

Altre attività finanziarie

Si sostanziano in 1.675 ml (1.860 ml nel 2016) e sono composte: da crediti finanziari strumentali all'attività operativa per 1.602 ml, (crediti per finanziamenti concessi principalmente dai settori Exploration & Production, Gas & Power); da titoli strumentali all'attività operativa per 73 ml (titoli quotati emessi dallo Stato italiano, da Stati esteri e dalla Banca Europea per gli Investimenti e che si intende mantenere fino alla scadenza). Per quanto riguarda i primi I finanziamenti sono concessi a società in *joint venture* e collegate per 1.214 ml (1.350 ml al 31 dicembre 2016). L'esposizione maggiore è nei confronti della *joint venture* Cardón IV SA (Eni 50 per cento) in Venezuela che opera il giacimento a gas Perla. Al 31 dicembre 2017 l'esposizione Eni verso la *joint venture* è pari a 955 ml (1.054 ml al 31 dicembre 2016).

Attività per imposte anticipate

La posta ammonta a 4.078 ml (3.790 ml al 31 dicembre 2016) al netto delle passività per imposte differite compensabili di 4.269 ml (4.286 ml al 31 dicembre 2016) e si riferisce per 2.070 ml a Eni SpA e alle consociate italiane facenti parte del consolidato fiscale nazionale.

8.2.2. Il passivo dello stato patrimoniale

La tabella che segue espone i dati relativi al passivo dello stato patrimoniale dell'esercizio 2017, che si analizzano di seguito:

(ml)	31.12.2017	31.12.2016
PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti		
Passività finanziarie a breve termine	2.242	3.396
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	2.286	3.279
Debiti commerciali e altri debiti	16.748	16.703
Passività per imposte sul reddito correnti	472	426
Passività per altre imposte correnti	1.472	1.293
Altre passività correnti	1.515	2.599
	24.735	27.696
Passività non correnti		
Passività finanziarie a lungo termine	20.179	20.564
Fondi per rischi e oneri	13.447	13.896
Fondi per benefici ai dipendenti	1.022	868
Passività per imposte differite	5.900	6.667
Altre passività non correnti	1.479	1.768
	42.027	43.763
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	87	
TOTALE PASSIVITA'	66.849	71.459
PATRIMONIO NETTO		
<i>Interessenze di terzi</i>	49	49
<i>Patrimonio netto di Eni:</i>		
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserve cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	183	189
Altre riserve	42.490	52.329
Azioni proprie	(581)	(581)
Acconto sul dividendo	(1.441)	(1.441)
Utile (perdita) dell'esercizio	3.374	(1.464)
Totale patrimonio netto di Eni	48.030	53.037
TOTALE PATRIMONIO NETTO	48.079	53.086
TOTALE PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO	114.928	124.545

B) PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO**PASSIVITÀ CORRENTI***Passività finanziarie a breve termine*

Il decremento di 1.154 ml delle passività finanziarie a breve termine è dovuto essenzialmente a rimborsi netti per 581 ml e alle differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro e da allineamento al cambio di fine periodo per 574 ml.

I debiti finanziari rappresentati da titoli di credito di 1.664 ml (2.738 ml al 31 dicembre 2016) riguardano l'emissione di *commercial paper* da parte delle società finanziarie Eni Finance USA Inc per 1.070 ml (1.750 ml al 31 dicembre 2016) ed Eni Finance International SA per 594 ml (988 ml al 31 dicembre 2016).

(ml)	31.12.2017	31.12.2016
Debiti finanziari rappresentati da titoli di credito	1.664	2.738
Banche	201	155
Altri finanziatori	377	503
	2.242	3.396

Debiti commerciali ed altri debiti

(ml)	31.12.2017	31.12.2016
Debiti commerciali	10.890	11.038
Acconti e anticipi	797	526
Altri debiti:		
- relativi all'attività di investimento	2.094	2.158
- altri debiti	2.967	2.981
	5.061	5.139
	16.748	16.703

PASSIVITÀ NON CORRENTI***Passività finanziarie a lungo termine***

Si analizzano come segue:

