Costi capitalizzati

I costi capitalizzati rappresentano i costi complessivi delle immobilizzazioni relative a riserve certe, probabili e possibili, delle attrezzature di supporto e delle altre immobilizzazioni utilizzate nelle attività di esplorazione e produzione, con indicazione del fondo ammortamento e svalutazione.

(milioni di €)

	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
31.12.1998						
Immobilizzazioni relative a riserve certe	5.794	4.258	3.963	3.446	794	18.255
Immobilizzazioni relative a riserve probabili e possibili		14	177		127	318
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	451	23	142	95	14	725
Immobilizzazioni in corso	1.172	342	234	651	194	2.593
Costi capitalizzati lordi	**7.417**	**4.637**	**4.516**	**4.192**	**1.129**	**21.891**
Fondi ammortamento e svalutazione	(4.272)	(2.395)	(2.689)	(2.078)	(500)	(11.934)
Costi capitalizzati netti	**3.145**	**2.242**	**1.827**	**2.114**	**629**	**9.957**
31.12.1999						
Immobilizzazioni relative a riserve certe	6.255	5.480	5.117	4.299	1.529	22.680
Immobilizzazioni relative a riserve probabili e possibili	2	130	230		381	743
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	487	29	179	149	18	862
Immobilizzazioni in corso	1.077	337	181	649	414	2.658
Costi capitalizzati lordi	**7.821**	**5.976**	**5.707**	**5.097**	**2.342**	**26.943**
Fondi ammortamento e svalutazione	(4.609)	(3.095)	(3.393)	(2.610)	(663)	(14.370)
Costi capitalizzati netti	**3.212**	**2.881**	**2.314**	**2.487**	**1.679**	**12.573**

Costi sostenuti

I costi sostenuti rappresentano gli importi imputati all'attivo patrimoniale o al conto economico relativi alle attività di esplorazione e produzione.

(milioni di €)

	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
1997						
Acquisizioni di riserve certe	48	5	4		2	59
Acquisizioni di riserve probabili e possibili		5	16		15	36
Costi di ricerca (a)	278	236	112	51	99	776
Costi di sviluppo (b)	558	212	288	394	66	1.518
Totale costi sostenuti	**884**	**458**	**420**	**445**	**182**	**2.389**
1998						
Acquisizioni di riserve certe		27	9		67	103
Acquisizioni di riserve probabili e possibili		12			82	94
Costi di ricerca (a)	303	171	150	51	111	786
Costi di sviluppo (b)	488	352	367	583	198	1.988
Totale costi sostenuti	**791**	**562**	**526**	**634**	**458**	**2.971**
1999						
Acquisizioni di riserve certe	54	102	9		380	545
Acquisizioni di riserve probabili e possibili	2	102	34		234	372
Costi di ricerca (a)	194	92	87	44	121	538
Costi di sviluppo (b)	433	356	357	400	318	1.864
Totale costi sostenuti	**683**	**652**	**487**	**444**	**1.053**	**3.319**

(a) L'importo include costi per R&D e per beni immateriali imputati all'attivo patrimoniale per 69 milioni di euro nel 1997, 53 nel 1998 e 79 nel 1999.

(b) L'importo include interessi imputati all'attivo patrimoniale per 53 milioni di euro nel 1997, 62 nel 1998 e 66 nel 1999.

Risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi

I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi derivano esclusivamente dalla differenza tra i ricavi e gli oneri direttamente connessi a queste attività. Non includono alcuna attribuzione di interessi passivi o di spese generali sostenute per funzioni di "holding" e, quindi, non sono necessariamente indicativi della contribuzione al risultato netto consolidato dell'Eni. Le imposte sul reddito stimate sono state calcolate applicando l'aliquota fiscale vigente nel paese in cui l'impresa opera all'utile ante imposte derivante dalle attività di esplorazione e produzione.

(milioni di €)

