

Riserve di petrolio e gas naturale

Le definizioni utilizzate da Eni per la valutazione e classificazione delle riserve certe di petrolio e gas sono in accordo con la Regulation S-X 4-10 della U.S. Securities and Exchange Commission.

Le riserve certe sono rappresentate secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil & Gas [Topic 932].

Le riserve certe sono le quantità di idrocarburi che, attraverso l'analisi di dati geologici e di ingegneria, possono essere stimate economicamente produttibili con ragionevole certezza in giacimenti noti, a partire da una certa data, secondo le condizioni economiche, i metodi operativi, e le norme governative esistenti, antecedenti le scadenze contrattuali, a meno che il rinnovo sia ragionevolmente certo, senza distinzione tra l'uso di metodi probabilistici o deterministici usati per la stima. Il progetto di sviluppo deve essere iniziato oppure l'operatore deve avere la ragionevole certezza che inizierà entro un tempo ragionevole.

Le condizioni economiche esistenti includono prezzi e costi usati per la determinazione della produttività economica del giacimento. I prezzi sono determinati come media aritmetica semplice dei prezzi di chiusura rilevati il primo giorno di ciascuno dei 12 mesi dell'esercizio, salvo i casi in cui il loro calcolo deriva dall'applicazione di formule contrattuali in essere.

Nel 2013 il prezzo del marker Brent di riferimento è stato di 108 \$/barile.

Le riserve certe non comprendono le quote di riserve e le royalty di spettanza di terzi.

Le riserve certe di petrolio e gas sono classificate come sviluppate e non-sviluppate.

Le riserve certe sviluppate sono le riserve recuperabili attraverso pozzi esistenti, con impianti e metodi operativi esistenti, oppure possono riguardare quei casi in cui i costi degli interventi da sostenere sui pozzi esistenti sono relativamente inferiori rispetto al costo di un nuovo pozzo.

Le riserve certe non sviluppate sono le riserve recuperabili attraverso nuovi pozzi in aree non perforate, oppure da pozzi esistenti che richiedono costi consistenti per la loro messa in produzione.

Dal 1991 Eni attribuisce a società di ingegneri petroliferi indipendenti, tra i più qualificati sul mercato, il compito di effettuare una valutazione²³ indipendente, parallela a quella interna, di una parte a rotazione delle riserve certe. Le descrizioni delle qualifiche tecniche delle persone responsabili della valutazione sono incluse nei rapporti rilasciati dalle società indipendenti²⁴. Le loro valutazioni sono basate su dati forniti da Eni e non verificati, con riferimento a titoli di proprietà, produzione, costi operativi e di sviluppo, accordi di vendita, prezzi e altre informazioni. Tali informazioni sono le stesse utilizzate da Eni nel proprio processo di determinazione delle riserve certe e includono: le registrazioni delle operazioni effettuate sui pozzi, le misure della deviazione, l'analisi dei dati PVT (pressione, volume e temperatura), mappe, dati di produzione e iniezione per pozzo/giacimento/campo, studi di giacimento, analisi tecniche sulla performance del giacimento, piani di sviluppo, costi operativi e di sviluppo futuri.

Per la determinazione delle riserve di spettanza Eni sono inoltre forniti i prezzi di vendita degli idrocarburi, le eventuali variazioni contrattuali future e ogni altra informazione necessaria alla valutazione. Le risultanze della valutazione indipendente condotta nel 2013 da Ryder Scott Company e DeGolyer and MacNaughton²⁵ hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne.

In particolare, nel 2013 sono state oggetto di valutazioni indipendenti riserve certe per circa il 30% delle riserve Eni al 31 dicembre 2013²⁵.

Nel triennio 2011-2013 le valutazioni indipendenti hanno riguardato il 92% del totale delle riserve certe. Al 31 dicembre 2013 i principali giacimenti non sottoposti a valutazione indipendente nell'ultimo triennio sono M'Boundi (Congo) ed Elgin Franklin (Regno Unito).

Eni opera tramite Production Sharing Agreement (PSA) in diversi Paesi esteri dove svolge attività di esplorazione e produzione di petrolio e gas. Le riserve certe relative ai PSA sono stimate in funzione dei costi da recuperare (Cost oil) e del Profit oil di spettanza Eni e includono le quote di idrocarburi equivalenti agli obblighi di imposte a carico di Eni assolte in suo nome e per suo conto dalle società petrolifere di Stato che partecipano alle attività di estrazione e produzione. Le riserve certe relative ai PSA rappresentano il 49%, il 47% e il 51% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2011, 2012 e 2013. Effetti analoghi a quelli dei PSA si producono nei contratti di service e buy-back; le riserve certe relative a tali contratti rappresentano l'1%, il 2% e il 3% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2011, 2012 e 2013. Sono inclusi nelle riserve: (i) i volumi di idrocarburi in eccesso rispetto ai costi da recuperare (Excess Cost Oil) che l'impresa ha l'obbligo di ritirare a titolo oneroso in base agli accordi con la società petrolifera di Stato in alcune fattispecie di PSA. Le riserve iscritte in base a tale obbligo rappresentano lo 0,8%, l'1,1% e l'1% del totale delle riserve certe in barili di olio equivalenti rispettivamente per gli anni 2011, 2012 e 2013; (ii) le quantità di gas naturale destinate all'autoconsumo; (iii) le quantità di idrocarburi afferenti all'impianto di liquefazione di Angola LNG.

I metodi di valutazione delle riserve certe, l'andamento delle produzioni future e degli investimenti per lo sviluppo hanno un margine di incertezza. L'accuracy delle stime 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 comportare delle revisioni, in aumento o in diminuzione, delle valutazioni iniziali. Anche le variazioni dei prezzi del petrolio e del gas naturale hanno un effetto sui volumi delle riserve certe perché le valutazioni delle riserve si basano sui prezzi e sui costi alla data in cui sono effettuate. Le valutazioni delle riserve potrebbero conseguentemente divergere anche in misura significativa dai volumi di petrolio e di gas naturale che saranno effettivamente prodotti.

Le tabelle che seguono indicano le variazioni annuali delle valutazioni delle riserve certe, sviluppate e non sviluppate, di petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale) e di gas naturale di Eni per gli anni 2011, 2012 e 2013.

