

## Eni in sintesi

Eni è un'impresa integrata che opera in tutta la filiera dell'energia. La forte presenza nel mercato del gas, le operazioni nel GNL, le competenze industriali nella generazione elettrica, raffinazione e chimica con il sostegno di capacità di ingegneria e realizzative

di rilevanza mondiale consentono a Eni di presidiare tutte le fasi della creazione di valore dalla ricerca alla commercializzazione degli idrocarburi e di perseguire opportunità e progetti congiunti nel mercato.

### upstream

Eni è attiva nell'esplorazione, sviluppo ed estrazione di olio e gas naturale in 42 Paesi.

Il settore I&C realizza impianti e infrastrutture chiavi in mano onshore e offshore e fornisce servizi di perforazione all'industria Oil & Gas.

### mid-downstream

Eni è attiva nell'approvvigionamento, fornitura, trading e trasporto di gas naturale, GNL, energia elettrica, carburanti e prodotti chimici. Attraverso raffinerie di proprietà e impianti chimici processa greggi e cariche petrolifere per la produzione di carburanti, lubrificanti e prodotti chimici venduti all'ingrosso o tramite reti di distribuzione e distributori.



Nel 2013 Eni ha conseguito risultati solidi in un mercato particolarmente difficile. La Divisione E&P, nonostante i problemi in Libia, Nigeria e Algeria ha confermato la sua capacità di generare profitti e cash flow elevati grazie alla leadership di costo e agli straordinari successi esplorativi. I business mid e downstream, penalizzati dalla crisi italiana ed europea, hanno rafforzato le azioni di ristrutturazione conseguendo un miglioramento della generazione di cassa di circa €2 miliardi. La razionalizzazione del portafoglio, resa possibile dalle nuove scoperte, ha permesso una monetizzazione anticipata di risultato e di cassa. L'effetto complessivo di quanto realizzato ha consentito di registrare un utile netto in crescita del 23% rispetto al 2012 a €5,16 miliardi, di pagare un dividendo generoso, di lanciare il programma di riacquisto di azioni proprie, mantenendo l'indebitamento costante a €15,43 miliardi.

Il cash flow di €10,97 miliardi e gli incassi del programma di dismissioni di €6,36 miliardi, relativi in particolare all'operazione Mozambico,

hanno consentito di finanziare integralmente i fabbisogni per investimenti tecnici di €12,75 miliardi e il pagamento del dividendo Eni di €3,95 miliardi. Al 31 dicembre 2013 il leverage è pari a 0,25, invariato rispetto al 2012.

I solidi risultati conseguiti e gli ottimi fondamentali dell'azienda consentono la distribuzione di un dividendo di €1,10 per azione (€1,08 nel 2012).

Nel 2013 è proseguito il programma "eni in safety" finalizzato alla comunicazione e formazione in materia di sicurezza: a fine 2013 sono stati effettuati 185 workshop. Questo e gli altri investimenti nel campo della sicurezza hanno consentito di registrare un'ottima performance negli indici di frequenza degli infortuni (dipendenti più contrattisti) con un calo del 28,7%, confermando per il nono anno consecutivo il trend di miglioramento. Nonostante la riduzione del fatality index (-10,5%), si sono registrati sei infortuni mortali.

### Exploration & Production

Utile netto adjusted di €5,95 miliardi, in calo del 19,8% rispetto al 2012, a causa della flessione della produzione di idrocarburi a 1.619 mila boe/giorno (-4,8%) a causa di fattori geopolitici. Solido cash flow per barile a \$30. Riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2013 a 6,54 miliardi di barili. Tasso di rimpiazzo organico delle riserve certe 105%. Vita utile residua delle riserve 11,1 anni.

### Gas & Power

Perdita netta adjusted di €246 milioni con un peggioramento di €719 milioni causato dal sostanziale deterioramento dello scenario competitivo che ha comportato il crollo dei prezzi e dei margini di vendita in Italia, i cui effetti sono stati inaspriti dai vincoli di prelievo dei contratti di approvvigionamento long-term. Benefici di €1,4 miliardi dalla ristrutturazione del portafoglio supply. Vendite di gas naturale pari a 93,17 miliardi di metri cubi con riduzioni nei principali mercati, per effetto del calo della domanda e crescente pressione competitiva.