	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
1997						
Ricavi:						
- vendite a imprese consolidate	2.701	781	56		7	3.545
- vendite a terzi	57	464	994	874	258	2.647
	2.758	**1.245**	**1.050**	**874**	**265**	**6.192**
Costi di produzione	(306)	(393)	(316)	(231)	(58)	(1.304)
Costi di ricerca	(151)	(133)	(63)	(33)	(97)	(477)
Ammortamenti, svalutazioni e accantonamento al fondo abbandono pozzi	(452)	(273)	(214)	(422)	(88)	(1.449)
Altri (oneri) proventi	(133)	(19)	(70)	6	24	(192)
Risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**1.716**	**427**	**387**	**194**	**46**	**2.770**
Imposte sul reddito stimate	(915)	(225)	(263)	(99)	(12)	(1.514)
Risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**801**	**202**	**124**	**95**	**34**	**1.256**
1998						
Ricavi:						
- vendite a imprese consolidate	2.216	573	20		3	2.812
- vendite a terzi	57	256	711	674	185	1.883
	2.273	**829**	**731**	**674**	**188**	**4.695**
Costi di produzione	(329)	(364)	(254)	(211)	(50)	(1.208)
Costi di ricerca	(154)	(95)	(105)	(35)	(86)	(475)
Ammortamenti, svalutazioni e accantonamento al fondo abbandono pozzi	(787)	(254)	(512)	(517)	(92)	(2.162)
Altri (oneri) proventi	(98)	(21)	(102)	(10)	(51)	(282)
Risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**905**	**95**	**(242)**	**(99)**	**(91)**	**568**
Imposte sul reddito stimate	(382)	(58)	(74)	(7)	(1)	(522)
Risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**523**	**37**	**(316)**	**(106)**	**(92)**	**46**
1999						
Ricavi: (a)						
- vendite a imprese consolidate	1.919	958	1.075	650	138	4.740
- vendite a terzi	499	506	81	205	222	1.513
	2.418	**1.464**	**1.156**	**855**	**360**	**6.253**
Costi di produzione	(352)	(370)	(353)	(199)	(52)	(1.326)
Costi di ricerca	(120)	(69)	(61)	(39)	(83)	(372)
Ammortamenti, svalutazioni e accantonamento al fondo abbandono pozzi	(462)	(316)	(253)	(336)	(81)	(1.448)
Altri (oneri) proventi	(183)	(99)	(91)	3	(77)	(447)
Risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**1.301**	**610**	**398**	**284**	**67**	**2.660**
Imposte sul reddito stimate (a)	(542)	(254)	(219)	(110)	(19)	(1.144)
Risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**759**	**356**	**179**	**174**	**48**	**1.516**

(a) Al fine di adeguarsi alla prassi seguita dalla maggioranza delle compagnie petrolifere internazionali, dal 1999 è stata modificata la metodologia di calcolo della produzione equity e delle riserve certe in alcuni PSA. In particolare sono iscritte nella produzione equity e tra le riserve certe le quote di idrocarburi equivalenti alle imposte dovute nei PSA dove l'onere tributario a carico dell'Eni è assolto dall'Ente Nazionale in nome e per conto dell'Eni a valere sulla quota di "Profit Oil"; la modifica consente di adottare un criterio uniforme nella quantificazione delle produzioni e delle riserve nei diversi paesi, indipendentemente dalla circostanza, di carattere formale, che le imposte siano assolte dall'Eni o dall'Ente Nazionale. Questa metodologia ha comportato una rettifica in aumento dei ricavi e delle imposte sul reddito di 203 milioni di euro.

Riserve di petrolio e gas naturale

Le riserve certe di petrolio e di gas rappresentano le quantità stimate di greggio, condensati e gas naturale che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, potranno con ragionevole certezza essere commercialmente prodotte nelle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento considerato, cioè ai prezzi e costi alla data in cui viene fatta la valutazione. I prezzi tengono conto solo delle variazioni previste dai contratti ma non degli aumenti dovuti a situazioni future.

Le riserve certe sviluppate sono le riserve che si stima di poter recuperare tramite pozzi, facilities e metodi operativi esistenti. Le ulteriori riserve di petrolio e gas, che si ritiene di poter ottenere mediante l'iniezione di liquidi o altre tecniche di recupero, per coadiuvare la normale fluidodinamica e i meccanismi del recupero primario, sono incluse nelle riserve certe sviluppate solo dopo la verifica con un progetto pilota o dopo che la messa in atto di un programma predisposto abbia confermato, attraverso la produzione, che questo miglioramento di recupero possa essere effettivamente ottenuto. Le riserve certe non comprendono i diritti o le royalties vantati da terzi.

La valutazione delle riserve dell'Eni è stata elaborata in conformità allo "Statement of Financial Accounting Standards n. 69". Le valutazioni relative alle riserve certe, sviluppate e non sviluppate al 31 dicembre 1996, 1997, 1998 e 1999 sono basate sui dati elaborati dall'Eni.

Su richiesta dell'Eni, DeGolyer & MacNaughton (D&M) ha condotto una valutazione indipendente delle riserve Eni di determinate attività in alcuni Paesi al 31 dicembre 1996, 1997, 1998 e 1999. Le risultanze ottenute da D&M non hanno evidenziato significative differenze rispetto a quelle elaborate dall'Eni.