(ml)		Valore al	Scadenza					Totale	
Tipo	Scadenza	31.12.2017	2019	2020	2021	2022	Oltre	quote a lungo termine	2018
Banche	2018-2032	4.001	1.290	729	341	143	697	3.200	801
Obbligazioni ordinarie	2018-2043	17.965	2.486	2.371	934	697	10.032	16.520	1.445
Obbligazioni convertibili	2022	387				387		387	
Altri finanziatori	2018-2032	112	45	3	3	3	18	72	40
		22.465	3.821	3.103	1.278	1.230	10.747	20.179	2.286

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve termine, di 22.465 ml (23.843 ml al 31 dicembre 2016) diminuiscono di 1.378 ml essenzialmente per effetto del saldo tra le nuove accensioni per 1.842 ml e i rimborsi per 2.973 ml nonché, in diminuzione, differenze di cambio da conversione e da allineamento al cambio di fine periodo dei debiti in moneta diversa da quella funzionale per complessivi 236 ml.

Le obbligazioni ordinarie di 17.965 ml (19.003 ml al 31 dicembre 2016) riguardano il programma di *Euro Medium Term Notes* per complessivi 16.963 ml e altri prestiti obbligazionari per complessivi 1.002 ml.

Fondi per rischi ed oneri

Nella tabella che segue si fornisce il dettaglio di tale voce.

(ml)	Fondo abbandono e ripristino siti e social project	Fondo rischi ambientali	Fondo rischi per contenziosi	Fondo per imposte	Fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione	Fondo esodi agevolati	Fondo contratti onerosi	Fondo copertura perdite di imprese partecipate	Fondo mutua assicurazione OIL	Fondo dismissioni e ristrutturazioni	Altri fondi (*)	Totale
Valore al 31.12.2016	8.419	2.691	954	732	207	176	165	153	88	58	253	13.896
Accantonamenti		217	567	162	181	9		46		16	193	1.391
Rilevazione iniziale e variazione stima	370											370
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo	271	(9)	1			1	2				(2)	264
Utilizzi a fronte oneri	(289)	(237)	(281)	(225)	(190)	(17)	(99)			(13)	(75)	(1.426)
Utilizzi per esuberanza	(10)	(17)	(50)	(52)		(32)	(1)	(10)	(3)		(25)	(200)
Differenze cambio da conversione	(646)	(1)	(95)	(66)			(7)	(7)	(1)		(11)	(834)
Altre variazioni	11	9	11	(24)	7	3			(8)	4	(27)	(14)
Valore al 31.12.2017	8.126	2.653	1.107	527	205	140	60	182	76	65	306	13.447

(*) Di importo unitario inferiore a €50 milioni.

Il fondo abbandono e ripristino siti e *social project* di 8.126 ml accoglie la stima dei costi che saranno sostenuti al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti del settore Exploration & Production (7.649 ml). Gli esborsi più significativi connessi agli interventi di smantellamento e di ripristino saranno sostenuti in un arco temporale che copre i prossimi 45 anni.

Il fondo rischi ambientali di 2.653 ml accoglie la stima degli oneri relativi a interventi di bonifica ambientale e di ripristino dello stato dei suoli e delle falde delle aree di proprietà o in concessione di siti prevalentemente dismessi, chiusi e smantellati o in fase di ristrutturazione per i quali sussiste alla data di bilancio un'obbligazione legale o "*constructive*" dell'Eni all'esecuzione degli interventi, compresi gli oneri da "*strict liability*" cioè connessi agli obblighi di ripristino di siti contaminati che rispettavano i parametri di legge al tempo in cui si verificarono gli episodi di inquinamento o a causa della responsabilità di terzi operatori ai quali Eni è subentrato nella gestione del sito. Il presupposto per la rilevazione di tali costi ambientali è l'approvazione o la presentazione dei relativi progetti alle competenti amministrazioni, ovvero l'assunzione di un impegno verso le competenti amministrazioni quando supportato da adeguate stime. Alla data di bilancio, la consistenza del fondo è riferita

alla Syndial SpA per 2.119 ml e alla linea di business Refining & Marketing per 326 ml.

Il fondo rischi per contenziosi di 1.107 ml accoglie gli oneri previsti a fronte di contenziosi in sede giudiziale e stragiudiziale, correlati a contestazioni contrattuali e procedimenti di natura commerciale, anche in sede arbitrale, sanzioni per procedimenti *antitrust* e di altra natura. Il fondo è stato stanziato sulla base della miglior stima della passività esistente alla data di bilancio nel settore Exploration & Production per 494 ml e nel settore Gas & Power per 457 ml. Il fondo per imposte di 527 ml riguarda gli oneri che si prevede di sostenere per contenziosi e contestazioni pendenti con le Autorità fiscali in relazione alle incertezze applicative delle norme in vigore di consociate italiane ed estere del settore Exploration & Production (499 ml).

Fondo per benefici ai dipendenti

(ml)	31.12.2017	31.12.2016
TFR	284	298
Piani esteri a benefici definiti	409	276
Fisde e altri piani medici esteri	122	124
Altri fondi per benefici ai dipendenti	207	170
	1.022	868

La posta, di 1.022 ml (868 ml al 31 dicembre 2016) concerne, prevalentemente, i piani esteri a benefici definiti (di 409 ml), che riguardano schemi pensionistici, adottati da imprese di diritto non italiano ed il fondo trattamento di fine rapporto⁴⁶ (di 284 ml quantificati con tecniche attuariali) che concerne l'importo da corrispondere ai dipendenti delle imprese italiane all'atto della cessazione del rapporto di lavoro.

⁴⁶ Disciplinato dall'art. 2120 del cod. civ.

PATRIMONIO NETTO*Interessenze di terzi*

Vengono evidenziate nel prospetto che segue.

(ml)	Risultato netto		Patrimonio netto	
	2017	2016	31.12.2017	31.12.2016
EniPower Mantova SpA	4	5	23	21
Adriaplin Doo	2	2	14	13
Serfactoring SpA	(3)		12	15
	3	7	49	49

Patrimonio netto di Eni

La composizione del patrimonio netto di Eni viene esposta in dettaglio nella tabella che segue.

(ml)	31.12.2017	31.12.2016
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	959	959
Riserva per acquisto di azioni proprie	581	581
Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	183	189
Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale		4
Riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(114)	(112)
Altre riserve	280	211
Riserva per differenze cambio da conversione	4.818	10.319
Azioni proprie	(581)	(581)
Utili relativi a esercizi precedenti	35.966	40.367
Acconto sul dividendo	(1.441)	(1.441)
Utile (perdita) dell'esercizio	3.374	(1.464)
	48.030	53.037

Il patrimonio netto comprese le interessenze di terzi (48.079 ml) è diminuito di 5.007 ml per effetto delle differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro (5.573 ml), nonché della distribuzione di dividendi di 2.881 ml (saldo dividendo Eni per l'esercizio

2016 e acconto dividendo per l'esercizio 2017). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dal risultato positivo di conto economico di 3.377 ml.

▪ Capitale sociale

Come già riferito, al 31 dicembre del 2017 (come anche per il 2016), il capitale sociale di Eni SpA, interamente versato, ammonta a 4.005.358.876 euro (ed è rappresentato da 3.634.185.330 azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale).

▪ Riserva legale

La riserva legale è costituita dagli utili che, ai sensi dell'art. 2430 del Codice Civile, non possono essere distribuiti a titolo di dividendo. Nell'esercizio di riferimento, l'importo è stato pari a quello massimo richiesto dalla Legge.

▪ Riserva per differenze di cambio

La riserva per differenze di cambio da conversione è alimentata dalle variazioni del patrimonio netto delle società consolidate aventi moneta funzionale diversa da quella di presentazione del bilancio consolidato; in particolare si genera nella conversione dei bilanci delle consociate estere Eni operanti nel settore *upstream* che utilizza il dollaro come valuta di transazione.

L'ammontare della riserva è determinato a fine di ciascun esercizio come differenza tra il patrimonio netto delle consociate con bilancio in dollari convertito al cambio spot della data di apertura confrontato con lo stesso valorizzato al cambio spot della data di chiusura del bilancio.

Pertanto in caso di apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro tra inizio e fine periodo si genera un effetto negativo nella conversione dei bilanci in dollari nel bilancio consolidato Eni e viceversa. Tale variazione ha natura patrimoniale cioè è rilevata nelle componenti dell'utile complessivo che alimentano il patrimonio netto, senza avere effetti sul conto economico consolidato dell'anno. Le riserve da conversione transitano a conto economico all'atto della vendita o chiusura della consociata.