### Refining & Marketing

Perdita netta adjusted di €232 milioni per effetto del crollo dei margini di raffinazione a causa della contrazione dei consumi di carburanti, dell'overcapacity e della pressione competitiva. La quota di mercato rete Italia media del 2013 è del 27,5%.

### Versalis

Perdita netta adjusted di €338 milioni che riflette la continua debolezza della domanda e dei margini. Produzione pari a 5.817 mila tonnellate in calo del 4,5%.

### Ingegneria & Costruzioni

Perdita netta adjusted di €253 milioni a seguito di difficoltà operative e commerciali e del rallentamento nell'acquisizione di nuovi ordinativi nei business costruzioni onshore e offshore. Ordini acquisiti: €10.653 milioni; portafoglio ordini: €17.541 milioni.

## La strategia Eni

I risultati 2013 sono stati realizzati in uno scenario connotato dall'accresciuta instabilità politica in alcuni Paesi di attività upstream e dalle difficili condizioni dei mercati mid-downstream in Europa, e particolarmente in Italia, in termini di debolezza strutturale della domanda e del contesto competitivo difficile caratterizzato dall'assenza di profittabilità.

Per rispondere a tale scenario, sono state individuate una serie di azioni che si ritiene consentiranno ai business Eni di ottenere performance solide, pur assumendo marginali miglioramenti di scenario e la proiezione di profili produttivi prudenziali nei principali Paesi a rischio (Libia, Nigeria e Algeria).

Eni ha impostato il proprio piano d'azione sulle seguenti linee guida strategiche:

- la crescita del proprio ruolo nell'upstream supportata inoltre dall'attività di monetizzazione degli asset esplorativi non core;
- il proseguimento di razionalizzazione, rightsizing e modernizzazione del mid-downstream nei mercati di presenza europei, valutando selettivamente lo sviluppo delle attività sui mercati extraeuropei a maggiore crescita prospettica; nonché
- il progressivo recupero di profittabilità del settore Ingegneria & Costruzioni.

Rispetto al 2013 si prevede una robusta generazione di cassa, in crescita del 40% nel biennio 2014-2015 e del 55% nel biennio 2016-2017, che consentirà di mantenere il leverage al di sotto del limite di 0,30, di sostenere la manovra di investimenti (€54 miliardi) e di garantire una crescente remunerazione degli azionisti anche tramite lo strumento flessibile del buy-back, allo scenario di prezzo di 90 \$/bl nel 2017.



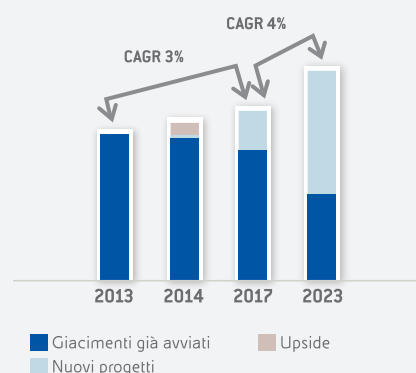
Nel settore **Exploration & Production** Eni conferma la strategia di crescita organica attraverso l'applicazione di un consolidato modello di sviluppo caratterizzato dalla presenza, in progetti convenzionali, di grandi dimensioni e da una struttura efficiente dei costi di sviluppo, facendo leva sui rilevanti successi esplorativi che si sono dimostrati una efficiente ed efficace modalità di accrescimento della resource base, un driver di aumento della produzione/diversificazione del portafoglio, nonché un volano della generazione di cassa attraverso la monetizzazione di parte delle scoperte effettuate.

Il piano riguarda:

- una robusta generazione di cassa operativa in crescita del 5% medio annuo;
- una crescita della produzione del 3% nel quadriennio sostenuta dallo sviluppo in aree core (tra cui Africa Sub-Sahariana, Venezuela, Barents Sea, Kazakhstan) bilanciando il profilo di rischio del portafoglio;
- l'aumento delle risorse esplorative, con un incremento di 3,2 mld di boe nel quadriennio, che si attende di conseguire con un piano investimenti inferiore del 5% rispetto al piano precedente.

