abzusichern, wurden im Jänner 2011 Rohöl-Swaps für eine Menge von 50.000 bbl/d (davon 25.000 bbl/d auf Petrom Level) der Produktion in 2011 zu einem Preis von USD 97/bbl sowie EUR-USD Average Rate Forwards zu einem Kurs von USD 1,37, welche die genannten Mengen bis Ende 2011 abdecken, abgeschlossen. Wie bereits am 5. Oktober bekannt gegeben, wurden neue Rohöl-Swaps zu einem Preis von USD 101,5/bbl für eine Menge von 50.000 bbl/d (davon 30.000 bbl/d auf Petrom Level) für 2012 abgeschlossen. Zusätzlich wurden EUR-USD Average Rate Forwards zu einem Kurs von USD 1,36 verwendet, um USD 750 Mio in 2012 abzusichern. Beim Capital Markets Day im September hat OMV als Richtwert eine durchschnittliche Nettoinvestitionssumme in der Höhe von rund EUR 2,4 Mrd (exklusive Akquisitionen) für die Jahre 2011 bis 2014 gegeben. Die Nettoinvestitionssumme für 2011 wird leicht unter diesem Wert erwartet. Nach wie vor wird ein Hauptaugenmerk darauf gelegt, das starke Investment Grade Credit Rating und ein stabiles Finanzprofil aufrechtzuerhalten. Es gehört zu den obersten Prioritäten von OMV, erstklassige HSEQ Standards, einschließlich der Reduktion der Unfallhäufigkeit (Lost-Time Injury Rate), anzustreben.

Im Vergleich zum Vorjahr erwartet **E&P** in 2011 eine geringere Produktion auf Grund der weiterhin instabilen

politischen Lage in Nordafrika und im Mittleren Osten. OMV verfolgt die politische Situation in Libyen und im Jemen sehr aufmerksam. Anfang März 2011 wurde in Libyen die Produktion eingestellt. Vor kurzem konnte die Produktion wieder angefahren werden, sie liegt aber noch deutlich unter dem Niveau von vor Ausbruch der Unruhen. OMV unterstützt ihre Joint Venture Partner aktiv dabei, den Produktionsbetrieb wieder aufzunehmen. Derzeit sind die Partner in Verhandlungen mit den Behörden bezüglich der Aufhebung der Force Majeure. Alle zukünftigen Aktivitäten sind von einer stabilen Sicherheitslage im Land abhängig. Es ist daher verfrüht eine Einschätzung darüber abzugeben, wann die Produktion wieder auf signifikantem Niveau sein wird. Die beschädigte Export-Pipeline im Jemen wurde im Juli repariert und wieder in Betrieb genommen. Durch einen weiteren Anschlag wurde diese jedoch erneut außer Betrieb genommen. Das Produktionsniveau wird dieses Jahr von der Akquisition der Pioneer Anlagen in Tunesien und dem Abschluss der Transaktion zum Erwerb der Petronas E&P-Tochtergesellschaft in Pakistan im Juli profitieren. In Rumänien und Österreich konzentrieren wir uns weiterhin auf die erfolgreiche Reduktion des natürlichen Produktionsrückgangs und die Steigerung der Ausbeute-rate von reifen Feldern. Auf Grund der weiterhin intensiven Explorations- und Appraisalaktivitäten werden die Explorationsausgaben in 2011 wesentlich höher als in 2010 erwartet. Momentan finden wichtige Bohrungen in Großbritannien, Norwegen, in der Region Kurdistan im Irak und in Rumänien statt.

Im Geschäftsbereich **G&P** stellt die Implementierung des Dritten Energiepakets der EU (Unbundling Vorschriften) im Jahr 2011 einen wesentlichen Schwerpunkt für den Logistik-Bereich dar. Absatzseitig bleiben die Margen weiterhin unter Druck. Eine nachhaltige Entlastung kann nur durch erfolgreiche Preis-Revisions-Verhandlungen mit den Lieferanten von Öl-indiziertem Gas erreicht werden. Der Haupt-

fokus in Bezug auf das Nabucco Gas Pipeline Projekt liegt auf den Verhandlungen mit Gas-Lieferländern in der Kaspischen Region, der weiteren technischen Detailplanung und der Vorbereitung des Open Season Prozesses für die Vermarktung der Transportkapazitäten. Es wird erwartet, dass das Gaskraftwerk in Brazi (Rumänien) gegen Ende Q4/11 für den kommerziellen Betrieb bereit sein wird, während der Windpark in Dorobantu (Rumänien) bereits im Oktober den kommerziellen Betrieb aufgenommen hat. Die rumänischen Regulierungsbehörden haben Anfang 2011 eine Regelung erlassen, die vorsieht, dass für den internen nicht-technischen Verbrauch der Gas Basket anzuwenden ist. Dies inkludiert auch das Gaskraftwerk Brazi und führt dazu, dass Petrom teilweise Gas für das Kraftwerk importieren muss, anstatt Gas aus Eigenproduktion zu verwenden. Die Profitabilität des Kraftwerks wird dadurch erheblich belastet. Petrom unternimmt jedoch alle möglichen Schritte, um die Rechtmäßigkeit des Erlasses, der dem rumänischen Gasgesetz, der europäischen Gesetzgebung und EU-internen Marktprinzipien widerspricht, anzufechten.

Der Geschäftsbereich **R&M** wird weiter vom herausfordernden Margenumfeld sowohl in den Raffinerien als

auch im Marketing-Geschäft unter Druck gesetzt. Nach dem Revisions-Stillstand von Bayernoil am Standort Neustadt (Q1/11) und des Petrochemie-Bereichs in Schwechat (Q2/11) sind keine weiteren Abschaltungen in den westlichen Raffinerien für das restliche Jahr geplant. In der Petrom Raffinerie Petrobrazi ist kein großer Stillstand geplant. Die Raffinerie Arpechim bleibt dauerhaft geschlossen. Im Marketing-Geschäft dauert der Druck auf das Mengen- und Margenumfeld weiterhin an, wird jedoch durch die kontinuierliche Optimierung des Tankstellennetzwerks ausgeglichen, die zu einer verbesserten Marketing-Profitabilität führen sollte. Seit 2011 wird Petrol Ofisi vollkonsolidiert und trägt somit zur OMV Marketing-Performance bei. In Petrom wird das überarbeitete Petrobrazi Raffinerie-Investitionsprogramm weitergeführt. Striktes Kostenmanagement und eine weitere Optimierung des Geschäfts werden zu einer verbesserten Profitabilität führen.

Auf einen Blick

Q2/11	Q3/11	Q3/10	Δ%	in EUR Mio	1-9/11	1-9/10	Δ%	2010
7.960	8.669	5.673	53	Umsatz ¹⁾	24.701	16.688	48	23.323
412	469	320	46	EBIT E&P ²⁾	1.558	1.376	13	1.816
26	6	45	-86	EBIT G&P	105	150	-30	277
138	121	84	43	EBIT R&M	352	398	-11	397
-11	-7	-18	-59	EBIT Konzernbereich und Sonstiges	-32	-81	-60	-128
2	-25	-37	-33	Konsolidierung	-45	-91	-51	-28
567	563	395	43	EBIT	1.937	1.752	11	2.334
296	315	78	n.m.	davon EBIT Petrom Gruppe	893	479	86	708
32	47	-	n.a.	davon EBIT Petrol Ofisi	87	-	n.a.	-
439	480	522	-8	EBIT vor Sondereffekten E&P ^{2), 3)}	1.596	1.638	-3	2.099
26	6	45	-87	EBIT vor Sondereffekten G&P ³⁾	105	151	-31	279
11	125	124	1	CCS EBIT vor Sondereffekten R&M ³⁾	147	271	-46	225
-10	-4	-22	-80	EBIT vor Sondereffekten Konzernbereich und Sonstiges ³⁾	-28	-66	-58	-105
2	-25	-37	-33	Konsolidierung	-45	-91	-51	-28
468	581	632	-8	CCS EBIT vor Sondereffekten ³⁾	1.775	1.903	-7	2.470
306	307	179	71	davon CCS EBIT vor Sondereffekten Petrom Gruppe ³⁾	895	560	60	789
18	41	-	n.a.	davon CCS EBIT vor Sondereffekten Petrol Ofisi ³⁾	67	-	n.a.	-
514	492	283	74	Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	1.705	1.626	5	1.961
378	357	138	159	Periodenüberschuss	1.209	1.019	19	1.214
269	220	149	48	Den Aktionären zuzurechnender Periodenüberschuss ⁴⁾	854	832	3	921
236	233	290	-20	Den Aktionären zuzurechnender CCS Periodenüberschuss vor Sondereffekten ^{3), 4)}	740	901	-18	1.118
0,88	0,68	0,50	36	Ergebnis je Aktie in EUR	2,75	2,79	-1	3,08
0,77	0,71	0,97	-26	CCS EPS vor Sondereffekten in EUR ³⁾	2,39	3,02	-21	3,74
384	857	470	82	Cashflow aus der Betriebstätigkeit	2.134	1.982	8	2.886
1,26	2,63	1,57	67	Cashflow je Aktie (CFPS) in EUR	6,88	6,63	4	9,66
4.312	4.226	3.262	30	Nettoverschuldung	4.226	3.262	30	5.167
34	33	30	9	Verschuldungsgrad in %	33	30	9	46
483	738	585	26	Investitionen	2.260	1.441	57	3.207
-	-	-	n.a.	Dividende je Aktie ⁴⁾	-	-	n.a.	1,00
-	-	-	n.a.	ROFA in %	15	19	-18	18
-	-	-	n.a.	ROACE in %	11	10	10	10
-	-	-	n.a.	ROE in %	13	13	3	11
30.516	30.365	32.219	-6	OMV Mitarbeiteranzahl	30.365	32.219	-6	31.398
23.693	23.463	26.447	-11	davon Petrom Gruppe	23.463	26.447	-11	24.662

Zahlen in dieser und folgenden Tabellen lassen sich möglicherweise auf Grund von Rundungsdifferenzen nicht aufaddieren.

¹⁾ Umsätze exklusive Mineralölsteuer.

²⁾ Exklusive Zwischengewinneliminierung, angeführt in der Zeile „Konsolidierung“.

³⁾ Bereinigt um einmalige Sondereffekte; das bereinigte CCS Ergebnis eliminiert Lagerhaltungsgewinne/-verluste (CCS Effekte) aus den Fuels-Raffinerien und Petrol Ofisi.

⁴⁾ Nach Abzug des den Hybridkapitalbesitzern sowie den nicht beherrschenden Anteilen zuzurechnenden Periodenüberschusses.

Exploration und Produktion (E&P)

Q2/11	Q3/11	Q3/10	Δ%	in EUR Mio	1-9/11	1-9/10	Δ%	2010
1.196	1.234	1.191	4	Umsatz	3.786	3.514	8	4.666
412	469	320	46	Betriebserfolg (EBIT)	1.558	1.376	13	1.816
-27	-11	-202	-94	Sondereffekte	-38	-262	-85	-283
439	480	522	-8	EBIT vor Sondereffekten	1.596	1.638	-3	2.099

Q2/11	Q3/11	Q3/10	Δ%	Operative Kennzahlen	1-9/11	1-9/10	Δ%	2010
25,1	26,0	29,0	-10	Gesamtproduktion in Mio boe	78,5	86,5	-9	115,9
275.000	283.000	316.000	-10	Gesamtproduktion in boe/d	287.000	317.000	-9	318.000
12,2	12,5	15,8	-21	Rohöl- und NGL-Produktion in Mio bbl	39,1	47,4	-18	63,4
72,1	75,9	74,5	2	Erdgasproduktion in bcf	220,9	219,5	1	295,1
117,04	113,41	76,86	48	Durchschnittl. Brent-Preis in USD/bbl	111,89	77,14	45	79,50
100,22	97,49	72,65	34	Durchschnittlich realisierter Rohölpreis in USD/bbl	97,08	72,76	33	73,44
143,92	114,32	106,86	7	Explorationsausgaben in EUR Mio	370,95	243,54	52	375,65
179,25	67,08	61,55	9	Explorationsaufwand in EUR Mio	301,75	157,45	92	238,70
14,48	14,88	11,84	26	Produktionskosten in USD/boe	14,32	12,37	16	12,83

Davon Petrom Gruppe (oben inkludiert)

Q2/11	Q3/11	Q3/10	Δ%	in EUR Mio	1-9/11	1-9/10	Δ%	2010
283	316	119	165	Betriebserfolg (EBIT)	897	547	64	715
-21	-4	-105	-96	Sondereffekte	-26	-105	-75	-126
304	320	224	43	EBIT vor Sondereffekten	923	652	42	841

Q2/11	Q3/11	Q3/10	Δ%	Operative Kennzahlen	1-9/11	1-9/10	Δ%	2010
187.000	184.000	183.000	0	Gesamtproduktion in boe/d	186.000	183.000	1	184.000
8,4	8,2	8,4	-3	Rohöl- und NGL-Produktion in Mio bbl	24,8	25,0	-1	33,3
1,3	1,3	1,3	4	Erdgasproduktion in Mrd m ³ ¹⁾	4,0	3,8	3	5,2
114,21	112,57	75,55	49	Durchschnittl. Urals-Preis in USD/bbl	109,77	75,92	45	78,29
95,72	94,32	68,48	38	Durchschnittlich realisierter Rohölpreis in USD/bbl	93,39	68,37	37	68,72
172,11	164,10	150,11	9	Regulierter Inlandsgaspreis für Produzenten in USD/1.000 m ³	165,50	155,02	7	155,44
16,11	16,61	15,41	8	Produktionskosten in USD/boe	16,46	16,31	1	16,74

¹⁾ Werte in Mrd m³ berichtet, da rumänische Gaspreise auf 1.000 m³ basieren.