[23] Dal 1991 al 2002 la società DeGolyer and MacNaughton a cui è stata affidata, a partire dal 2003, la società Ryder Scott.

[24] I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo [enì.com](http://eni.com) nella sezione "Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2013".

[25] Incluse le riserve delle società in joint venture e collegate.

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas

Petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale)

(milioni di barili)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Saharan	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2011									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2010	248	349	978	750	788	139	134	29	3.415
di cui: sviluppate	183	207	656	533	251	39	62	20	1.951
non sviluppate	65	142	322	217	537	100	72	9	1.464
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime	34	58	10	14	(112)	(20)	1		(15)
Miglioramenti di recupero assistito	2	2	2						6
Estensioni e nuove scoperte	9	2	11				17		39
Produzione	(23)	(44)	(75)	(100)	(23)	(13)	(20)	(4)	(302)
Cessioni					(?)				(9)
Riserve al 31 dicembre 2011	259	372	917	670	653	106	132	25	3.134
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2010			19	6		44	139		208
di cui: sviluppate			18	4		5	25		52
non sviluppate			1	2		39	114		156
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime				11		6	11		28
Miglioramenti di recupero assistito							1		1
Estensioni e nuove scoperte				6		60	4		70
Produzione			[2]	[1]			(4)		(?)
Cessioni									
Riserve al 31 dicembre 2011			17	22		110	151		300
Riserve al 31 dicembre 2011	259	372	934	692	653	216	283	25	3.434
Sviluppate									
consolidate	184	195	638	487	215	34	117	25	1.895
joint venture e collegate			622	483	215	34	92	25	1.850
Non sviluppate	75	177	296	205	438	182	166		1.539
consolidate	75	177	295	187	438	72	40		1.284
joint venture e collegate			1	18		110	126		255

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas

(milioni di barili)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Saharaniana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2012									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2011	259	372	917	670	653	106	132	25	3.134
di cui: sviluppate	184	195	622	483	215	34	92	25	1.850
non sviluppate	75	177	295	187	438	72	40		1.284
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime	(9)	10	55	26	62	(9)	40	6	181
Miglioramenti di recupero assistito		1	20	7					28
Estensioni e nuove scoperte		3	10	65			8		86
Produzione	(23)	(35)	(98)	(90)	(22)	(15)	(26)	(7)	(316)
Cessioni				(6)	(23)				(29)
Riserve al 31 dicembre 2012	227	351	904	672	670	82	154	24	3.084
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2011			17	22		110	151		300
di cui: sviluppate			16	4			25		45
non sviluppate			1	18		110	126		255
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime				(1)		2			1
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte			1			3			4
Produzione			(1)	(1)		(1)	(4)		(?)
Cessioni				(4)			(28)		(32)
Riserve al 31 dicembre 2012			17	16		114	119		266
Riserve al 31 dicembre 2012	227	351	921	688	670	196	273	24	3.350
Sviluppate	165	180	601	456	203	49	128	24	1.806
consolidate	165	180	584	456	203	41	109	24	1.762
joint venture e collegate			17			8	19		44
Non sviluppate	62	171	320	232	467	147	145		1.544
consolidate	62	171	320	216	467	41	45		1.322
joint venture e collegate				16		106	100		222

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas

(milioni di barili)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Saharan	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2013									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2012	227	351	904	672	670	82	154	24	3.084
di cui: sviluppate	165	180	584	456	203	41	109	24	1.762
non sviluppate	62	171	320	216	467	41	45		1.322
Acquisizioni			3						3
Revisioni di precedenti stime	19	16	12	83	31	62	11	2	236
Miglioramenti di recupero assistito				5					5
Estensioni e nuove scoperte		1	2	51			4		58
Produzione	(26)	(28)	(91)	(88)	(22)	(16)	(22)	(4)	(297)
Cessioni		(10)							(10)
Riserve al 31 dicembre 2013	220	330	830	723	679	128	147	22	3.079
Società in joint venture e consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2012			17	16		114	119		266
di cui: sviluppate			17			8	19		44
non sviluppate				16		106	100		222
Acquisizioni								1	
Revisioni di precedenti stime				(1)					
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte									
Produzione			(1)			(2)	(4)		(7)
Cessioni						(111)			(111)
Riserve al 31 dicembre 2013	220	330	16	15		1	116		148
Riserve al 31 dicembre 2013	220	330	846	738	679	129	263	22	3.227
Sviluppate									
consolidate	177	179	577	465	295	38	115	20	1.866
joint venture e consolidate	177	179	561	465	295	38	96	20	1.831
joint venture e consolidate			16				19		35
Non sviluppate	43	151	269	273	384	91	148	2	1.361
consolidate	43	151	269	258	384	90	51	2	1.248
joint venture e consolidate				15		1	97		113

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas

Gas naturale

[milioni di metri cubi]

	Italia ^[a]	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Saharan	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2011									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2010	74.877	39.659	175.767	60.239	53.063	24.664	15.002	15.393	458.664
di cui: sviluppate	58.379	31.220	87.789	43.884	45.893	15.856	12.211	15.268	310.500
non sviluppate	16.498	8.439	87.978	16.355	7.170	8.808	2.791	125	148.164
Acquisizioni	257								257
Revisioni di precedenti stime	2.253	5.655	12.353	(320)	(4.034)	(1.079)	1.447	2.720	18.995
Miglioramenti di recupero assistito		93							93
Estensioni e nuove scoperte	102	522	260	510			3.702		5.096
Produzione	(6.969)	[5.555]	[13.077]	[5.232]	[2.387]	[4.180]	[3.452]	[1.010]	[41.862]
Cessioni		[14]		(11)					(25)
Riserve al 31 dicembre 2011	70.520	40.360	175.303	55.186	46.642	19.405	16.699	17.103	441.218
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2010		696	3.339		43.030	627			47.692
di cui: sviluppate		627	107		6.051	173			6.958
non sviluppate		69	3.232		36.979	454			40.734
Acquisizioni		54							54
Revisioni di precedenti stime		[64]	4.168		10.531	304			14.939
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte			2.093		32.585	36.086			70.764
Produzione	(4)	[64]	[20]		[266]	[2]			(356)
Cessioni									
Riserve al 31 dicembre 2011	50	568	9.580		85.880	37.015			133.093
Riserve al 31 dicembre 2011	70.520	40.410	175.871	64.766	46.642	105.285	53.714	17.103	574.311
Sviluppate	55.989	28.159	87.427	40.807	41.917	15.623	11.124	13.909	294.955
consolidate	55.989	28.156	86.929	40.699	41.917	14.958	10.887	13.909	293.444
joint venture e collegate	3	498	108		665	237			1.511
Non sviluppate	14.531	12.251	88.444	23.959	4.725	89.662	42.590	3.194	279.356
consolidate	14.531	12.204	88.374	14.487	4.725	4.447	5.812	3.194	147.774
joint venture e collegate	47	70	9.472			85.215	36.778		131.582