I metodi di valutazione delle riserve certe, di previsione dei tassi futuri di produzione e del tempo di realizzazione degli investimenti per lo sviluppo hanno un margine di aleatorietà. L'accuratezza di ogni valutazione sulle riserve è funzione della qualità delle informazioni disponibili e delle valutazioni di tipo ingegneristico e geologico. I successivi risultati dei pozzi, delle verifiche e della produzione possono richiedere degli aggiustamenti, in aumento o in diminuzione, delle valutazioni iniziali. Anche i cambiamenti dei prezzi del petrolio e del gas naturale possono avere un effetto sulla quantità delle riserve certe dell'Eni, perché le valutazioni delle riserve si basano sui prezzi e sui costi alla data in cui sono effettuate. Inoltre, le valutazioni delle riserve sono soggette a revisione a causa della fluttuazione dei prezzi che influenza i volumi recuperabili a fronte dei costi sostenuti in alcuni PSA. Le valutazioni delle riserve potrebbero, conseguentemente, divergere in modo significativo dalle quantità di petrolio e di gas naturale che alla fine verranno effettivamente estratte.

Le riserve comprendono il gas naturale di alcuni campi di stoccaggio dell'Eni in Italia, utilizzati per la modulazione dell'offerta di gas a fronte delle escursioni stagionali della domanda (il gas viene stoccato durante l'estate e utilizzato durante l'inverno).

Le tabelle che seguono evidenziano le variazioni annuali delle valutazioni delle riserve certe, sviluppate e non sviluppate, di petrolio (compresi i condensati) e di gas naturale dell'Eni per gli anni 1997, 1998 e 1999.

Petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale)

(milioni di barili)

Riserve certe di petrolio	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
Riserve al 31.12.1996	**316**	**953**	**720**	**416**	**79**	**2.484**
Acquisizioni					254	254
Revisioni di precedenti stime	20	76	47	23	21	187
Miglioramenti di recupero		1	2	12		15
Estensioni e nuove scoperte	61	34	24	26	5	150
Produzione	(37)	(78)	(65)	(43)	(14)	(237)
Cessioni		(1)		(6)	(2)	(9)
Riserve al 31.12.1997	**360**	**985**	**728**	**428**	**343**	**2.844**
Revisioni di precedenti stime	(20)	86	78	38	(25)	157
Miglioramenti di recupero			17			17
Estensioni e nuove scoperte	25	31	39	9		104
Produzione	(36)	(78)	(72)	(42)	(13)	(241)
Riserve al 31.12.1998	**329**	**1.024**	**790**	**433**	**305**	**2.881**
Acquisizioni	6	13		1	79	99
Revisioni di precedenti stime (a)	20	107	52	22	44	245
Miglioramenti di recupero			3			3
Estensioni e nuove scoperte	5	8	126	2	11	152
Produzione (a)	(32)	(81)	(71)	(41)	(18)	(243)
Riserve al 31.12.1999	**328**	**1.071**	**900**	**417**	**421**	**3.137**
Riserve certe sviluppate di petrolio						
Riserve al 31.12.1996	222	712	433	306	43	1.716
Riserve al 31.12.1997	226	680	429	287	50	1.672
Riserve al 31.12.1998	180	689	452	315	70	1.706
Riserve al 31.12.1999	172	681	473	276	148	1.750

(a) Al fine di adeguarsi alla prassi seguita dalla maggioranza delle compagnie petrolifere internazionali, dal 1999 è stata modificata la metodologia di calcolo della produzione equity e delle riserve certe in alcuni PSA. In particolare sono iscritte nella produzione equity e tra le riserve certe le quote di idrocarburi equivalenti alle imposte dovute nei PSA dove l'onere tributario a carico dell'Eni è assolto dall'Ente Nazionale in nome e per conto dell'Eni a valere sulla quota di "Profit Oil"; la modifica consente di adottare un criterio uniforme nella quantificazione delle produzioni e delle riserve nei diversi paesi, indipendentemente dalla circostanza, di carattere formale, che le imposte siano assolte dall'Eni o dall'Ente Nazionale. Questa metodologia ha influito sulla determinazione delle revisioni di precedenti stime delle riserve certe (+237 milioni di barili di olio) e della produzione (+15 milioni di barili).