Drittes Quartal 2011 (Q3/11)

- Günstiges Ölpreisumfeld unterstützte das Ergebnis in Q3/11
- Gesamtproduktion unter Q3/10, vorwiegend auf Grund des Produktionsausfalls in Libyen und im Jemen

Der **Brent**-Preis in USD lag 48% über dem Niveau von Q3/10, während sich der durchschnittlich **realisierte Rohölpreis** des Konzerns um 34% auf USD 97,49/bbl erhöhte und somit das negative Hedging-Ergebnis in Q3/11 widerspiegelte. Der **Urals**-Preis, der Referenzölpreis für Rumänien, stieg um 49%. Der durchschnittlich im Konzern **erzielte Gaspreis** in EUR war gegenüber Q3/10 um 6% höher.

Das **EBIT vor Sondereffekten** ging im Vergleich zu Q3/10, im Wesentlichen auf Grund von niedrigeren Verkaufsmengen, ungünstigen Fremdwährungseffekten sowie einem negativen Hedging-Ergebnis, welche durch den erheblich

höheren Ölpreis nicht ausgeglichen werden konnten, um 8% zurück. Während **Rohöl-Hedges**, die in Q1/11 abgeschlossen wurden, das Ergebnis mit EUR -55 Mio belasteten, konnte dieser Effekt durch einen positiven Beitrag der EUR-USD-Hedges (EUR 11 Mio) etwas abgeschwächt werden. Das Nettoergebnis dieser Hedges wirkte sich somit in Summe mit EUR -44 Mio negativ auf das EBIT aus, im Vergleich zu einem positiven Beitrag in Höhe von EUR 17 Mio in Q3/10. Die **Explorationsaufwendungen** haben sich, vorwiegend auf Grund der Abschreibung der Explorationsbohrung Chamonix (Norwegen) um 9% erhöht. **Netto-Sonderaufwendungen** in Höhe von EUR -11 Mio in Q3/11,

im Vergleich zu EUR -202 Mio, welche sich hauptsächlich auf die Abschreibungen von Strasshof und die kasachischen Aktivitäten von Petrom in Q3/10 bezogen, führten zu einem um 46% höheren **EBIT**.

Die **Produktionskosten** exkl. Lizenzgebühren (OPEX) in USD/boe stiegen im Vergleich zu Q3/10 um 26% und spiegeln somit hauptsächlich die insgesamt niedrigeren Produktionsmengen sowie die negativen Fremdwährungseffekte wider. Die OPEX in USD/boe von Petrom stiegen auf Grund negativer Fremdwährungseffekte (RON stärker vs. USD), um 8%. Die **Explorationsausgaben** des Konzerns stiegen im Vergleich zu Q3/10 um 7% auf EUR 114 Mio, im Wesentlichen durch höhere Aktivitäten in Norwegen.

Die **OMV Gesamttagesproduktion** von Erdöl, NGL und Erdgas lag, vorwiegend auf Grund der anhaltenden politischen Instabilität in Libyen und im Jemen, mit 283.000 boe/d 10% unter Q3/10. Die Gesamttagesproduktion von Petrom lag auf dem Niveau von Q3/10. Die **OMV Erdöl- und NGL-Tagesproduktion** fiel um 21% vs. Q3/10 und spiegelt im Wesentlichen die Produktionsunterbrechung in Libyen und im Jemen, welche durch einen höheren Beitrag aus Tunesien (Pioneer) nicht kompensiert werden konnte, wider. Die **OMV Erdgastagesproduktion** lag 2% über Q3/10, trotz des Rückgangs in Österreich und Großbritannien, der durch den Anstieg in Rumänien und Kasachstan mehr als ausgeglichen werden konnte. Höhere Verkaufsmengen in Tunesien und Kasachstan konnten den Mengenausfall in Libyen und im Jemen nicht kompensieren. Dies führte zu einer um 11% niedrigeren **Gesamtverkaufsmenge**.

Verglichen zu Q2/11, stieg das EBIT vor Sondereffekten, trotz des Rückgangs der Ölpreise und der Verkaufsmengen, vorwiegend auf Grund der im Vergleich zum besonders hohen Niveau von Q2/11 niedrigeren Explorationsaufwendungen, um 9%. Das Hedging-Ergebnis betrug EUR -44 Mio vs. EUR -47 Mio in Q2/11. Das EBIT lag um 14% über Q2/11 und beinhaltete die oben erwähnten Netto-Sonderaufwendungen von EUR 11 Mio vs. EUR 27 Mio, welche in Q2/11 im Zusammenhang mit der Abschreibung von Kultuk entstanden. Die Gesamttagesproduktion lag 3% über dem Vorquartal, hauptsächlich auf Grund der Rückkehr der österreichischen und neuseeländischen Produktionsmengen auf das Level vor den Wartungsstillständen sowie der teilweisen Wiederaufnahme der Produktion im Jemen. Die beschädigte Export-Pipeline im Jemen wurde im Juli repariert und wieder in Betrieb genommen. Durch einen weiteren Anschlag wurde diese jedoch erneut außer Betrieb genommen. In Libyen stand die Produktion auf Grund der anhaltenden politischen Instabilität sowie der Sicherheitsbedenken weiterhin still. Die tunesischen ehemaligen Pioneer Anlagen, haben mit 4.900 boe/d zur Gesamtproduktion in Q3/11 beigetragen. Die Akquisition der Petronas Anlagen in Pakistan, welche am 11. Juli abgeschlossen wurde, brachte zusätzlich rund 900 boe/d. In Rumänien lag die Produktion leicht unter Q2/11, da neue Bohrungen Ausfälle, welche durch schlechtes Wetter verursacht wurden, nicht zur Gänze kompensieren konnten. Insgesamt stieg die Öltagesproduktion um 2%, während die Erdgastagesproduktion einen Anstieg von 4%, welcher vornehmlich auf die oben erwähnte Zunahme in Österreich zurückzuführen war, verzeichnete. Die Gesamtverkaufsmengen fielen vor allem auf Grund des saisonal bedingten Rückgangs der Gasverkaufsmengen in Österreich, um 2%.

Jänner – September 2011 (1-9/11)

Während der Rohölpreis Brent im Vergleich zu 1-9/10 um 45% anstieg, erhöhte sich der durchschnittlich **realisierte Rohölpreis** des Konzerns um 33% auf USD 97,08/bbl. Der geringere Anstieg spiegelt den negativen Hedging-Effekt von EUR -115 Mio, der einem positiven Hedging-Effekt von EUR 48 Mio in 1-9/10 gegenüber steht, wider. Trotz der unveränderten Gaspreissituation in Rumänien stieg der durchschnittlich im Konzern **erzielte Gaspreis** um 10% und spiegelt damit die allgemeine Gaspreiserhöhung aber auch die verzögerte Entwicklung im Vergleich zum Ölpreis wider.

Trotz eines erheblich höheren Ölpreises ging das **EBIT vor Sondereffekten** im Vergleich zu 1-9/10, im Wesentlichen auf Grund von niedrigeren Verkaufsmengen, ungünstigen Fremdwährungseffekten sowie einem negativen Hedging-Ergebnis, um 3% zurück. Netto-Sonderaufwendungen von EUR -38 Mio in 1-9/11, die sich hauptsächlich auf die Abschreibung von Kultuk in Q2/11 bezogen, verglichen zu Netto-Sonderaufwendungen von EUR -262 Mio in 1-9/10, vornehmlich in Folge der Abschreibungen von Strasshof, der kasachischen Aktivitäten von Petrom sowie des Felds Bardolino (Großbritannien), führten zu einem um 13% höheren **EBIT**.

Die **Produktionskosten** exkl. Lizenzgebühren (OPEX) in USD/boe stiegen gegenüber 1-9/10, vorwiegend wegen des Mengenrückgangs sowie der negativen Fremdwährungseffekte, um 16%. Die OPEX von Petrom stiegen geringfügig um 1%. Die **Explorationsausgaben** stiegen vor allem in Folge von höheren Aktivitäten in Norwegen, Australien (Zola), Großbritannien und Rumänien (Totea Deep) um 52%. Die **OMV Gesamttagesproduktion** von Erdöl, NGL und Erdgas lag 9% unter 1-9/10, da höhere Mengen aus Tunesien (Pioneer) und Kasachstan niedrigere Mengen aus Libyen, dem Jemen und Österreich (geplanter Stillstand in Q2/11) nicht kompensieren konnten. Die **OMV Erdöl- und NGL-Tagesproduktion** fiel, im Wesentlichen durch den Produktionsrückgang in Libyen und im Jemen, um 18%. Die Produktion in Libyen befand sich bis 20. Februar auf normalem Niveau. Nachdem mehrere Felder Anfang März keine offiziellen Produktionsvolumina mehr meldeten, hat die Produktion de facto aufgehört. OMV berichtet deshalb keine libyschen Produktionszahlen mehr. Ab Mitte März wurde die Produktion im Jemen auf Grund eines Anschlags auf eine Export-Pipeline, die jedoch im Juli repariert und wieder in Betrieb genommen wurde, eingestellt. Durch einen weiteren Anschlag wurde diese jedoch erneut außer Betrieb genommen. Die **OMV Erdgastagesproduktion** lag

1% über 1-9/10, da eine höhere Produktion in Rumänien, Pakistan, Kasachstan und Tunesien den Rückgang in Österreich und Neuseeland wettmachten. Niedrigere Verkaufsmengen in Libyen, im Jemen, Neuseeland und Großbritan-

nien konnten durch höhere Mengen in Österreich, Tunesien und Kasachstan nicht ausgeglichen werden. Dies führte zu einem Rückgang der **Gesamtverkaufsmenge** um 7%.

Gas und Power (G&P)

Q2/11	Q3/11	Q3/10	Δ%	in EUR Mio	1-9/11	1-9/10	Δ%	2010
1.313	1.328	778	71	Umsatz	4.392	2.829	55	4.365
26	6	45	-86	EBIT	105	150	-30	277
0	0	0	-100	Sondereffekte	0	-1	-100	-2
26	6	45	-87	EBIT vor Sondereffekten	105	151	-31	279

Q2/11	Q3/11	Q3/10	Δ%	Operative Kennzahlen	1-9/11	1-9/10	Δ%	2010
4,69	4,79	3,11	54	Verkaufsmengen Erdgas in Mrd m ³	16,11	12,00	34	18,03
908.272	790.657	801.939	-1	Durchschnittlich verkaufte Speicherkapazität m ³ /h	851.816	845.612	1	867.507
25,55	25,38	21,74	17	Verkaufte Gastransporte in Mrd m ³	75,90	64,27	18	89,21

Davon Petrom Gruppe (oben inkludiert)

Q2/11	Q3/11	Q3/10	Δ%	in EUR Mio	1-9/11	1-9/10	Δ%	2010
-2	3	-11	n.m.	EBIT	9	-5	n.m.	39
0	0	0	-100	Sondereffekte	0	0	-100	-2
-2	3	-11	n.m.	EBIT vor Sondereffekten	9	-5	n.m.	41

Q2/11	Q3/11	Q3/10	Δ%	Operative Kennzahlen	1-9/11	1-9/10	Δ%	2010
415	477	371	29	Importpreis in USD/1.000 m ³ ¹⁾	423	355	19	360
172	164	150	9	Regulierter Inlandsgaspreis für Produzenten in USD/1.000 m ³	166	155	7	155
1,05	0,84	0,73	15	Verkaufsmengen Erdgas in Mrd m ³	3,35	3,09	9	4,66

¹⁾ Die Tabelle zeigt die tatsächlichen Importpreise, die von ANRE monatlich rückwirkend veröffentlicht werden. Da die letzten verfügbaren Daten von August 2011 sind, beruhen die Zahlen für Q3/11 und 1-9/11 auf Schätzungen.