(a) Le riserve certe al 31 dicembre 2010 e 2011 comprendono rispettivamente 21.728 e 21.728 milioni di metri cubi di gas naturale nei campi di stoccaggio in Italia.

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas

[milioni di metri cubi]

	Italia ^(a)	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2012									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2011	70.520	40.360	175.303	55.186	46.642	19.405	16.699	17.103	441.218
di cui: sviluppate	55.989	28.156	86.929	40.699	41.917	14.958	10.887	13.909	293.444
non sviluppate	14.531	12.204	88.374	14.487	4.725	4.447	5.812	3.194	147.774
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime	4.353	1.272	4	8.038	4.006	515	(1.171)	139	17.156
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte	685	436	23	3.188	13.290	48	119		17.789
Produzione	(7.204)	(4.751)	(17.912)	(5.537)	(2.298)	(4.043)	(2.938)	(1.045)	(45.728)
Cessioni	(22.153)			(2.534)	(3.939)				(28.626)
Riserve al 31 dicembre 2012	46.201	37.317	157.418	58.341	57.701	15.925	12.709	16.197	401.809
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2011	50	568	9.580			85.880	37.015		133.093
di cui: sviluppate	3	498	108			665	237		1.511
non sviluppate	47	70	9.472			85.215	36.778		131.582
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime	(43)	(53)	95			33	37.950		37.982
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte			477			1.082	20.917		22.476
Produzione	(5)	(55)	(46)			(812)	(5)		(923)
Cessioni			(99)				(871)		(970)
Riserve al 31 dicembre 2012	2	460	10.007			86.183	95.006		191.658
Riserve al 31 dicembre 2012	46.201	37.319	157.478	68.348	57.701	102.108	107.715	16.197	593.467
Sviluppate	37.512	26.186	77.473	40.477	39.686	21.926	9.617	13.003	265.880
consolidate	37.512	26.184	77.013	40.477	39.686	10.538	9.453	13.003	253.866
joint venture e collegate	2	460				11.388	164		12.014
Non sviluppate	8.689	11.133	80.405	27.871	18.015	80.182	98.098	3.194	327.587
consolidate	8.689	11.133	80.405	17.864	18.015	5.387	3.256	3.194	147.943
joint venture e collegate				10.007		74.795	94.842		179.644

(a) Le riserve certe al 31 dicembre 2011 comprendono 21.728 milioni di metri cubi di gas naturale nei campi di stoccaggio in Italia.

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas

(milioni di metri cubi)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Saharan	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2013									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2012	46.201	37.317	157.418	58.341	57.701	15.925	12.709	16.197	401.809
di cui: sviluppate	37.512	26.184	77.013	40.477	39.686	10.538	9.453	13.003	253.866
non sviluppate	8.689	11.133	80.405	17.864	18.015	5.387	3.256	3.194	147.943
Acquisizioni			130						130
Revisioni di precedenti stime	2.963	2.929	7.173	13.455	(93)	2.951	4.008	8.945	42.331
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte	679	15	687	385		5.881	208		7.855
Produzione	(6.514)	(4.440)	(17.246)	(4.979)	(2.206)	(3.668)	(2.528)	(1.141)	(42.722)
Cessioni		(480)							(480)
Riserve al 31 dicembre 2013	43.329	35.341	148.162	67.202	55.402	21.089	14.397	24.001	408.923
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2012		2	460	10.007		86.183	95.006		191.658
di cui: sviluppate		2	460			11.388	164		12.014
non sviluppate				10.007		74.795	94.842		179.644
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime		(2)	18	(510)		460	(43)		(77)
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte									
Produzione			(57)	(147)		(1.712)	(8)		(1.924)
Cessioni						(84.128)			(84.128)
Riserve al 31 dicembre 2013			421	9.350		803	94.955		105.529
Riserve al 31 dicembre 2013	43.329	35.341	148.583	76.552	55.402	21.892	109.352	24.001	514.452
Sviluppate	35.835	25.587	69.282	36.666	42.144	8.483	8.920	15.894	242.811
consolidate	35.835	25.587	68.864	36.666	42.144	8.101	8.769	15.894	241.860
joint venture e collegate			418			382	151		951
Non sviluppate	7.494	9.754	79.301	39.886	13.258	13.409	100.432	8.107	271.641
consolidate	7.494	9.754	79.298	30.536	13.258	12.988	5.628	8.107	162.063
joint venture e collegate			3	9.350		421	94.804		104.578

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 alla stima delle produzioni future delle riserve certe i prezzi del petrolio e del gas medi dell'anno relativamente al 2011, 2012 e 2013. 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. 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 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 future sono state calcolate in accordo con la normativa fiscale dei Paesi nei quali Eni opera.

Il valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati, relativo alle riserve certe di petrolio e gas, è calcolato in accordo alle regole del FASB Extractive Activities - Oil & Gas (Topic 932).

Il valore standard non pretende di riflettere la stima del valore di realizzo o di mercato delle riserve certe di Eni. 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.

