



## Bericht Jänner – Juni und Q2 2013

inkl. Konzernzwischenabschluss zum 30. Juni 2013

- ▶ **CCS EBIT vor Sondereffekten von EUR 733 Mio; den Aktionären zuzurechnender CCS Periodenüberschuss vor Sondereffekten von EUR 321 Mio**
- ▶ **Cashflow aus der Betriebstätigkeit für das Quartal von EUR 1.202 Mio, 138% über Q2/12**
- ▶ **Starke Bilanzstruktur mit einem Verschuldungsgrad von 15%**
- ▶ **Erfolgreiche Erweiterung des australischen Offshore-Erdgasfonds Zola**
- ▶ **Erweitertes Explorationsportfolio mittels zusätzlicher Lizenzen in Norwegen und Explorationsvereinbarung mit Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC)**
- ▶ **Im Juni verkaufte OMV die Schmierstoff-Sparte**
- ▶ **Exzellenter Free Cashflow abzüglich Dividendenzahlungen von EUR 1,6 Mrd in 1-6/13, stark unterstützt durch Working Capital Reduzierung und Verkäufe**

### Gerhard Roiss, OMV Generaldirektor:

„Im ersten Halbjahr 2013 haben unsere gute operative Performance sowie Verbesserungsmaßnahmen im Rahmen des Performance-Steigerungsprogramms „energize OMV“ zu einem sehr starken Free Cashflow beigetragen. Dieser wird unser Wachstum im Upstream-Bereich vorantreiben. Besonders stolz bin ich, dass wir es geschafft haben, in Rumänien das höchste Produktionswachstum im Jahresvergleich seit der Akquisition von Petrom zu erreichen. Wir haben unser Explorationsportfolio in Norwegen, wo wir nun insgesamt 23 Offshore-Lizenzen in einer unserer wichtigsten Wachstumsregionen halten, erweitert. In Abu Dhabi haben wir eine weitere Upstream-Vereinbarung mit unserem Partner ADNOC unterzeichnet. In der vielversprechenden Schwarzmeer-Region haben wir unsere Explorationsaktivitäten in Rumänien durch den Abschluss des 3D Seismikprogramms im Neptun Block und in Bulgarien durch den Start einer großen 3D Seismikstudie weiterentwickelt. Der Verkauf unserer Schmierstoff-Sparte, zusammen mit den Marktaustritten aus den Ländern Bosnien-Herzegowina und Kroatien, unterstützt die Umsetzung unserer fokussierten Strategie: Wachsender Upstream-Bereich, Optimierung des Downstream-Bereichs.“

Q1/13	Q2/13	Q2/12	Δ%	in EUR Mio	1-6/13	1-6/12	Δ%
1.261	667	621	7	Betriebserfolg (EBIT)	1.928	1.533	26
851	733	865	-15	CCS EBIT vor Sondereffekten	1.584	1.665	-5
786	226	283	-20	Den Aktionären zuzurechnender Periodenüberschuss <sup>1)</sup>	1.011	735	38
349	321	455	-29	Den Aktionären zuzurechnender CCS Periodenüberschuss vor Sondereffekten <sup>1)</sup>	671	834	-20
2,41	0,69	0,87	-20	Ergebnis je Aktie in EUR	3,10	2,25	38
1,07	0,99	1,39	-29	CCS Ergebnis je Aktie vor Sondereffekten in EUR	2,06	2,56	-20
1.405	1.202	504	138	Cashflow aus der Betriebstätigkeit	2.607	1.795	45

<sup>1)</sup> Nach Abzug des den Hybridkapitalbesitzern sowie den nicht beherrschenden Anteilen zuzurechnenden Periodenüberschusses.

### Inhalt

- |                            |                               |  |
|----------------------------|-------------------------------|--|
| 2  Lagebericht (ungeprüft) | 2  Ergebnisse auf einen Blick | 10  Konzernzwischenabschluss und Konzernanhang (ungeprüft) |
|                            | 3  Geschäftsbereiche          | 19  Erklärung des Vorstands                                |
|                            | 9  Ausblick                   | 20  Weitere Informationen                                  |

# Lagebericht (verkürzt, ungeprüft)

## Ergebnisse auf einen Blick

Q1/13	Q2/13	Q2/12	Δ%	in EUR Mio	1-6/13	1-6/12	Δ%
10.777	10.568	9.988	6	Umsatz <sup>1)</sup>	21.345	20.356	5
654	597	621	-4	EBIT E&P <sup>2)</sup>	1.251	1.386	-10
87	-25	6	n.m.	EBIT G&P	62	105	-41
536	90	23	n.m.	EBIT R&M	626	108	n.m.
-9	-8	-18	-57	EBIT Konzernbereich und Sonstiges	-17	-30	-44
-8	14	-11	n.m.	Konsolidierung	6	-36	n.m.
<b>1.261</b>	<b>667</b>	<b>621</b>	<b>7</b>	<b>EBIT</b>	<b>1.928</b>	<b>1.533</b>	<b>26</b>
351	316	204	55	davon EBIT Petrom Gruppe	667	616	8
427	1	-139	n.m.	Sondereffekte <sup>3)</sup>	428	-139	n.m.
-2	-1	-23	-98	davon: Personal und Restrukturierung	-2	-24	-91
-21	0	-101	n.m.	Außerplanmäßige Abschreibungen	-21	-101	-79
444	-3	0	n.m.	Anlagenverkäufe	441	0	n.m.
6	5	-15	n.m.	Sonstiges	11	-13	n.m.
-17	-67	-104	-36	CCS Effekte: Lagerhaltungsgewinne (+)/-verluste (-)	-84	7	n.m.
653	597	743	-20	EBIT vor Sondereffekten E&P <sup>2), 4)</sup>	1.251	1.510	-17
102	-30	19	n.m.	EBIT vor Sondereffekten G&P <sup>4)</sup>	72	118	-39
112	160	129	24	CCS EBIT vor Sondereffekten R&M <sup>4)</sup>	272	99	174
-9	-8	-16	-50	EBIT vor Sondereffekten Konzernbereich und Sonstiges <sup>4)</sup>	-17	-27	-38
-8	14	-11	n.m.	Konsolidierung	6	-36	n.m.
<b>851</b>	<b>733</b>	<b>865</b>	<b>-15</b>	<b>CCS EBIT vor Sondereffekten <sup>4)</sup></b>	<b>1.584</b>	<b>1.665</b>	<b>-5</b>
360	327	238	37	davon CCS EBIT vor Sondereffekten Petrom Gruppe <sup>4)</sup>	687	617	11
1.203	559	595	-6	Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	1.762	1.497	18
951	343	360	-5	Periodenüberschuss	1.294	986	31
786	226	283	-20	Den Aktionären zuzurechnender Periodenüberschuss <sup>5)</sup>	1.011	735	38
<b>349</b>	<b>321</b>	<b>455</b>	<b>-29</b>	<b>Den Aktionären zuzurechnender CCS Periodenüberschuss vor Sondereffekten <sup>4), 5)</sup></b>	<b>671</b>	<b>834</b>	<b>-20</b>
2,41	0,69	0,87	-20	Ergebnis je Aktie in EUR	3,10	2,25	38
1,07	0,99	1,39	-29	CCS Ergebnis je Aktie vor Sondereffekten in EUR <sup>4)</sup>	2,06	2,56	-20
1.405	1.202	504	138	Cashflow aus der Betriebstätigkeit	2.607	1.795	45
4,31	3,69	1,55	138	Cashflow je Aktie in EUR	7,99	5,50	45
2.415	2.183	4.403	-50	Nettoverschuldung	2.183	4.403	-50
15	15	31	-54	Verschuldungsgrad in %	15	31	-54
568	552	536	3	Investitionen	1.120	889	26
-	-	-	n.a.	ROFA in % <sup>6)</sup>	20	15	28
-	-	-	n.a.	ROACE in % <sup>6), 7)</sup>	13	11	21
-	-	-	n.a.	CCS ROACE vor Sondereffekten in % <sup>4)</sup>	12	12	-3
-	-	-	n.a.	ROE in % <sup>6)</sup>	14	13	11
21	39	40	-3	Steuerquote des Konzerns in %	27	34	-22
27.777	27.170	29.160	-7	Mitarbeiteranzahl	27.170	29.160	-7

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

<sup>1)</sup> Umsätze exklusive Mineralölsteuer.

<sup>2)</sup> Vor Zwischengewinneliminierung, angeführt in der Zeile „Konsolidierung“.

<sup>3)</sup> Sondereffekte sind außergewöhnliche, nicht wiederkehrende Effekte, die zum EBIT addiert bzw. vom EBIT abgezogen werden. Für nähere Informationen verweisen wir auf die Geschäftsbereiche.

<sup>4)</sup> Bereinigt um Sondereffekte. Das bereinigte CCS Ergebnis eliminiert Lagerhaltungsgewinne/-verluste (CCS Effekte) aus den Fuels-Raffinerien und Petrol Ofisi.

<sup>5)</sup> Nach Abzug des den Hybridkapitalbesitzern sowie den nicht beherrschenden Anteilen zuzurechnenden Periodenüberschusses.

<sup>6)</sup> Ab Q4/12 berechnet auf rollierender Basis, basierend auf den vier vorangegangenen Quartalen. Historische Zahlen wurden entsprechend angepasst.

<sup>7)</sup> Mit Q4/12 wurden die Definitionen für NOPAT und durchschnittlich eingesetztes Kapital angepasst. Details entnehmen Sie bitte den „Abkürzungen und Definitionen“. Historische Zahlen wurden entsprechend angepasst.

# Geschäftsbereiche

## Exploration und Produktion (E&P)

Q1/13	Q2/13	Q2/12	Δ%	in EUR Mio	1-6/13	1-6/12	Δ%
654	597	621	-4	Betriebserfolg (EBIT)	1.251	1.386	-10
1	-1	-123	-100	Sondereffekte	0	-124	n.m.
653	597	743	-20	EBIT vor Sondereffekten	1.251	1.510	-17
302	297	305	-3	Gesamtproduktion in kboe/d	299	302	-1
183	184	182	1	davon Petrom Gruppe	183	183	0
14,7	14,4	14,9	-3	Rohöl- und NGL-Produktion in Mio bbl	29,1	29,2	0
69,8	70,4	72,0	-2	Erdgasproduktion in bcf	140,2	144,5	-3
112,57	102,43	108,29	-5	Durchschnittlicher Brent-Preis in USD/bbl	107,50	113,61	-5
104,72	96,38	98,16	-2	Durchschnittlich realisierter Rohölpreis in USD/bbl	100,66	101,49	-1
1,321	1,306	1,281	2	Durchschnittlicher EUR-USD-Kurs	1,313	1,297	1
121	137	68	101	Explorationsausgaben in EUR Mio	259	211	23
12,73	12,64	12,59	0	Produktionskosten in USD/boe	12,68	12,79	-1

### Zweites Quartal 2013 (Q2/13) vs. zweites Quartal 2012 (Q2/12)

- ▶ **Q2/13-Ergebnis durch geringere Verkaufsmengen belastet**
- ▶ **Niedrigere Produktion hauptsächlich durch fehlende Mengen aus Großbritannien**
- ▶ **OPEX in USD/boe trotz geringerer Produktionsmengen dank laufender Kosteneinsparungsmaßnahmen auf ähnlichem Niveau**

Der **Brent-Preis** in USD lag 5% unter dem Niveau von Q2/12, während der durchschnittlich **realisierte Rohölpreis** des Konzerns nur 2% unter dem Q2/12-Niveau lag. Dies spiegelte ein negatives Hedging-Ergebnis von EUR -32 Mio in Q2/12 wider, während keine strategischen Ölpreis-Hedges für das Jahr 2013 abgeschlossen wurden. Der durchschnittlich im Konzern **erzielte Gaspreis** in EUR lag um 8% über dem Niveau von Q2/12.