Drittes Quartal 2011 (Q3/11)

- ▶ **Anstieg der Verkaufsmengen von Supply, Marketing und Trading vs. Q3/10, hauptsächlich auf Grund von erhöhten kurzfristigen Handelsmengen an internationalen Gashandelspunkten**
- ▶ **Negativer Ergebniseinfluss auf Grund des anhaltenden, beträchtlichen Drucks auf die Margen in den Zielmärkten von EconGas**
- ▶ **Gas Logistik-Geschäft mit solider Performance und höheren verkauften Transportmengen**

Das **EBIT vor Sondereffekten** lag mit EUR 6 Mio 87% unter dem Niveau von Q3/10, hauptsächlich auf Grund des negativen Beitrags des Bereichs Supply, Marketing und Trading, der auf den anhaltenden, beträchtlichen Druck auf die Margen auf den europäischen Gasmärkten zurückzuführen war. Das **EBIT** zeigte denselben Verlauf, da keine Sondereffekte zu berücksichtigen waren.

Der Bereich **Supply, Marketing und Trading** verzeichnete im Vergleich zu Q3/10 einen Anstieg der Verkaufsmengen um 54%. EconGas konnte die Verkaufsmengen hauptsächlich auf Grund von höheren kurzfristigen Handelsmengen an internationalen Gashandelspunkten steigern. Der beträchtliche Druck auf die Margen setzte sich fort, da die Spotpreise weiterhin deutlich unter den langfristigen Gasbezugspreisen lagen. In diesem Marktumfeld waren die erzielbaren Margen im Großhandels-Geschäft sowie bei kurzfristigen Handelsmengen sehr gering. Im September wurde das LNG-Terminal Gate, in dem EconGas drei Mrd m³ Kapazität pro Jahr gebucht hat, in Betrieb genommen und EconGas hat das erste LNG-Schiff angelandet (81 Mio m³).

Petroms Verkaufsmengen stiegen im Vergleich zu Q3/10 um 15%, während sich der geschätzte Gasverbrauch in

Rumänien im Vergleich zum Vorjahr um 2% erhöhte. Diese Steigerung war auf höhere Verkaufsmengen an Industriekunden und eine geringere Einspeicherung von Inlandsgas zurückzuführen, wodurch höhere Mengen am Markt platziert werden konnten. Die verbesserte Situation bei den Rückstellungen für ausstehende Forderungen unterstützte das Ergebnis im Vergleich zu Q3/10. Auf Grund von hohen Importpreisen wurde Petrom in Q3/11 wieder durch die gesetzlich festgelegte Importverpflichtung für den internen, nicht-technischen Verbrauch belastet.

Der empfohlene (de facto regulierte) Erdgaspreis für Produzenten liegt seit Februar 2008 unverändert bei RON 495/1.000 m³ und wurde seither auch nicht um die Inflation angepasst.

Im **Gas Logistik**-Bereich zeigte das Speicher-Geschäft im Vergleich zu Q3/10 etwas niedrigere durchschnittlich verkaufte Speicherkapazitäten. Das Transport-Geschäft verzeichnete im Vergleich zu Q3/10 auf Grund zusätzlicher Pipeline-Transportkapazitäten in Österreich (neue Pipeline Baumgarten-Auersthal und WAG Erweiterung) einen Anstieg von 17% bei den verkauften Transportmengen. Aktivitäten im Zusammenhang mit der Implementierung des

Dritten Energiepakets der Europäischen Union (Unbundling Verpflichtung) und höhere Energiekosten hatten, im Vergleich zu Q3/10, erhöhte Kosten zur Folge.

Im Bereich **Power** wird gerade die heiße Inbetriebnahmephase für das Gaskraftwerk Brazi durchgeführt. Alle nötigen Tests für die Turbinen-Inbetriebnahme und Stromnetz-Konformität wurden beim Windpark Dorobantu erfolgreich in Q3/11 abgeschlossen und der Windpark wurde im Oktober 2011 in Betrieb genommen. Beide Kraftwerke lieferten während der Test- und Inbetriebnahmephase Strom ins Netz. Das Kraftwerk Samsun in der Türkei schreitet ebenfalls plangemäß voran. Der Baufortschritt der Kraftwerke führte auch zu einem höheren Kostenniveau des Power-Bereichs.

Im Vergleich zu Q2/11 fiel das EBIT vor Sondereffekten um 76%, was vor allem auf EconGas, die unter den niedrigen Margen in ihren Zielmärkten litt, zurückzuführen war. Die Verkaufsmengen von EconGas stiegen nur auf Grund von erhöhten kurzfristigen Handelsmengen an internationalen Gashandelspunkten um 9% im Vergleich zu Q2/11. Die Verkaufsmengen von Petrom fielen saisonal bedingt im Vergleich zu Q2/11 um 21%, während der geschätzte Gasverbrauch in Rumänien um 16% zurückging. Dieser Rückgang, welcher höher als der Markt war, war auf eine höhere Einspeicherung von Inlandsgas als Vorbereitung auf die Wintersaison zurückzuführen. Das Transport-Geschäft verzeichnete verkaufte Transportvolumina auf Q2/11 Niveau. Das Speicher-Geschäft zeigte mit niedrigeren Ausspeicherraten die erwartete saisonale Entwicklung, wobei die Einspeicherraten beinahe unverändert waren.

Jänner – September 2011 (1-9/11)

Im Vergleich zum Vorjahr reduzierte sich das **EBIT** um 30%, im Wesentlichen in Folge des extremen Drucks auf die Margen im Supply, Marketing und Trading-Geschäft. Das **EBIT vor Sondereffekten** zeigte eine ähnliche Entwicklung wie das EBIT.

Der Bereich **Supply, Marketing und Trading** verzeichnete im Vergleich zum Vorjahr einen Anstieg der Verkaufsmengen um 34%, jedoch belastete der beträchtliche Druck auf die Margen das Ergebnis. Der deutliche Anstieg der Verkaufsmengen bei EconGas war vor allem auf eine deutliche Steigerung der kurzfristigen Handelsmengen zurückzuführen. Die Margen waren jedoch stark unter Druck, da die Spotpreise weiterhin deutlich unter den langfristigen Gasbezugspreisen lagen. Die Verkaufsmengen von Petrom erhöhten sich im Vergleich zu 1-9/10 um 9%, während die geschätzte Nachfrage in Rumänien ein Wachstum von 4% verzeichnete. Das Ergebnis wurde von der höheren Importquote, den höheren Importpreisen, sowie von der Verordnung der rumänischen Regulierungsbehörden, die die Anwendung des Gas Basket-Systems auf den internen, nicht-technischen Verbrauch durchsetzte, negativ beeinflusst. Durch strenges Forderungsmanagement konnte die Situation im Zusammenhang mit Rückstellungen für ausstehende Forderungen weiter deutlich verbessert werden.

Das **Gas Logistik-Geschäft** profitierte von höheren verkauften Transportmengen, die primär auf die oben erwähnten zusätzlichen Kapazitäten in Österreich zurückzuführen waren. Weiters trug ein Anstieg der gebuchten Speichervolumina und der verkauften Raten positiv zum Logistik-Ergebnis bei. Zusätzliche Kosten auf Grund der Implementierung des Dritten Energiepakets der Europäischen Union (Unbundling Verpflichtung) und höhere Energiekosten hoben den positiven Beitrag dieser erhöhten Leistungen jedoch auf.

Schließungsarbeiten wie der Abbruch und die Dekontamination von Doljchims Anlagen werden unter Einhaltung der europäischen Umwelt- und Sicherheitsstandards durchgeführt. Der negative Ergebnisbeitrag wurde im Vergleich zu 1-9/10 reduziert.

Der Baufortschritt der beiden Kraftwerke in Rumänien sowie des Kraftwerks Samsun in der Türkei in 1-9/11 hatte ein höheres Kostenniveau zur Folge.

Raffinerien und Marketing (R&M)

Q2/11	Q3/11	Q3/10	Δ%	in EUR Mio	1-9/11	1-9/10	Δ%	2010
6.533	7.179	4.653	54	Umsatz	19.829	13.134	51	18.042
138	121	84	43	EBIT	352	398	-11	397
11	41	31	33	davon Petrochemie	89	88	2	95
8	7	-55	n.m.	Sondereffekte	-3	-18	-82	-14
				CCS Effekte:				
119	-12	15	n.m.	Lagerhaltungsgewinne (+)/-verluste (-) ¹⁾	208	145	44	187
11	125	124	1	CCS EBIT vor Sondereffekten ¹⁾	147	271	-46	225

Q2/11	Q3/11	Q3/10	Δ%	Operative Kennzahlen	1-9/11	1-9/10	Δ%	2010
1,51	1,74	1,84	-5	OMV Referenz-Raffineriemarge in USD/bbl ²⁾	1,85	2,70	-32	2,90
5,14	5,21	5,38	-3	Raffinerieeinsatz in Mio t	15,37	15,29	1	20,97
86	86	77	11	Raffinerie-Auslastungsgrad gesamt in % ³⁾	86	74	16	76
4,61	4,94	4,93	0	Raffinerie-Ausstoß in Mio t	14,03	13,79	2	18,99
7,73	8,40	6,49	29	Gesamtverkaufsmenge Raffinerieprodukte in Mio t	23,16	17,91	29	24,48
5,73	6,27	4,42	42	davon Marketing-Verkaufsmengen in Mio t	16,97	11,81	44	16,03
0,39	0,53	0,52	2	davon Petrochemie in Mio t	1,46	1,55	-6	2,08
4.701	4.648	2.310	101	Tankstellenanzahl	4.648	2.310	101	2.291

Davon Petrom Gruppe (oben inkludiert)

Q2/11	Q3/11	Q3/10	Δ%	in EUR Mio	1-9/11	1-9/10	Δ%	2010
14	44	20	119	EBIT	45	55	-17	25
1	0	-3	n.m.	Sondereffekte	-24	0	n.m.	0
				CCS Effekte:				
11	12	7	81	Lagerhaltungsgewinne (+)/-verluste (-) ¹⁾	48	23	104	50
2	32	16	95	CCS EBIT vor Sondereffekten ¹⁾	22	31	-29	-25

Q2/11	Q3/11	Q3/10	Δ%	Operative Kennzahlen	1-9/11	1-9/10	Δ%	2010
-1,39	-2,70	-1,15	135	OMV Referenz-Raffineriemarge Ost in USD/bbl ²⁾	-1,67	0,21	n.m.	0,33
0,99	0,84	0,94	-11	Raffinerieeinsatz in Mio t	2,79	3,11	-10	4,15
83	69	44	59	Raffinerie-Auslastungsgrad gesamt in % ³⁾	78	49	60	49
0,94	0,82	0,86	-5	Raffinerie-Ausstoß in Mio t	2,67	2,74	-3	3,78
1,28	1,39	1,41	-1	Gesamtverkaufsmenge Raffinerieprodukte in Mio t	3,81	3,89	-2	5,38
0,97	1,14	1,17	-3	davon Marketing-Verkaufsmengen in Mio t	2,97	3,08	-4	4,16
794	795	802	-1	Tankstellenanzahl	795	802	-1	801

Davon Petrol Ofisi (oben inkludiert)

Q2/11	Q3/11	Q3/10	Δ%	in EUR Mio	1-9/11	1-9/10	Δ%	2010
35	47	-	n.a.	EBIT	90	-	n.a.	-
2	-5	-	n.a.	Sondereffekte	-3	-	n.a.	-
				CCS Effekte:				
12	11	-	n.a.	Lagerhaltungsgewinne (+)/-verluste (-) ¹⁾	22	-	n.a.	-
20	41	-	n.a.	CCS EBIT vor Sondereffekten ¹⁾	71	-	n.a.	-

Q2/11	Q3/11	Q3/10	Δ%	Operative Kennzahlen	1-9/11	1-9/10	Δ%	2010
1,86	1,91	-	n.a.	Gesamtverkaufsmenge Raffinerieprodukte in Mio t	5,27	-	n.a.	-
2.458	2.418	-	n.a.	Tankstellenanzahl	2.418	-	n.a.	-

¹⁾ Das CCS EBIT vor Sondereffekten eliminiert Lagerhaltungsgewinne/-verluste (CCS Effekte) aus den Fuels-Raffinerien und Petrol Ofisi.