Gas naturale

(milioni di metri cubi)

Riserve certe di gas naturale	Italia (a)	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
Riserve al 31.12.1996	**209.606**	**76.557**	**20.831**	**37.270**	**8.099**	**352.363**
Acquisizioni	5.900	117				6.017
Revisioni di precedenti stime	1.796	265	(189)	89	619	2.580
Miglioramenti di recupero				399		399
Estensioni e nuove scoperte	3.590	13.525		2.931	5	20.051
Produzione	(16.822)	(1.158)	(222)	(2.713)	(951)	(21.866)
Cessioni				(836)		(836)
Riserve al 31.12.1997	**204.070**	**89.306**	**20.420**	**37.140**	**7.772**	**358.708**
Acquisizioni	5					5
Revisioni di precedenti stime	5.293	6.534	(2.150)	589	71	10.337
Estensioni e nuove scoperte	6.845	14.264	1.640	2.954	12.036	37.739
Produzione	(18.641)	(1.535)	(205)	(2.493)	(1.225)	(24.099)
Riserve al 31.12.1998	**197.572**	**108.569**	**19.705**	**38.190**	**18.654**	**382.690**
Acquisizioni	53	538		617	2.288	3.496
Revisioni di precedenti stime (b)	632	16.545	(790)	1.057	(7.393)	10.051
Estensioni e nuove scoperte	927	4.850	8.734	61	349	14.921
Produzione (b)	(16.834)	(2.974)	(344)	(2.231)	(1.826)	(24.209)
Cessioni	(11)					(11)
Riserve al 31.12.1999	**182.339**	**127.528**	**27.305**	**37.694**	**12.072**	**386.938**
Riserve certe sviluppate di gas naturale						
Riserve al 31.12.1996	134.405	8.044	4.144	26.629	4.789	178.011
Riserve al 31.12.1997	125.776	8.848	4.083	22.359	3.737	164.803
Riserve al 31.12.1998	116.524	14.627	3.870	23.740	5.202	163.963
Riserve al 31.12.1999	118.954	18.928	18.497	22.965	8.791	188.135

(a) I dati al 31 dicembre 1996, 1997, 1998 e 1999 comprendono, rispettivamente, 22.816, 22.884, 22.133 e 21.399 milioni di metri cubi di gas naturale nei campi di stoccaggio in Italia.

(b) Al fine di adeguarsi alla prassi seguita dalla maggioranza delle compagnie petrolifere internazionali, dal 1999 è stata modificata la metodologia di calcolo della produzione equity e delle riserve certe in alcuni PSA. In particolare sono iscritte nella produzione equity e tra le riserve certe le quote di idrocarburi equivalenti alle imposte dovute nei PSA dove l'onere tributario a carico dell'Eni è assolto dall'Ente Nazionale in nome e per conto dell'Eni a valere sulla quota di "Profit Oil"; la modifica consente di adottare un criterio uniforme nella quantificazione delle produzioni e delle riserve nei diversi paesi, indipendentemente dalla circostanza, di carattere formale, che le imposte siano assolte dall'Eni o dall'Ente Nazionale. Questa metodologia ha influito sulla determinazione delle revisioni di precedenti stime delle riserve certe (+29,2 miliardi di metri cubi di gas naturale) e della produzione (+0,3 miliardi di metri cubi di gas naturale).

Valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati

I futuri flussi di cassa stimati rappresentano i ricavi ottenibili dalla produzione e sono determinati applicando i prezzi di fine anno dell'olio e del gas alle riserve certe. Futuri cambiamenti di prezzi sono considerati solo se previsti dai termini contrattuali. Le stime dei futuri costi di sviluppo e di produzione sono determinati sulla base delle spese da sostenere per sviluppare e produrre le riserve certe di fine anno e sulla base dei costi di fine anno. Non sono stati considerati né le possibili variazioni future dei prezzi, né i prevedibili cambiamenti futuri della tecnologia e dei metodi operativi.

Il valore standard è calcolato come il valore attuale, risultante dall'applicazione di un tasso di attualizzazione standard del 10% annuo, dell'eccedenza delle entrate di cassa future derivanti dalle riserve certe rispetto ai costi futuri di produzione e sviluppo delle riserve stesse e alle imposte sui redditi futuri.

I flussi di cassa futuri al 31 dicembre 1997, 1998, 1999 includono, per un importo compreso fra 425 e 433 milioni di euro circa, i pagamenti annuali che un'impresa controllata dall'Eni SpA effettuerà fino al 2003 per assicurarsi il soddisfacimento di specifici picchi di domanda. Tale capacità è ottenuta attraverso l'utilizzazione di gas estratto dai campi di produzione e immesso nei campi di stoccaggio.