Das **EBIT vor Sondereffekten** sank um 20% auf EUR 597 Mio, vorwiegend auf Grund geringerer Verkaufsmengen in Libyen, Großbritannien und Neuseeland sowie niedrigerer Rohölpreise und einem schwächeren USD gegenüber EUR. Die **Explorationsaufwendungen** lagen um 72% über Q2/12 (EUR 98 Mio vs. EUR 57 Mio in Q2/12), getrieben durch Abschreibungen in Tunesien (Explorationslizenz Jenein N), Großbritannien (nicht fündige Bohrungen Cambo-5 und Thunderer) und erhöhte Seismikaktivitäten in Norwegen. Netto-Sonderaufwendungen in Höhe von EUR -1 Mio führten zu einem **EBIT** von EUR 597 Mio, 4% unter dem Niveau von Q2/12 (EUR 621 Mio).

Die **Produktionskosten** exkl. Lizenzgebühren (OPEX) in USD/boe lagen trotz geringerer Produktionsmengen auf gleichem Niveau wie in Q2/12. Die OPEX in USD/boe von Petrom sanken infolge von striktem Kostenmanagement und höheren Produktionsmengen um 10%. Die **Explorationsausgaben** des Konzerns verdoppelten sich verglichen zu Q2/12 auf EUR 137 Mio, hauptsächlich infolge erhöhter Explorationsaktivitäten in Großbritannien, Norwegen, der Region Kurdistan im Irak (Bina Bawi) und Rumänien (Seismikaktivitäten).

Die **OMV Gesamttagesproduktion von Erdöl, NGL und Erdgas** lag mit 297 kboe 3% unter dem Q2/12-Niveau. Die Gesamttagesproduktion von Petrom lag 1% über dem Niveau des Vorjahresquartals. Die **OMV Erdöl- und NGL-Tagesproduktion** sank um 3% und spiegelt im Wesentlichen die geringeren Beiträge von Großbritannien (bedingt durch die veräußerten Beteiligungen in der britischen Nordsee und die Neuentwicklung des Schiehallion-Felds), Libyen (vorübergehender Produktionsstopp auf Grund von Sicherheitsproblemen und Streiks) und Kasachstan (Defekt von Ausrüstungsteilen in den Komsomolskoe Produktionsanlagen) wider. Die **OMV Erdgastagesproduktion** sank um 2% vs. Q2/12, da niedrigere Beiträge aus Großbritannien (bedingt durch die veräußerten Beteiligungen in der britischen Nordsee), Pakistan (bedingt durch den natürlichen Produktionsrückgang in Sawan) und Österreich (reservoir-technische Gründe) höhere Erdgasmengen aus Rumänien, infolge erfolgreicher offshore Workover-Aktivitäten mehr als kompensierten. Die **Gesamtverkaufsmenge** sank, hauptsächlich durch geringere Verkaufsmengen in Libyen, Großbritannien und Neuseeland (Liftingprogramm), um 7%.

---

## Zweites Quartal 2013 (Q1/13) vs. erstes Quartal 2013 (Q1/13)

Das EBIT vor Sondereffekten sank, hauptsächlich auf Grund niedrigerer Rohölpreise, um 9%. Die Explorationsaufwendungen lagen 15% unter dem Niveau von Q1/13, da Q1 durch eine nicht fündige Bohrung in Norwegen belastet wurde sowie auf Grund geringerer Seismikkosten in Rumänien (das 3D Seismikprogramm im Schwarzen Meer wurde während Q2/13 abgeschlossen). Das EBIT lag mit EUR 597 Mio 9% unter dem Niveau von Q1/13, da keine signifikanten Netto-Sonderaufwände verzeichnet wurden. Die Gesamttagesproduktion sank um 2%. Die Erdöl- und NGL-Tagesproduktion sank um 3%, vor allem wegen defekter Ausrüstungsteile in den Komsomolskoe Produktionsanlagen in Kasachstan, Sicherheitsproblemen und Streiks in Libyen sowie technischen Gründen und durch Hochwasser in Österreich. Die Erdgastagesproduktion war stabil und spiegelt damit hauptsächlich eine höhere Erdgasproduktion in Rumänien auf Grund erfolgreicher Workovers wider, die die geringere Erdgasproduktion in Österreich ausgleichen konnte. Die Gesamtverkaufsmengen lagen etwas über dem Niveau von Q1/13, hauptsächlich als Resultat höherer Verkaufsmengen in Tunesien und erhöhter Erdgasverkäufe in Österreich, die großteils durch geringere Mengen in Kasachstan und Libyen sowie auf Grund des Liftingplans in Neuseeland ausgeglichen wurden.

---

## Jänner bis Juni 2013 (1-6/13) vs. Jänner bis Juni 2012 (1-6/12)

Der **Brent**-Preis in USD sank verglichen zu 1-6/12 um 5%. Der **durchschnittlich realisierte Rohölpreis** des Konzerns in USD/bbl sank um 1% auf USD 100,66/bbl. Dies spiegelt ein negatives Hedging-Ergebnis von EUR -97 Mio in 1-6/12 wider, während keine strategischen Ölpreis-Hedges für das Jahr 2013 abgeschlossen wurden. Der **durchschnittlich im Konzern erzielte Gaspreis** in EUR stieg um 3%.

Das **EBIT vor Sondereffekten** lag hauptsächlich auf Grund geringerer Verkaufsmengen, einem niedrigeren Ölpreis und einem schwächeren USD gegenüber EUR, um 17% unter dem Niveau von 1-6/12. Das **EBIT** war in 1-6/13 nur 10% geringer als in den ersten sechs Monaten des Vorjahrs, da in 1-6/12 Netto-Sonderaufwendungen in Höhe von EUR -124 Mio verzeichnet wurden, welche hauptsächlich der Wertberichtigung des Gasfelds Strasshof (Österreich) und Personal-Restrukturierungen in Rumänien und Österreich zuzurechnen waren.

Die **Produktionskosten** exkl. Lizenzgebühren (OPEX) in USD/boe fielen verglichen mit 1-6/12, überwiegend auf Grund der Verbesserung der Produktionskosten in Rumänien, um 1%. Die OPEX von Petrom sanken infolge von striktem Kostenmanagement um 6%. Die **Explorationsausgaben** stiegen verglichen zu 1-6/12 um 23%. Dies spiegelt gestiegene Aktivitäten in der Region Kurdistan im Irak (Bina Bawi), Tunesien, Pakistan, Norwegen, Australien (Bianchi) und Neuseeland wider. Die **OMV Gesamttagesproduktion von Erdöl, NGL und Erdgas** lag unter dem Niveau von 1-6/12, da erhöhte Mengen aus dem Jemen (fehlende Produktion in 1-6/12), Libyen und Rumänien durch niedrigere Mengen vor allem aus Großbritannien (Verkauf der Beteiligungen in der britischen Nordsee und Neuentwicklung von Schiehallion), Pakistan und Österreich mehr als ausgeglichen wurden. Die **OMV Erdöl- und NGL-Tagesproduktion** lag auf gleichem Niveau wie in 1-6/12, im Wesentlichen auf Grund erhöhter Mengen aus dem Jemen und Libyen, die geringere Mengen, vor allem aus Großbritannien, kompensieren konnten. Die **OMV Erdgastagesproduktion** sank vs. 1-6/12 um 2%, da die gestiegene Erdgasproduktion in Rumänien durch Produktionsrückgänge vor allem in Pakistan und Großbritannien mehr als ausgeglichen wurde. Geringere **Verkaufsmengen** hauptsächlich in Libyen, Großbritannien und Österreich führten zu einem Rückgang der Gesamtverkaufsmenge um 8% vs. 1-6/12.

## Gas und Power (G&P)

Q1/13	Q2/13	Q2/12	Δ%	in EUR Mio	1-6/13	1-6/12	Δ%
87	-25	6	n.m.	Betriebserfolg (EBIT)	62	105	-41
-14	5	-13	n.m.	Sondereffekte	-9	-13	-25
102	-30	19	n.m.	EBIT vor Sondereffekten	72	118	-39
135,78	85,02	89,45	-5	Verkaufsmengen Erdgas in TWh	220,80	208,13	6
1.090.492	1.204.570	855.573	41	Durchschnittlich verkaufte Speicherkapazitäten m <sup>3</sup> /h	1.147.535	847.091	35
389	430	–	n.a.	Verkaufte Gastransportmengen Entry/Exit in TWh	819	–	n.a.
0,82	0,23	0,08	193	Nettostromerzeugung in TWh	1,05	0,11	n.m.

### Zweites Quartal 2013 (Q2/13) vs. zweites Quartal 2012 (Q2/12)

- ▶ Ölpreisgebundener Gasbezug und schwieriges Marktumfeld belasteten EconGas schwer
- ▶ Stabile Performance des Gas Logistik-Geschäfts
- ▶ Power-Ergebnis durch geplanten Stillstand von Brazi und niedriger Strompreise beeinflusst

Das **EBIT vor Sondereffekten** fiel, hauptsächlich auf Grund des signifikant negativen Beitrags des Bereichs Supply, Marketing und Trading, auf EUR -30 Mio. Das **EBIT** lag infolge von Netto-Sondererträgen von EUR 5 Mio, die vor allem der teilweisen Auflösung der in Q4/12 gebuchten Drohverlust-Rückstellungen zuzurechnen waren, bei EUR -25 Mio.

Die gesamten Erdgas-Verkaufsmengen im Bereich **Supply, Marketing und Trading** sanken, vor allem auf Grund geringerer Großhandelsmengen in EconGas und geringerer Handelsaktivitäten, um 5% vs. Q2/12 von 89,45 TWh auf 85,02 TWh. Handelsmengen machten in Q2/13 rund 66% der gesamten Verkaufsvolumina aus. **EconGas** verzeichnete geringere Verkaufsmengen an Heiz- und Kraftwerks-Kunden in Österreich und geringere Handelsaktivitäten. Die EconGas-Marge verschlechterte sich vs. Q2/12 und war, auf Grund von hauptsächlich hubpreisgebundenen Verkaufsverträgen und der noch nicht finalisierten Neuverhandlungen der langfristigen Gasbezugsverträge, signifikant negativ. Die, auf Grund der weiterhin hohen Abnahmepreise in Asien, niedrige Auslastung der vertraglich vereinbarten Kapazitäten in Gate LNG trug negativ zum Ergebnis von EconGas bei. Der Ergebnisbeitrag des Erdgas-Geschäfts von **Petrom** lag, auf Grund geringerer Margen (die Vorjahresmargen spiegelten bessere kommerzielle Bedingungen für Inlandsgasverkäufe wider), unter dem Niveau des Vorjahresquartals. Die Erdgas-Verkaufsmengen in Rumänien stiegen, angetrieben durch eine höhere Nachfrage für Inlandsgas und unterstützt durch eine erhöhte Erdgasproduktion, um 3% auf 11,50 TWh in Q2/13 vs. 11,16 TWh in Q2/12, während die Entwicklung des geschätzten Erdgasverbrauchs in Rumänien um 16% zurück ging. Der geschätzte durchschnittliche Importpreis lag bei USD 420/1.000 m<sup>3</sup> (EUR 31,0/MWh). Der regulierte Inlandsgaspreis für Nicht-Privathaushalte stieg entsprechend der Implementierung des Plans zur Liberalisierung des Gaspreises auf RON 55,3/MWh (EUR 12,6/MWh). In der **Türkei** verkaufte OMV rund 2,90 TWh Erdgas und LNG.