²⁾ Mit Q1/11 wurde die OMV Referenz-Raffineriemarge Ost adaptiert, um Änderungen in der Produktertragsstruktur und der geplanten Schließung der Raffinerie Arpechim Rechnung zu tragen. Vorhergehende Perioden wurden nicht angepasst.

³⁾ Seit Q1/11 wird die Raffinerie Arpechim nicht mehr in der Berechnung berücksichtigt. Vorhergehende Perioden wurden nicht angepasst.

Drittes Quartal 2011 (Q3/11)

- ▶ **Höhere Kosten für Eigenenergieverbrauch auf Grund des hohen Ölpreises belasteten OMV Referenz-Raffineriemarge**
- ▶ **Petrochemie-Geschäft profitierte von insgesamt höheren Verkaufsmengen und besseren Butadien-Margen**
- ▶ **Marketing profitiert von Petrol Ofisi Ergebnisbeitrag, leidet aber unter fortdauerndem Margendruck**

Höhere Rohöl- und Produktenpreise sowie höhere Verkaufsmengen führten im Vergleich zu Q3/10 zu einem Anstieg im **R&M-Bereichsumsatz** um 54%.

Mit EUR 125 Mio lag das **CCS EBIT vor Sondereffekten** auf dem Niveau von Q3/10 (EUR 124 Mio). Dies spiegelt den Rückgang der OMV Referenz-Raffineriemarge, der jedoch durch einen höheren Beitrag des Petrochemie-Geschäfts, eine bessere Kostenposition der Raffinerien Ost sowie eine verbesserte Marketingperformance kompensiert werden konnte, wider. Netto-Sondererträge in Q3/11 in Höhe von EUR 7 Mio bezogen sich hauptsächlich auf Buchgewinne in Verbindung mit dem Verkauf der OMV Wärme Vertriebs GmbH. Negative CCS Effekte in Höhe von EUR -12 Mio in Folge niedrigerer Ölpreise führten zu einem EBIT von EUR 121 Mio (vs. EUR 84 Mio in Q3/10).

Das CCS EBIT vor Sondereffekten im **Raffinerie-Geschäft** lag, vor allem auf Grund des Rückgangs der OMV Referenz-Raffineriemarge von USD 1,84/bbl auf USD 1,74/bbl, welcher auf gestiegene Ölpreise und dadurch auf höhere Kosten für den Eigenenergieverbrauch zurückzuführen war, unter Q3/10. Dies konnte weder durch höhere Mitteldestillat- und Benzin-Margen, noch durch einen höheren Ergebnisbeitrag des Petrochemie-Geschäfts kompensiert werden. Bei Petrom litt das Raffinerie-Ergebnis ebenfalls unter der niedrigeren OMV Referenz-Raffineriemarge, welche jedoch durch niedrigere Kosten und operative Verbesserungen, unterstützt durch die Schließung der Raffinerie Arpechim, mehr als ausgeglichen werden konnte. Die OMV Referenz-Raffineriemarge Ost, die seit Q1/11, durch die Schließung von Arpechim, nur mehr die standardisierte Produktertragsstruktur der Raffinerie Petrobrazi beinhaltet (die Produktertragsstruktur zur Kalkulation der OMV Referenz-Raffineriemarge wurde in Q1/11 aktualisiert und die aktuelle Konfiguration von Petrobrazi berücksichtigt), lag mit USD -2,70/bbl auf Grund der durch den gestiegenen Ölpreis höheren Kosten des Eigenenergieverbrauchs unter dem Niveau von Q3/10 (USD -1,15/bbl).

Die **gesamte Kapazitätsauslastung**, welche die Raffinerie Arpechim in Rumänien seit Q1/11 nicht mehr in der Berechnung berücksichtigt, lag bei 86%. In den Raffinerien West war die Auslastung leicht niedriger als im Vorjahr (90% vs. 92% in Q3/10), da sich in Q3/11 die Raffinerie

Burghausen in einem kurzen, ungeplanten Wartungsstillstand befand. Die Kapazitätsauslastung der Raffinerie Petrobrazi lag in Q3/11 bei 69%, verglichen mit 78% in derselben Periode des Vorjahrs, auf Grund des geplanten Austauschs des Katalysators im August dieses Jahres. Insgesamt lag der **Raffinerie-Ausstoß** auf dem Niveau von Q3/10.

Das **Petrochemie-Ergebnis** lag auf Grund von insgesamt höheren Verkaufsmengen und einem besseren Marktumfeld für Butadien mit EUR 41 Mio über dem Niveau von Q3/10 (EUR 31 Mio).

Das **Marketing-Ergebnis vor Sondereffekten** lag, trotz eines schwierigen Nachfrage- und Margenumfelds, noch verstärkt durch Kostensteigerungen wie die neue Krisensteuer in Ungarn sowie Einführungskosten im Zusammenhang mit der Umsetzung der Zwei-Marken-Strategie in Österreich (unbesetzte Tankstellen), über dem Niveau von Q3/10. Diese Entwicklungen konnten durch den positiven Ergebnisbeitrag von Petrol Ofisi, wo sich die Margen leicht erholten, aber weiterhin unter Druck blieben, ausgeglichen werden. Insgesamt stiegen die **Verkaufsmengen** im Vergleich zu Q3/10 auf Grund der Konsolidierung von Petrol Ofisi um 42%. Per 30. September 2011 erhöhte sich die **Tankstellenanzahl** des Konzerns um 101% vs. Ende September 2010, was ebenfalls auf die Vollkonsolidierung von Petrol Ofisi zurückzuführen war.

Verglichen zu Q2/11 verbesserte sich das CCS EBIT vor Sondereffekten des Geschäftsbereichs R&M (EUR 125 Mio vs. EUR 11 Mio in Q2/11) in Folge eines Anstiegs der OMV Referenz-Raffineriemarge auf Grund höherer Dieselspannen und niedrigerer Ölpreise, die zu niedrigeren Kosten für den Eigenenergieverbrauch führten, deutlich. Weiters stieg der Ergebnisbeitrag des Petrochemie-Geschäfts in Folge des geplanten Stillstands in der Raffinerie Schwechat in Q2/11. Diese Entwicklungen wurden durch das Marketing-Geschäft weiter unterstützt, welches von der Urlaubssaison und dem höheren Beitrag von Petrol Ofisi profitierte. Der Margendruck ließ in den mittel- und osteuropäischen Märkten leicht nach. Bei Petrol Ofisi verbesserten sich die Margen ebenfalls leicht, blieben aber unter Druck.

Jänner – September 2011 (1-9/11)

Der **R&M-Bereichsumsatz** stieg auf Grund höherer Preise und Verkaufsmengen um 51%.

Das **CCS EBIT vor Sondereffekten** lag mit EUR 147 Mio signifikant unter dem Niveau von 1-9/10 (EUR 271 Mio). Dies war insbesondere auf das schwierige Margenumfeld

sowohl im Raffinerie- als auch im Marketing-Geschäft zurückzuführen. Nach Berücksichtigung von positiven CCS Effekten in Höhe von EUR 208 Mio (vs. EUR 145 Mio in 1-9/10) sowie Netto-Sonderaufwendungen in Höhe von EUR -3 Mio lag das EBIT mit EUR 352 Mio 11% unter dem Niveau von 1-9/10.

Das **Raffinerie-Ergebnis** ging verglichen zu 1-9/10 vor allem auf Grund des Rückgangs der OMV Referenz-Raffineriemarge, der aus gestiegenen Ölpreisen und dadurch höheren Kosten für den Eigenenergieverbrauch resultierte, deutlich zurück. Dies konnte durch einen geringfügig besseren Ergebnisbeitrag des Petrochemie-Geschäfts sowie niedrigere Kosten und operative Verbesserungen unterstützt durch die Schließung der Raffinerie Arpechim nicht ausgeglichen werden. Die OMV Referenz-Raffineriemarge Ost lag unter dem Niveau von 1-9/10 (USD -1,67/bbl vs. USD 0,21/bbl in 1-9/10), da höhere Kosten für den Eigenenergieverbrauch nicht durch bessere Mitteldestillat- und Benzin-Spannen aufgewogen werden konnten.

Insgesamt stieg die **Kapazitätsauslastung**, wegen der Stillstände in Schwechat und Petrobrazil in Q2/10 und weil die Raffinerie Arpechim seit Q1/11 nicht mehr in die Berechnung einbezogen wird, auf 86% (vs. 74% in 1-9/10). Der **Raffinerie-Ausstoß** erhöhte sich um 2%.

Das **Petrochemie-Ergebnis** erhöhte sich im Vergleich zu 1-9/10 auf Grund höherer Produktmargen und trotz des geplanten Stillstands in Schwechat in Q2/11, der die Möglichkeit vom günstigen Margenumfeld voll zu profitieren einschränkte, leicht. Die Petrochemie-Verkaufsmengen lagen 6% unter dem Niveau von 1-9/10.

Das **Marketing-Ergebnis** lag in Folge des andauernden schwierigen Margenumfelds speziell in Osteuropa sowie höherer Kosten, etwa durch die neue Krisensteuer in Ungarn, unter 1-9/10 und konnte durch den positiven Beitrag von Petrol Ofisi, welcher in 1-9/10 noch nicht inkludiert war, nicht kompensiert werden.

Konzernzwischenabschluss und Konzernanhang (verkürzt, ungeprüft)

Gesetzliche Grundlagen und Methoden

Der Konzernzwischenabschluss für die Berichtsperiode 1. Jänner bis 30. September 2011 wurde in Übereinstimmung mit IAS 34 Interim Financial Reporting erstellt.

Der Konzernzwischenabschluss enthält nicht alle im Geschäftsbericht enthaltenen Informationen und Angaben und sollte gemeinsam mit dem Konzernjahresabschluss zum 31. Dezember 2010 gelesen werden.

Die bei der Erstellung des Konzernzwischenabschlusses angewandten Bilanzierungsmethoden stimmen mit jenen des Konzernjahresabschlusses zum 31. Dezember 2010 überein. Die zum 31. Dezember 2010 angewandten Bewertungsmethoden blieben unverändert.

Der Konzernzwischenabschluss für Q3/11 ist ungeprüft; eine externe prüferische Durchsicht wurde nicht durchgeführt.

Konsolidierungskreisänderungen

Folgende Änderungen im Konsolidierungskreis traten im Vergleich zum 31. Dezember 2010 ein:

Im Geschäftsbereich E&P wurden OMV Anaguid Ltd. und OMV South Tunisia Ltd., beide mit Sitz in Grand Cayman, mit 1. März 2011 einbezogen. Die in Pakistan operative OMV Maurice Energy Limited wurde per 11. Juli 2011 erstkonsolidiert. Die erstmalige Bilanzierung dieser von Petronas erworbenen Gesellschaft ist vorläufig. Die zum Erwerbszeitpunkt angesetzten vorläufigen Beträge können daher während des Bewertungszeitraums noch berichtigt oder ergänzt werden.

Anfang Q1/11 wurde die OMV (Tunesien) Exploration GmbH, Wien, in die OMV (Tunesien) Production GmbH, Wien, verschmolzen. OMV (BAYERN) Exploration GmbH, Wien, wurde entkonsolidiert.

Der Verkauf von 89% an OMV Wärme VertriebsgmbH wurde am 1. Juli 2011 abgeschlossen und die Gesellschaft daher mit diesem Datum entkonsolidiert.

Die neu gegründete G&P Holdinggesellschaft OMV Gaz ve Enerji Holding Anonim Şirketi, Istanbul, wurde mit Beginn des Q3/11 in den Konsolidierungskreis einbezogen.

In Konzernbereich & Sonstiges (Kb&S) wurde die OMV Insurance Broker GmbH, Wien, entkonsolidiert.

Saisonalität und Zyklizität

Saisonalität ist vor allem in den Geschäftsbereichen G&P sowie R&M von Bedeutung; Erläuterungen dazu sind in der Darstellung dieser Geschäftsbereiche enthalten.

Zusätzlich zum Konzernzwischenabschluss und Konzernanhang zum 30. September 2011 enthalten die Darstellungen der Geschäftsbereiche weitere Informationen, welche den Konzernzwischenabschluss betreffen.