### Crescita della produzione

[migliaia di boe/giorno]





Nel settore **Gas & Power** la crescita della generazione di cassa e il ritorno alla profittabilità faranno leva su:

- ristrutturazione del portafoglio di approvvigionamento finalizzata al riallineamento della posizione di costo al mercato e alla minimizzazione degli impatti take-or-pay attraverso la rinegoziazione dei contratti in essere e il ricorso agli arbitrati;
- focalizzazione sui segmenti a valore aggiunto, quali il GNL, attraverso una maggior integrazione con l'upstream e l'aumento delle vendite nei mercati a premio localizzati in particolare nell'Estremo Oriente, il trading, attraverso la valorizzazione degli asset fisici e contrattuali in portafoglio, nonché lo sviluppo della base clienti retail;
- ristrutturazione del business B2B attraverso offerte commerciali basate su prodotti innovativi, azioni di efficienza e integrazione con le competenze di trading;
- revisione della macchina operativa in termini di standardizzazione dei processi e riduzione dei costi.

Si prevede che le azioni di turnaround consentiranno il ritorno alla profittabilità del business a partire dal 2015, traggendo €1,2 miliardi di EBITDA proforma adjusted nel 2017.



Nel settore **Refining & Marketing** Eni intende recuperare la redditività nonostante il continuo deterioramento dello scenario che nel 2013 ha fatto registrare margini di raffinazione ai minimi storici.

Nella raffinazione, il graduale recupero sarà sostenuto da:

- operazioni di razionalizzazione e di riconversione dei processi con una riduzione del 22% della capacità di raffinazione nell'arco di piano;
- aumento della flessibilità di lavorazione di slate greggi e semilavorati alternativi; nonché
- miglioramento dell'efficienza e implementazione di progetti di energy saving.

Nel marketing, Eni intende consolidare la presenza nel mercato retail dei carburanti attraverso:

- l'incremento dell'efficienza;
- lo sviluppo delle attività non-oil; e
- il potenziamento della distribuzione di GPL e metano.

Nel mercato wholesale si sfrutteranno le opportunità derivanti dalla chiusura di raffinerie di terzi, per difendere la propria posizione. Infine saranno lanciate attività innovative quali con lo sviluppo di nuovi prodotti (LNG nei trasporti) e di servizi avanzati (smart mobility).

Sulla base delle suddette iniziative, nel quadriennio 2014-2017, si attende una crescita dell'EBIT adjusted a scenario costante (base 2013) del settore raffinazione e marketing di oltre €0,7 miliardi.



Nella **Chimica**, al fine di mitigare gli effetti dello scenario sfavorevole, si perseguirà una strategia volta:

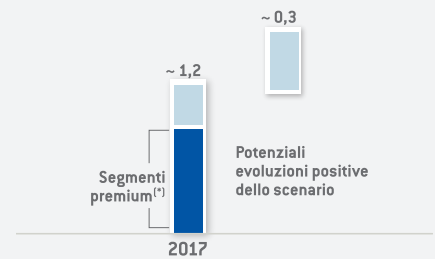
- all'ottimizzazione/razionalizzazione della capacità produttiva con l'obiettivo di conseguire una posizione di costo più adeguata ed efficiente;
- alla rifocalizzazione su prodotti a più alto valore aggiunto, sviluppo di nuove filiere produttive di chimica verde a ridotto impatto ambientale ed elevato tasso di crescita della domanda; nonché
- all'internazionalizzazione del business per presidiare clienti sempre più globali e mercati caratterizzati da più elevati tassi di crescita anche attraverso le recenti alleanze strategiche stipulate con importanti players internazionali.



Nel settore **Ingegneria & Costruzioni**, le difficoltà registrate in diversi progetti soprattutto nei segmenti I&C Onshore e Offshore hanno influenzato severamente la redditività del business nel corso del 2013. Ciò nonostante, il settore prevede di tornare alla profittabilità già dal 2014 e migliorare gradualmente la marginalità negli anni successivi grazie al completamento dei residui progetti a marginalità bassa, la maggiore disciplina commerciale e gli investimenti recentemente completati, che rafforzano il business model di Saipem in aree geografiche e in segmenti di mercato strategici (progetti di grandi dimensioni e a elevata complessità tecnologica, in condizioni ambientali difficili).

#### EBITDA proforma adjusted

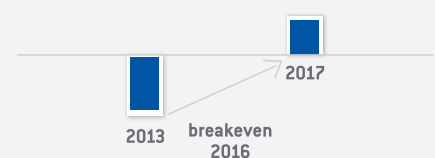
(€ miliardi)



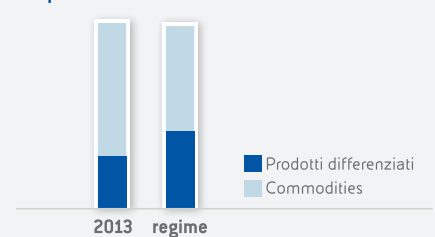
(\*) Retail, trading, GNL.