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas

Il valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati si analizza per area geografica come segue:

[€ milioni]									
	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Saharan	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2011									
Società consolidate									
Entrate di cassa future	38.200	37.974	109.825	59.263	50.443	10.403	11.980	5.185	323.273
Costi futuri di produzione	[5.740]	[7.666]	(17.627)	(15.191)	(7.845)	[3.852]	(2.687)	(813)	(61.421)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	[4.712]	[7.059]	(9.639)	(5.734)	(3.705)	(2.842)	(1.836)	(224)	(35.751)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	27.748	23.249	82.559	38.338	38.893	3.709	7.457	4.148	226.101
Imposte sul reddito future	[9.000]	(15.912)	(46.676)	(23.075)	(9.866)	(1.124)	(2.474)	(1.254)	(109.381)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	18.748	7.337	35.883	15.263	29.027	2.585	4.983	2.894	116.720
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	[9.692]	[2.572]	(16.191)	(4.833)	(17.599)	[559]	(1.914)	(1.122)	(54.482)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	9.056	4.765	19.692	10.430	11.428	2.026	3.069	1.772	62.238
Società in joint venture e collegate									
Entrate di cassa future	21	649	1.866		6.141	15.067			23.744
Costi futuri di produzione	[5]	(259)	(471)		[1.540]	(4.598)			(6.873)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	[2]	[36]	(147)		[1.247]	(1.754)			[3.186]
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	14	354	1.248		3.354	8.715			13.685
Imposte sul reddito future	[3]	[3]	(189)		[824]	(5.368)			(6.387)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	11	351	1.059		2.530	3.347			7.298
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%		(183)	(475)		(1.825)	(2.155)			(4.638)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	11	168	584		705	1.192			2.660
Totale	9.056	4.776	19.860	11.014	11.428	2.731	4.261	1.772	64.898
31 dicembre 2012									
Società consolidate									
Entrate di cassa future	30.308	38.912	108.343	56.978	53.504	7.881	11.008	4.957	311.891
Costi futuri di produzione	[5.900]	(8.190)	(18.555)	(14.844)	(9.561)	(2.854)	(2.520)	(921)	(63.345)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(3.652)	(7.511)	(8.412)	(6.873)	(3.802)	(1.974)	(1.502)	(197)	(33.923)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	20.756	23.211	81.376	35.261	40.141	3.053	6.986	3.839	214.623
Imposte sul reddito future	(6.911)	(15.063)	(44.256)	(21.348)	(10.293)	(903)	(2.906)	(1.181)	(102.861)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	13.845	8.148	37.120	13.913	29.848	2.150	4.080	2.658	111.762
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	[5.519]	(2.630)	(16.539)	(4.976)	(17.943)	(496)	(1.337)	(1.030)	(50.470)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	8.326	5.518	20.581	8.937	11.905	1.654	2.743	1.628	61.292
Società in joint venture e collegate									
Entrate di cassa future	1	658	3.594		6.689	18.132			29.074
Costi futuri di produzione		(203)	(576)		(2.216)	(5.003)			(7.998)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	[1]	(17)	(101)		(1.061)	(2.563)			(3.743)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito		438	2.917		3.412	10.566			17.333
Imposte sul reddito future		(36)	(1.291)		(795)	(5.729)			(7.851)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione		402	1.626		2.617	4.837			9.482
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%		(206)	(962)		(1.747)	(3.621)			(6.536)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri		196	664		870	1.216			2.946
Totale	8.326	5.518	20.777	9.601	11.905	2.524	3.959	1.628	64.238

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas

[€ milioni]

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2013									
Società consolidate									
Entrate di cassa future	28.829	33.319	92.661	58.252	50.754	12.487	10.227	5.294	291.823
Costi futuri di produzione	(6.250)	(6.836)	(16.611)	(15.986)	(9.072)	(3.876)	(2.379)	(1.417)	(62.427)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(4.593)	(6.202)	(8.083)	(7.061)	(3.445)	(3.960)	(1.561)	(279)	(35.184)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	17.986	20.281	67.967	35.205	38.237	4.651	6.287	3.598	194.212
Imposte sul reddito future	(5.776)	(12.746)	(35.887)	(20.491)	(9.939)	(1.391)	(2.387)	(1.093)	(89.710)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	12.210	7.535	32.080	14.714	28.298	3.260	3.900	2.505	104.502
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(5.048)	(2.110)	(14.327)	(5.619)	(16.984)	(1.683)	(1.353)	(1.201)	(48.325)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	7.162	5.425	17.753	9.095	11.314	1.577	2.547	1.304	56.177
Società in joint venture e collegate									
Entrate di cassa future		524	4.041		262	17.239			22.066
Costi futuri di produzione		(164)	(1.465)		(38)	(5.467)			(7.134)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono		(17)	(85)		(73)	(2.299)			(2.474)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	343	2.491		151	9.473		12.458		
Imposte sul reddito future	(20)	(1.617)		(61)	(4.156)				(5.854)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	323	874		90	5.317		6.604		
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(175)	(401)		(20)	(3.681)				(4.277)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	148	473		70	1.636		2.327		
Totale	7.162	5.425	17.901	9.568	11.314	1.647	4.183	1.304	56.504

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas

Variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati

La tabella seguente indica le variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati relativi agli esercizi 2011, 2012 e 2013.

[€ milioni]

	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
Valore al 31 dicembre 2010	46.077	1.083	47.160
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(23.744)	(300)	(24.044)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	40.961	442	41.403
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.580	2.457	4.037
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(3.890)	(392)	(4.282)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	7.301	866	8.167
- revisioni delle quantità stimate	1.337	(87)	1.250
- effetto dell'attualizzazione	8.640	235	8.875
- variazione netta delle imposte sul reddito	(17.067)	(1.678)	(18.745)
- acquisizioni di riserve	37	10	47
- cessioni di riserve	(146)		(146)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	1.152	24	1.176
Saldo aumenti (diminuzioni)	16.161	1.577	17.738
Valore al 31 dicembre 2011	62.238	2.660	64.898
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(28.595)	(325)	(28.920)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	2.264	(56)	2.208
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	4.868	812	5.680
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(3.802)	(357)	(4.159)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	8.199	409	8.608
- revisioni delle quantità stimate	3.725	824	4.549
- effetto dell'attualizzazione	12.527	477	13.004
- variazione netta delle imposte sul reddito	2.207	(830)	1.377
- acquisizioni di riserve			
- cessioni di riserve	(1.509)	(615)	(2.124)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	(830)	(53)	(883)
Saldo aumenti (diminuzioni)	(946)	286	(660)
Valore al 31 dicembre 2012	61.292	2.946	64.238
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(24.576)	(261)	(24.837)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	(3.632)	(223)	(3.855)
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.699	3	1.702
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(6.821)	(427)	(7.248)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	8.456	665	9.121
- revisioni delle quantità stimate	6.385	(298)	6.087
- effetto dell'attualizzazione	11.937	521	12.458
- variazione netta delle imposte sul reddito	5.587	379	5.966
- acquisizioni di riserve	74		74
- cessioni di riserve	(252)	(770)	(1.022)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	(3.972)	(208)	(4.180)
Saldo aumenti (diminuzioni)	(5.115)	(619)	(5.734)
Valore al 31 dicembre 2013	56.177	2.327	58.504