Gewinn- und Verlustrechnung (ungeprüft)

				Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung in EUR Mio				
Q2/11	Q3/11	Q3/10		1-9/11	1-9/10	2010		
7.960,27	8.669,45	5.673,18	Umsatzerlöse	24.701,22	16.688,00	23.323,44		
-74,81	-85,77	-68,29	Direkte Vertriebskosten	-230,45	-178,40	-244,75		
-6.758,12	-7.585,60	-4.775,39	Umsatzkosten	-21.092,56	-13.624,78	-19.187,96		
1.127,34	998,08	829,50	Bruttoergebnis vom Umsatz	3.378,21	2.884,82	3.890,72		
57,31	61,66	48,24	Sonstige betriebliche Erträge	188,84	172,62	250,52		
-237,67	-215,99	-193,34	Vertriebsaufwendungen	-668,40	-563,89	-755,51		
-112,47	-111,44	-69,47	Verwaltungsaufwendungen	-338,35	-216,58	-327,32		
-179,25	-67,08	-61,55	Explorationsaufwendungen	-301,75	-157,45	-238,70		
-3,30	-3,20	-4,15	Forschungs- und Entwicklungsaufwendungen	-10,25	-9,57	-15,80		
-84,89	-99,03	-154,21	Sonstige betriebliche Aufwendungen	-310,97	-357,77	-470,11		
567,08	563,00	395,03	Betriebserfolg (EBIT)	1.937,33	1.752,18	2.333,80		
72,86	44,82	38,29	Ergebnis aus assoziierten Unternehmen	188,54	92,04	91,71		
6,70	0,30	0,30	Dividendenerträge	7,12	9,70	9,97		
-83,56	-82,03	-97,09	Zinsergebnis	-260,28	-261,88	-335,85		
-48,82	-33,73	-53,16	Sonstiges Finanzergebnis	-167,29	33,70	-139,01		
-52,81	-70,64	-111,67	Finanzerfolg	-231,91	-126,45	-373,17		
514,27	492,36	283,36	Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	1.705,42	1.625,73	1.960,63		
-136,23	-134,95	-145,52	Steuern vom Einkommen und Ertrag	-496,52	-607,09	-746,51		
378,04	357,42	137,84	Perioden-/Jahresüberschuss	1.208,89	1.018,64	1.214,12		
268,88	220,48	148,82	davon den Aktionären des Mutterunternehmens zuzurechnen	854,25	832,35	920,59		
2,91	9,54	-	davon den Hybridkapitalbesitzern zuzurechnen	12,45	-	-		
106,26	127,39	-10,99	davon den nicht beherrschenden Anteilen zuzurechnen	342,19	186,28	293,53		
0,88	0,68	0,50	Ergebnis je Aktie in EUR	2,75	2,79	3,08		
0,88	0,67	0,50	Verwässertes Ergebnis je Aktie in EUR	2,74	2,78	3,07		
-	-	-	Dividende je Aktie in EUR	-	-	1,00		
Q2/11	Q3/11	Q3/10	Δ%	in EUR Mio	1-9/11	1-9/10	Δ%	2010
72,86	44,82	38,29	17	Ergebnis aus assoziierten Unternehmen	188,54	92,04	105	91,71
60,27	38,28	19,33	98	davon Borealis	160,90	71,19	126	108,89
-	-	19,23	n.a.	davon Petrol Ofisi	-	24,49	n.a.	-15,66

Gesamtergebnisrechnung (ungeprüft)

Q2/11	Q3/11	Q3/10	Δ%	in EUR Mio	1-9/11	1-9/10	Δ%	2010
378,04	357,42	137,84	159	Periodenüberschuss	1.208,89	1.018,64	19	1.214,12
-253,59	-222,29	-65,59	n.m.	Währungsdifferenzen aus der Umrechnung ausländischer Geschäftsbetriebe	-553,00	122,87	n.m.	202,88
0,24	0,00	-0,55	-99	Gewinne (+)/Verluste (-) aus der Bewertung zur Veräußerung verfügbarer finanzieller Vermögenswerte	-2,06	0,35	n.m.	-0,06
97,90	58,61	-17,29	n.m.	Gewinne (+)/Verluste (-) aus der Bewertung von Hedges	7,26	51,08	-86	101,53
-17,75	14,76	-8,28	n.m.	Auf assoziierte Unternehmen entfallender Anteil am sonstigen Ergebnis	-19,59	44,74	n.m.	74,67
-21,04	-9,55	4,01	n.m.	Summe der auf das sonstige Ergebnis entfallenden Ertragsteuern	-0,67	-10,25	-93	-21,47
-194,24	-158,47	-87,70	81	Sonstiges Ergebnis der Periode n. Steuern	-568,06	208,80	n.m.	357,55
183,79	198,94	50,14	n.m.	Gesamtergebnis der Periode	640,83	1.227,44	-48	1.571,67
122,86	108,89	13,20	n.m.	davon den Aktionären des Mutterunternehmens zuzurechnen	340,20	1.049,66	-68	1.277,48
2,91	9,54	-	n.a.	davon den Hybridkapitalbesitzern zuzurechnen	12,45	-	n.a.	-
58,03	80,51	36,94	118	davon den nicht beherrschenden Anteilen zuzurechnen	288,18	177,77	62	294,19

Erläuterungen zur Gewinn- und Verlustrechnung

Drittes Quartal 2011 (Q3/11)

Der im Vergleich zu Q3/10 um 53% höhere **Konzernumsatz** ist vor allem auf höhere Rohöl- und Produktenpreise, einen Anstieg der Gasverkaufsmengen sowie die Vollkonsolidierung von Petrol Ofisi zurückzuführen. Das **Konzern-EBIT** lag mit EUR 563 Mio über Q3/10 (EUR 395 Mio), was vor allem auf das bessere Ölpreisumfeld sowie auf substantielle Abschreibungen von E&P-Assets in Q3/10 zurückzuführen ist. Der **EBIT-Beitrag von Petrom** lag mit EUR 315 Mio deutlich über Q3/10, vor allem auf Grund eines stärkeren Rohölpreises. Die **Netto-Sonderaufwendungen** in Q3/11 von EUR 7 Mio beziehen sich hauptsächlich auf Personalrestrukturierungskosten, kompensiert durch Buchwertgewinne aus dem Verkauf der OMV Wärme VertriebsgmbH. Zusätzlich wurden negative **CCS Effekte** von EUR 12 Mio gebucht. Das **CCS EBIT vor Sondereffekten** fiel von EUR 632 Mio in Q3/10 auf EUR 581 Mio. Der Beitrag von Petrom lag mit EUR 307 Mio 71% über Q3/10.

Der **Finanzerfolg** hat sich, mit EUR -71 Mio, deutlich zu Q3/10 (EUR -112 Mio) verbessert. Dafür maßgeblich verantwortlich waren die USD-Finanzierungen von Petrom an ihre kasachischen Tochtergesellschaften, die in Q3/11 von der Abwertung des RON gegenüber dem USD profitiert haben. Das positive Borealis Ergebnis, das durch die vorteilhafte wirtschaftliche Lage bei Basis-Chemikalien und einen starken Joint Venture-Beitrag von Borouge hervorgerufen wurde, führte zu einem sehr guten Ergebnisbeitrag aus den At-Equity-konsolidierten Beteiligungen.

Die **laufenden Ertragsteuern** des OMV Konzerns betragen EUR 110 Mio, ein Aufwand aus **latenten Steuern** von EUR 25 Mio wurde ergebniswirksam in Q3/11 gebucht. Die **effektive Steuerquote** des Konzerns lag bei 27% (Q3/10:

51%). Dieser Rückgang ist vor allem auf den fehlenden Ergebnisbeitrag der hoch besteuerten libyschen Gesellschaften sowie auf Abschreibungen von E&P-Assets in Ländern mit einem unter der Konzernsteuerrate liegenden Steuersatzniveau in Q3/10 zurückzuführen.

Der **den Aktionären zuzurechnende Periodenüberschuss** stieg von EUR 149 Mio in Q3/10 auf EUR 220 Mio in Q3/11. Den Minderheiten- und Hybridanteilen waren EUR 137 Mio zuzurechnen (Q3/10: EUR -11 Mio). Der **den Aktionären zuzurechnende CCS Periodenüberschuss vor Sondereffekten** betrug EUR 233 Mio (Q3/10: EUR 290 Mio). Das **Ergebnis je Aktie** lag bei EUR 0,68, das **CCS Ergebnis je Aktie vor Sondereffekten** lag bei EUR 0,71 (Q3/10: EUR 0,50 bzw. EUR 0,97).

Verglichen zu Q2/11 stieg der Umsatz um 9%, vor allem auf Grund höherer Marketingverkaufsmengen. Das EBIT lag mit EUR 563 Mio leicht unter Q2/11 (EUR 567 Mio); das CCS EBIT vor Sondereffekten stieg um 24%. Das Finanzergebnis lag unter dem Vorquartal. Zurückzuführen ist diese Abweichung hauptsächlich auf den sehr guten Ergebnisbeitrag von Borealis in Q2/11 und den diesbezüglich etwas schwächeren Beitrag in Q3/11. Die effektive Steuerquote des Konzerns lag bei 27% (Q2/11: 26%). Dieser leichte Anstieg ist vor allem auf das positive Ergebnis in Großbritannien vs. einem Verlust in Q2/11 zurückzuführen. Der den Aktionären zuzurechnende Periodenüberschuss lag mit EUR 220 Mio unter Q2/11 (EUR 269 Mio); ebenso sank mit EUR 233 Mio der den Aktionären zuzurechnende CCS Periodenüberschuss vor Sondereffekten leicht (Q2/11: EUR 236 Mio).

Jänner – September 2011 (1-9/11)

Der Anstieg des **Konzernumsatzes** um 48% vs. 1-9/10 ist vor allem auf deutlich höhere Rohöl- und Produktenpreise, Gasverkaufsmengen sowie die Vollkonsolidierung von Petrol Ofisi zurückzuführen. Das **Konzern-EBIT** von EUR 1.937 Mio lag über 1-9/10, begünstigt durch höhere Rohölpreise und dadurch höhere positive CCS Effekte, teilweise kompensiert durch geringere Produktionsmengen, niedrigere Raffineriemargen und einen schwächeren USD. Der **EBIT-Beitrag von Petrom** stieg, vor allem auf Grund höherer Rohölpreise, auf EUR 893 Mio (1-9/10: EUR 479 Mio). **Netto-Sonderaufwendungen** von EUR 46 Mio (1-9/10: EUR 296 Mio) bezogen sich vor allem auf Schließungskosten der Raffinerie Arpechim, die Abschreibung der Explorationslizenz Kultuk (Kasachstan) sowie Personalrestrukturierungskosten, teilweise kompensiert durch Buchwertgewinne aus dem Verkauf der OMV Wärme VertriebsgmbH. Es wurden positive **CCS Effekte** von EUR 208 Mio (1-9/10: EUR 145 Mio) ausgewiesen. Das CCS EBIT vor Sondereffekten sank um 7% auf EUR 1.775 Mio. Der Beitrag von Petrom betrug EUR 895 Mio, 60% über 1-9/10.

Der **Finanzerfolg** lag mit EUR -232 Mio deutlich unter 1-9/10 (EUR -126 Mio) und war wesentlich durch die Bewertung der USD-Ausleihungen von Petrom an ihre kasachischen Tochtergesellschaften beeinflusst. Diese Ausleihungen führten in 1-9/10 durch die Abwertung des RON gegenüber dem USD zu Fremdwährungsgewinnen. Des Weiteren hatten die USD-Kredite von Petrol Ofisi auf Grund der Abwertung der TRY gegen USD einen negativen Einfluss auf das Finanzergebnis in 1-9/11. Diese FX-Verluste wurden durch einen marktbedingt deutlich stärkeren At-Equity-Beitrag von Borealis teilweise kompensiert.

Die **laufenden Ertragsteuern** des OMV Konzerns betragen EUR 433 Mio, **latente Steueraufwendungen** wurden in der Höhe von EUR 64 Mio in 1-9/11 gebucht. Die **effektive Steuerquote** des Konzerns fiel auf 29% (1-9/10: 37%), was insbesondere auf ein höheres At-Equity-Ergebnis, hauptsächlich von Borealis, den deutlich geringeren Ergebnisbeitrag der hoch besteuerten libyschen Gesellschaften

sowie den höheren, relativ gering besteuerten, Ergebnisbeitrag von Petrom zurückzuführen ist.