#### EBIT adjusted scenario 2013

(€ milioni)

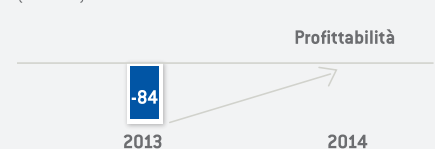


#### Mix produttivo Versalis



#### EBIT adjusted

(€ milioni)



## Principali dati

Principali dati economico-finanziari <sup>(a)</sup>										
(€ milioni)	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012 <sup>(b)</sup>	2013
Ricavi della gestione caratteristica	57.498	73.692	86.071	87.204	108.082	83.227	98.523	109.589	128.592	<b>114.722</b>
di cui: continuing operations					106.978	81.932	96.617	107.690	127.220	<b>114.722</b>
Utile operativo di Gruppo	12.399	16.664	19.336	18.739	18.517	12.055	16.111	17.435	15.962	<b>8.856</b>
Special items	(448)	(1.210)	88	(620)	2.034	1.295	2.290	1.567	4.795	<b>3.046</b>
Utile (perdita) da magazzino	631	1.942	1.059	885	936	(345)	(881)	(1.113)	(17)	<b>716</b>
Utile operativo adjusted di Gruppo	12.582	17.396	20.483	19.004	21.487	13.005	17.520	17.889	20.740	<b>12.618</b>
Utile operativo adjusted - continuing operations					21.322	12.722	16.845	17.230	19.798	<b>12.618</b>
Exploration & Production	8.202	12.649	15.521	13.770	17.166	9.489	13.898	16.075	18.537	<b>14.646</b>
Gas & Power	3.448	3.783	4.117	4.414	1.778	2.022	1.268	(247)	356	<b>(663)</b>
Refining & Marketing	923	1.210	794	292	555	(381)	(181)	(539)	(321)	<b>(482)</b>
Versalis	263	261	219	116	(382)	(441)	(96)	(273)	(483)	<b>(386)</b>
Ingegneria & Costruzioni	215	314	508	840	1.041	1.120	1.326	1.443	1.474	<b>(84)</b>
Altre attività	(223)	(296)	(299)	(207)	(244)	(258)	(205)	(226)	(222)	<b>(210)</b>
Corporate e società finanziarie	(187)	(384)	(244)	(195)	(282)	(342)	(265)	(266)	(325)	<b>(332)</b>
Eliminazione utili interni e altre elisioni	(59)	(141)	(133)	(26)	1.690	1.513	1.100	1.263	782	<b>129</b>
Utile operativo adjusted - discontinued operations					165	283	675	659	942	
Utile netto di Gruppo	7.059	8.788	9.217	10.011	8.825	4.367	6.318	6.860	7.790	<b>5.160</b>
di cui: continuing operations					8.996	4.488	6.252	6.902	4.200	<b>5.160</b>
discontinued operations					(171)	(121)	66	(42)	3.590	
Utile netto adjusted di Gruppo	6.645	9.251	10.401	9.569	10.164	5.207	6.869	6.969	7.325	<b>4.433</b>
di cui: continuing operations					10.315	5.321	6.770	6.938	7.130	<b>4.433</b>
discontinued operations					(151)	(114)	99	31	195	
Flusso di cassa netto da attività operativa	12.500	14.936	17.001	15.517	21.801	11.136	14.694	14.382	12.371	<b>10.969</b>
di cui: continuing operations					21.506	10.755	14.140	13.763	12.356	<b>10.969</b>
discontinued operations					295	381	554	619	15	
Investimenti tecnici	7.499	7.414	7.833	10.593	14.562	13.695	13.870	13.438	13.517	<b>12.750</b>
di cui: continuing operations					12.935	12.216	12.450	11.909	12.761	<b>12.750</b>
discontinued operations					1.627	1.479	1.420	1.529	756	
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	35.540	39.217	41.199	42.867	48.510	50.051	55.728	60.393	62.558	<b>61.174</b>
Indebitamento finanziario netto	10.443	10.475	6.767	16.327	18.376	23.055	26.119	28.032	15.511	<b>15.428</b>
Leverage	0,29	0,27	0,16	0,38	0,38	0,46	0,47	0,46	0,25	<b>0,25</b>
Capitale investito netto	45.983	49.692	47.966	59.194	66.886	73.106	81.847	88.425	78.069	<b>76.602</b>
Exploration & Production	16.770	19.109	17.783	23.826	31.362	32.455	37.646	42.024	42.394	<b>45.721</b>
Gas & Power	19.554	20.075	19.713	21.333	9.636	11.024	12.931	12.367	11.124	<b>9.735</b>
Snam					11.918	13.730	14.415	15.393		
Refining & Marketing	5.081	5.993	5.631	7.675	7.379	8.105	8.321	9.188	8.846	<b>7.969</b>
Versalis	2.076	2.018	1.953	2.228	1.915	1.774	1.978	2.252	2.557	<b>2.656</b>
Ingegneria & Costruzioni	2.403	2.844	3.399	4.313	5.022	6.566	7.610	8.217	9.992	<b>9.616</b>
Corporate, società finanziarie e altre attività	277	2	(95)	294	24	(192)	(527)	(393)	3.659	<b>1.382</b>
Eliminazione utili interni	(178)	(349)	(418)	(475)	(370)	(356)	(527)	(623)	(503)	<b>(477)</b>