Consolidato di Sostenibilità 2013



PAGINA BIANCA

Note al Consolidato di Sostenibilità

■ Criteri di redazione

Nel 2013 Eni ha proseguito l'impegno nella rendicontazione integrata, redigendo la Relazione Finanziaria Annuale 2013 secondo i principi e i contenuti del framework rilasciato dell'International Integrated Reporting Council (IIRC). La presente sezione intitolata "Consolidato di Sostenibilità 2013" (di seguito Consolidato di Sostenibilità) riporta i principali risultati riferiti al triennio 2011-2013 e i progetti dell'anno. La sezione è predisposta in conformità alle linee guida "Sustainability Reporting Guidelines & Oil and Gas Sector Supplement - versione 3.1" emesse dal GRI (Global Reporting Initiative) - con particolare riferimento ai principi della materialità, completezza, inclusività degli stakeholder e contesto di sostenibilità - e tenendo in considerazione i contenuti dell'"Oil and gas industry guidance on voluntary sustainability reporting" di IPIECA/API/OGP. Eni ha intrapreso un percorso volto all'adozione delle nuove linee guida G4 per il reporting di sostenibilità emesse a maggio 2013, aderendo al GRI G4 Pioneers Program. Il programma lanciato dal GRI a ottobre 2013, ha l'obiettivo di supportare le aziende in questa fase di transizione volta al pieno recepimento delle linee guida.

Materialità e inclusività degli stakeholder

Per individuare i temi da rendicontare nel presente documento, è stata condotta un'analisi di materialità che considera la rilevanza dei temi per gli stakeholder esterni e la relativa significatività interna all'azienda.

Il livello di interesse esterno dei temi di sostenibilità è rilevato attraverso un'analisi che considera diversi fattori: lo scenario energetico, politico, economico e sociale, a livello globale e locale, il benchmarking su un panel di aziende del settore O&G e di altri settori con caratteristiche dimensionali e geografiche affini a Eni, le richieste del mercato dei capitali e delle agenzie di rating etici, l'analisi della stampa e del web, le richieste che i principali stakeholder hanno posto a Eni, con modalità e canali di comunicazione differenti. Oltre alla comunità finanziaria, gli stakeholder considerati sono i governi e le istituzioni locali, le associazioni internazionali e nazionali, le ONG e i cittadini interessati all'operato di Eni, le persone di Eni (per informazioni aggiuntive si veda il paragrafo "Le attività di stakeholder engagement").

Il livello di significatività interno è, invece, determinato sulla base dell'analisi della strategia e degli obiettivi di breve e lungo termine combinata con la valutazione dei risultati e della performance di sostenibilità relativa all'anno di rendicontazione. La considerazione congiunta della significatività esterna e interna porta all'individuazione delle aree prioritarie e di maggiore materialità per l'azienda, condivise con tutte le funzioni aziendali interessate e approvate dal top management.

Perimetro di reporting e contesto di sostenibilità

Le informazioni di sostenibilità contenute nella presente sezione e nella Relazione sulla gestione sono integrate a più livelli nel documento. Nella Relazione sulla gestione sono state integrate le informazioni finanziarie con quelle di sostenibilità con riferimento al contesto operativo, alla strategia, al modello di business, al sistema di gestione integrata del rischio, nonché alla governance.

La seguente sezione contiene gli indicatori di performance a livello consolidato Eni del periodo 2011-2013 e l'analisi dei relativi trend. Le informazioni incluse si riferiscono a Eni SpA e alle società consolidate. Il perimetro di consolidamento coincide con quello del bilancio consolidato 2013, ad eccezione di alcuni dati espressamente indicati nel testo. Per i dati di salute, sicurezza e ambiente il dominio di consolidamento è definito sulla base del criterio operational (controllo delle operazioni). A titolo esemplificativo secondo tale approccio le emissioni rendicontate rappresentano il 100% delle emissioni di un'installazione di cui Eni è operatore.

Viceversa il criterio equity share, che contraddistingue il bilancio consolidato, prevede che le emissioni associate a un'installazione rappresentino la quota di interesse economico nell'installazione specifica.

Principi di garanzia di qualità del reporting di sostenibilità

I dati relativi alle performance riportati sono stati rilevati con l'obiettivo di rappresentare un quadro equilibrato e chiaro delle azioni e delle caratteristiche dell'azienda.

Il processo di rilevazione delle informazioni e dei dati quantitativi è stato strutturato in modo da garantire la confrontabilità dei dati su più anni, al fine di permettere una corretta lettura delle informazioni e una completa visione a tutti gli stakeholder interessati dell'evoluzione delle performance di Eni.

Gli indicatori e i dati specifici dei diversi settori di business sono riportati nel sito eni.com.

Il Consolidato di Sostenibilità si basa su processi di misura definiti nelle procedure di rendicontazione: livelli di accuratezza inferiori o differenti sono indicati a margine dei dati presentati. Durante l'imputazione da parte dei referenti di ciascuna area tematica, oltre al caricamento dei dati dell'anno di rendicontazione, sono stati verificati e aggiornati anche i due anni precedenti. Pertanto, eventuali variazioni nei dati relativi al 2011 e 2012 rispetto alle pubblicazioni dell'anno scorso, sono per la maggior parte dovuti a queste rettifiche. I dati sono raccolti attraverso un sistema informativo dedicato, che garantisce l'affidabilità dei flussi informativi e il corretto monitoraggio. Le informazioni di sostenibilità sono sottoposte a certificazione da parte di una società indipendente, revisore del bilancio consolidato al 31 dicembre 2013 del Gruppo Eni.