Der **den Aktionären zuzurechnende Periodenüberschuss** lag mit EUR 854 Mio über 1-9/10 (EUR 832 Mio). Den Minderheiten- und Hybridanteilen waren EUR 355 Mio zuzurech-

nen (1-9/10: EUR 186 Mio). Der **den Aktionären zuzurechnende CCS Periodenüberschuss vor Sondereffekten** betrug EUR 740 Mio (1-9/10: EUR 901 Mio). Das **Ergebnis je Aktie** lag bei EUR 2,75, das **CCS Ergebnis je Aktie vor Sondereffekten** lag bei EUR 2,39 (1-9/10: EUR 2,79 bzw. EUR 3,02).

Bilanz, Investitionen und Verschuldungsgrad (ungeprüft)

Konzernbilanz in EUR Mio	30. Sept. 2011	31. Dez. 2010
Vermögen		
Immaterielle Vermögenswerte	3.279,33	3.092,70
Sachanlagen	13.413,65	12.828,80
Anteile an assoziierten Unternehmen	1.609,61	1.487,63
Sonstige finanzielle Vermögenswerte	1.189,65	1.152,68
Sonstige Vermögenswerte	158,19	108,45
Langfristiges Vermögen	19.650,43	18.670,26
Latente Steuern	181,77	189,59
Vorräte	3.285,77	2.818,13
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	3.534,00	2.930,54
Sonstige finanzielle Vermögenswerte	295,31	352,61
Forderungen aus laufenden Ertragsteuern	132,40	103,07
Sonstige Vermögenswerte	258,70	299,94
Kassenbestand und Bankguthaben	380,50	946,13
Zu Veräußerungszwecken gehaltenes Vermögen	36,99	93,54
Kurzfristiges Vermögen	7.923,66	7.543,98
Summe Aktiva	27.755,86	26.403,83
Eigenkapital und Verbindlichkeiten		
Grundkapital	327,27	300,00
Hybridkapital	740,79	–
Rücklagen	9.527,81	8.780,58
OMV Anteilseigner	10.595,88	9.080,58
Anteile anderer Gesellschafter	2.368,00	2.231,71
Eigenkapital	12.963,87	11.312,29
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	876,35	899,33
Anleihen	1.989,27	1.990,13
Verzinsliche Finanzverbindlichkeiten	1.888,64	3.015,05
Rückstellungen für Rekultivierungsverpflichtungen	1.980,63	1.932,57
Sonstige Rückstellungen	320,54	295,57
Sonstige finanzielle Verbindlichkeiten	144,48	193,44
Sonstige Verbindlichkeiten	7,76	9,15
Langfristige Verbindlichkeiten	7.207,67	8.335,25
Latente Steuern	844,44	535,85
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	3.867,19	3.361,58
Anleihen	50,78	72,61
Verzinsliche Finanzverbindlichkeiten	565,36	895,52
Rückstellung für laufende Ertragsteuern	225,85	121,48
Sonstige Rückstellungen	444,91	451,27
Sonstige finanzielle Verbindlichkeiten	285,66	309,22
Sonstige Verbindlichkeiten	1.288,57	1.000,51
Zu Veräußerungszwecken gehaltene Verbindlichkeiten	11,56	8,25
Kurzfristige Verbindlichkeiten	6.739,88	6.220,45
Summe Passiva	27.755,86	26.403,83

Erläuterungen zur Bilanz zum 30. September 2011

Das Investitionsvolumen stieg auf EUR 2.260 Mio (1-9/10: EUR 1.441 Mio). Gestiegene Investitionen in den Geschäftsbereichen E&P und R&M standen niedrigeren Investitionstätigkeiten in G&P sowie Konzernbereich und Sonstiges (Kb&S) gegenüber.

E&P investierte EUR 1.534 Mio (1-9/10: EUR 692 Mio), vor allem in den Erwerb der tunesischen Tochtergesellschaften von Pioneer und der pakistanischen Tochtergesellschaft von Petronas. Des Weiteren wurde in die Entwicklung von Feldern in Rumänien, Österreich sowie in Kasachstan investiert. Die Investitionen im Geschäftsbereich **G&P**, EUR 348 Mio (1-9/10: EUR 502 Mio), standen im Zusammenhang mit dem Bau der Kraftwerke in Brazi (Rumänien) und in Samsun (Türkei), sowie mit dem Expansionsprojekt der West-Austria Gas Pipeline (WAG). Das Investitionsvolumen im Geschäftsbereich **R&M**, vor allem auch für Investitionen in Qualitätsverbesserungsprojekte in Österreich und Rumänien sowie für den Kauf weiterer Petrol Ofisi A.S. Aktien von den Minderheitsaktionären, lag bei EUR 356 Mio (1-9/10: EUR 212 Mio). Das Investitionsvolumen im Geschäftsbereich **Kb&S** lag bei EUR 21 Mio (1-9/10: EUR 35 Mio).

Im Vergleich zum Jahresende 2010 stieg das **Gesamtvermögen** um EUR 1.352 Mio bzw. 5% auf EUR 27.756 Mio hauptsächlich auf Grund der erläuterten Investitionen. Des Weiteren gab es auf Grund des gestiegenen Ölpreisumfelds eine Steigerung der Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sowie eine Erhöhung bei den Vorräten im Zuge von saisonalen Einspeicherungsaktivitäten im Gasbereich. Diesen positiven Effekten stand die Verminderung der Position Kassenbestand und Bankguthaben durch die Rückzahlung

von aufgenommenen Krediten gegenüber. Der teilweise Ausgleich des Kassenbestands erfolgte mittels einer Kapitalerhöhung und der Begebung einer Anleihe.

OMV platzierte am 6. Juni 2011 erfolgreich eine **Kapitalerhöhung** mit 27,3 Mio Aktien zu einem Bezugspreis von EUR 27,50 pro Aktie. Zusätzlich wurde am 25. Mai 2011 eine Hybridanleihe mit einem Emissionsvolumen von EUR 750 Mio erfolgreich ausgegeben. Gemäß IFRS wird der Erlös der Hybridanleihe vollständig als Eigenkapital anerkannt.

Das **Eigenkapital** erhöhte sich nach den oben erwähnten Kapitalmaßnahmen um etwa 15%, wodurch sich die Eigenkapitalquote des Konzerns zum Stichtag 30. September 2011 auf 47% (31. Dezember 2010: 43%) verbesserte.

Die gesamte Zahl der vom Unternehmen gehaltenen **eigenen Aktien** betrug per 30. September 2011 1.198.875 Stück (31. Dezember 2010: 1.203.195 Stück).

Per 30. September 2011 betragen die kurz- und langfristigen Kredite, Anleihen und Finanzierungsleasingverbindlichkeiten EUR 4.607 Mio (31. Dezember 2010: EUR 6.113 Mio). Davon entfielen EUR 112 Mio auf Finanzierungsleasingverbindlichkeiten (31. Dezember 2010: EUR 139 Mio). Kassenbestand und Bankguthaben verringerten sich auf EUR 381 Mio (31. Dezember 2010: EUR 946 Mio). Die **Nettoverschuldung** verringerte sich auf EUR 4.226 Mio verglichen zu EUR 5.167 Mio Ende 2010.

Zum 30. September 2011 betrug der **Verschuldungsgrad** (Gearing Ratio) 32,6% (31. Dezember 2010: 45,7%).

Cashflow (ungeprüft)

Q2/11	Q3/11	Q3/10	Konzern-Cashflow-Rechnung in EUR Mio	1-9/11	1-9/10	2010
378,04	357,42	137,84	Perioden-/Jahresüberschuss	1.208,89	1.018,64	1.214,12
449,95	395,09	528,92	Abschreibungen (+)/Zuschreibungen (-)	1.210,87	1.200,61	1.571,18
6,29	24,88	19,43	Latente Steuern	63,75	47,77	29,25
-4,58	2,05	-3,85	Gewinne (-)/Verluste (+) aus Abgängen von Anlagevermögen	-7,23	-7,68	-1,46
0,37	-8,74	59,47	Erhöhung (+)/Verminderung (-) langfristige Rückstellungen	10,17	71,70	71,56
-280,43	-15,02	51,63	Sonstige unbare Erträge (-)/Aufwendungen (+)	-208,95	-226,37	89,13
549,63	755,68	793,43	Mittelzufluss nach unbaren Posten	2.277,50	2.104,66	2.973,78
-297,53	-186,44	-368,76	Verminderung (+)/Erhöhung (-) Vorräte	-557,17	-134,38	-52,11
384,39	-255,82	-3,51	Verminderung (+)/Erhöhung (-) Forderungen	-422,18	-424,42	-698,31
-220,82	560,45	100,54	Erhöhung (+)/Verminderung (-) Verbindlichkeiten	802,71	453,36	670,64
-31,38	-16,53	-51,81	Erhöhung (+)/Verminderung (-) kurzfristige Rückstellungen	32,68	-17,23	-7,69
384,29	857,34	469,88	Mittelzufluss aus der Betriebstätigkeit	2.133,54	1.981,99	2.886,31
			Investitionen			
-508,50	-631,01	-569,13	Immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen	-1.736,38	-1.605,18	-2.087,61
-5,75	-8,44	-3,14	Beteiligungen, Ausleihungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte	-18,63	-34,47	-40,41
0,00	-146,92	-0,67	Erwerb einbezogener Unternehmen und Geschäftsbetriebe abzüglich liquider Mittel	-756,26	-16,55	-813,55
			Veräußerungen			
30,34	20,49	16,30	Erlöse aus dem Verkauf von Anlagevermögen	70,92	36,88	39,69
0,00	19,32	-0,81	Erlöse aus dem Verkauf einbezogener Unternehmen abzüglich liquider Mittel	19,32	27,62	26,79
-483,90	-746,55	-557,46	Mittelabfluss aus der Investitionstätigkeit	-2.421,02	-1.591,70	-2.875,09
88,77	-736,67	158,77	Erhöhung (+)/Verminderung (-) langfristiger Finanzierungen	-1.015,28	746,25	536,56
0,08	-0,06	0,00	Erwerb nicht beherrschender Anteile	-23,08	0,00	0,00
-107,74	-231,64	-112,99	Erhöhung (+)/Verminderung (-) kurzfristiger Finanzierungen	-273,37	-282,24	52,48
-432,86	-7,98	0,00	Dividendenzahlungen	-440,84	-322,67	-333,56
1.473,23	-	-	Kapitalerhöhung und Hybridanleihe	1.473,23	-	-
0,00	0,12	0,00	Rückkauf eigener Aktien	0,12	0,00	0,44
1.021,47	-976,24	45,79	Mittelzufluss/-abfluss aus der Finanzierungstätigkeit	-279,21	141,34	255,92
-8,49	17,85	-11,86	Währungsdifferenz auf liquide Mittel	1,06	4,04	4,45
913,37	-847,60	-53,65	Nettoabnahme (-)/-zunahme (+) liquider Mittel	-565,64	535,67	271,59
314,72	1.228,09	1.263,86	Liquide Mittel Periodenbeginn	946,13	674,54	674,54
1.228,09	380,50	1.210,21	Liquide Mittel Periodenende	380,50	1.210,21	946,13

Erläuterungen zur Cashflow-Rechnung

Der **Mittelzufluss aus dem Periodenergebnis** bereinigt um unbare Positionen – wie Abschreibungen, Nettoveränderung der langfristigen Rückstellungen, nicht zahlungswirksame Beteiligungsergebnisse und andere Positionen – betrug in 1-9/11 EUR 2.278 Mio (1-9/10: EUR 2.105 Mio). Im **Net Working Capital** wurden Mittel in Höhe von EUR 144 Mio gebunden (1-9/10: Mittelbindung von EUR 123 Mio). Dies führte zu einem, im Vergleich zu 1-9/10, um EUR 152 Mio höheren Cashflow aus der Betriebstätigkeit in Höhe von EUR 2.134 Mio.

Der **Cashflow aus der Investitionstätigkeit** (Mittelabfluss von EUR 2.421 Mio, 1-9/10: Mittelabfluss von EUR 1.592 Mio) beinhaltet neben Zahlungen für Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte (EUR 1.736 Mio) auch den Mittelabfluss aus dem Erwerb der tunesischen Tochtergesellschaften von Pioneer in Höhe von EUR 633 Mio (Netto-Mittelabfluss abzüglich der erworbenen Zahlungsmittel EUR 620 Mio) und aus dem Kauf der pakistanischen Tochtergesellschaft von Petronas. Diese Position beinhaltet auch den Netto-Mittelzufluss von EUR 5 Mio für den Verkauf der OMV Wärme VertriebsgmbH (1-9/10 beinhaltet diese Position auch den Netto-Mittelzufluss aus dem Verkauf der OMV Italia S.r.l. (EUR 23 Mio).