(a) Per effetto della cessione dei Business Regolati Italia nel 2012, i risultati di Snam sono stati rilevati come "discontinued operations". I dati degli anni 2008-2011 sono stati oggetto di restatement.  
(b) I dati del 2012 sono stati oggetto di restatement a seguito dell'applicazione dello IAS 19 "Benefici per i dipendenti", in vigore a partire dal 1° gennaio 2013.

Principali indicatori di mercato	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	
Prezzo medio greggio Brent dated <sup>(a)</sup>	38,22	54,38	65,14	72,52	96,99	61,51	79,47	111,27	111,58	<b>108,66</b>	
Cambio medio EUR/USD <sup>(b)</sup>	1,244	1,244	1,256	1,371	1,471	1,393	1,327	1,392	1,285	<b>1,328</b>	
Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	30,72	43,71	51,86	52,90	65,93	44,16	59,89	79,94	86,83	<b>81,82</b>	
Margini europei medi di raffinazione <sup>(c)</sup>	4,35	5,78	3,79	4,52	6,49	3,13	2,66	2,06	4,83	<b>2,64</b>	
Margini di raffinazione Brent/Ural <sup>(c)</sup>	7,03	8,33	6,50	6,45	8,85	3,56	3,47	2,90	4,94	<b>2,60</b>	
Euribor - euro a tre mesi	(%)	2,1	2,2	3,1	4,3	4,6	1,2	0,8	1,4	0,6	<b>0,2</b>

(a) In USD per barile. Fonte: Platt's Oilgram.

(b) Fonte: BCE.

(c) In USD per barile FOB Mediterraneo greggio Brent. Elaborazione Eni su dati Platt's Oilgram.