Metodologie di calcolo

Si riportano nel seguito le metodologie di calcolo relative al valore aggiunto, agli indici di frequenza e di gravità degli infortuni, all'indice di intensità energetica della raffinazione, agli indici di emissione e al valore generato dalla ricerca.

Il valore aggiunto rappresenta la ricchezza generata dall'azienda nello svolgimento delle proprie attività. La configurazione scelta in questo bilancio è quella del valore aggiunto globale al netto degli ammortamenti. Il valore aggiunto globale netto è ripartito tra i seguenti beneficiari: dipendenti (remunerazione diretta costituita da salari, stipendi e TFR e remunerazione indiretta costituita dagli oneri sociali); Pubblica Amministrazione (imposte sul reddito); finanziatori (interessi a medio e lungo termine versati per la disponibilità del capitale di credito); azionisti (dividendi distribuiti); azienda (quota utile reinvestito).

In merito alla performance sulla sicurezza delle persone, sono riportati gli indici di frequenza e gravità di dipendenti e contrattisti. L'indice di frequenza è calcolato come il rapporto fra il numero di infortuni con giorni di assenza²⁶ (comprensivo delle fatalities) e i milioni di ore lavorate; l'indice di gravità è definito come il rapporto tra i giorni di assenza²⁶ dovuti a infortuni (escluse le fatalities) e le migliaia di ore lavorate.

L'indice di intensità energetica della raffinazione rappresenta il valore complessivo dell'energia effettivamente utilizzata in un determinato anno nei vari impianti di processo delle raffinerie, rapportato al corrispondente valore determinato in base a consumi standard predefiniti per ciascun impianto di processo. Per confrontare negli anni i dati è stato considerato come riferimento (100%) il dato relativo al 1994.

Per dare evidenza nel medio e lungo termine alle performance specifiche di settore riguardanti le emissioni di CO₂, sono stati definiti tre indici rappresentativi delle seguenti realtà operative: la produzione di idrocarburi, la raffinazione e la generazione elettrica. Tali indici tengono conto delle condizioni di lavorazione anche molto diverse che si registrano negli anni e permettono il confronto delle performance grazie alla normalizzazione delle emissioni in funzione dei dati operativi.

Gli indici della raffinazione sono calcolati a partire dalla capacità di distillazione equivalente fornita da un ente terzo; gli indici di produzione di idrocarburi considerano la produzione operata linda; quelli del settore energetico l'energia elettrica e termica prodotta espresse in kWh equivalenti. Le emissioni di gas ad effetto serra (GHG) sono relative a CO₂ e CH₄ (metano); il metano è convertito in CO₂eq utilizzando un Global Warming Potential (GWP) pari a 21.

Per quanto riguarda la metodologia di valutazione del valore generato dalle attività di R&D, essa consente di valorizzare i risultati sia in termini di valore tangibile sia intangibile.

Il valore tangibile è misurato attraverso i benefici economici legati all'applicazione di tecnologie di prodotto/processo innovative. In dettaglio il valore tangibile complessivo misurato è inteso al 100% di partecipazione nei progetti di applicazione tecnologica e al lordo della fiscalità. I benefici economici possono essere rilevati a consuntivo ovvero in termini di valore atteso (Net Present Value, NPV). Le ipotesi di calcolo utilizzate. caso per caso sono condivise con le strutture tecniche/linee di business competenti. I benefici economici tangibili sono rilevati in ottica "what if", ossia come delta rispetto all'applicazione della migliore soluzione tecnologica alternativa ovvero, nel caso di nuovi prodotti, come delta rispetto al margine generato dai prodotti sostituiti. I benefici intangibili sono rilevati valutando da un lato l'efficacia ed efficienza della capacità innovativa della Società nel tempo attraverso il numero di primi depositi di domande brevettuali, dall'altro la diffusione di know-how specialistico e l'efficacia della ricerca nel supportare le attività operative.

■ Informativa sulle modalità di gestione

Modello di gestione della sostenibilità

La sostenibilità è parte del modello di business di Eni ed è integrata in tutti i processi aziendali: dalla pianificazione, monitoraggio e controllo alla prevenzione e gestione dei rischi, dall'attuazione delle operazioni al reporting e alla comunicazione verso gli stakeholder interni ed esterni.

Secondo questa logica tutti gli obiettivi aziendali sono perseguiti con un approccio fortemente orientato all'eccellenza operativa, all'innovazione tecnologica, alla cooperazione per lo sviluppo dei Paesi di presenza, alla centralità delle persone, alla responsabilità nella gestione del business improntata a una rigorosa disciplina finanziaria, ai più elevati principi etici e alle sinergie derivanti dall'integrazione lungo tutta la filiera energetica. Il Consiglio di Amministrazione di Eni si è riservato un ruolo centrale nella definizione delle politiche e delle strategie di sostenibilità e nell'approvazione dei risultati di sostenibilità, di cui è prevista anche la presentazione all'Assemblea dei soci.

Dal 2011 a seguito dell'approvazione del Consiglio di Amministrazione, Eni si è dotata di una Policy di Sostenibilità che richiama i principi fondamentali su cui si basa l'operare sostenibile della Società e che fa parte degli indirizzi di più alto livello del nuovo sistema normativo interno di Eni.

Per mantenere elevati standard nell'attività operativa, Eni si pone obiettivi prioritari di sostenibilità, da perseguire attraverso progetti e iniziative inseriti nel Piano Strategico. La realizzazione dei progetti relativi agli obiettivi prioritari è supportata da incentivi economici. Lo stato di avanzamento dei progetti e il raggiungimento degli obiettivi sono monitorati dalla Funzione Sostenibilità, attraverso un sistema di reporting annuale e semestrale. L'approvazione dei relativi piani di azione e la review dei principali risultati conseguiti è sottoposta ai massimi livelli decisionali aziendali.

Sistema normativo

Eni si impegna a garantire l'integrità, la trasparenza, la correttezza e l'efficienza dei propri processi attraverso l'adozione di adeguati strumenti, norme e regole per lo svolgimento delle attività e l'esercizio dei poteri, promuovendo regole di comportamento ispirate ai principi generali di tracciabilità e segregazione delle attività.