Der **Free Cashflow** (Cashflow aus der Betriebstätigkeit abzüglich Cashflow aus der Investitionstätigkeit) zeigte einen Mittelabfluss von EUR 287 Mio (1-9/10: Zufluss von EUR 390 Mio). In 1-9/11 gab es Dividendenzahlungen, die mit EUR 441 Mio, auf Grund der Zahlungen an Minderheitsgesellschafter von OMV Petrom S.A. (EUR 116 Mio), höher als in 1-9/10 (EUR 323 Mio) ausfielen. Der **Free Cashflow abzüglich Dividendenzahlungen** führte zu einem Mittelabfluss von EUR 728 Mio (1-9/10: Mittelzufluss von EUR 68 Mio).

Der **Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit** zeigt nach der Rückzahlung von Krediten in Petrol Ofisi, teilweise kompensiert durch die Ausgabe neuer Aktien (EUR 732 Mio) und einer Hybridanleihe (EUR 741 Mio), Mittelabflüsse von EUR 279 Mio (Mittelzufluss in 1-9/10: EUR 141 Mio). Des Weiteren reflektiert diese Entwicklung auch den Mittelabfluss von EUR 23 Mio aus dem Kauf weiterer Petrol Ofisi A.S. Aktien von Minderheitsaktionären sowie die während der Periode bezahlten Dividenden wie oben erwähnt (zusätzlich zu Dividendenzahlungen spiegelte die Entwicklung in 1-9/10 einen Mittelzufluss in Höhe von EUR 500 Mio aus der Begebung eines Eurobonds, sowie EUR 250 Mio aus der Rückzahlung einer Anleihe wider).

Verkürzte Eigenkapitalveränderungsrechnung (ungeprüft)

In EUR Mio	Grundkapital	Kapitalrücklagen	Hybridkapital	Gewinnrücklagen	Sonstige Rücklagen ¹⁾	Eigene Anteile	OMV Anteilseigner	Nicht beherrschende Anteile	Summe Eigenkapital
1. Jänner 2011	300,00	783,90	-	8.198,65	-188,76	-13,21	9.080,58	2.231,71	11.312,29
Gesamtergebnis der Periode				866,70	-514,05		352,65	288,18	640,83
Kapitalerhöhung	27,27	705,16	740,79				1.473,23		1.473,23
Dividendenzahlungen				-298,80			-298,80	-144,87	-443,66
Steuereffekte auf Transaktionen mit Eigentümern				4,15			4,15		4,15
Verkauf eigener Anteile		0,07				0,05	0,12		0,12
Zugang (+)/Abgang (-) nicht beherrschender Anteile				-16,06			-16,06	-7,02	-23,08
30. September 2011	327,27	1.489,13	740,79	8.754,65	-702,80	-13,16	10.595,88	2.368,00	12.963,87

in EUR Mio	Grundkapital	Kapitalrücklagen	Hybridkapital	Gewinnrücklagen	Sonstige Rücklagen ¹⁾	Eigene Anteile	OMV Anteilseigner	Nicht beherrschende Anteile	Summe Eigenkapital
1. Jänner 2010	300,00	783,64	-	7.573,72	-545,65	-13,39	8.098,32	1.936,47	10.034,79
Gesamtergebnis der Periode				832,35	217,31		1.049,66	177,77	1.227,44
Dividendenzahlungen				-298,78			-298,78	-23,89	-322,67
Zugang (+)/Abgang (-) nicht beherrschender Anteile				2,88			2,88	-3,29	-0,41
30. Sept. 2010	300,00	783,64	-	8.110,16	-328,34	-13,39	8.852,08	2.087,06	10.939,14

¹⁾ Die sonstigen Rücklagen beinhalten Währungsdifferenzen aus der Umrechnung ausländischer Geschäftsbetriebe, unrealisierte Gewinne und Verluste aus der Bewertung von Hedges und zur Veräußerung verfügbarer finanzieller Vermögenswerte, sowie den auf assoziierte Unternehmen entfallenden Anteil am sonstigen Ergebnis.

Gezahlte Dividenden

In der Hauptversammlung am 17. Mai 2011 wurde die Ausschüttung einer Dividende von EUR 1,00 je Aktie beschlossen. Dies führte zu einer Dividendenzahlung von EUR 299 Mio an die Aktionäre der OMV Aktiengesellschaft, in

derselben Höhe wie im Vorjahr. Dividendenzahlungen an Minderheitsaktionäre erfolgten in 1-9/11 in Höhe von EUR 145 Mio.

Segmentberichterstattung

Umsätze mit anderen Segmenten

Q2/11	Q3/11	Q3/10	Δ%	in EUR Mio	1-9/11	1-9/10	Δ%	2010
1.041,38	1.021,47	917,62	11	Exploration und Produktion	3.176,54	2.696,94	18	3.620,37
33,96	31,54	20,26	56	Gas und Power	100,23	67,48	49	103,08
5,53	20,48	10,85	89	Raffinerien und Marketing	32,82	27,31	20	29,66
76,83	87,86	93,65	-6	Konzernbereich und Sonstiges	252,97	261,48	-3	335,96
1.157,69	1.161,35	1.042,38	11	Summe	3.562,56	3.053,20	17	4.089,07

Umsätze mit Dritten

Q2/11	Q3/11	Q3/10	Δ%	in EUR Mio	1-9/11	1-9/10	Δ%	2010
154,32	212,97	273,14	-22	Exploration und Produktion	609,08	817,50	-25	1.045,68
1.279,03	1.296,25	757,64	71	Gas und Power	4.292,24	2.761,64	55	4.261,92
6.527,02	7.158,89	4.642,05	54	Raffinerien und Marketing	19.796,48	13.106,47	51	18.012,33
-0,10	1,33	0,35	n.m.	Konzernbereich und Sonstiges	3,42	2,39	43	3,52
7.960,27	8.669,45	5.673,18	53	Summe	24.701,22	16.688,00	48	23.323,44

Umsätze

Q2/11	Q3/11	Q3/10	Δ%	in EUR Mio	1-9/11	1-9/10	Δ%	2010
1.195,70	1.234,44	1.190,75	4	Exploration und Produktion	3.785,61	3.514,44	8	4.666,05
1.312,98	1.327,79	777,90	71	Gas und Power	4.392,48	2.829,12	55	4.365,00
6.532,55	7.179,38	4.652,90	54	Raffinerien und Marketing	19.829,30	13.133,78	51	18.041,99
76,73	89,19	94,01	-5	Konzernbereich und Sonstiges	256,39	263,87	-3	339,48
9.117,97	9.830,79	6.715,56	46	Summe	28.263,78	19.741,21	43	27.412,51

Segment- und Konzernergebnis

Q2/11	Q3/11	Q3/10	Δ%	in EUR Mio	1-9/11	1-9/10	Δ%	2010
412,10	468,62	320,29	46	EBIT Exploration und Produktion ¹⁾	1.558,05	1.376,09	13	1.815,60
25,58	6,09	45,03	-86	EBIT Gas und Power	104,54	150,11	-30	277,00
137,61	120,51	84,43	43	EBIT Raffinerien und Marketing	352,07	397,68	-11	397,36
-10,56	-7,12	-17,54	-59	EBIT Konzernbereich und Sonstiges	-32,46	-80,68	-60	-128,28
564,73	588,09	432,21	36	EBIT Segment Summe	1.982,20	1.843,20	8	2.361,69
				Konsolidierung:				
2,35	-25,09	-37,18	-33	Zwischengewinneliminierung	-44,87	-91,03	-51	-27,89
567,08	563,00	395,03	43	OMV Konzern EBIT	1.937,33	1.752,18	11	2.333,80
-52,81	-70,64	-111,67	-37	Finanzerfolg	-231,91	-126,45	83	-373,17
514,27	492,36	283,36	74	OMV Konzern Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	1.705,42	1.625,73	5	1.960,63

¹⁾ Exklusive Zwischengewinneliminierung, angeführt in der Zeile „Konsolidierung“.

Vermögenswerte ¹⁾

in EUR Mio	30. Sept. 2011	31. Dez. 2010
Exploration und Produktion	8.422,17	7.310,58
Gas und Power	1.814,02	1.567,80
Raffinerien und Marketing	6.222,37	6.773,96
Konzernbereich und Sonstiges	234,42	269,16
Summe	16.692,98	15.921,49

¹⁾ Segmentvermögenswerte bestehen aus immateriellen Vermögenswerten und Sachanlagen.

Ergänzende Angaben

Wesentliche Transaktionen mit nahestehenden Unternehmen

Mit den assoziierten Unternehmen Borealis AG und Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH bestehen laufende Geschäftsbeziehungen in Form von Güterlieferungen und Dienstleistungen.

Wesentliche Ereignisse nach dem Bilanzstichtag

Am 12. Oktober 2011 hat OMV eine 10-jährige Anleihe mit einem Volumen von EUR 500 Mio begeben.

Für weitere Informationen wird auf die Erläuterungen im Abschnitt Ausblick des Lageberichts verwiesen.

Erklärung des Vorstands

Wir bestätigen nach bestem Wissen, dass der im Einklang mit den maßgebenden Rechnungslegungsstandards aufgestellte verkürzte Konzernzwischenabschluss ein möglichst getreues Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns vermittelt und, dass der Lagebericht des Konzerns ein möglichst getreues Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns bezüglich der wichtigen Ereignis-

se während der ersten neun Monate des Geschäftsjahres und ihrer Auswirkungen auf den verkürzten Konzernzwischenabschluss, bezüglich der wesentlichen Risiken und Ungewissheiten in den restlichen drei Monaten des Geschäftsjahres und bezüglich der offen zu legenden wesentlichen Geschäfte mit nahe stehenden Unternehmen und Personen vermittelt.

Wien, 9. November 2011

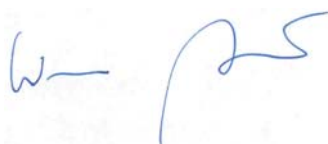
Der Vorstand



Gerhard Roiss
Generaldirektor und Vorstandsvorsitzender



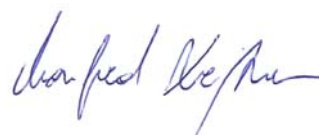
David C. Davies
Vorsitzender-Stellvertreter
Finanzen



Werner Auli
Mitglied des Vorstands
Gas und Power



Jaap Huijskes
Mitglied des Vorstands
Exploration und Produktion



Manfred Leitner
Mitglied des Vorstands
Raffinerien und Marketing
inkl. Petrochemie

Weitere Informationen

EBIT Aufgliederung

EBIT

Q2/11	Q3/11	Q3/10	Δ%	in EUR Mio	1-9/11	1-9/10	Δ%	2010
412	469	320	46	Exploration und Produktion ¹⁾	1.558	1.376	13	1.816
26	6	45	-86	Gas und Power	105	150	-30	277
138	121	84	43	Raffinerien und Marketing	352	398	-11	397
-11	-7	-18	-59	Konzernbereich und Sonstiges	-32	-81	-60	-128
2	-25	-37	-33	Konsolidierung	-45	-91	-51	-28
567	563	395	43	OMV Konzern EBIT	1.937	1.752	11	2.334
-20	-7	-253	-97	Sondereffekte ²⁾	-46	-296	-84	-323
-9	-13	-57	-78	davon: Personal und Restrukturierung	-23	-62	-64	-101
-21	-4	-200	-98	Außerplanmäßige Abschreibungen	-26	-261	-90	-258
6	16	4	n.m.	Anlagenverkäufe	24	24	0	32
4	16	0	n.m.	Sonstiges	0	4	-100	4
				CCS Effekte:				
119	-12	15	n.m.	Lagerhaltungsgewinne (+)/-verluste (-) ³⁾	208	145	44	187
468	581	632	-8	CCS EBIT vor Sondereffekten ³⁾	1.775	1.903	-7	2.470
439	480	522	-8	davon: Exploration und Produktion ¹⁾	1.596	1.638	-3	2.099
26	6	45	-87	Gas und Power	105	151	-31	279
11	125	124	1	Raffinerien und Marketing ³⁾	147	271	-46	225
-10	-4	-22	-80	Konzernbereich und Sonstiges	-28	-66	-58	-105
2	-25	-37	-33	Konsolidierung	-45	-91	-51	-28

¹⁾ Exklusive Zwischengewinneliminierung, angeführt in der Zeile „Konsolidierung“.

²⁾ Sondereffekte werden zum EBIT addiert bzw. vom EBIT abgezogen; für nähere Informationen verweisen wir auf die einzelnen Segmente.