Principali dati operativi		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Corporate <sup>(a)</sup></b>											
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	71.572	71.773	72.850	75.125	71.714	71.461	73.768	72.574	77.838	<b>82.289</b>
di cui: - donne		10.326	10.620	10.841	10.977	11.611	11.955	12.161	12.542	12.860	<b>13.601</b>
- all'estero		32.691	34.036	35.818	38.634	41.971	42.633	45.967	45.516	51.034	<b>55.507</b>
Donne in posizioni manageriali	(%)	12,5	12,4	13,5	14,1	16,3	17,3	18,0	18,5	18,9	<b>19,4</b>
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	3,99	2,74	2,45	1,93	1,22	0,84	0,80	0,65	0,57	<b>0,40</b>
Indice di frequenza infortuni contrattisti		7,84	2,59	1,54	1,45	1,09	0,97	0,71	0,57	0,45	<b>0,32</b>
Fatality index	(infortuni mortali/ore lavorate) x 100.000.000	5,64	3,38	2,31	2,97	2,75	1,20	4,77	1,94	1,10	<b>0,98</b>
Oil spill operativi	(barili)	7.813	6.908	6.151	6.731	4.749	6.259	4.269	7.295	3.759	<b>1.901</b>
Emissioni dirette di gas serra (GHG)	(mln ton CO <sub>2</sub> eq)	58,34	61,85	60,72	67,25	59,59	55,49	58,26	49,13	52,50	<b>47,30</b>
Costi di ricerca e sviluppo <sup>(b)</sup>	(€ milioni)	257	204	222	208	211	233	218	190	211	<b>197</b>
<b>Exploration &amp; Production</b>											
Riserve certe di idrocarburi	(mln boe)	7.218	6.837	6.436	6.370	6.600	6.571	6.843	7.086	7.166	<b>6.535</b>
Vita utile residua delle riserve	(anni)	12,1	10,8	10,0	10,0	10,0	10,2	10,3	12,3	11,5	<b>11,1</b>
Produzione di idrocarburi	(mgl boe/g)	1.624	1.737	1.770	1.736	1.797	1.769	1.815	1.581	1.701	<b>1.619</b>
<b>Gas &amp; Power</b>											
Vendite delle società consolidate (include autoconsumo)	(mld mc)	76,49	82,62	85,76	84,83	89,32	89,60	82,00	84,05	84,30	<b>83,60</b>
Vendite di gas naturale delle società collegate (quota Eni)		5,84	7,08	7,65	8,74	8,91	7,95	9,41	9,85	8,29	<b>6,96</b>
Totale vendite e autoconsumi G&P		82,33	89,70	93,41	93,57	98,23	97,55	91,41	93,90	92,59	<b>90,56</b>
Vendite gas E&P in Europa e nel Golfo del Messico		4,70	4,51	4,69	5,39	6,00	6,17	5,65	2,86	2,73	<b>2,61</b>
Totale vendite gas mondo		87,03	94,21	98,10	98,96	104,23	103,72	97,06	96,76	95,32	<b>93,17</b>
Vendite di energia elettrica	(TWh)	16,95	27,56	31,03	33,19	29,93	33,96	39,54	40,28	42,58	<b>35,05</b>
<b>Refining &amp; Marketing</b>											
Lavorazioni in c/proprio di prodotti petroliferi	(mln ton)	37,69	38,79	38,04	37,15	35,84	34,55	34,80	31,96	30,01	<b>27,38</b>
Capacità bilanciata delle raffinerie interamente possedute	(mgl bbl/g)	504	524	534	544	737	747	757	767	767	<b>787</b>
Vendite di prodotti petroliferi	(mln ton)	53,54	51,63	51,13	50,15	49,16	45,59	46,80	45,02	48,33	<b>43,49</b>
Vendite di prodotti petroliferi Rete Europa	(mln ton)	14,40	12,42	12,48	12,65	12,03	12,02	11,73	11,37	10,87	<b>9,69</b>
Stazioni di servizio a fine periodo	(n.)	9.140	6.282	6.294	6.440	5.956	5.986	6.167	6.287	6.384	<b>6.386</b>
Erogato medio per stazione di servizio	(mgl litri/a)	1.970	2.479	2.470	2.486	2.502	2.477	2.353	2.206	2.064	<b>1.828</b>
<b>Versalis</b>											
Produzioni	(mgl ton)	7.118	7.282	7.072	8.795	7.372	6.521	7.220	6.245	6.090	<b>5.817</b>
di cui: - Intermedi		4.236	4.450	4.275	5.688	5.110	4.350	4.860	4.101	3.595	<b>3.462</b>
- Polimeri		2.882	2.832	2.797	3.107	2.262	2.171	2.360	2.144	2.495	<b>2.355</b>
Tasso di utilizzo medio degli impianti	(%)	75,2	78,4	76,4	80,6	68,6	65,4	72,9	65,3	66,7	<b>65,3</b>
<b>Ingegneria &amp; Costruzioni</b>											
Ordini acquisiti	(€ milioni)	5.784	8.395	11.172	11.845	13.860	9.917	12.935	12.505	13.391	<b>10.653</b>
Portafoglio ordini a fine periodo	(€ milioni)	8.521	10.122	13.191	15.390	19.105	18.370	20.505	20.417	19.739	<b>17.514</b>

(a) A seguito della cessione di Business Regolati Italia nel 2012, i dati del 2012 non includono il risultato di Snam. I valori degli esercizi 2008-2011 sono stati oggetto di restatement.

(b) Al netto dei costi generali e amministrativi.