(26) Con il termine "giorni di assenza" si intende un'assenza dal lavoro di almeno un giorno di calendario, ad esclusione del giorno di accadimento dell'infortunio stesso.

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Consolidato di Sostenibilità

Il sistema normativo di Eni si fonda su un quadro di riferimento coerente, che vede gli elementi essenziali nello statuto, nel Codice Etico, nel Codice di Autodisciplina, nei Princìpi del Modello 231, nei Princìpi SOA e nel CoSO Report.

Il sistema è composto da strumenti di indirizzo, coordinamento e controllo [Policy e Management System Guideline - MSG] e da strumenti di operatività [Procedure, Istruzioni operative]. Le Policy sono approvate dal Consiglio di Amministrazione di Eni SpA e definiscono i principi e le regole generali di comportamento inderogabili che devono ispirare le attività svolte da Eni. Le Policy di Eni sono dieci: "Le nostre persone", "I nostri partner della catena del valore", "La global compliance", "La Corporate Governance", "L'eccellenza operativa", "I nostri partner istituzionali", "L'information management", "La sostenibilità", "I nostri asset tangibili e intangibili" e "L'integrità delle nostre operations".

Le MSG, emesse da Eni, forniscono le linee guida per la gestione dei processi operativi e di supporto ai business compresi gli aspetti di sostenibilità. Vengono utilizzate inoltre per la descrizione di modelli di compliance e governance. Ogni singola società recepisce formalmente le MSG e adegua di conseguenza il proprio corpo normativo. A fine 2013 Eni ha emesso ventotto MSG di processo e dieci MSG di compliance/governance, realizzando in questo modo la totalità delle attività di ridisegno dei propri processi, ridefinizione delle linee guida di governance/compliance e semplificazione del sistema normativo.

Infine, le procedure definiscono le modalità operative con cui le attività delle società devono essere svolte mentre le Istruzioni operative definiscono il dettaglio delle modalità operative riferite a una specifica funzione, unità organizzativa, area professionale.

Performance economica e presenza sul mercato

Facendo leva su un modello di business integrato, Eni ha identificato una strategia di crescita e di creazione di valore sostenibile di lungo termine per gli azionisti la cui attuazione si basa sulle linee guida e strategie specifiche a livello di business. Nel 2013 Eni ha conseguito risultati solidi in un mercato particolarmente difficile [cfr. Profilo dell'anno]. In un contesto di mercato che si prevede ancora difficile, la strategia di Eni per il quadriennio 2014-2017 si baserà su una crescita selettiva nelle attività del settore E&P, una ristrutturazione accelerata delle attività mid e downstream, una creazione di valore generata da dismissioni e una gestione disciplinata degli investimenti. Tutte queste operazioni si tradurranno nel quadriennio in un aumento del flusso di cassa in grado di sostenere la crescita progressiva dei dividendi agli azionisti e una forte posizione finanziaria di Eni [cfr. La nostra strategia].

Gestione delle attività di procurement

L'obiettivo del processo di procurement è quello di trasformare il fabbisogno delle unità richiedenti nell'erogazione di beni, lavori o servizi da parte dei fornitori, in linea con gli standard qualitativi, le tempistiche e gli altri requisiti richiesti e, allo stesso tempo, minimizzando i relativi costi di approvvigionamento. Il processo di procurement rispetta inoltre, in ogni sua fase, i principi Eni in materia di HSEQ.

Al fine di gestire in modo sistematico e strutturato questo processo, Eni si è dotata della "MSG Procurement" che provvede a: (i) regolare fasi e attività del processo di procurement, come ad esempio la pianificazione degli approvvigionamenti, la gestione delle gare, l'assegnazione dei contratti e la gestione dei contratti post-assegnazione; (ii) stabilire ruoli e responsabilità dei principali soggetti coinvolti nel processo di procurement; (iii) definire le regole generali per le attività chiave trasversali al processo di procurement, come ad esempio la gestione dei fornitori, il reporting e il controllo degli approvvigionamenti e la gestione della documentazione relativa.

Controlli accurati sono effettuati in modo continuo sui fornitori sia in fase di qualifica sia in fase di prestazione di servizio.

Impatti economici indiretti

Oltre che attraverso l'occupazione diretta, Eni partecipa allo sviluppo dei Paesi in cui opera anche attraverso il potenziamento della filiera legata all'indotto e con l'implementazione di specifici progetti di sviluppo locale. Eni, nelle aree di competenza, ricorre in modo sistematico alla fornitura di beni e servizi locali oltre che alla mano d'opera locale, rispondendo così alla domanda di molti stakeholder nazionali e internazionali di creare valore per il territorio. Molte consociate si sono dotate di procedure a livello locale che definiscono l'iter da seguire per fornire la mano d'opera locale nelle zone circostanti alle nostre operazioni sul territorio. Nei contesti operativi viene condotta in modo sistematico un'analisi di mercato a livello locale al fine di inserire nelle liste dei fornitori aziende del luogo. Anche nella selezione delle imprese internazionali uno dei criteri di valutazione tecnica è la percentuale di local content e la presenza di un piano di sviluppo dello stesso. Eni promuove programmi di formazione annuali con l'obiettivo di consentire al personale locale di coprire i posti di maggiore responsabilità e di sostituire il personale internazionale.

Ambiente

L'impegno ambientale di Eni è uno degli elementi portanti della strategia di sostenibilità. Eni adotta un sistema unico di gestione Salute, Sicurezza e Ambiente (HSE).

La gestione degli aspetti ambientali è basata su criteri di prevenzione, protezione, informazione e partecipazione e ha come obiettivi: l'individuazione degli aspetti ambientali significativi e l'adozione delle migliori tecnologie; la mitigazione degli impatti ambientali; la gestione di un sistema di prevenzione di eventi avversi di natura ambientale, diretti e indiretti, legati alle attività specifiche delle unità produttive; l'adozione di metodologie di sito specifiche per la tutela della biodiversità. Eni ha definito, e aggiorna costantemente, un sistema di gestione integrato di salute, sicurezza e ambiente che fa capo all'omonima direzione corporate che ha la responsabilità di promuovere la gestione e il miglioramento continuo delle performance HSE. Gli strumenti che Eni utilizza per la gestione degli aspetti ambientali sono le Policy "L'eccellenza operativa", "L'integrità delle nostre operations", "La sostenibilità", la MSG HSE oltre a varie procedure e istruzioni operative (OPI). Il coordinamento delle tematiche HSE è effettuato dal Comitato di Coordinamento HSE, presieduto dal Responsabile Sicurezza Salute e Ambiente di Eni ed è composto dai Responsabili della funzione HSE delle unità di business.