I costi futuri di produzione includono le spese stimate relative alla produzione di riserve certe più ogni imposta di produzione senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura. I costi futuri di sviluppo includono i costi stimati dei pozzi di sviluppo, dell'installazione di attrezzature produttive e il costo netto connesso allo smantellamento e all'abbandono dei pozzi e delle attrezzature, sulla base dei costi esistenti alla fine dell'esercizio, senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura.

Le imposte sul reddito futuro sono state calcolate in accordo con la normativa fiscale dei paesi nei quali l'Eni opera.

Il valore standard è stato calcolato in linea con quanto previsto dai principi F.A.S.B. e non corrisponde a una stima del valore di mercato delle riserve certe dell'Eni. Infatti una stima del valore di mercato considera, tra le altre cose, oltre alle riserve certe, anche le riserve probabili e possibili, cambiamenti futuri di costi e prezzi e un fattore di sconto rappresentativo dei rischi inerenti le attività di esplorazione e produzione.

(milioni di €)

	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
31.12.1997						
Entrate di cassa future	27.586	20.370	10.989	9.407	4.895	73.247
Costi futuri di produzione	(3.585)	(6.994)	(3.440)	(2.674)	(1.257)	(17.950)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(2.489)	(3.742)	(1.318)	(1.237)	(1.183)	(9.969)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	**21.512**	**9.634**	**6.231**	**5.496**	**2.455**	**45.328**
Imposte sul reddito future	(7.998)	(2.615)	(3.526)	(2.290)	(625)	(17.054)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	**13.514**	**7.019**	**2.705**	**3.206**	**1.830**	**28.274**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(5.024)	(3.979)	(1.009)	(1.028)	(1.116)	(12.156)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	**8.490**	**3.040**	**1.696**	**2.178**	**714**	**16.118**
31.12.1998						
Entrate di cassa future	18.312	13.676	7.111	6.792	2.600	48.491
Costi futuri di produzione	(3.134)	(6.196)	(2.978)	(2.700)	(836)	(15.844)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(2.544)	(3.704)	(1.207)	(895)	(972)	(9.322)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	**12.634**	**3.776**	**2.926**	**3.197**	**792**	**23.325**
Imposte sul reddito future	(4.489)	(749)	(1.198)	(1.062)	(192)	(7.690)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	**8.145**	**3.027**	**1.728**	**2.135**	**600**	**15.635**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(2.858)	(2.027)	(650)	(608)	(433)	(6.576)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	**5.287**	**1.000**	**1.078**	**1.527**	**167**	**9.059**
31.12.1999						
Entrate di cassa future (a)	29.900	34.457	21.177	12.831	9.181	107.546
Costi futuri di produzione	(3.972)	(7.782)	(5.212)	(3.528)	(1.375)	(21.869)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(2.264)	(4.584)	(2.711)	(893)	(1.731)	(12.183)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	**23.664**	**22.091**	**13.254**	**8.410**	**6.075**	**73.494**
Imposte sul reddito future (a)	(9.168)	(10.662)	(8.012)	(4.006)	(1.594)	(33.442)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	**14.496**	**11.429**	**5.242**	**4.404**	**4.481**	**40.052**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(5.618)	(5.886)	(2.238)	(1.269)	(2.288)	(17.299)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	**8.878**	**5.543**	**3.004**	**3.135**	**2.193**	**22.753**

(a) Al fine di adeguarsi alla prassi seguita dalla maggioranza delle compagnie petrolifere internazionali, dal 1999 è stata modificata la metodologia di calcolo della produzione equity e delle riserve certe in alcuni PSA. In particolare sono iscritte nella produzione equity e tra le riserve certe le quote di idrocarburi equivalenti alle imposte dovute nei PSA dove l'onere tributario a carico dell'Eni è assolto dall'Ente Nazionale in nome e per conto dell'Eni a valere sulla quota di "Profit Oil"; la modifica consente di adottare un criterio uniforme nella quantificazione delle produzioni e delle riserve nei diversi paesi, indipendentemente dalla circostanza, di carattere formale, che le imposte siano assolte dall'Eni o dall'Ente Nazionale. Questa metodologia ha influito sulla determinazione delle entrate di cassa future e delle imposte sul reddito future (+7.152 milioni di euro).

Variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati

La seguente tabella indica le variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati relativi agli esercizi 1997, 1998 e 1999.