Dati per azione		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Utile netto di Gruppo <sup>(a)(b)</sup>	(€)	1,87	2,34	2,49	2,73	2,43	1,21	1,74	1,89	2,15	<b>1,42</b>
Utile netto - continuing operations <sup>(a)(b)(*)</sup>						2,47	1,24	1,72	1,90	1,16	<b>1,42</b>
Dividendo		0,90	1,10	1,25	1,30	1,30	1,00	1,00	1,04	1,08	<b>1,10</b>
Dividendi pagati <sup>(c)</sup>	(€ milioni)	3.384	4.086	4.594	4.750	4.714	3.622	3.622	3.695	3.840	<b>3.949</b>
Cash flow	(€)	3,31	3,97	4,59	4,23	5,99	3,07	4,06	3,97	3,41	<b>3,52</b>
Dividend yield <sup>(d)</sup>	(%)	4,9	4,7	5,0	5,3	7,6	5,8	6,1	6,6	5,9	<b>6,5</b>
Utile per ADR <sup>(e)(*)</sup>	(USD)	4,66	5,81	6,26	7,49	7,27	3,45	4,59	5,29	2,98	<b>3,77</b>
Dividendo per ADR <sup>(e)</sup>		2,17	2,74	3,14	3,56	3,82	2,79	2,65	2,90	2,78	<b>2,83</b>
Cash flow per ADR <sup>(e)</sup>		8,96	9,40	11,53	11,60	17,63	8,56	10,77	11,05	8,77	<b>9,04</b>
Dividend yield per ADR <sup>(d)</sup>	(%)	5,0	4,7	5,0	5,3	7,6	5,8	6,1	6,6	5,8	<b>4,6</b>
Pay-out		48	46	50	47	53	81	57	55	50	<b>77</b>
Numero di azioni a fine periodo	(mln di azioni)	4.004,4	4.005,4	4.005,4	4.005,4	4.005,4	4.005,4	4.005,4	4.005,4	3.634,2	<b>3.634,2</b>
Numero medio di azioni in circolazione nell'esercizio <sup>(f)</sup> (interamente diluito)		3.771,7	3.763,4	3.701,3	3.669,2	3.638,9	3.622,4	3.622,5	3.622,7	3.622,8	<b>3.622,8</b>
TSR	(%)	28,5	35,3	14,8	3,2	(29,1)	13,7	(2,2)	5,1	22,0	<b>1,3</b>

(\*) Per effetto della cessione dei Business Regolati Italia; i risultati di Snam sono stati rilevati come "discontinued operations" in conformità alle disposizioni del principio contabile internazionale IFRS 5. Pertanto dall'esercizio 2008 l'utile netto è riferito alle continuing operations del Bilancio consolidato Eni.

(a) Calcolato sul numero medio delle azioni di Eni in circolazione durante l'esercizio.

(b) Di competenza degli azionisti Eni.

(c) Per esercizio di competenza. L'importo 2013 è stimato.

(d) Rapporto tra dividendo di competenza e media delle quotazioni del mese di dicembre.

(e) Un ADR rappresenta 2 azioni. I dati di utile e cash flow in USD sono convertiti ai cambi medi. I dati sui dividendi in dollari sono convertiti al cambio di pagamento.

(f) Calcolato con esclusione delle azioni proprie in portafoglio.

Informazioni riguardanti le azioni		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Prezzo per azione - Borsa di Milano</b>											
Massimo	(€)	18,75	24,96	25,73	28,33	26,93	18,35	18,56	18,42	18,70	<b>19,48</b>
Minimo		14,72	17,93	21,82	22,76	13,80	12,30	14,61	12,17	15,25	<b>15,29</b>
Medio		16,94	21,60	23,83	25,10	21,43	16,59	16,39	15,95	17,18	<b>17,57</b>
Fine periodo		18,42	23,43	25,48	25,05	16,74	17,80	16,34	16,01	18,34	<b>17,49</b>
<b>Prezzo per ADR <sup>(a)</sup> - New York Stock Exchange</b>											
Massimo	(USD)	126,45	151,35	67,69	78,29	84,14	54,45	53,89	53,74	49,44	<b>52,12</b>
Minimo		92,35	118,50	54,65	60,22	37,22	31,07	35,37	32,98	36,85	<b>40,39</b>
Medio		105,60	134,02	59,97	68,80	63,38	46,36	43,56	44,41	44,24	<b>46,68</b>
Fine periodo		125,84	139,46	67,28	72,43	47,82	50,61	43,74	41,27	49,14	<b>48,49</b>
Media giornaliera degli scambi	(mln di azioni)	20,0	28,5	26,2	30,5	28,7	27,9	20,7	22,9	15,6	<b>15,4</b>
Controvalore	(€ milioni)	338,7	620,7	619,1	773,1	610,4	461,7	336,0	355,0	267,0	<b>271,4</b>
Numero azioni in circolazione a fine periodo <sup>(b)</sup>	(mln di azioni)	3.770,0	3.727,3	3.680,4	3.656,8	3.622,4	3.622,4	3.622,7	3.622,7	3.622,8	<b>3.622,8</b>
<b>Capitalizzazioni di borsa <sup>(c)</sup></b>											
EUR	(mld)	69,4	87,3	93,8	91,6	60,6	64,5	59,2	58,0	66,4	<b>63,4</b>
USD		94,9	104,0	123,8	132,4	86,6	91,7	79,2	75,0	87,7	<b>87,4</b>