Energia

L'efficienza energetica è per Eni un obiettivo imprescindibile di buona gestione e sostenibilità. Ad esso sono legate non solo una gestione responsabile delle risorse ma anche la riduzione degli impatti delle emissioni climalteranti, il contenimento delle emissioni di ossidi di azoto e zolfo, indicatori di buona funzionalità dei processi di combustione e di scelta dei migliori combustibili. Eni si impegna a ridurre le emissioni di gas serra migliorando l'efficienza degli impianti e aumentando l'utilizzo di combustibili a minor contenuto di carbonio e a promuovere un utilizzo consapevole e sostenibile dell'energia attraverso campagne di informazione ed educazione interne ed esterne e attraverso l'inserimento di criteri di sostenibilità nella selezione e valutazione della catena dei fornitori. Eni inoltre riduce costantemente i propri indici di emissione per quantità di energia prodotta/trasformata e promuove la valorizzazione del gas associato al petrolio in tutti i progetti.

Acqua

Eni è consapevole che l'accesso alle risorse idriche è un tema rilevante per lo sviluppo e si è impegnata a ottimizzare l'utilizzo di acqua dolce nel ciclo produttivo per limitare l'impatto sulla disponibilità alle comunità locali. Eni negli anni ha ridotto il proprio utilizzo di acqua dolce tramite l'applicazione delle migliori tecnologie e si pone l'obiettivo di aumentare progressivamente la reiniezione delle acque di strato e di processo nei giacimenti di provenienza.

Per valutare l'impatto delle proprie attività nelle zone cosiddette a "stress idrico", dove anche un consumo ridotto di acqua dolce potrebbe essere in competizione con i fabbisogni primari, Eni ha deciso di applicare il Global Water Tool sviluppato da WBCSD e adattato al settore Oil & Gas con IPIECA nel 2011.

Biodiversità

Eni considera la conservazione della biodiversità e dei servizi ecosistemici come una componente essenziale di sviluppo sostenibile nella realizzazione dei propri progetti industriali e si impegna a integrare tale obiettivo di conservazione nelle proprie attività, durante tutto il ciclo di vita dei propri impianti e in tutti i contesti in cui opera. Nelle valutazioni progettuali e nelle pratiche operative, Eni considera la presenza di aree protette e rilevanti per biodiversità, la presenza di specie a rischio e dei servizi ecosistemici ecologicamente e socialmente importanti. Eni identifica e valuta i potenziali impatti sulla biodiversità delle proprie attività operative e implementa azioni di mitigazione e offsetting per minimizzarne gli effetti. Inoltre, Eni valuta l'interazione fra le proprie attività e i servizi ecosistemici, promuovendo in particolare una gestione efficiente delle acque, soprattutto nelle aree sottoposte a stress idrico, e la riduzione delle proprie emissioni in aria, acqua e suolo. A tale scopo Eni adotta i protocolli sviluppati in ambito IPIECA e contribuisce alla mappatura globale delle aree protette attraverso il progetto Proteus e adotta metodologie sito specifiche per la tutela della biodiversità che si basano sui principi della Convention on Biological Diversity, sulle linee guida dell'Energy and Biodiversity Initiative e sugli strumenti operativi sviluppati dall'IPIECA-OGP Biodiversity Working Group. Eni mappa i siti operativi rispetto alle aree ad alto valore di biodiversità con l'obiettivo di differenziare le realtà operative sulla base della loro rilevanza per identificare dove è prioritario implementare piani di azione specifici.

Emissioni

Eni ha definito una strategia di carbon management per la riduzione delle emissioni climalteranti e gestisce la partecipazione al sistema europeo di Emission Trading attraverso modalità gestionali complesse che comprendono la contabilizzazione fisica, il reporting e la verifica delle emissioni, oltre che le relative operazioni di amministrazione delle quote e dei relativi movimenti. Relativamente alle altre emissioni (SO_x, NO_x, ecc.) Eni si impegna ad applicare le Best Available Techniques (BAT) e i migliori standard procedurali per la riduzione delle emissioni e il controllo dei principali inquinanti in atmosfera.

Rifiuti

In tutte le realtà in cui opera, Eni si impegna a rispettare la normativa vigente in materia di rifiuti e a ridurre gli impatti ambientali legati alle diverse fasi del processo di gestione. Inoltre, così come stabilito dall'UE, Eni adotta il principio di gerarchia del rifiuto con gli obiettivi di prevenire la produzione di rifiuti, di minimizzare lo smaltimento in discariche e potenziare il recupero.

Pratiche di lavoro e condizioni di lavoro adeguate

Parte della cultura di Eni e base per il successo dell'azienda è la centralità che Eni riconosce alle proprie persone: dalla tutela del lavoro allo sviluppo delle capacità e delle competenze, alla creazione di un ambiente di lavoro che offra a tutti le medesime opportunità sulla base di criteri di merito condivisi e senza discriminazioni. Tali principi sono sanciti nel Codice Etico Eni che richiama esplicitamente la Dichiarazione Universale dei Diritti Umani delle Nazioni Unite, le Convenzioni fondamentali dell'ILO e le Linee Guida dell'OCSE per le imprese multinazionali; in particolare, è promossa la tutela del lavoro e le liberalità sindacali, ed è ripudiata "ogni sorta di discriminazione, di corruzione, di lavoro forzato o minorile".

La promozione di standard di lavoro internazionali in tutti i contesti è oggetto dei documenti normativi di Eni, degli accordi sindacali in vigore, dei processi di gestione e sviluppo delle persone e delle iniziative di formazione e comunicazione.

Salute e sicurezza

La sicurezza e la salute delle persone di Eni, della collettività e dei partner sono un obiettivo prioritario per Eni nello svolgimento delle proprie attività. Tutte le soluzioni organizzative di Eni ne garantiscono il rispetto e la tutela secondo i principi di precauzione, prevenzione, protezione e