(milioni di €)

	1997	1998	1999
Valore all'inizio dell'esercizio	**15.438**	**16.118**	**9.059**
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(4.888)	(3.486)	(4.927)
- variazioni nette dei prezzi di vendita futuri, al netto dei costi di produzione	(5.034)	(10.384)	23.334
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.112	666	1.144
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(1.005)	(642)	(1.570)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	1.375	1.803	1.746
- revisioni delle quantità stimate	1.229	688	2.054
- effetto dell'attualizzazione	2.997	2.494	1.362
- variazione netta delle imposte sul reddito	4.773	4.819	(12.702)
- acquisizioni di riserve	520		1.032
- cessioni di riserve	(80)		(1)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	(319)	(3.017)	2.222
Valore alla fine dell'esercizio	**16.118**	**9.059**	**22.753**

RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE

ARTHUR ANDERSEN

Relazione della società di revisione sul bilancio consolidato ai sensi dell'art. 156 del D. Lgs. 24/2/1998, n. 58

Arthur Andersen SpA
Via Campania 47
00187 Roma

Agli Azionisti
dell'Eni S.p.A.:

1. Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato dell'Eni S.p.A. e sue controllate chiuso al 31 dicembre 1999. La responsabilità della redazione del bilancio consolidato compete agli amministratori della Società. E' nostra la responsabilità del giudizio professionale espresso sul bilancio consolidato e basato sulla revisione contabile.

2. Il nostro esame è stato condotto secondo i principi e i criteri per la revisione contabile raccomandati dalla CONSOB. In conformità ai predetti principi e criteri, la revisione è stata pianificata e svolta al fine di acquisire ogni elemento necessario per accertare se il bilancio consolidato sia viziato da errori significativi e se risulti, nel suo complesso, attendibile. Il procedimento di revisione comprende l'esame, sulla base di verifiche a campione, degli elementi probativi a supporto dei saldi e delle informazioni contenuti nel bilancio, nonché la valutazione dell'adeguatezza e della correttezza dei criteri contabili utilizzati e della ragionevolezza delle stime effettuate dagli amministratori. Riteniamo che il lavoro svolto fornisca una ragionevole base per l'espressione del nostro giudizio professionale.

   I bilanci di alcune società controllate, che rappresentano il 15% dell'attivo e l'11% dei ricavi consolidati, al netto delle accise, sono stati esaminati da altri revisori che ci hanno fornito le relative relazioni. Il nostro giudizio, espresso in questa relazione, per quanto riguarda i valori relativi a tali società inclusi nel consolidamento, è basato anche sulla revisione svolta dagli altri revisori.

   Il bilancio consolidato presenta, ai fini comparativi, i dati dell'esercizio precedente, in conformità a quanto richiesto dalla legge; inoltre, sono inclusi, per una migliore informativa, anche i dati del conto economico dell'esercizio 1997. Per il giudizio relativo al bilancio dell'esercizio precedente ed al bilancio di cui è parte il conto economico dell'esercizio 1997, si fa riferimento alle relazioni da noi emesse, rispettivamente, in data 21 aprile 1999 e 22 aprile 1998.

3. A nostro giudizio, il bilancio consolidato dell'Eni S.p.A. e sue controllate al 31 dicembre 1999 è conforme alle norme che ne disciplinano i criteri di redazione; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria e il risultato economico della società e sue controllate.

Roma, 17 aprile 2000

Arthur Andersen SpA

Ugo Marinelli - Socio

PAGINA BIANCA

ALLEGATI

ALLEGATI ALLA NOTA INTEGRATIVA DEL BILANCIO CONSOLIDATO

IMPRESE CONTROLLATE E COLLEGATE DELL'ENI SPA AL 31 DICEMBRE 1999

Di seguito sono forniti gli elenchi delle imprese controllate e delle imprese collegate dell'Eni SpA al 31 dicembre 1999, a norma dell'art. 2359 del codice civile. Le imprese sono suddivise per settore di attività e per localizzazione (Italia e estero) e sono ordinate alfabeticamente. Per le imprese consolidate e le rispettive partecipazioni è indicato il metodo di consolidamento o il criterio di valutazione, per le imprese consolidate è anche indicata la percentuale consolidata di pertinenza dell'Eni. In nota è riportata la percentuale di controllo se diversa da quella di possesso, nonché la quota di partecipazione detenuta a titolo di investimento temporaneo, che comporta l'esclusione della stessa dalla percentuale consolidata. I codici delle valute indicati negli elenchi sono conformi all'International Standard ISO 4217.