(a) Dal 10 gennaio 2006 il rapporto di conversione tra ADR e azioni ordinarie è 1 ADR per 2 azioni ordinarie Eni. In precedenza ogni ADR era rappresentativo di 5 azioni ordinarie Eni. I valori dei periodi precedenti non sono stati oggetto di verifica.

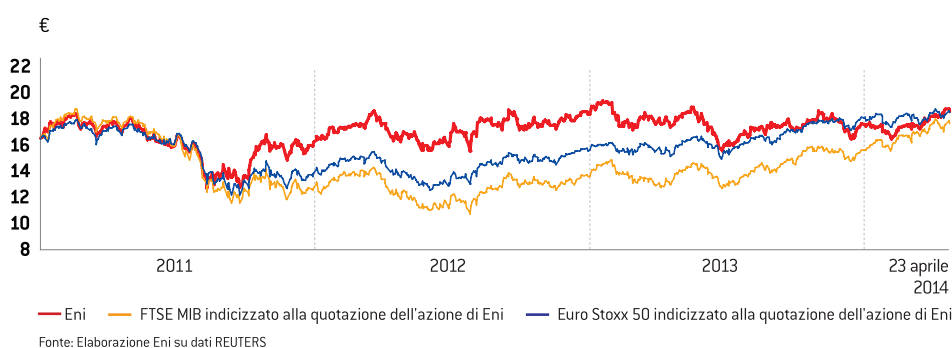
(b) Con esclusione delle azioni proprie in portafoglio.

(c) Prodotto del numero delle azioni in circolazione a fine periodo per il prezzo di riferimento di borsa di fine periodo.

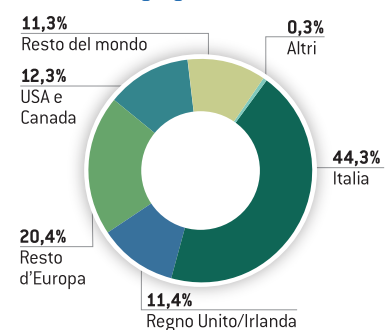
Informazioni riguardanti i collocamenti delle azioni		1995	1996	1997	1998	2001
Prezzi di collocamento	(€/azione)	5,42	7,40	9,90	11,80	13,60
Numero di azioni collocate	(mln di azioni)	601,9	647,5	728,4	608,1	200,1
di cui per attribuzione bonus share	(mln di azioni)		1,9	15,0	24,4	39,6
Percentuale del capitale sociale <sup>(a)</sup>	(%)	15,0	16,2	18,2	15,2	5,0
Incasso	(€ milioni)	3.254	4.596	6.869	6.714	2.721

(a) Riferita al capitale sociale al 31 dicembre 2013.

#### Andamento delle quotazioni dell'azione Eni sulla Borsa di Milano - (31 dicembre 2010 - 23 aprile 2014)



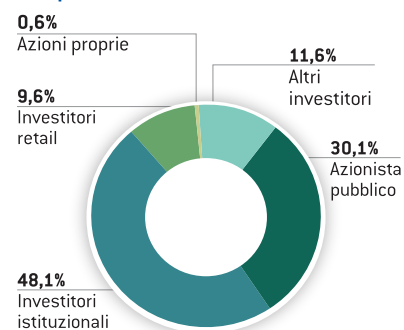
#### Distribuzione geografica dell'azionariato <sup>(\*)</sup>



#### Andamento delle quotazioni dell'ADR Eni sulla Borsa di New York - (31 dicembre 2010 - 23 aprile 2014)



#### Composizione dell'azionariato <sup>(\*)</sup>



(\*) Al 10/01/2014.