▪ Azioni proprie

Le azioni proprie sono ammontate, nel 2017 a 581 ml (stesso ammontare nel 2016), e sono rappresentate da azioni ordinarie Eni possedute da Eni SpA.

• Acconto sul dividendo

L'acconto sul dividendo, di 1.441 ml, riguarda l'acconto sul dividendo dell'esercizio 2017 di 0,40 euro per azione.

Indebitamento finanziario netto e leverage

Il “*leverage*” misura il grado di indebitamento della società (calcolato, si è già detto, come rapporto tra l’indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo delle interessenze di terzi azionisti), ed è utilizzato da Eni per valutare il grado di solidità della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, e per effettuare analisi di *benchmark* con gli *standard* dell’industria.

La tabella che segue illustra il dettaglio dell’indebitamento finanziario per il 2017, in raffronto con quello del 2016.

(ml)	31.12.2017	31.12.2016	Var. ass.
Debiti finanziari ed obbligazionari	24.707	27.239	(2.532)
- Debiti finanziari a breve termine	4.528	6.675	(2.147)
- Debiti finanziari a lungo termine	20.179	20.564	(385)
Disponibilità liquide ed equivalenti	(7.363)	(5.674)	(1.689)
Titoli held for trading ed altri titoli non strumentali all’attività operativa	(6.219)	(6.404)	185
Crediti finanziari non strumentali all’attività operativa	(209)	(385)	176
Indebitamento finanziario netto	10.916	14.776	(3.860)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	48.079	53.086	(5.007)
Leverage	0,23	0,28	(0,05)

L’indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2017 è pari a 10.916 ml con una riduzione di 3.860 ml rispetto al 2016. I debiti finanziari e obbligazionari ammontano a 24.707 ml, di cui 4.528 ml a breve termine (comprensivi delle quote in scadenza entro 12 mesi dei debiti finanziari a lungo termine di 2.286 ml) e 20.179 ml a lungo termine.

Strumenti finanziari derivati

Eni, nell’ambito della propria operatività, stipula contratti derivati con l’obiettivo di minimizzare l’esposizione ai rischi di tasso di interesse, di prezzo delle *commodity* e di cambio sia nella sua configurazione di rischio transattivo che di rischio economico. L’attività è operata nell’ambito di linee guida definite centralmente con l’obiettivo di uniformare e coordinare le politiche di Eni in materia di gestione dei rischi assicurandone una gestione integrata e accentrata volta ad ottimizzare l’esposizione di Eni a tali rischi. In tale prospettiva Eni monitora che ogni attività in derivati classificata come *risk reducing* sia direttamente o indirettamente collegata agli *asset* industriali coperti ed effettivamente ottimizzi il profilo di rischio a cui Eni è esposta o potrebbe essere esposta.

(ml)	31.12.2017			31.12.2016		
	Fair value attivo	Fair value passivo	Gerarchia del fair value - Livello	Fair value attivo	Fair value passivo	Gerarchia del fair value - Livello
Contratti derivati non di copertura						
<i>Contratti su valute</i>						
- Currency swap	170	86	2	188	268	2
- Interest currency swap	41	45	2	38	83	2
- Outright	3	5	2	17	15	2
	214	136		243	366	
<i>Contratti su interessi</i>						
- Interest currency swap	9	5	2	10	12	2
	9	5		10	12	
<i>Contratti su merci</i>						
- Future	796	771	1	624	611	1
- Over the counter	81	97	2	133	120	2
- Opzioni					1	2
- Altro	1	2	2	4	5	2
	878	870		761	737	
	1.101	1.011		1.014	1.115	
Contratti derivati di negoziazione						
<i>Contratti su merci</i>						
- Over the counter	683	829	2	1.495	1.490	2
- Future	395	390	1	561	574	1
- Opzioni	133	114	2	211	157	2
	1.211	1.333		2.267	2.221	
Contratti derivati cash flow hedge						
<i>Contratti su merci</i>						
- Over the counter	227	21	2	309	150	2
- Future	35		1	1	18	1
	262	21		310	168	
Opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili	16	16	2	46	46	2
Totale contratti derivati lordi	2.590	2.381		3.637	3.550	
Compensazione	(1.279)	(1.279)		(1.281)	(1.281)	
Totale contratti derivati netti	1.311	1.102		2.356	2.269	
Di cui:						
- correnti	1.231	1.011		2.248	2.108	
- non correnti	80	91		108	161	

Le variazioni del *fair value* degli strumenti finanziari derivati che non soddisfano le condizioni per essere qualificati come di copertura sono rilevate a conto economico. In particolare, le variazioni del *fair value* dei derivati non di copertura su tassi di interesse e su valute sono rilevate nella voce di conto economico “Proventi (oneri) finanziari”; diversamente, le variazioni del *fair value* degli strumenti finanziari derivati non di copertura su *commodity* sono rilevate nella voce di conto economico “Altri proventi (oneri) operativi”⁴⁷.

⁴⁷ Per un maggiore dettaglio si rinvia alla Relazione Eni ai paragrafi “Altri proventi (oneri) operativi” e “Proventi (oneri) finanziari” della sezione del Conto Economico.

8.3. Il conto economico

(ml)	2017	2016
RICAVI		
Ricavi della gestione caratteristica	66.919	55.762
Altri ricavi e proventi	4.058	931
Totale ricavi	70.977	56.693
COSTI		
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(52.461)	(44.124)
Costo lavoro	(2.951)	(2.994)
Altri proventi (oneri) operativi	(32)	16
Ammortamenti	(7.483)	(7.559)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	225	475
Radiazioni	(263)	(350)
UTILE (PERDITA) OPERATIVO	8.012	2.157
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI		
Proventi finanziari	3.924	5.850
Oneri finanziari	(5.886)	(6.232)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	(111)	(21)
Strumenti finanziari derivati	837	(482)
	(1.236)	(885)
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI		
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(267)	(326)
Altri proventi (oneri) su partecipazioni	335	(54)
	68	(380)
UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE	6.844	892
Imposte sul reddito	(3.467)	(1.936)
Utile (perdita) netto - Continuing operations	3.377	(1.044)
Utile (perdita) netto - Discontinued operations		(413)
Utile (perdita) netto	3.377	(1.457)
Di competenza Eni:		
- continuing operations	3.374	(1.051)
- discontinued operations		(413)
	3.374	(1.464)
Interessenze di terzi:		
- continuing operations	3	7
- discontinued operations		
	3	7

Nel 2017 il Gruppo Eni ha conseguito un utile netto di 3.377 ml rispetto alla perdita di 1.457 ml del 2016. L'utile netto di competenza Eni di 3.374 ml è in aumento di 4.838 ml rispetto al 2016 che si sostanzia in una perdita di 1.464 ml (il risultato 2016 comprende la perdita delle *discontinued operations* di 413 ml dovuta alla svalutazione di 441 ml della partecipazione Saipem per allineamento al *fair value* rappresentato dalla capitalizzazione di borsa alla data della perdita del controllo il 22 gennaio 2016).

L'utile netto di competenza degli azionisti Eni è aumentato per effetto essenzialmente: del contributo del settore E&P che ha raggiunto un livello produttivo medio annuo più elevato rispetto agli anni precedenti arrivando a circa 1,82 milioni di boe/giorno e ad un utile operativo *adjusted* raddoppiato facendo leva sulla riduzione del *time-to-market* delle riserve, i continui successi esplorativi, il controllo della spesa operativa e la selezione degli investimenti di sviluppo diminuiti del 40 per cento rispetto al punto di riferimento del 2014. Inoltre il settore G&P ha raggiunto con un anno di anticipo l'obiettivo di risultato positivo strutturale grazie alle rinegoziazioni dei contratti *long-term*, alla riduzione dei costi di logistica e alle buone *performance* dei *business* a valore aggiunto (GNL, *trading* di *commodity* e *retail*). I *business* R&M e Chimica chiudono l'anno con un utile operativo *adjusted* record di 991 ml, che riflette il complessivo processo di ristrutturazione messo in atto con l'ottimizzazione dell'assetto impiantistico, l'efficienza nei costi e lo spostamento del mix produttivo su segmenti a maggiore valore aggiunto (*specialties*, produzioni verdi), conseguendo la riduzione del margine di *break-even* delle raffinerie al di sotto dei 4 \$/barile e il miglioramento della redditività media dei prodotti chimici.

Peraltro, la gestione industriale del 2017 ha beneficiato di uno scenario caratterizzato dalla ripresa del prezzo di riferimento del *Brent* in particolare nella parte finale dell'anno, sostenuto dal migliore bilanciamento dei fondamentali con la domanda in crescita trainata dalla ripresa economica e l'eccesso d'offerta mitigato dai tagli produttivi dell'OPEC e di altri Paesi. In media annua il prezzo di riferimento del *Brent* segna un recupero del 24 per cento rispetto al periodo di confronto.

Tali fattori sono stati parzialmente compensati dall'indebolimento del dollaro rispetto all'euro, dal minore apprezzamento dei prezzi di realizzo medi Eni rispetto al *Brent*, la cui ripresa non ha ancora interessato i prezzi del gas dato il lasso temporale delle formule *oil-linked*.

Il margine *benchmark* dell'attività di raffinazione Eni (*Standard Eni Refining Margin - SERM*) che approssima il sistema e i bilanci materia delle raffinerie Eni ha incrementato il suo valore (+19 per cento) attestandosi al 5 \$/bl, rispetto all'obiettivo Eni di margine di *break-even* traguardato nel 2017 al di sotto dei 4 \$/bl.

Inoltre il risultato ha beneficiato della normalizzazione del *tax rate* dal 217 per cento al 51 per cento dovuta alla migliorata redditività della E&P che ha consentito una maggiore fiscalizzazione dei costi riconosciuti anche nei contratti di PSA e di ridurre l'incidenza dei costi non deducibili, nonché di proventi straordinari netti di 1.116 ml (839 ml dopo le imposte)

riferiti principalmente alle plusvalenze connesse all'implementazione del *Dual Exploration Model* con la definizione delle cessioni del 40 per cento del progetto Zohr e dell'*interest* del 25 per cento nel permesso esplorativo in sviluppo dell'Area 4 in Mozambico rilevando plusvalenze nette di 2.739 ml (3.266 ml al lordo del relativo effetto fiscale), assorbite per circa due terzi da oneri straordinari netti.

Il miglioramento dell'utile di bilancio ha determinato l'emersione di un utile netto per azione, come mostra il prospetto analitico che segue⁴⁸:

	2017	2016
Utile per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (ammontare in euro per azione) - semplice e diluito	0,94	(0,41)

UTILE NETTO ADJUSTED

La utile netto *adjusted* di competenza degli azionisti Eni è di 2.379 ml, in aumento di 2.719 ml rispetto al 2016 che chiudeva con la perdita di 340 ml per effetto: (i) del miglioramento gestionale, (ii) del sensibile ridimensionamento del tax rate (dal 121 per cento al 57 per cento) dovuto: (a) alla migliorata redditività della E&P che ha consentito una maggiore fiscalizzazione dei costi riconosciuti anche nei contratti di PSA, nonché ha ridotto l'incidenza dei costi non deducibili, e (b) alla rilevazione di imposte differite attive in connessione con l'avvio della fase esecutiva del progetto Coral in Mozambico e con lo *start-up* produttivo in Ghana nella prima metà dell'anno.

⁴⁸ Nel quale l'utile per azione semplice è determinato dividendo l'utile dell'esercizio di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie. Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione è stato di 3.601.140.133 rispettivamente negli esercizi 2017 e 2016.

L'utile per azione diluito è determinato dividendo l'utile dell'esercizio di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie, incrementate del numero delle azioni che potenzialmente potrebbero essere messe in circolazione.

Al 31 dicembre 2017 le azioni che potenzialmente potrebbero essere messe in circolazione riguardano le azioni assegnate a fronte del piano ILT azionario. Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione utilizzate ai fini del calcolo dell'utile per azione diluito è di 1.691.413 per l'esercizio 2017. Nell'anno 2016 non ci sono azioni di potenziale emissione con effetti diluitivi sui risultati.