Al 31 dicembre 1999 le imprese controllate e collegate dell'Eni SpA erano così ripartite:

	Controllate			Collegate		
	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale
Imprese consolidate e loro partecipazioni						
Consolidate con il metodo integrale	47	124	171			
Consolidate con il metodo proporzionale				2	12	14
Valutate con il criterio del patrimonio netto	16	28	44	29	36	65
Valutate con il criterio del costo	48	20	68	60	42	102
Partecipazioni di imprese non consolidate	**9**	**6**	**15**	**8**	**2**	**10**
Totale imprese	**120**	**178**	**298**	**99**	**92**	**191**

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
IMPRESA CONSOLIDANTE							
Eni SpA	Roma	ITL	8.002.127.653.000	Ministero del tesoro, del bilancio e della programmazione economica	35,34		
				Altri Soci	64,66		
IMPRESE CONTROLLATE							
Esplorazione e Produzione							
In Italia							
Agip Medio Oriente SpA	San Donato Milanese	ITL	600.000.000	Eni SpA	99,00		P.N.
				Soc. Petr. Italiana	1,00		
Agip SpA	San Donato Milanese	ITL	200.000.000	Eni SpA	99,95		P.N.
				Soc. Petr. Italiana	0,05		
Ce.O.M. - Centro Oceanologico Mediterraneo ScpA	Palermo	ITL	12.000.000.000	Eni SpA	88,49		P.N.
				Snamprogetti	3,54		
				Tecnomare SpA	1,77		
				Soci terzi	6,20		
Combustibili Nucleari SpA (in liquidazione)	Milano	ITL	400.000.000	Eni SpA	99,99		Co.
				Soc. Petr. Italiana	(..)		
Eurosolare SpA	San Donato Milanese	ITL	20.000.000.000	Eni SpA	99,99	100,00	C.I.
				Soc. Petr. Italiana	(..)		
Reggente SpA	Lucera	ITL	500.000.000	Soc. Petr. Italiana	81,63		P.N.
				Soci terzi	18,37		
Società Petrolifera Italiana SpA	San Donato Milanese	ITL	73.040.000.000	Eni SpA	99,96	99,96	C.I.
				Sofid	(..)		
				Soci terzi	0,04		
Somicem - Società Mineraria Centro Meridionale SpA	Ragusa	ITL	200.000.000	Eni SpA	90,00	99,96	C.I.
				Sofid	10,00		
All'estero							
Agip Albania BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.010	Agip Explor.	100,00		P.N.
Agip Algeria Exploration BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip Algeria Production BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Angola Exploration BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip Angola Ltd	St. Helier (Jersey)	USD	1.000.000	Agip Angola Product.	100,00	100,00	C.I.
Agip Angola Production BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Argentina Exploración y Explotación SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	2.000.000	Agip Explor.	99,50	100,00	C.I.
				Agip Intern. BV	0,50		
Agip Australia BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Explor.	100,00		P.N.
Agip Azerbaijan BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Agip Caspian Sea BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.010	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip China BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Croatia BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Denmark BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip Energy BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Explor.	100,00		P.N.
Agip Energy & Natural Resources (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	50.000	Agip Explor. Agip Intern. BV	95,00 5,00	100,00	C.I.
Agip Erdoelgewinnung GmbH	Monaco (Germania)	DEM	140.000	Agip Intern. BV	100,00		P.N.
Agip Eritrea BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip Exploration BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	25.000.030	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Agip Gabon SA	Libreville (Gabon)	XAF	5.000.000	Agip Intern. BV Agip Explor. Agip Tunisia Agip Algeria Product. Soci terzi	98,40 0,60 0,20 0,20 0,60	99,40	C.I.
AgipGas BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip North Africa	100,00		Co.
Agip Guyana BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Explor.	100,00		P.N.
Agip International BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	1.021.508.850	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Agip International (NA) NV	Curaçao (Antille Olandesi)	USD	6.010	Agip Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip IRAN BV (ex Agip Dorood BV)	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Ireland BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip Karachaganak BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.010	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip Kazakhstan Trading Llp	Aksai (Kazakistan)	KZT	100.000	Agip Karachaganak Agip Explor.	80,00 20,00		P.N.
Agip Middle East BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Intern. BV	100,00		P.N.