Im **Gas Logistik**-Bereich verzeichnete das Speicher-Geschäft ausschließlich auf Grund des Beitrags des Speichers Etzel in Deutschland höhere durchschnittlich verkaufte Speicherkapazitäten. Der Ergebnisbeitrag des Speichers Etzel war allerdings auf Grund eines herausfordernden Marktumfelds leicht negativ. Im Erdgas Transport-Geschäft wurde das neue Gasmarktmodell einschließlich eines Entry/Exit Tarifsystems in Österreich eingeführt, welches die Umwandlung der bestehenden Punkt-zu-Punkt Verträge erforderlich machte. Daher wurde der Schlüsselindikator auf „Verkaufte Gastransportmengen Entry/Exit in TWh“ geändert, der ab 2013 berichtet wird. Niedrigere Margen am Sekundärmarkt als Resultat von geänderten Verträgen führten zu einem geringeren Ergebnisbeitrag des Erdgas Transport-Geschäfts.

Im Bereich **Power** wurde eine Nettostromerzeugung von 0,23 TWh in Q2/13, hauptsächlich vom Gaskraftwerk Brazi (Rumänien), verzeichnet. Der durchschnittliche Strompreis für Grundlast in Rumänien sank um 32% vs. Q2/12 und lag in Q2/13 bei EUR 28,2/MWh. Der Betrieb des gasbefeuerten Kraftwerks in Samsun (Türkei) startete Ende Juni 2013. Insgesamt war das Ergebnis des Bereichs Power durch niedrige Strompreise in Rumänien und des geplanten einmonatigen Stillstands des Kraftwerks Brazi beeinflusst. Dies führte zu einer sehr niedrigen Nettostromerzeugung.

---

## Zweites Quartal 2013 (Q2/13) vs. erstes Quartal 2013 (Q1/13)

Das EBIT vor Sondereffekten sank signifikant, hauptsächlich auf Grund des negativen Beitrags des Bereichs Supply, Marketing und Trading, der zusätzlich durch eine saisonal bedingt niedrigere Erdgas-Nachfrage beeinflusst wurde. Das EBIT zeigte eine ähnliche Entwicklung. Die gesamten Erdgas-Verkaufsmengen im Bereich Supply, Marketing und Trading sanken auf Grund der Saisonalität und gesunkener Handelsaktivitäten um 37%. Die Performance von EconGas wurde durch eine geringere Erdgas-Nachfrage, ölpreisgebundene Gasbezugsverträge, hubpreisgebundene Verkaufsverträge, hohe Logistikkosten und das LNG-Geschäft belastet. Petroms Erdgas-Verkaufsmengen sanken um 30%, verglichen mit dem 57%-Rückgang des geschätzten Erdgasverbrauchs in Rumänien. In der Türkei sanken die Erdgas-Verkaufsmengen leicht um 2%. Der Beitrag des Speicher-Geschäfts stieg leicht, während das Transport-Geschäft, trotz eines 11%-Anstiegs der verkauften Erdgas-Transportmengen auf Grund der zuvor erwähnten geänderten Verträge, ein geringeres Ergebnis verzeichnete. Die Nettostromerzeugung sank signifikant um 72%, hauptsächlich als Resultat des geplanten einmonatigen Stillstands des Kraftwerks Brazi sowie des 21%igen Rückgangs des durchschnittlichen Strompreises für Grundlast in Rumänien. Diese Faktoren führten zu einem geringeren Ergebnis im Bereich Power.

---

## Jänner bis Juni 2013 (1-6/13) vs. Jänner bis Juni 2012 (1-6/12)

Mit EUR 72 Mio sank das **EBIT vor Sondereffekten** im Vergleich zu 1-6/12 um 39%, belastet durch die negative Performance des Bereichs Supply, Marketing und Trading, der nicht durch die verbesserte Performance des Gas Logistik-Geschäfts und des Bereichs Power ausgeglichen werden konnte. Das **EBIT** lag bei EUR 62 Mio (-41% vs. 1-6/12), als Resultat der Netto-Sonderaufwendungen von EUR -9 Mio, die hauptsächlich der Abschreibung der Abwärmenutzungsanlage Weitendorf (Österreich) in Q1/13 zuzurechnen sind.

Der Bereich **Supply, Marketing und Trading** verzeichnete im Vergleich zu 1-6/12 auf Grund gesteigerter Handelsaktivitäten um 6% höhere Verkaufsmengen. **EconGas** wurde jedoch, durch negative Erdgas-Margen auf Grund des ölpreisgebundenen Gasbezugs und hubpreisgebundenen Verkäufen sowie durch ein äußerst kompetitives Marktumfeld negativ beeinflusst. Die Verkaufsmengen von **Petrom** waren 2% unter dem Niveau von 1-6/12, während die geschätzte Nachfrage in Rumänien um 8% sank. Das Ergebnis des Erdgas-Geschäfts von Petrom war unter dem Niveau von 1-6/12, da in 2012 verbesserte kommerzielle Bedingungen für Inlandsgasverkäufe verzeichnet wurden. In der **Türkei** steigerte OMV in 1-6/12 die Verkäufe von Erdgas und LNG leicht auf 5,87 TWh.

Das **Gas Logistik**-Geschäft zeigte in 1-6/13 eine verbesserte Performance verglichen mit den ersten sechs Monaten des Vorjahrs. Der Anstieg der durchschnittlich verkauften Speicherkapazitäten resultierte aus dem Beitrag des Speichers Etzel in Deutschland. Das Transport-Geschäft verzeichnete ein höheres Ergebnis auf Grund der Inbetriebnahme der Erweiterung der West-Austria-Gas Pipeline im Jänner 2013.

Der Bereich **Power** verzeichnete in 1-6/13 auf Grund der Beiträge der operativen Kraftwerke ein verbessertes Ergebnis. Die Errichtung des Kraftwerks in Samsun (Türkei) wurde fertiggestellt und der Betrieb wurde Ende Juni aufgenommen. Die Nettostromerzeugung stieg auf 1,05 TWh vs. 0,11 TWh in 1-6/12, da das gasbefeuerte Kraftwerk Brazi (Rumänien) den Betrieb im August 2012 aufnahm. Der durchschnittliche Strompreis für Grundlast in Rumänien lag bei EUR 31,8/MWh in 1-6/13 vs. EUR 49,6/MWh in 1-6/12.

## Raffinerien und Marketing (R&M)

Q1/13	Q2/13	Q2/12	Δ%	in EUR Mio	1-6/13	1-6/12	Δ%
536	90	23	n.m.	Betriebserfolg (EBIT)	626	108	n.m.
441	-3	-2	94	Sondereffekte	437	1	n.m.
-17	-67	-104	-36	CCS Effekte: Lagerhaltungsgewinne (+)/-verluste (-) <sup>1)</sup>	-84	7	n.m.
112	160	129	24	CCS EBIT vor Sondereffekten <sup>1)</sup>	272	99	174
3,01	2,48	4,15	-40	OMV Referenz-Raffineriemarge in USD/bbl	2,75	2,96	-7
363	382	436	-12	Ethylen/Propylen Netto-Marge in EUR/t <sup>2)</sup>	372	339	10
87	94	80	18	Raffinerie-Auslastungsgrad gesamt in %	91	84	8
6,79	8,22	7,59	8	Gesamtverkaufsmenge Raffinerieprodukte in Mio t	15,02	14,42	4
4,49	5,56	5,47	2	davon Marketing-Verkaufsmengen in Mio t	10,04	10,15	-1
0,57	0,55	0,54	1	davon Petrochemie in Mio t	1,11	1,10	1

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

<sup>2)</sup> Berechnet auf Basis West European Contract Prices (WECP).

### Zweites Quartal 2013 (Q2/13) vs. zweites Quartal 2012 (Q2/12)

- ▶ **Starkes Marketing-Ergebnis in allen Regionen**
- ▶ **Erhöhter Raffinerie-Auslastungsgrad von 94%**
- ▶ **Verbessertes Ergebnis von Raffinerien Ost auf Grund geringerer Kosten und erhöhter Mengen**

Mit EUR 160 Mio stieg das **CCS EBIT vor Sondereffekten** vs. EUR 129 Mio in Q2/12, trotz einer niedrigeren OMV Referenz-Raffineriemarge, angetrieben durch eine starke Performance des Marketing-Geschäfts und einen verbesserten Beitrag vom Raffinerie-Geschäft. In Q2/13 wurden keine signifikanten Netto-Sonderaufwendungen verzeichnet. Gesunkene Rohölpreise im Quartal trugen zu negativen CCS Effekten in Höhe von EUR -67 Mio bei und führten zu einem **EBIT** von EUR 90 Mio (vs. EUR 23 Mio in Q2/12).

Das CCS EBIT vor Sondereffekten im **Raffinerie**-Geschäft lag über dem Niveau von Q2/12 und spiegelt hauptsächlich die verbesserte Performance der Raffinerien Ost wider. Die OMV Referenz-Raffineriemarge sank signifikant von USD 4,15/bbl in Q2/12 auf USD 2,48/bbl, hauptsächlich infolge geringerer Benzin- und Mitteldestillatspannen. Die **Raffinerien West** wurden durch die von USD 4,90/bbl in Q2/12 auf USD 3,45/bbl in Q2/13 gesunkene OMV Referenz-Raffineriemarge West belastet. Bei **Petrom** verbesserte sich das **Raffinerie**-Ergebnis vs. Q2/12 (beeinträchtigt durch den sechswöchigen geplanten Stillstand der Raffinerie Petrobraz), trotz der negativen OMV Referenz-Raffineriemarge Ost von USD -1,62/bbl vs. USD 1,16/bbl in Q2/12, auf Grund erhöhter Verkaufsmengen und geringerer Kosten, deutlich. Das **Petrochemie**-EBIT vor Sondereffekten lag, getrieben durch geringere Ethylen/Propylen-Margen, mit EUR 47 Mio unter dem Niveau von Q2/12 mit EUR 66 Mio.

Der gesamte **Raffinerie-Auslastungsgrad** stand bei 94% und war um 18% höher vs. Q2/12, das durch den sechswöchigen geplanten Stillstand der Raffinerie Petrobraz beeinträchtigt war. In den Raffinerien West lag der Auslastungsgrad bei 95% vs. 89% in Q2/12, hauptsächlich infolge gestiegener Verkaufsmengen in Österreich und Deutschland. Der Auslastungsgrad der Raffinerie Petrobraz erreichte 92% in Q2/13, verglichen mit 43% in derselben Periode des Vorjahrs. Dies spiegelt den zuvor erwähnten Stillstand wider.

Der Beitrag von **Borealis** (at-equity konsolidiert; wird daher im Finanzerfolg des OMV Konzerns gezeigt) sank um EUR 10 Mio auf EUR 30 Mio in Q2/13, infolge gedämpfter Marktbedingungen im Polyolefin-Geschäft und einem leicht geringeren Beitrag von Borouge während das Basischemikalien-Geschäft eine stabile Performance verzeichnete. Das Borouge 3 Erweiterungsprojekt schritt wie geplant voran und wird ab Mitte 2014 die jährliche Kapazität der integrierten Olefin/Polyolefin-Anlage in Abu Dhabi von 2 Mio t auf 4,5 Mio t steigern.

Das **Marketing**-EBIT vor Sondereffekten lag, getrieben durch erhöhte Mengen, eine bessere Kostenposition und höhere Margen im Retail-Bereich, deutlich über dem Niveau von Q2/12. Insgesamt stiegen die Marketing-**Verkaufsmengen** verglichen mit Q2/12 um 2%. Per 30. Juni 2013 betrug die **Tankstellenanzahl** des Konzerns 4.244, verglichen mit 4.474 Ende Juni 2012, auf Grund des Verkaufs der Marketing-Tochtergesellschaften in Kroatien und Bosnien-Herzegowina sowie auf Grund von Netzwerkoptimierungen, hauptsächlich in Österreich und der Türkei.

---

## Zweites Quartal 2013 (Q2/13) vs. erstes Quartal 2013 (Q1/13)

Das CCS EBIT vor Sondereffekten des Geschäftsbereichs R&M war mit EUR 160 Mio höher als die EUR 112 Mio in Q1/13, trotz einer niedrigeren OMV Referenz-Raffineriemarge, angetrieben durch eine starke Performance des Marketing-Geschäfts in allen Regionen und einen soliden Beitrag vom Raffinerie-Geschäft. Gesunkene Rohölpreise im Quartal führten zu negativen CCS Effekten von EUR -67 Mio. Das EBIT war, infolge der Netto-Sondererträge aus dem abgeschlossenen Verkauf der LMG Lagermanagement GmbH (LMG) in Q1/13, mit EUR 90 Mio signifikant geringer. Die OMV Referenz-Raffineriemarge sank, hauptsächlich beeinflusst durch geringere Mitteldestillat- und Naphtha-Spannen, sowie eine niedrigere Urals-Spanne. Diese Effekte konnten nahezu vollständig durch eine höhere Raffinerie-Auslastungsrate nach dem geplanten teilweisen Stillstand in Bayernoil in Q1/13 kompensiert werden. Das Petrochemie-Ergebnis betrug EUR 47 Mio und war damit, hauptsächlich auf Grund niedrigerer Naphtha-Preise und trotz geringerer Verkaufsmengen, über dem Niveau von Q1/13. Das Marketing-Geschäft trug durch saisonal bedingt gestiegene Mengen, verbesserte Margen und Kostendisziplin, signifikant zum gesamten R&M-Ergebnis bei.

---

## Jänner bis Juni 2013 (1-6/13) vs. Jänner bis Juni 2012 (1-6/12)

Das **CCS EBIT vor Sondereffekten** lag mit EUR 272 Mio signifikant über den EUR 99 Mio von 1-6/12. Dies ist insbesondere auf eine verbesserte Performance sowohl im Bereich Raffinerien als auch im Bereich Marketing zurückzuführen. In 1-6/13 führten Netto-Sondererträge von EUR 437 Mio, die im Wesentlichen dem abgeschlossenen Verkauf von LMG zuzurechnen sind, sowie negative CCS Effekte von EUR -84 Mio (vs. EUR 7 Mio in 1-6/12) zu einem **EBIT** signifikant über Vorjahresniveau (EUR 626 Mio vs. EUR 108 Mio in 1-6/12).

Das **Raffinerie-Ergebnis** war, trotz einer etwas geringeren OMV Referenz-Raffineriemarge, im Wesentlichen durch höhere Petrochemie-Margen und geringere Kosten in Raffinerien Ost sowie erhöhte Mengen, signifikant höher im Vergleich zu 1-6/12. Die OMV Referenz-Raffineriemarge Ost von USD -1,25/bbl in 1-6/13 war leicht über dem Niveau von 1-6/12 mit USD -1,28bbl.

Insgesamt stieg die **Kapazitätsauslastung** durch einen geplanten sechswöchigen Stillstand in Petrobrazi in Q2/12 auf 91% (vs. 84% in 1-6/12).

Das **Petrochemie EBIT vor Sondereffekten** stieg, im Wesentlichen auf Grund von höheren Ethylen- und Propylenmargen, die teilweise durch geringere Butadien-Margen ausgeglichen wurden, von EUR 73 Mio auf EUR 88 Mio.

Das **Marketing-Ergebnis vor Sondereffekten** lag, trotz geringerer Mengen, auf Grund von höheren Margen und geringeren Kosten, über dem Niveau von 1-6/12.

# Ausblick 2013

## Marktumfeld

OMV erwartet für das Jahr 2013, dass der durchschnittliche **Brent-Rohölpreis** weiterhin über USD 100/bbl liegen wird. Die Brent-Urals Spanne wird weiterhin relativ niedrig erwartet. Auf den europäischen **Gasmärkten** werden die Marktpreise zunehmend durch Hubpreise statt durch ölpreisgebundene Gaspreise bestimmt. In Rumänien sieht der veröffentlichte Plan zur Liberalisierung der Gaspreise eine weitere Inlandsgaspreiserhöhung in 2013 (Oktober) vor. Alle geplanten Preiserhöhungen wurden bislang ausgeführt. Nach dem Hoch der **Raffinerie-Margen** in 2012 wird für 2013, auf Grund gedämpfter Nachfrage und bestehender Überkapazitäten, der Verbleib auf einem moderateren Niveau erwartet. Im **Petrochemie-Geschäft** wird erwartet, dass die Margen durchschnittlich auf dem Niveau von 2012 bleiben. Es wird erwartet, dass die **Marketingverkaufsmengen** auf Grund gedämpfter Nachfrage, verursacht durch ein schwaches wirtschaftliches Umfeld in den Kernmärkten von OMV, unter Druck bleiben werden.

## Konzern

- ▶ OMV erwartet nach den Zukäufen in Norwegen einen Anstieg der Investitionssumme (vor Akquisitionen) auf rund EUR 2,8 Mrd in 2013
- ▶ Ziel ist die Erreichung von erstklassigen HSSE-Standards ohne Todesfälle und die Reduktion der Unfallhäufigkeit (LTIR) von 0,69 in 2012
- ▶ Das konzernweite Performance-Steigerungsprogramm „energize OMV“, mit dem Ziel eine ROACE Verbesserung von 2%-Punkten bis 2014 zu erreichen, ist auf Kurs und wird weiter vorangetrieben

## Exploration und Produktion

- ▶ Für 2013 wird die Produktion weitestgehend ähnlich zu 2012 erwartet
- ▶ Die Investitionen werden 2013 ansteigen und rund 70% der Gesamtinvestitionssumme des Konzerns (vor Akquisitionen) ausmachen, wobei ein großer Teil auf die erworbenen Projekte Edvard Grieg und Aasta Hansteen in Norwegen sowie auf Feldneuentwicklungen von Petrom entfällt
- ▶ In Rumänien wurde eine große 3D Seismik-Studie des Neptun Blocks abgeschlossen. Nach der Interpretation der Daten wird der Start weiterer Bohrungen Ende 2013 / Anfang 2014 erwartet
- ▶ In Libyen traten während der ersten Jahreshälfte Produktionsunterbrechungen auf. Das Produktionsniveau hat sich seither größtenteils wieder normalisiert
- ▶ Im Jemen verblieb die Produktion in Q2 vs. Q1 stabil, obwohl die Sicherheitslage weiterhin ungewiss bleibt. Die Feldentwicklung Habban wurde im April langsam wieder aufgenommen und schreitet voran
- ▶ In Pakistan wird der Produktionsstart für die Feldentwicklung Latif in Q3/13 und für das Mehar-Projekt für Q4/13 erwartet
- ▶ In Tunesien ist die finale Investitionsentscheidung für die Gasfeldentwicklung Nawara derzeit für Q4/13 geplant
- ▶ In Großbritannien wird die finale Investitionsentscheidung für Rosebank für Q1/14 erwartet
- ▶ In der Region Kurdistan im Irak schreitet die Erstellung des Feldentwicklungsplans für Bina Bawi (BB) voran. Die Testprogramme für BB-4 und BB-5 wurden abgeschlossen und zeigten begrenzte Ölvorkommen jedoch ein signifikantes Gas-Potenzial (allerdings Sauegas)
- ▶ E&P wird die Explorationsausgaben und die Ausgaben für Erweiterungsbohrungen vs. 2012 weiter steigern. Für das zweite Halbjahr 2013 sind vier signifikante Bohrungen geplant: Drei in der Norwegischen Barentssee (Bonna, Wisting Central und Wisting Main) und eine im Taranaki-Becken offshore Neuseeland (Matuku)

## Gas und Power

- ▶ EconGas wird sich auf den Abschluss der Neuverhandlungen langfristiger Gaslieferverträge mit Gazprom und Statoil konzentrieren, um die Preisgestaltung an die aktuellen Marktgegebenheiten anzupassen. Der Vertrag mit Gazprom beinhaltet die Möglichkeit einer Preisanpassung ab April 2013, der Vertrag mit Statoil ab Oktober 2013
- ▶ Der Speichermarkt wird auf Grund der allgemeinen Situation des Überangebots an Erdgas an allen europäischen Handelspunkten und der niedrigen Sommer/Winter Spreads herausfordernd erwartet
- ▶ Das gasbefeuerte Kraftwerk Samsun (Türkei) hat den Betrieb aufgenommen. Es wird erwartet, dass die Spark-Spreads sowohl in der Türkei als auch in Rumänien unter Druck bleiben

## Raffinerien und Marketing

- ▶ Weitere Schritte des Modernisierungsprogramms in der Raffinerie Petrobrazil, mit dem geplanten Abschluss im Jahr 2014, befinden sich in Umsetzung
- ▶ Für das verbleibende Jahr 2013 sind keine weiteren größeren Raffinerie-Stillstände geplant
- ▶ Das Veräußerungsprogramm mit dem Ziel bis 2014 bis zu EUR 1 Mrd zu generieren, wird weiter verfolgt

# Konzernzwischenabschluss und Konzernanhang (verkürzt, ungeprüft)

## Gesetzliche Grundlagen und Methoden

Der Konzernzwischenabschluss für die Berichtsperiode 1. Jänner bis 30. Juni 2013 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 2012 gelesen werden.

Die bei der Erstellung des Konzernzwischenabschlusses angewandten Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden stimmen mit jenen des Konzernjahresabschlusses zum 31. Dezember 2012 überein, mit der im Folgenden beschriebenen Ausnahme.

Der Konzernzwischenabschluss für Q2/13 ist ungeprüft. Eine externe prüferische Durchsicht wurde nicht durchgeführt.

Der Standard IFRS 13 „Bemessung des beizulegenden Zeitwerts“, Ergänzungen zu IFRS 7 „Finanzinstrumente: Angaben“, Ergänzungen zu IAS 1 „Darstellung des Abschlusses“ und Verbesserungen zu IFRS (2009-2011) werden seit dem 1. Jänner 2013 angewendet und hatten keine wesentlichen Auswirkungen auf den Konzernzwischenabschluss.

## Konsolidierungskreisänderungen

Folgende Änderungen im Konsolidierungskreis traten im Vergleich zum 31. Dezember 2012 ein:

Im Geschäftsbereich E&P wurde OMV Tellal Hydrocarbons GmbH, Wien, beginnend mit 1. Jänner 2013 in den Konsolidierungskreis aufgenommen.

Der Verkauf von Petrol Ofisi Arama Üretim Sanayi ve Ticaret Anonim Şirketi, Ankara, wurde am 14. März 2013 abgeschlossen.

OMV (EGYPT) Exploration GmbH, OMV (IRELAND) Exploration GmbH und OMV (SLOVAKIA) Exploration GmbH, alle mit Sitz in Wien, wurden per 1. Jänner 2013 entkonsolidiert.

Im Geschäftsbereich R&M wurde LMG Lagermanagement GmbH, Wiener Neustadt, in die ein Großteil von R&Ms österreichischer Pflichtnotstandsreserve eingebracht wurde, beginnend mit 1. Jänner 2013 in den Konsolidierungskreis aufgenommen. Der Verkauf der Gesellschaft wurde am 20. März 2013 abgeschlossen.

Der Verkauf von PETROM LPG SA, Otopeni, wurde am 7. Jänner 2013 abgeschlossen.

Der Verkauf von OMV BH d.o.o., Sarajevo, wurde am 28. Februar 2013 abgeschlossen.

Der Verkauf von OMV Hrvatska d.o.o., Zagreb, wurde am 31. Mai 2013 abgeschlossen.

## 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. Juni 2013 enthalten die Darstellungen der Geschäftsbereiche weitere Informationen, welche den Konzernzwischenabschluss betreffen.

## Gewinn- und Verlustrechnung (ungeprüft)

Q1/13	Q2/13	Q2/12	Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung in EUR Mio	1-6/13	1-6/12
10.776,90	10.567,94	9.988,18	Umsatzerlöse	21.344,84	20.356,49
-90,25	-74,48	-90,36	Direkte Vertriebskosten	-164,73	-176,90
-9.379,15	-9.376,68	-8.810,79	Umsatzkosten	-18.755,82	-17.676,70
<b>1.307,50</b>	<b>1.116,78</b>	<b>1.087,04</b>	<b>Bruttoergebnis vom Umsatz</b>	<b>2.424,29</b>	<b>2.502,89</b>
497,94	54,20	35,74	Sonstige betriebliche Erträge	552,13	91,16
-230,91	-234,44	-233,24	Vertriebsaufwendungen	-465,35	-470,31
-105,30	-105,92	-106,75	Verwaltungsaufwendungen	-211,22	-220,39
-114,63	-98,00	-57,12	Explorationsaufwendungen	-212,63	-187,23
-3,10	-3,77	-3,73	Forschungs- und Entwicklungsaufwendungen	-6,87	-7,63
-90,70	-61,68	-100,78	Sonstige betriebliche Aufwendungen	-152,37	-175,23
<b>1.260,80</b>	<b>667,17</b>	<b>621,16</b>	<b>Betriebserfolg (EBIT)</b>	<b>1.927,97</b>	<b>1.533,26</b>
31,67	31,81	45,16	Ergebnis aus assoziierten Unternehmen	63,48	114,04
21,93	29,64	40,08	davon Borealis	51,56	90,26
0,12	5,90	10,98	Dividendenerträge	6,02	11,17
20,98	10,10	8,22	Zinserträge	31,08	16,67
-76,07	-70,70	-100,53	Zinsaufwendungen	-146,77	-177,85
-34,54	-85,70	10,32	Sonstiges Finanzergebnis	-120,23	0,05
<b>-57,84</b>	<b>-108,59</b>	<b>-25,85</b>	<b>Finanzerfolg</b>	<b>-166,43</b>	<b>-35,92</b>
<b>1.202,96</b>	<b>558,58</b>	<b>595,32</b>	<b>Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit</b>	<b>1.761,54</b>	<b>1.497,34</b>
-252,13	-215,57	-235,71	Steuern vom Einkommen und Ertrag	-467,70	-511,29
<b>950,83</b>	<b>343,01</b>	<b>359,61</b>	<b>Perioden-/Jahresüberschuss</b>	<b>1.293,84</b>	<b>986,04</b>
			<b>davon den Aktionären des Mutterunternehmens zuzurechnen</b>	<b>1.011,30</b>	<b>735,23</b>
9,36	9,47	9,46	davon den Hybridkapitalbesitzern zuzurechnen	18,83	18,90
155,68	108,03	66,70	davon den nicht beherrschenden Anteilen zuzurechnen	263,71	231,92
<b>2,41</b>	<b>0,69</b>	<b>0,87</b>	<b>Ergebnis je Aktie in EUR</b>	<b>3,10</b>	<b>2,25</b>
2,40	0,69	0,86	Verwässertes Ergebnis je Aktie in EUR	3,09	2,24

## Gesamtergebnisrechnung (verkürzt, ungeprüft)

Q1/13	Q2/13	Q2/12	in EUR Mio	1-6/13	1-6/12
<b>950,83</b>	<b>343,01</b>	<b>359,61</b>	<b>Perioden-/Jahresüberschuss</b>	<b>1.293,84</b>	<b>986,04</b>
158,79	-364,82	186,22	Währungsdifferenzen aus der Umrechnung ausländischer Geschäftsbetriebe	-206,03	153,49
-0,35	-1,04	0,09	Gewinne (+)/Verluste (-) aus der Bewertung zur Veräußerung verfügbarer finanzieller Vermögenswerte	-1,39	1,85
-1,51	-23,21	234,67	Gewinne (+)/Verluste (-) aus der Bewertung von Hedges	-24,71	91,16
17,47	-22,62	27,76	Auf assoziierte Unternehmen entfallender Anteil am sonstigen Ergebnis	-5,16	23,65
<b>174,40</b>	<b>-411,70</b>	<b>448,74</b>	<b>Summe der Posten, die nachträglich in die Gewinn- und Verlustrechnung umgegliedert („recycelt“) werden können</b>	<b>-237,29</b>	<b>270,15</b>
1,36	5,84	-45,41	Summe der auf das sonstige Ergebnis entfallenden Ertragsteuern	7,21	-17,65
<b>175,76</b>	<b>-405,85</b>	<b>403,33</b>	<b>Sonstiges Ergebnis der Periode nach Steuern</b>	<b>-230,09</b>	<b>252,50</b>
<b>1.126,60</b>	<b>-62,84</b>	<b>762,94</b>	<b>Gesamtergebnis der Periode</b>	<b>1.063,76</b>	<b>1.238,55</b>
943,75	-152,14	657,65	davon den Aktionären des Mutterunternehmens zuzurechnen	791,60	1.029,53
9,36	9,47	9,46	davon den Hybridkapitalbesitzern zuzurechnen	18,83	18,90
173,49	79,84	95,83	davon den nicht beherrschenden Anteilen zuzurechnen	253,32	190,12

## Erläuterungen zur Gewinn- und Verlustrechnung

### Zweites Quartal 2013 (Q2/13) vs. zweites Quartal 2012 (Q2/12)

Der im Vergleich zu Q2/12 um 6% höhere **Konzernumsatz** ist vor allem auf die gestiegenen Marketing-Verkaufsmengen zurückzuführen. Das **Konzern-EBIT** lag mit EUR 667 Mio um 7% über Q2/12. Dies war vor allem auf höhere Retail-Margen und geringere Kosten im Marketing-Geschäft sowie im Raffinerie-Bereich von Petrom zurückzuführen, und wurde teilweise durch niedrigere Ölpreise, die negative Performance von EconGas und geringere Petrochemie- und OMV Referenz-Raffineriemargen kompensiert. Der **EBIT-Beitrag von Petrom** lag mit EUR 316 Mio höher als in Q2/12 (EUR 204 Mio), was vor allem durch die bessere Performance im Bereich Raffinerien erklärbar ist, welche in Q2/12 durch den geplanten sechswöchigen Stillstand in der Raffinerie Petrobrazil negativ beeinflusst wurde. Es wurden keine signifikanten **Netto-Sonderaufwendungen** für dieses Quartal verzeichnet. Negative **CCS Effekte** in Höhe von EUR -67 Mio wurden auf Grund des Rohöl-Preisrückgangs im Laufe des Quartals gebucht. Das **CCS EBIT vor Sondereffekten** fiel von EUR 865 Mio in Q2/12 auf EUR 733 Mio, der Beitrag von Petrom war dabei mit EUR 327 Mio um 37% höher als in Q2/12.

Der **Finanzerfolg** lag mit EUR -109 Mio in Q2/13 unter dem Wert von Q2/12 in Höhe von EUR -26 Mio. Die wesentlichen Gründe hierfür sind die Abschreibung von Vermögenswerten in Verbindung mit dem Nabucco West Projekt, welche als Sondereffekt im Finanzergebnis verbucht wurde, geringere Ergebnisbeiträge von assoziierten Unternehmen sowie Gebühren im Zusammenhang mit der Verbriefung (Securitization) von Lieferforderungen.

Die laufenden **Ertragsteuern** des OMV Konzerns betragen in Q2/13 EUR 213 Mio. Latente Steuern wurden in Höhe von EUR 3 Mio ergebniswirksam gebucht. Die **effektive Steuerquote** in Q2/13 betrug 39% (Q2/12: 40%). Die Verringerung der effektiven Steuerquote resultierte hauptsächlich aus dem geringeren Ergebnisbeitrag aus dem hochbesteuerten Libyen.

Der **den Aktionären zuzurechnende Periodenüberschuss** verringerte sich von EUR 283 Mio in Q2/12 auf EUR 226 Mio. Den Minderheiten- und Hybridanteilen waren EUR 117 Mio (Q2/12: EUR 76 Mio) zuzurechnen. Der **den Aktionären zuzurechnende CCS Periodenüberschuss vor Sondereffekten** betrug EUR 321 Mio (Q2/12: EUR 455 Mio). Das **Ergebnis je Aktie** im Quartal lag bei EUR 0,69 und das **CCS Ergebnis je Aktie vor Sondereffekten** bei EUR 0,99 (Q2/12: EUR 0,87 bzw. EUR 1,39).

---

### Zweites Quartal 2013 (Q2/13) vs. erstes Quartal 2013 (Q1/13)

Die Verminderung des Konzernumsatzes um 2% ist vor allem auf die geringeren Gas-Verkaufsmengen zurückzuführen. Das EBIT lag mit EUR 667 Mio unter dem Vergleichswert in Q1/13 (EUR 1.261 Mio). Dies war durch den einmaligen positiven EBIT-Effekt von EUR 440 Mio in Q1/13 auf Grund des abgeschlossenen Verkaufs von LMG Lagermanagement GmbH (LMG) und durch den negativen Beitrag des Geschäftsbereichs G&P bedingt und wurde teilweise durch ein verbessertes Marketing-Ergebnis kompensiert. Das CCS EBIT vor Sondereffekten sank um 14%. Im Vergleich zum Vorquartal verschlechterte sich der Finanzerfolg, was im Wesentlichen auf die Abschreibung von Vermögenswerten in Verbindung mit dem Nabucco West Projekt zurückzuführen ist. Die effektive Steuerquote betrug in Q2/13 39% (Q1/13: 21%). Die geringe effektive Steuerquote in Q1/13 war vor allem auf den abgeschlossenen Verkauf von LMG zurückzuführen. Der den Aktionären zuzurechnende Periodenüberschuss lag bei EUR 226 Mio (Q1/13: EUR 786 Mio). Der den Aktionären zuzurechnende CCS Periodenüberschuss vor Sondereffekten verringerte sich von EUR 349 Mio in Q1/13 auf EUR 321 Mio.

---

### Jänner bis Juni 2013 (1-6/13) vs. Jänner bis Juni 2012 (1-6/12)

Der Anstieg des **Konzernumsatzes** um 5% gegenüber 1-6/12 ist vor allem auf höhere Gasverkaufs- und Gashandelsmengen zurückzuführen. Das **Konzern-EBIT** lag mit EUR 1.928 Mio um 26% über 1-6/12 (EUR 1.533 Mio). Dies resultierte vor allem aus dem positiven Einmaleffekt von EUR 440 Mio infolge des abgeschlossenen Verkaufs von LMG in Q1/13, welcher niedrigere Ölpreise und geringere Verkaufsmengen in E&P sowie das niedrigere Ergebnis in G&P auf Grund der negativen Performance von EconGas ausgleichen konnte. Der **EBIT-Beitrag von Petrom** stieg von EUR 616 Mio in 1-6/12 auf EUR 667 Mio. Dies ist vor allem bedingt durch einen stärkeren Beitrag vom Retail-Bereich und gesunkene Kosten, hauptsächlich im Bereich Raffinerien, welcher im Zeitraum 1-6/12 durch den geplanten Stillstand der Raffinerie Petrobrazil negativ beeinflusst wurde. Die **Netto-Sondererträge** von EUR 428 Mio beziehen sich hauptsächlich auf den Verkauf von LMG. Negative **CCS Effekte** wurden in Höhe von EUR -84 Mio ausgewiesen (1-6/12: EUR 7 Mio). Das **CCS EBIT vor Sondereffekten** verringerte sich um 5% auf EUR 1.584 Mio. Der Beitrag von Petrom lag mit EUR 687 Mio um rund 11% über dem Wert von 1-6/12.

Für 1-6/13 lag der **Finanzerfolg** mit EUR -166 Mio unter dem Wert für 1-6/12 in Höhe von EUR -36 Mio. Die Ursachen hierfür waren vor allem geringere Ergebnisbeiträge von assoziierten Unternehmen sowie die Abschreibung von Vermögenswerten in Verbindung mit dem Nabucco West Projekt, welche als Sondereffekt im Finanzergebnis verbucht wurde.

Die laufenden **Ertragsteuern** des OMV Konzerns betragen EUR 482 Mio. Ein Ertrag aus latenten Steuern von EUR 15 Mio wurde ergebniswirksam in 1-6/13 gebucht. Die **effektive Steuerquote** des Konzerns lag bei 27% (1-6/12: 34%). Diese Verringerung resultierte hauptsächlich aus dem abgeschlossenen Verkauf von LMG sowie aus dem geringeren Ergebnisbeitrag aus dem hochbesteuerten Libyen.

Der **den Aktionären zuzurechnende Periodenüberschuss** lag mit EUR 1.011 Mio über 1-6/12 (EUR 735 Mio). Den Minderheiten- und Hybridanteilen waren EUR 283 Mio zuzurechnen (1-6/12: EUR 251 Mio). Der **den Aktionären zuzurechnende CCS Periodenüberschuss vor Sondereffekten** betrug EUR 671 Mio (1-6/12: EUR 834 Mio). Das **Ergebnis je Aktie** lag bei EUR 3,10 und das **CCS Ergebnis je Aktie vor Sondereffekten** lag bei EUR 2,06 (1-6/12: EUR 2,25 bzw. EUR 2,56).

## Bilanz, Investitionen und Verschuldungsgrad (ungeprüft)

Konzernbilanz in EUR Mio	30. Juni 2013	31. Dez. 2012
<b>Vermögen</b>		
Immaterielle Vermögenswerte	3.324,51	3.479,57
Sachanlagen	14.480,79	14.347,11
Anteile an assoziierten Unternehmen	1.841,23	1.811,00
Sonstige finanzielle Vermögenswerte	990,22	1.016,24
Sonstige Vermögenswerte	142,96	119,27
Latente Steuern	328,40	299,92
<b>Langfristiges Vermögen</b>	<b>21.108,10</b>	<b>21.073,11</b>
Vorräte	2.441,98	3.202,24
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	3.526,74	3.821,75
Sonstige finanzielle Vermögenswerte	669,75	477,17
Forderungen aus laufenden Ertragsteuern	107,89	152,12
Sonstige Vermögenswerte	326,02	310,14
Kassenbestand und Bankguthaben	2.451,98	1.227,30
<b>Kurzfristiges Vermögen</b>	<b>9.524,37</b>	<b>9.190,71</b>
Zu Veräußerungszwecken gehaltenes Vermögen	38,96	255,34
<b>Summe Aktiva</b>	<b>30.671,44</b>	<b>30.519,17</b>
<b>Eigenkapital und Verbindlichkeiten</b>		
Grundkapital	327,27	327,27
Hybridkapital	740,79	740,79
Rücklagen	11.215,79	10.834,40
OMV Anteilseigner	12.283,86	11.902,46
Nicht beherrschende Anteile	2.690,65	2.627,51
<b>Eigenkapital</b>	<b>14.974,51</b>	<b>14.529,97</b>
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	932,85	978,03
Anleihen	2.826,38	3.527,15
Verzinsliche Finanzverbindlichkeiten	742,56	886,08
Rückstellungen für Rekultivierungsverpflichtungen	1.989,01	1.995,12
Sonstige Rückstellungen	277,45	298,30
Sonstige finanzielle Verbindlichkeiten	212,59	243,01
Sonstige Verbindlichkeiten	6,41	6,78
Latente Steuern	779,87	778,39
<b>Langfristige Verbindlichkeiten</b>	<b>7.767,12</b>	<b>8.712,86</b>
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	4.561,32	4.290,44
Anleihen	771,13	213,62
Verzinsliche Finanzverbindlichkeiten	141,54	162,13
Rückstellung für laufende Ertragsteuern	230,08	193,73
Rückstellungen für Rekultivierungsverpflichtungen	107,06	81,44
Sonstige Rückstellungen	508,98	568,90
Sonstige finanzielle Verbindlichkeiten	341,60	408,72
Sonstige Verbindlichkeiten	1.266,07	1.261,26
<b>Kurzfristige Verbindlichkeiten</b>	<b>7.927,79</b>	<b>7.180,23</b>
Zu Veräußerungszwecken gehaltene Verbindlichkeiten	2,02	96,10
<b>Summe Passiva</b>	<b>30.671,44</b>	<b>30.519,17</b>

## Erläuterungen zur Bilanz zum 30. Juni 2013

Das **Investitionsvolumen** erhöhte sich auf EUR 1.120 Mio (1-6/12: EUR 889 Mio). Die Hauptgründe hierfür waren E&P Investitionen in Petrom und in Feldentwicklungen in Norwegen, welche im Vorjahr erworben wurden.

**E&P** investierte EUR 842 Mio (1-6/12: EUR 478 Mio), vor allem in die Entwicklung von Feldern in Rumänien, Norwegen, Großbritannien und Österreich. Die Investitionen im Geschäftsbereich **G&P**, EUR 138 Mio (1-6/12: EUR 187 Mio), standen hauptsächlich im Zusammenhang mit der Ausübung von Put-Optionen im Besitz der Oberösterreichische Ferngas Aktiengesellschaft, die zu einer Erhöhung des indirekten Anteils von OMV an EconGas GmbH führte. Des Weiteren beinhalten die Investitionen die Übernahme des Anteils von RWE an NABUCCO Gas Pipeline International GmbH sowie Investitionen in das Kraftwerksprojekt in Samsun (Türkei). Das Investitionsvolumen im Geschäftsbereich **R&M** belief sich auf EUR 130 Mio (1-6/12: EUR 211 Mio) und enthielt hauptsächlich Investitionen in die Modernisierung der Raffinerie Petrobrazi in Rumänien sowie in Petrol Ofisi. Das Investitionsvolumen im Geschäftsbereich **Kb&S** lag bei EUR 9 Mio (1-6/12: EUR 13 Mio).

Im Vergleich zum Jahresende 2012 stieg das **Gesamtvermögen** um EUR 152 Mio auf EUR 30.671 Mio. Der Anstieg resultierte hauptsächlich aus der Erhöhung des Kassenbestands und der Bankguthaben, was durch die saisonale Verringerung der Vorräte und der Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sowie durch die erfolgreich umgesetzten Working Capital-Maßnahmen kompensiert wurde.

Das **Eigenkapital** erhöhte sich um etwa 3%. Die Eigenkapitalquote des Konzerns erhöhte sich ebenfalls leicht auf 49% per 30. Juni 2013 (31. Dezember 2012: 48%).

Die gesamte Zahl der vom Unternehmen gehaltenen **eigenen Aktien** betrug per 30. Juni 2013 1.038.404 Stück (31. Dezember 2012: 1.078.780).

Per 30. Juni 2013 betragen die kurz- und langfristigen Kredite, Anleihen und Finanzierungsleasingverbindlichkeiten EUR 4.635 Mio (31. Dezember 2012: EUR 4.974 Mio). Davon entfielen EUR 153 Mio auf Finanzierungsleasingverbindlichkeiten (31. Dezember 2012: EUR 185 Mio).

Kassenbestand und Bankguthaben erhöhten sich auf EUR 2.452 Mio (31. Dezember 2012: EUR 1.227 Mio) und spiegelten damit den abgeschlossenen Verkauf von LMG Lagermanagement GmbH wider. Die **Nettoverschuldung** verringerte sich auf EUR 2.183 Mio verglichen mit EUR 3.747 Mio Ende 2012.

Zum 30. Juni 2013 betrug der **Verschuldungsgrad** (Gearing Ratio) 14,6% (31. Dezember 2012: 25,8%).

## Cashflow (verkürzt, ungeprüft)

Q1/13	Q2/13	Q2/12	Konzern-Cashflow-Rechnung in EUR Mio	1-6/13	1-6/12
<b>950,83</b>	<b>343,01</b>	<b>359,61</b>	<b>Perioden-/Jahresüberschuss</b>	<b>1.293,84</b>	<b>986,04</b>
476,41	519,67	529,45	Abschreibungen (+)/Zuschreibungen (-)	996,08	1.002,62
-17,42	2,69	-39,07	Latente Steuern	-14,73	-94,71
1,15	-10,30	-0,49	Gewinne (-)/Verluste (+) aus Abgängen von Anlagevermögen	-9,16	-17,54
1,92	-72,24	-20,70	Erhöhung (+)/Verminderung (-) langfristige Rückstellungen	-70,32	-20,70
-398,24	-41,42	-153,00	Sonstige unbare Erträge (-)/Aufwendungen (+)	-439,66	-190,64
<b>1.014,65</b>	<b>741,41</b>	<b>675,80</b>	<b>Mittelzufluss nach unbaren Posten</b>	<b>1.756,06</b>	<b>1.665,07</b>
683,98	-146,26	50,59	Verminderung (+)/Erhöhung (-) Vorräte	537,72	154,52
-369,11	321,50	424,61	Verminderung (+)/Erhöhung (-) Forderungen	-47,61	-540,74
162,75	268,81	-561,15	Erhöhung (+)/Verminderung (-) Verbindlichkeiten	431,57	612,79
-86,99	16,74	-85,39	Erhöhung (+)/Verminderung (-) kurzfristige Rückstellungen	-70,25	-96,92
<b>1.405,29</b>	<b>1.202,20</b>	<b>504,47</b>	<b>Mittelzufluss aus der Betriebstätigkeit</b>	<b>2.607,49</b>	<b>1.794,73</b>
			Investitionen		
-612,82	-523,09	-476,96	Immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen	-1.135,91	-1.023,74
-37,03	-2,07	-4,32	Beteiligungen, Ausleihungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte	-39,10	-7,86
			Veräußerungen		
22,59	18,48	7,48	Erlöse aus dem Verkauf von Anlagevermögen	41,07	44,90
636,05	106,03	0,00	Erlöse aus dem Verkauf einbezogener Unternehmen abzüglich liquider Mittel	742,08	0,00
<b>8,79</b>	<b>-400,65</b>	<b>-473,79</b>	<b>Mittelzufluss/-abfluss aus der Investitionstätigkeit</b>	<b>-391,86</b>	<b>-986,70</b>
-103,21	-180,32	-40,29	Erhöhung (+)/Verminderung (-) langfristiger Finanzierungen	-283,54	-54,22
-34,28	0,00	0,00	Veränderung nicht beherrschender Anteile	-34,28	0,00
177,63	-230,26	45,64	Erhöhung (+)/Verminderung (-) kurzfristiger Finanzierungen	-52,63	-139,40
-0,18	-615,99	-613,46	Dividendenzahlungen	-616,16	-613,56
<b>39,96</b>	<b>-1.026,57</b>	<b>-608,11</b>	<b>Mittelzufluss/-abfluss aus der Finanzierungstätigkeit</b>	<b>-986,61</b>	<b>-807,19</b>
3,20	-7,53	6,54	Währungsdifferenz auf liquide Mittel	-4,33	1,26
<b>1.457,23</b>	<b>-232,55</b>	<b>-570,89</b>	<b>Nettoabnahme (-)/-zunahme (+) liquider Mittel</b>	<b>1.224,68</b>	<b>2,10</b>
1.227,30	2.684,53	931,82	Liquide Mittel Periodenbeginn	1.227,30	358,83
<b>2.684,53</b>	<b>2.451,98</b>	<b>360,93</b>	<b>Liquide Mittel Periodenende</b>	<b>2.451,98</b>	<b>360,93</b>

### 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, die das Ergebnis aus dem Verkauf der LMG Lagermanagement GmbH (LMG) beinhalten – betrug in 1-6/13 EUR 1.756 Mio (1-6/12: EUR 1.665 Mio). Im **Net Working Capital** wurden Mittel in Höhe von EUR 851 Mio freigesetzt (1-6/12: EUR 130 Mio). Dies ist im Wesentlichen auf die erfolgreich umgesetzten Working Capital-Maßnahmen, wie beispielsweise die Verbriefung (Securitization) von Lieferforderungen und Factoring, zurückzuführen. Im Vergleich zu 1-6/12 führte dies zu einem um EUR 813 Mio höheren **Cashflow aus der Betriebstätigkeit** von EUR 2.607 Mio.

Der **Mittelabfluss aus der Investitionstätigkeit** betrug in 1-6/13 EUR 392 Mio (1-6/12: EUR 987 Mio). In 1-6/13 war darin neben Zahlungen für Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte (EUR 1.136 Mio) auch der Netto-Mittelzufluss aus dem abgeschlossenen Verkauf von LMG sowie aus Verkäufen in den Geschäftsbereichen R&M und E&P enthalten.

Der **Free Cashflow** (Mittelzufluss aus der Betriebstätigkeit minus Mittelabfluss aus der Investitionstätigkeit) zeigte einen Mittelzufluss von EUR 2.216 Mio (1-6/12: EUR 808 Mio). Der **Free Cashflow abzüglich Dividendenzahlungen** führte zu einem Mittelzufluss von EUR 1.599 Mio (1-6/12: EUR 194 Mio).

Der **Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit** zeigte einen Netto-Mittelabfluss von EUR 987 Mio (1-6/12: EUR 807 Mio). Dies ist im Wesentlichen auf die während der Periode gezahlten Dividenden und die Rückzahlungen langfristiger Schulden und Finanzierungsleasingverbindlichkeiten zurückzuführen. Die Position beinhaltet zudem einen Netto-Mittelabfluss in Höhe von EUR 34 Mio im Zusammenhang mit der Ausübung von Put-Optionen im Besitz der Oberösterreichische Ferngas Aktiengesellschaft, die zu einer Erhöhung des indirekten Anteils von OMV an EconGas GmbH führte, welche durch die Verringerung der Anteile an Austrian Gas Grid Management AG teilweise ausgeglichen wurde.

## Eigenkapitalveränderungsrechnung (verkürzt, ungeprüft)

in EUR Mio	Grundkapital	Kapitalrücklagen	Hybridkapital	Gewinnrücklagen	Sonstige Rücklagen <sup>1)</sup>	Eigene Anteile	OMV Anteilseigner	Nicht beherrschende Anteile	Summe Eigenkapital
<b>1. Jänner 2013</b>	<b>327,27</b>	<b>1.495,80</b>	<b>740,79</b>	<b>9.853,10</b>	<b>-502,66</b>	<b>-11,85</b>	<b>11.902,46</b>	<b>2.627,51</b>	<b>14.529,97</b>
Perioden-/Jahresüberschuss				1.030,13			1.030,13	263,71	1.293,84
Sonstiges Ergebnis der Periode				0,10	-219,79		-219,70	-10,39	-230,09
<b>Gesamtergebnis der Periode</b>				<b>1.030,23</b>	<b>-219,79</b>		<b>810,43</b>	<b>253,32</b>	<b>1.063,76</b>
Dividendenzahlungen und Hybrid-Kupon				-442,11			-442,11	-186,85	-628,95
Steuereffekte auf Transaktionen mit Eigentümern				6,28			6,28		6,28
Abgang eigener Anteile		0,90				0,44	1,34		1,34
Anteilsbasierte Vergütung		-0,23					-0,23		-0,23
Zugang (+)/Abgang (-) nicht beherrschende Anteile				5,68			5,68	-3,34	2,34
<b>30. Juni 2013</b>	<b>327,27</b>	<b>1.496,47</b>	<b>740,79</b>	<b>10.453,18</b>	<b>-722,45</b>	<b>-11,40</b>	<b>12.283,86</b>	<b>2.690,65</b>	<b>14.974,51</b>

in EUR Mio	Grundkapital	Kapitalrücklagen	Hybridkapital	Gewinnrücklagen	Sonstige Rücklagen <sup>1)</sup>	Eigene Anteile	OMV Anteilseigner	Nicht beherrschende Anteile	Summe Eigenkapital
<b>1. Jänner 2012</b>	<b>327,27</b>	<b>1.489,13</b>	<b>740,79</b>	<b>8.901,40</b>	<b>-551,09</b>	<b>-13,16</b>	<b>10.894,34</b>	<b>2.509,56</b>	<b>13.403,90</b>
Perioden-/Jahresüberschuss				754,13			754,13	231,92	986,04
Sonstiges Ergebnis der Periode				-0,06	294,36		294,30	-41,79	252,50
<b>Gesamtergebnis der Periode</b>				<b>754,07</b>	<b>294,36</b>		<b>1.048,42</b>	<b>190,12</b>	<b>1.238,55</b>
Dividendenzahlungen und Hybrid-Kupon				-404,13			-404,13	-225,42	-629,55
Steuereffekte auf Transaktionen mit Eigentümern				6,30			6,30		6,30
Abgang eigener Anteile				1,09		0,76	1,85		1,85
Zugang (+)/Abgang (-) nicht beherrschende Anteile				-0,69			-0,69	0,69	0,00
<b>30. Juni 2012</b>	<b>327,27</b>	<b>1.489,13</b>	<b>740,79</b>	<b>9.258,04</b>	<b>-256,74</b>	<b>-12,40</b>	<b>11.546,10</b>	<b>2.474,95</b>	<b>14.021,05</b>

<sup>1)</sup> 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 15. Mai 2013 wurde die Ausschüttung einer erhöhten Dividende von EUR 1,20 je Aktie beschlossen. Dies führte zu einer Dividendenzahlung von EUR 391 Mio an die Aktionäre der OMV Aktiengesellschaft. Dividendenzahlungen an Minderheitsaktionäre erfolgten in 1-6/13 in Höhe von EUR 187 Mio. Die Zinszahlung an Hybridkapitalbesitzer in der Höhe von EUR 51 Mio erfolgte ebenfalls in 1-6/13.

## Segmentberichterstattung

### Umsätze mit anderen Segmenten

Q1/13	Q2/13	Q2/12	Δ%	in EUR Mio	1-6/13	1-6/12	Δ%
1.110,57	1.064,10	1.169,36	-9	Exploration und Produktion	2.174,67	2.351,70	-8
57,94	48,26	32,70	48	Gas und Power	106,19	72,33	47
14,29	14,22	13,23	7	Raffinerien und Marketing	28,51	27,55	3
91,22	102,74	98,94	4	Konzernbereich und Sonstiges	193,95	191,00	2
<b>1.274,02</b>	<b>1.229,31</b>	<b>1.314,23</b>	<b>-6</b>	<b>Summe</b>	<b>2.503,33</b>	<b>2.642,58</b>	<b>-5</b>

### Umsätze mit Dritten

Q1/13	Q2/13	Q2/12	Δ%	in EUR Mio	1-6/13	1-6/12	Δ%
316,50	272,09	334,02	-19	Exploration und Produktion	588,60	719,95	-18
3.819,86	2.411,16	2.169,83	11	Gas und Power	6.231,02	5.439,03	15
6.639,25	7.883,34	7.483,11	5	Raffinerien und Marketing	14.522,59	14.195,07	2
1,29	1,35	1,22	10	Konzernbereich und Sonstiges	2,64	2,43	9
<b>10.776,90</b>	<b>10.567,94</b>	<b>9.988,18</b>	<b>6</b>	<b>Summe</b>	<b>21.344,84</b>	<b>20.356,48</b>	<b>5</b>

### Umsätze

Q1/13	Q2/13	Q2/12	Δ%	in EUR Mio	1-6/13	1-6/12	Δ%
1.427,07	1.336,19	1.503,38	-11	Exploration und Produktion	2.763,27	3.071,65	-10
3.877,79	2.459,42	2.202,54	12	Gas und Power	6.337,21	5.511,36	15
6.653,54	7.897,56	7.496,34	5	Raffinerien und Marketing	14.551,10	14.222,63	2
92,51	104,08	100,16	4	Konzernbereich und Sonstiges	196,59	193,43	2
<b>12.050,92</b>	<b>11.797,25</b>	<b>11.302,41</b>	<b>4</b>	<b>Summe</b>	<b>23.848,17</b>	<b>22.999,06</b>	<b>4</b>

### Segment- und Konzernergebnis

Q1/13	Q2/13	Q2/12	Δ%	in EUR Mio	1-6/13	1-6/12	Δ%
654,06	596,67	620,50	-4	EBIT Exploration und Produktion <sup>1)</sup>	1.250,73	1.386,49	-10
87,45	-24,98	6,30	n.m.	EBIT Gas und Power	62,47	105,45	-41
536,11	89,62	23,34	n.m.	EBIT Raffinerien und Marketing	625,73	107,53	n.m.
-9,15	-7,70	-17,80	-57	EBIT Konzernbereich und Sonstiges	-16,85	-30,33	-44
1.268,47	653,61	632,34	3	EBIT Segment Summe	1.922,08	1.569,15	22
-7,67	13,56	-11,18	n.m.	Konsolidierung: Zwischengewinneliminierung	5,89	-35,89	n.m.
<b>1.260,80</b>	<b>667,17</b>	<b>621,16</b>	<b>7</b>	<b>OMV Konzern EBIT</b>	<b>1.927,97</b>	<b>1.533,26</b>	<b>26</b>
-57,84	-108,59	-25,85	n.m.	Finanzerfolg	-166,43	-35,92	n.m.
<b>1.202,96</b>	<b>558,58</b>	<b>595,32</b>	<b>-6</b>	<b>OMV Konzern Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit</b>	<b>1.761,54</b>	<b>1.497,34</b>	<b>18</b>

<sup>1)</sup> Vor Zwischengewinneliminierung, angeführt in der Zeile „Konsolidierung“.

### Vermögenswerte <sup>1)</sup>

in EUR Mio	30. Juni 2013	31. Dez. 2012
Exploration und Produktion	9.489,85	9.188,36
Gas und Power	2.330,95	2.348,81
Raffinerien und Marketing	5.760,20	6.053,77
Konzernbereich und Sonstiges	224,30	235,74
<b>Summe</b>	<b>17.805,30</b>	<b>17.826,68</b>

<sup>1)</sup> 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.

### Fair Value Bewertung

Zum beizulegenden Zeitwert bewertete Finanzinstrumente werden gemäß nachfolgender Fair Value Hierarchie ausgewiesen:

Level 1: Börsennotierte Kurse in aktiven Märkten werden für identische Vermögenswerte und Verbindlichkeiten verwendet.

Level 2: Entweder direkt (d.h. wie Kurse) oder indirekt feststellbare Vorgaben werden als Informationsgrundlage für die Berechnung der Vermögenswerte oder Verbindlichkeiten verwendet (keine börsennotierten Kurse).

Level 3: Als Informationsgrundlage für die Berechnung der Vermögenswerte und Verbindlichkeiten werden interne Modelle oder andere Bewertungsmethoden verwendet, keine am Markt feststellbaren Daten (z.B. Kurse).

in EUR Mio	30. Juni 2013			31. Dez. 2012		
	Level 1	Level 2	Gesamt	Level 1	Level 2	Gesamt
<b>Finanzinstrumente aktiv</b>						
Investmentfonds	6,80	–	<b>6,80</b>	6,86	–	<b>6,86</b>
Anleihen	129,06	–	<b>129,06</b>	129,90	–	<b>129,90</b>
Als Sicherungsinstrumente designierte und effektive Derivate	–	24,02	<b>24,02</b>	–	38,76	<b>38,76</b>
Sonstige Derivate	13,18	100,84	<b>114,02</b>	10,94	89,52	<b>100,47</b>
<b>Summe</b>	<b>149,04</b>	<b>124,86</b>	<b>273,90</b>	<b>147,70</b>	<b>128,28</b>	<b>275,98</b>

in EUR Mio	30. Juni 2013			31. Dez. 2012		
	Level 1	Level 2	Gesamt	Level 1	Level 2	Gesamt
<b>Finanzinstrumente passiv</b>						
Verbindlichkeiten aus als Sicherungsinstrumenten designierten und effektiven Derivaten	–	35,18	<b>35,18</b>	–	24,42	<b>24,42</b>
Verbindlichkeiten aus sonstigen Derivaten	10,52	71,20	<b>81,72</b>	2,72	97,32	<b>100,04</b>
<b>Summe</b>	<b>10,52</b>	<b>106,38</b>	<b>116,90</b>	<b>2,72</b>	<b>121,74</b>	<b>124,46</b>

Im OMV Konzern gibt es keine Finanzinstrumente, die gemäß Level 3 bewertet werden. Es gab keine Umgruppierungen zwischen den verschiedenen Levels der Fair Value Hierarchie.

Mit Ausnahme der Anteile an sonstigen Unternehmen zu Anschaffungskosten, für welche die beizulegenden Zeitwerte nicht zuverlässig geschätzt werden können, entsprechen die Buchwerte der finanziellen Vermögenswerte deren beizulegenden Zeitwerten.

Anleihen und sonstige verzinsliche Finanzverbindlichkeiten in Höhe von insgesamt EUR 4.482 Mio (31. Dezember 2012: EUR 4.789 Mio) sind zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertet. Der geschätzte Tageswert dieser Verbindlichkeiten beträgt EUR 4.778 Mio (31. Dezember 2012: EUR 5.170 Mio). Die Buchwerte der sonstigen finanziellen Verbindlichkeiten entsprechen im Wesentlichen deren beizulegenden Zeitwerten, da diese Verbindlichkeiten überwiegend kurzfristige Fälligkeiten aufweisen.

### Wesentliche Ereignisse nach dem Bilanzstichtag

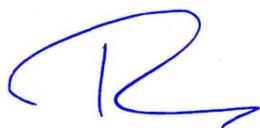
Für Informationen wird auf die Erläuterungen im Abschnitt Ausblick des Lageberichts verwiesen.

# 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 Halbjahreslagebericht des Konzerns ein möglichst getreues Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns bezüglich der wichtigen Ereignisse während der ersten sechs Monate des Geschäftsjahres und ihrer Auswirkungen auf den verkürzten Konzernzwischenabschluss, bezüglich der wesentlichen Risiken und Ungewissheiten in den restlichen sechs Monaten des Geschäftsjahres und bezüglich der offen zu legenden wesentlichen Geschäfte mit nahestehenden Unternehmen und Personen vermittelt.

Wien, 13. August 2013

Der Vorstand



Gerhard Roiss  
Vorstandsvorsitzender und Generaldirektor



David C. Davies  
Vorsitzender-Stellvertreter  
Finanzen



Hans-Peter Floren  
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

## Abkürzungen und Definitionen

**bbl:** (barrel(s)) Fass (159 Liter); **bcf:** (billion cubic feet) Milliarden Kubikfuß; **boe:** (barrel(s) of oil equivalent) Fass Öläquivalent; **boe/d:** Fass Öläquivalent pro Tag; **CCS:** (current cost of supply) zu aktuellen Beschaffungskosten; **E&P:** Exploration und Produktion; **eingesetztes Kapital:** Eigenkapital inklusive nicht beherrschende Anteile zuzüglich Nettoverschuldung; **EUR:** Euro; **FX:** Fremdwährungs-Wechselkurs; **G&P:** Gas und Power; **kbbl, kbbl/d:** Tausend Barrel, kbbl pro Tag; **kboe, kboe/d:** Tausend Barrel Öläquivalent, kboe pro Tag; **Kb&S:** Konzernbereich und Sonstiges; **LNG:** (liquefied natural gas) verflüssigtes Erdgas; **LTIR:** (Lost-Time Injury Rate) Rate an Unfällen mit Arbeitszeitausfall pro 1 Mio Arbeitsstunden; **Mio:** Million; **MWh:** Megawatt Stunden; **n.a.:** (not available) Wert nicht verfügbar; **n.m.:** (not meaningful) Wert nicht aussagekräftig; **NGL:** (natural gas liquids) Erdgaskondensat; **NOPAT:** Net Operating Profit After Tax. Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit nach Steuern zuzüglich Zinsergebnis auf Finanzverbindlichkeiten, +/- Ergebnis aus aufgegebenen Geschäftsbereichen, +/- Steuereffekte aus Anpassungen; **R&M:** Raffinerien und Marketing inklusive Petrochemie; **ROFA:** Return On Fixed Assets. %-Verhältnis EBIT zu durchschnittlichem immateriellen und Sachanlagevermögen; **ROACE:** Return On Average Capital Employed. %-Verhältnis NOPAT zu durchschnittlich eingesetztem Kapital; **ROE:** Return On Equity. %-Verhältnis Jahresüberschuss zu durchschnittlichem Eigenkapital; **RON:** Rumänischer Leu; **t:** Tonne; **TWh:** Terawatt Stunden; **USD:** US-Dollar; **Verschuldungsgrad:** Verhältnis Nettoverschuldung zu Eigenkapital

Eine ausführliche Liste von Abkürzungen und Definitionen entnehmen Sie bitte dem OMV Geschäftsbericht.

## OMV Kontakte

Lăcrămioara Diaconu-Pințea, Investor Relations

Tel. +43 1 40440-21600; E-Mail: [investor.relations@omv.com](mailto:investor.relations@omv.com)

Johannes Vetter, Media Relations

Tel. +43 1 40440-21357; E-Mail: [media.relations@omv.com](mailto:media.relations@omv.com)

Zusätzliche Informationen finden Sie auf unserer Internet-Seite [www.omv.com](http://www.omv.com).

## Haftungshinweis für die Zukunft betreffende Aussagen

Dieser Bericht beinhaltet die Zukunft betreffende Aussagen. Diese Aussagen sind durch Bezeichnungen wie „Ausblick“, „erwarten“, „rechnen“, „beabsichtigen“, „planen“, „Ziel“, „Einschätzung“, „können/könnten“, „werden“ und ähnliche Begriffe gekennzeichnet oder können sich aus dem Zusammenhang ergeben. Aussagen dieser Art beruhen auf aktuellen Erwartungen und Annahmen von OMV sowie OMV aktuell zur Verfügung stehenden Informationen. Die Zukunft betreffende Aussagen unterliegen ihrer Natur nach bekannten und unbekanntem Risiken und Unsicherheiten, weil sie sich auf Ereignisse beziehen und von Umständen abhängen, die in der Zukunft eintreten werden oder eintreten können und die außerhalb der Kontrolle von OMV liegen. Folglich können die tatsächlichen Ergebnisse erheblich von jenen Ergebnissen, welche durch die Zukunft betreffende Aussagen beschrieben oder unterstellt werden, abweichen. Empfänger dieses Berichts sollten die Zukunft betreffende Aussagen daher mit der gebotenen Vorsicht zur Kenntnis nehmen.

Weder OMV noch irgendeine andere Person übernimmt für die Richtigkeit und Vollständigkeit der in diesem Bericht enthaltenen die Zukunft betreffenden Aussagen Verantwortung. OMV lehnt jede Verpflichtung ab, diese Aussagen im Hinblick auf tatsächliche Ergebnisse, geänderte Annahmen und Erwartungen sowie zukünftige Entwicklungen und Ereignisse zu aktualisieren. Dieser Bericht stellt keine Empfehlung oder Einladung zum Kauf oder Verkauf von Wertpapieren von OMV dar.