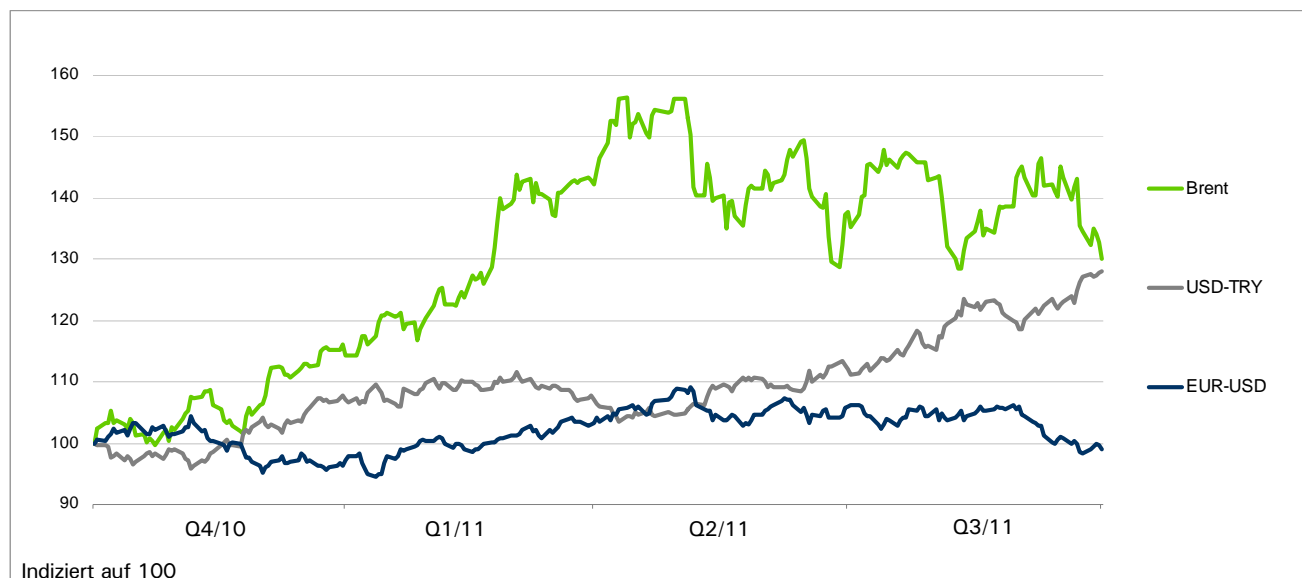
³⁾ Das CCS EBIT eliminiert Lagerhaltungsgewinne/-verluste (CCS Effekte) aus den Fuels-Raffinerien und Petrol Ofisi.

EBITD

Q2/11	Q3/11	Q3/10	Δ%	in EUR Mio	1-9/11	1-9/10	Δ%	2010
710	710	723	-2	Exploration und Produktion ¹⁾	2.314	2.224	4	2.888
36	17	53	-68	Gas und Power	133	172	-23	307
269	253	185	37	Raffinerien und Marketing	746	689	8	812
0	4	-6	n.m.	Konzernbereich und Sonstiges	-1	-44	-98	-80
2	-25	-37	-33	Konsolidierung	-45	-91	-51	-28
1.017	958	918	4	Summe	3.148	2.949	7	3.899

¹⁾ Exklusive Zwischengewinneliminierung, angeführt in der Zeile „Konsolidierung“.

Wirtschaftliches Umfeld: Ölpreise und Wechselkurse



Der **weltweite Ölverbrauch** hat laut IEA in 1-9/11 um 1,3% bzw. 1,2 Mio bbl/d auf 88,9 Mio bbl/d zugenommen. In den OECD-Ländern ging die Nachfrage um 0,7% zurück, in den Nicht-OECD-Ländern stieg sie hingegen um 3,5%. China verursachte mit einem Nachfragezuwachs von 7% die Hälfte des globalen Mehrbedarfs. Die weltweite Ölproduktion wurde gegenüber der Vorjahresperiode um 1,1 Mio bbl/d auf 88,2 Mio bbl/d gesteigert. Vom Weltölverbrauch wurden 0,5 Mio bbl/d durch Abbau von Lagervorräten gedeckt. Die Produktion in Libyen kam in Q3/11 nahezu zum Erliegen und der Produktionsausfall gegenüber der Vorjahresperiode erhöhte sich auf 1,1 Mio bbl/d. Dennoch konnte die OPEC ihre Produktion auf 29,8 Mio bbl/d Rohöl und 5,8 Mio bbl/d NGL ausweiten und dreiviertel des Mehrbedarfs abdecken. Die IEA reduziert ihre Schätzung für die Rohölnachfrage für 2011 auf 89,2 Mio bbl/d.

Der Handel am Spotmarkt in Rotterdam startete zu Jahresbeginn mit einem Preis für **Brent-Rohöl** von USD 93,70/bbl und überschritt Anfang Februar die 100 USD-Marke. Die politische Instabilität in einigen Ländern in Nordafrika und

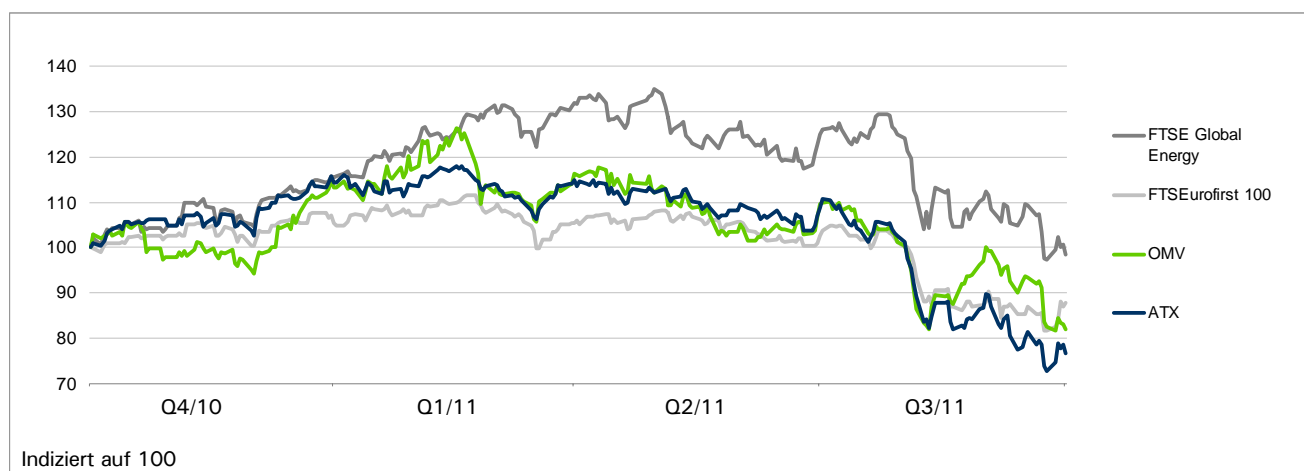
im Mittleren Osten – aber vor allem der durch den bewaffneten Konflikt in Libyen bedingte Ausfall der Ölexporte – ließ die Ölpreise ansteigen. Mitte April hat der Brent-Preis mit USD 126,64/bbl den Jahreshöchststand erreicht. Bis Ende September drückten die trüben Konjunkturaussichten den Brent-Preis auf rund USD 105/bbl. Der Durchschnittspreis in 1-9/11 betrug USD 111,89/bbl und lag damit um 45% über dem Wert der Vergleichsperiode. Der Durchschnittspreis für die Rohölsorte **Urals** in 1-9/11 betrug USD 109,77/bbl. Am Rotterdamer Produktenmarkt lagen die in EUR umgerechneten Notierungen für die Hauptproduktgruppen zwischen 30% und 36% über 1-9/10.

Die Finanzmärkte waren vom zähen Ringen um die Eindämmung der Schuldenkrise und der Budgetdefizite sowohl im Euro-Raum als auch in den USA überschattet. Die US-Währung verlor gegenüber dem EUR an Wert und der durchschnittliche **EUR-USD-Wechselkurs** lag mit 1,407 um 7% über 1-9/10. Die **türkische Lira (TRY)** verlor in 1-9/11 gegenüber dem USD 7% an Wert und lag bei durchschnittlich 1,630/USD.

Q2/11	Q3/11	Q3/10	Δ%		1-9/11	1-9/10	Δ%	2010
117,04	113,41	76,86	48	Durchschnittl. Brent-Preis in USD/bbl	111,89	77,14	45	79,50
114,21	112,57	75,55	49	Durchschnittl. Urals-Preis in USD/bbl	109,77	75,92	45	78,29
1,439	1,413	1,291	9	Durchschnittl. EUR-USD-Kurs	1,407	1,315	7	1,326
4,138	4,259	4,255	0	Durchschnittl. EUR-RON-Kurs	4,207	4,186	1	4,212
2,876	3,017	3,298	-9	Durchschnittl. USD-RON-Kurs	2,991	3,193	-6	3,185
2,258	2,454	1,956	25	Durchschnittl. EUR-TRY-Kurs	2,292	1,999	15	1,997
1,569	1,738	1,516	15	Durchschnittl. USD-TRY-Kurs	1,630	1,522	7	1,508
3,38	3,50	3,60	-3	NWE Raffineriemarge in USD/bbl	3,11	4,10	-24	3,98
1,62	1,18	1,74	-33	Med Urals Raffineriemarge in USD/bbl	1,07	2,93	-63	2,89

Quelle: Reuters/Platts.

OMV Aktienkursentwicklung



In Q3/11 konnte sich die OMV Aktie dem aktuellen, weltweiten Abwärtstrend der Aktienmärkte nicht entziehen. Nachdem die Aktie am 4. Juli ihr Quartalshoch von EUR 30,24 erreicht hatte, begann sich der Kurs abzuschwächen und führte zu einem Quartaltiefstand von EUR 22,41 am 26. September. Am 30. September schloss die Aktie bei EUR 22,52, was einem Kursrückgang der OMV Aktie an

der Wiener Börse von 25% in Q3/11 entspricht. Die internationalen Finanzmärkte zeigten ein ähnliches Bild mit Kursrückgängen des FTSEurofirst 100 (-15%), des Dow Jones Industrial Average (-12%) und des Nikkei (-11%). Der österreichische Leitindex ATX fiel um 30% und der FTSE Global Energy Index (bestehend aus den weltweit größten Öl- und Gasunternehmen) um 21%.

ISIN: AT0000743059	Marktkapitalisierung per 30. September	EUR 7.343 Mio
Wiener Börse: OMV	Schlusskurs per 30. September	EUR 22,52
Reuters: OMVV.VI	Jahreshöchstkurs am 14. Februar	EUR 34,69
Bloomberg: OMV AV	Jahrestiefstkurs am 26. September	EUR 22,41
ADR Level I: OMVKY	Ausstehende Aktien (per 30. September)	326.073.852
	Ausstehende Aktien (gewichtet) in Q3/11	326.070.941
ISIN: XS0422624980	6,250% OMV Eurobond (2009–2014)	
ISIN: XS0434993431	5,250% OMV Eurobond (2009–2016)	
ISIN: XS0485316102	4,375% OMV Eurobond (2010–2020)	
ISIN: XS0690406243	4,250% OMV Eurobond (2011–2021)	
ISIN: XS0629626663	6,750% OMV perp-NC7/12 Hybridanleihe	

Abkürzungen

bbl: (barrel) Fass (159 Liter); bcf: (billion cubic feet) Milliarden Kubikfuß; boe: (barrels of oil equivalent) Fass Öläquivalent; boe/d: Fass Öläquivalent pro Tag; CCS: (Current cost of supply) zu aktuellen Beschaffungskosten; E&P: Exploration und Produktion; EPS: (Earnings per share) Ergebnis je Aktie; EUR: Euro; G&P: Gas und Power; Kb&S: Konzernbereich und Sonstiges; LNG: (Liquefied Natural Gas) verflüssigtes Erdgas; m: Meter; Mio: Million; n.a.: (not available) Wert nicht verfügbar; n.m.: (not meaningful) Wert nicht aussagekräftig; NGL: Natural Gas Liquids; NWE: (North-West European) Raffineriemarge für den nordwesteuropäischen Raum; R&M: Raffinerien und Marketing inklusive Petrochemie; RON: Rumänischer Leu; t: Tonne; USD: US Dollar

OMV Kontakte

Investor Relations Team
Media Relations Team
Homepage:

Tel. +43 1 40440-21600; E-Mail: investor.relations@omv.com
Tel. +43 1 40440-21661; E-Mail: media.relations@omv.com
www.omv.com