RICAVI

Ricavi della gestione caratteristica

Vengono evidenziati nella tabella che segue per settori di attività:

(ml)	2017	2016	Var. ass.	Var. per cento
Exploration & Production	19.525	16.089	3.436	21,4
Gas & Power	50.623	40.961	9.662	23,6
Refining & Marketing e Chimica	22.107	18.733	3.374	18,0
Corporate e altre attività	1.462	1.343	119	8,9
Elisioni di consolidamento	(26.798)	(21.364)	(5.434)	
Ricavi della gestione caratteristica	66.919	55.762	11.157	20,0

I ricavi della gestione caratteristica conseguiti nel 2017 (66.919 ml) sono aumentati di 11.157 ml rispetto al 2016 (+20 per cento) grazie alla ripresa dei prezzi delle commodity energetiche.

I ricavi del settore Exploration & Production (19.525 ml) sono aumentati di 3.436 ml (+21,4 per cento) per effetto della ripresa dei prezzi di realizzo in dollari del petrolio e del gas (+27,8 per cento e +12,8 per cento, rispettivamente) in relazione all'andamento del marker Brent e della ripresa dei mercati di riferimento. I ricavi del settore Gas & Power (50.623 ml) sono aumentati di 9.662 ml (+23,6 per cento) per effetto della ripresa del prezzo del gas e dell'elettricità e, per quanto riguarda il *trading* di *commodity*, anche per effetto dell'incremento dei prezzi di olio e prodotti petroliferi e dei volumi commercializzati. I ricavi del settore Refining & Marketing e Chimica (22.107 ml) sono aumentati di 3.374 ml (+18 per cento) per effetto della ripresa delle quotazioni di riferimento delle *commodity*. I prezzi medi di benzina e gasolio registrano un incremento rispettivamente del 19 per cento e 24 per cento. In aumento del 16 per cento i prezzi medi unitari di vendita della chimica trainati dalla ripresa dei monomeri (+27 per cento intermedi e +13 per cento polimeri).

Altri ricavi*Altri ricavi e proventi*

Gli altri ricavi e proventi di 4.058 ml comprendono le plusvalenze sulla cessione di immobilizzazioni tecniche e proventi miscelanei. L'entità di tali proventi riflette la rilevazione delle plusvalenze realizzate sulla cessione del 40 per cento dell'asset Zohr in Egitto (1.281 ml) e dell'*interest* del 25 per cento nell'Area 4 in fase di sviluppo nell'*offshore* del Mozambico (1.985 ml).

COSTI OPERATIVI***Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi***

La posta, di 52.461 ml, si è incrementata, nell'esercizio in esame, di 8.337 ml per effetto essenzialmente dell'aumento del costo degli idrocarburi approvvigionati (gas da contratti *long-term* e cariche petrolifere e petrolchimiche).

Costo del lavoro

Il costo lavoro di 2.951 ml è diminuito di 43 ml rispetto al 2016 per effetto principalmente del decremento dell'occupazione media e dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro USA e alla sterlina inglese.

Ammortamenti, svalutazioni, riprese di valore e radiazioni

Ammontanti complessivamente a 7.521 ml, sono incrementati di 87 ml essenzialmente nel settore E&P in seguito alla riduzione degli investimenti di sviluppo e all'apprezzamento dell'euro, parzialmente compensati degli avvii di nuovi progetti, e nel *business Refining & Marketing* per il *write-off*, iscritto nel bilancio 2016, delle unità danneggiate dell'impianto EST in seguito all'evento occorso a dicembre 2016.

UTILE OPERATIVO

Il saldo operativo nel 2017, pari ad un utile di 8.012 ml, ha fatto registrare un miglioramento di 5.855 ml rispetto al 2016.

Nella tabella che segue ne è specificato il riferimento ai vari settori di attività nel biennio; la tabella evidenzia come l'aumento più rilevante in assoluto sia stato quello del settore E&P.

(ml)	2017	2016	Var.ass.
<i>Exploration & Production</i>	7.651	2.567	5.084
Gas & Power	75	(391)	466
<i>Refining & Marketing</i> e Chimica	981	723	258
Corporate e altre attività	(668)	(681)	13
Effetto eliminazione utili interni	(27)	(61)	34
Utile (perdita) operativo	8.012	2.157	5.855

L'utile operativo *adjusted* (che, come è noto, si calcola escludendo l'utile di magazzino e le voci