Agip North Africa BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Oil do Brasil SA	Rio de Janeiro (Brasile)	BRL	177.377.400	Agip Explor. Agip do Brasil	99,99 (..)	100,00	C.I.
Agip Oil Ecuador BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip Perù BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Agip Petroleum BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip Petroleum Co Inc	Dover (U.S.A.)	USD	100.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Agip Petroleum Exploration Co Inc	Wilmington (U.S.A.)	USD	5.000.000	Agip Petrol. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Qatar BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Recherches Congo (Brazzaville) SA	Brazzaville (Congo)	USD	7.000.000	Agip Intern. BV Agip Int. (NA) NV Agip Explor.	99,99 (..) (..)	100,00	C.I.
Agip South Atlantic BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Explor.	100,00		P.N.
Agip Trading BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	9.300.000	Agip Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Trinidad and Tobago Exploration BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip Trinidad and Tobago Ltd	Port of Spain (Trinidad)	TTD	100.000	Agip Explor. Agip Intern. BV	99,94 0,06	100,00	C.I.
Agip Tunisia BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip (UK) Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	250.000.000	Agip Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip (UK) Property Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	2.000.000	Agip (UK)	100,00		P.N.
Agip Usa Inc	Wilmington (U.S.A.)	USD	3.000.000	Agip Intern. BV	100,00		P.N.
Agip Venezuela BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip Yemen BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
A.K.D. Petroleum Operating BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Azerbaijan	100,00		Co.
Ieoc Exploration BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Ieoc Production BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Naoc - Nigerian Agip Oil Co Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	1.800.000	Agip Intern. BV Agip Explor.	99,89 0,11	100,00	C.I.
Nigerian Agip Exploration Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	5.000.000	Agip Explor. Agip Intern. BV	99,99 0,01	100,00	C.I.
Nigerian Agip Trustees Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	1.250.000	Naoc Nigerian Agip Explor.	99,00 1,00		P.N.
Norsk Agip A/S	Forus (Norvegia)	NOK	200.000.000	Agip Intern. BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Gas Naturale							
Snam SpA	San Donato Milanese	ITL	2.170.000.000.000	Eni SpA	99,99	99,99	C.I.
				Soci terzi	(..)		
In Italia							
Acquedotto di Savona SpA	Savona	ITL	1.000.000.000	Soc. Az. Condotta	100,00	21,64	C.I.
Acquedotto Monferrato SpA	Torino	ITL	1.200.000.000	Soc. Az. Condotta	100,00	21,64	C.I.
Acquedotto Vesuviano SpA	Ercolano	ITL	1.050.000.000	Italgas	100,00	40,90	C.I.
Ambiente SpA	San Donato Milanese	ITL	70.000.000.000	Snam	46,94	88,77	C.I.
				AgipPetroli	19,00		
				Italgas	19,00		
				EniChem	15,06		
C.G.E. Consorzio Gestione Energia (in liquidazione)	Roma	ITL	420.000.000	Italgas	43,10		Co.
				EniData	42,85		
				EniSud	14,05		
Compagnia Napoletana di Illuminazione e Scaldamento col Gas SpA	Napoli	ITL	30.800.000.000	Italgas	78,19	53,46	C.I.
				Snam	21,48		
				Soci terzi	0,33		
Consorzio Eni Acqua	Roma	ITL	20.000.000	Snamprogetti	15,00		Co.
				Saipem SpA	15,00		
				Eni SpA	15,00		
				AgipPetroli	15,00		
				Italgas	15,00		
				Snam	15,00		
				Soci terzi	10,00		
Consorzio Eni Acqua Calabria (in liquidazione)	Torino	ITL	20.000.000	Soc. Az. Condotta	55,00		Co.
				Saipem SpA	33,00		
				Soci terzi	12,00		
Consorzio Eni Acqua Campania (in liquidazione)	Roma	ITL	1.000.000.000	Con. Eni Acqua	51,00		
				Soci terzi	49,00		
Eni Acqua Campania SpA	Napoli	ITL	9.900.000.000	Italgas	35,20	28,25	C.I.
				Snam	10,20		
				Snamprogetti	2,55		
				Saipem SpA	2,55		
				Soci terzi	49,50		
Fiorentina Gas SpA	Firenze	ITL	10.000.000.000	Italgas	41,75	26,36	C.I.
				Snam	9,28		
				Soci terzi	48,97		
Immobiliare Est SpA	San Donato Milanese	ITL	10.000.000.000	Snam	100,00		Co.
Immobiliare Metanopoli SpA	San Donato Milanese	ITL	419.728.000.000	Snam	90,09	90,16	C.I.
				Sofid	0,07		
				Soci terzi	9,84		
Nucleco Società per l'Ecoingegneria Nucleare SpA	Roma	ITL	1.000.000.000	Ambiente	60,00		Co.
				Soci terzi	40,00		
Pentesilea Srl	San Donato Milanese	ITL	20.000.000	Ambiente	100,00		Co.
Servizi Aerei SpA	San Donato Milanese	ITL	1.000.000.000	Snam	100,00	99,99	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo