

Produzione giornaliera di idrocarburi^{(a)(b)}

Società consolidate	2017			2016			2015		
	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)
Italia	53	12,5	134	47	13,3	133	69	15,5	169
Resto d'Europa	102	13,5	189	109	14,1	201	85	15,6	185
Croazia		0,5	3		0,7	5		0,6	4
Norvegia	81	7,5	129	86	7,3	133	57	7,5	105
Regno Unito	21	5,5	57	23	6,1	63	28	7,5	76
Africa Settentrionale	158	49,6	479	165	45,2	458	172	46,1	469
Algeria	68	3,3	90	77	3,3	98	79	2,7	96
Libia	87	46,0	384	84	41,5	353	89	43,0	365
Tunisia	3	0,3	5	4	0,4	7	4	0,4	8
Egitto	72	24,4	230	76	16,9	185	96	14,4	189
Africa Sub-Sahariana	247	12,6	327	247	13,2	333	256	13,3	341
Angola	119	1,3	126	108	1,4	118	96	0,9	101
Congo	63	3,2	83	71	4,2	98	78	3,9	103
Ghana	8	0,1	9						
Nigeria	57	8,0	109	68	7,6	117	82	8,5	137
Kazakhstan	83	7,5	132	65	7,2	111	56	6,2	95
Resto dell'Asia	53	9,8	116	78	7,0	123	77	8,2	130
Cina	2		2	2		2	3		3
India								0,1	1
Indonesia	3	5,3	38	3	1,4	12	2	1,5	12
Iran							22		22
Iraq	40	0,6	43	64	0,5	67	40		40
Pakistan		3,7	24		4,9	32		6,4	41
Turkmenistan	8	0,2	9	9	0,2	10	10	0,2	11
America	63	5,5	99	69	7,3	116	75	7,3	122
Ecuador	12		12	10		10	11		11
Stati Uniti	51	3,9	77	59	5,3	93	64	5,3	98
Trinidad e Tobago		1,6	10		2,0	13		2,0	13
Australia e Oceania	2	3,0	22	3	3,2	24	5	3,2	26
Australia	2	3,0	22	3	3,2	24	5	3,2	26
	833	138,4	1.728	859	127,4	1.684	891	129,8	1.726
Società in joint venture e collegate									
Angola	3	2,5	20	1	0,8	6			
Indonesia	1	0,3	3	1	0,6	4	1	0,7	5
Tunisia	3	0,1	4	3	0,1	4	4	0,2	4
Venezuela	12	7,7	61	14	7,2	61	12	1,9	25
	19	10,6	88	19	8,7	75	17	2,8	34
Totale	852	149,0	1.816	878	136,1	1.759	908	132,6	1.760

(a) Include la quota Eni della produzione delle società collegate e joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto.

(b) Comprende la quota di gas naturale utilizzata come autoconsumo (14,9, 13,5 e 11,2 milioni di metri cubi/giorno, rispettivamente nel 2017, 2016 e 2015).

42 ANDAMENTO OPERATIVO | EXPLORATION & PRODUCTION

Eni Relazione Finanziaria Annuale 2017

POZZI PRODUTTIVI

Nel 2017 i pozzi dedicati alla produzione di idrocarburi sono 9.147 (3.725,5 in quota Eni). In particolare i pozzi produttivi di petrolio sono pari a 6.492 (2.520,3 in quota Eni); i pozzi in produzione di gas naturale sono pari a 2.655 (1.205,2 in quota Eni).

Nella tabella seguente sono riportati il numero dei pozzi in produzione, come previsto dalle disposizioni del FASB Extractive Activities - oil&gas (Topic 932).

Pozzi produttivi^(a)

	(numero)	2017			
		Petrolio		Gas naturale	
		totali	in quota Eni	totali	in quota Eni
Italia	231,0	184,7	573,0	495,7	
Resto d'Europa	378,0	65,0	177,0	92,2	
Africa Settentrionale	687,0	284,5	90,0	48,9	
Egitto	1.186,0	729,4	139,0	46,8	
Africa Sub-Sahariana	2.786,0	585,7	330,0	29,1	
Kazakhstan	205,0	55,6			
Resto dell'Asia	739,0	477,5	1.032,0	402,0	
America	273,0	134,1	296,0	86,7	
Australia e Oceania	7,0	3,8	18,0	3,8	
		6.492,0	2.520,3	2.655,0	1.205,2

[a] Include 1.960 (716,2 in quota Eni) pozzi dove insistono più completamenti sullo stesso foro (pozzi a completamento multiplo). L'attività perforativa a completamento multiplo consente di produrre temporaneamente da diverse formazioni di idrocarburi mineralizzate a petrolio e gas attraverso un unico pozzo.

ATTIVITÀ DI DRILLING

ESPLORAZIONE

Nel 2017 sono stati ultimati 25 nuovi pozzi esplorativi (15,9 in quota Eni), a fronte dei 16 nuovi pozzi esplorativi (10,2 in quota Eni) del 2016 e dei 29 nuovi pozzi esplorativi (19,1 in quota Eni) del 2015. Nelle tabelle seguenti sono riportati il numero dei pozzi esplorativi classificati di successo commerciale, sterili e in progress come

previsto dalle disposizioni del FASB Extractive Activities - oil&gas (Topic 932).

Il coefficiente di successo commerciale per l'intero portafoglio pozzi è stato del 60% (52% in quota Eni), a fronte del 50% (50% in quota Eni) del 2016 e del 16,7% (25,1% in quota Eni) del 2015.

Perforazione esplorativa

	(numero)	Pozzi completati ^(a)						Pozzi in progress ^(b)	
		2017		2016		2015		2017	
		successo commerciale	sterili ^(c)	successo commerciale	sterili ^(c)	successo commerciale	sterili ^(c)	totale	in quota Eni
Italia							4,0	2,3	
Resto d'Europa		1,2	1,3	0,1	0,4		9,0	2,5	
Africa Settentrionale		0,5		0,5	1,0		7,0	6,5	
Egitto		2,5	5,4	5,5	0,8	3,3	4,8	4,9	
Africa Sub-Sahariana		2,9	0,3	0,1	1,1	0,6	2,9	14,1	
Kazakhstan							6,0	1,1	
Resto dell'Asia					0,9		3,4	11,0	
America		0,5			1,0	1,0	0,3	5,0	
Australia e Oceania							1,0	0,3	
		7,6	7,0	6,2	6,2	4,9	14,6	41,2	

[a] Numero di pozzi in quota Eni.

[b] Includono i pozzi temporaneamente sospesi e in attesa di valutazione.

[c] Un pozzo sterile è un pozzo esplorativo o di sviluppo dal quale non è possibile produrre una quantità sufficiente di petrolio o gas naturale tale da giustificarne il completamento.

SVILUPPO

Nel 2017 sono stati ultimati 178 nuovi pozzi di sviluppo (90,7 in quota Eni) a fronte dei 296 nuovi pozzi di sviluppo (118,7 in quota Eni) del 2016 e dei 335 (132,4 in quota Eni) del 2015.

La riduzione del numero di pozzi di sviluppo rispetto il 2016 riflette la finalizzazione delle attività in alcuni grandi progetti avviati in produzione nel corso del 2017.

È attualmente in corso la perforazione di 49 pozzi di sviluppo (22,9 in quota Eni).

Nelle tabelle seguenti sono riportati il numero dei pozzi di sviluppo classificati come produttivi, sterili, in progress e i pozzi in produzione, come previsto dalle disposizioni del FASB Extractive Activities -oil&gas (Topic 932).

Perforazione di sviluppo

(numero)	Pozzi completati ^(a)						Pozzi in progress	
	2017		2016		2015		2017	
	produttivi	sterili ^(b)	produttivi	sterili ^(b)	produttivi	sterili ^(b)	totale	in quota Eni
Italia	2,6		4,0		6,0		1,0	1,0
Resto d'Europa	2,7	0,2	5,6		10,2	0,1	5,0	0,8
Africa Settentrionale	5,1		6,2	0,7	4,5		10,0	5,5
Egitto	49,7	2,3	32,4	0,5	26,0	2,8	10,0	5,4
Africa Sub-Sahariana	8,6		21,2	0,2	22,0	2,5	21,0	9,6
Kazakhstan	1,2		4,6		4,7		2,0	0,6
Resto dell'Asia	15,0	0,2	31,6	0,5	29,7	5,9		
America	3,1		9,9	1,3	17,4	0,1		
Australia e Oceania					0,5			
	88,0	2,7	115,5	3,2	121,0	11,4	49,0	22,9

(a) Numero di pozzi in quota Eni.

(b) Un pozzo sterile è un pozzo esplorativo o di sviluppo dal quale non è possibile produrre una quantità sufficiente di petrolio o gas naturale tale da giustificare il completamento.

SUPERFICI

Nel 2017 Eni ha condotto operazioni in 46 Paesi dei cinque continenti. Al 31 dicembre 2017 il portafoglio minerario di Eni consiste in 756 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo con una superficie totale di 414.918 chilometri quadrati in quota Eni (323.896 chilometri quadrati in quota Eni al 31 dicembre 2016). La superficie sviluppata è di 31.038 chilometri quadrati e la superficie non sviluppata è di 383.880 chilometri quadrati in quota Eni.

Nel 2017 le principali variazioni derivano: (i) dall'acquisto di nuovi titoli principalmente in Cipro, Costa d'Avorio, Kazakhstan, Maroc-

co, Messico ed Oman per una superficie di circa 97.200 chilometri quadrati; (ii) dal rilascio di licenze principalmente in Kenya, Pakistan, Ucraina, Norvegia, Regno Unito, Egitto e Stati Uniti per circa 6.700 chilometri quadrati; (iii) dall'incremento di superficie netta per variazioni di quota principalmente in Kenya e Australia, per circa 6.800 chilometri quadrati; e (iv) dalla riduzione di superficie netta per rilascio parziale in Indonesia, Gabon, Egitto e Pakistan e per variazioni di quota principalmente in Mozambico ed Egitto, per circa 6.300 chilometri quadrati.

44 ANDAMENTO OPERATIVO | EXPLORATION & PRODUCTION

Eni Relazione Finanziaria Annuale 2017

Principali aree sviluppate e non sviluppate

	31 dicembre 2016	31 dicembre 2017						
	Totale Sup. netta ^(a)	Numero titoli	Sup. lorda sviluppata ^{(a)(b)}	Sup. lorda non sviluppata ^(a)	Totale Sup. lorda ^(a)	Sup. netta sviluppata ^{(a)(b)}	Sup. netta non sviluppata ^(a)	Totale Sup. netta ^(a)
EUROPA	45.380	280	15.232	59.373	74.605	10.414	40.792	51.206
Italia	16.767	144	10.011	10.321	20.332	8.351	8.029	16.380
Resto d'Europa	28.613	136	5.221	49.052	54.273	2.063	32.763	34.826
Cipro	10.018	6		23.858	23.858		17.967	17.967
Croazia	987	2	1.975		1.975	987		987
Groenlandia	1.909	2		4.890	4.890		1.909	1.909
Montenegro	614	1		1.228	1.228		614	614
Norvegia	2.608	54	2.337	4.403	6.740	462	1.655	2.117
Portogallo	3.182	3		4.547	4.547		3.182	3.182
Regno Unito	6.328	60	909	5.298	6.207	614	5.191	5.805
Altri Paesi	2.967	8		4.828	4.828		2.245	2.245
AFRICA	152.676	264	46.319	260.611	306.930	11.723	150.258	161.981
Africa Settentrionale	18.727	65	8.735	38.707	47.442	3.626	22.171	25.797
Algeria	1.179	42	3.172	187	3.359	1.110	31	1.141
Libia	13.294	11	1.963	24.673	26.636	958	12.336	13.294
Marocco	2.696	2		13.847	13.847		9.804	9.804
Tunisia	1.558	10	3.600		3.600	1.558		1.558
Egitto	10.665	54	5.692	19.683	25.375	2.131	7.061	9.192
Africa Sub-Sahariana	123.284	145	31.892	202.221	234.113	5.966	121.026	126.992
Angola	4.367	58	8.098	12.953	21.051	1.027	3.340	4.367
Congo	1.168	25	1.430	1.320	2.750	843	628	1.471
Costa d'Avorio	286	3		4.010	4.010		2.905	2.905
Gabon	6.217	4		5.283	5.283		5.283	5.283
Ghana	579	3	226	1.127	1.353	100	479	579
Kenya	41.173	6		50.677	50.677		43.948	43.948
Liberia	585	1		2.341	2.341		585	585
Mozambico	1.956	6		3.911	3.911		978	978
Nigeria	7.370	34	22.138	8.631	30.769	3.996	3.374	7.370
Sud Africa	26.279	1		65.505	65.505		26.202	26.202
Altri Paesi	33.304	4		46.463	46.463		33.304	33.304
ASIA	109.761	60	14.560	286.866	301.426	5.058	178.971	184.029
Kazakhstan	869	7	2.391	3.890	6.281	442	1.101	1.543
Resto dell'Asia	108.892	53	12.169	282.976	295.145	4.616	177.870	182.486
Cina	7.069	8	??	7.141	7.218	13	7.141	7.154
India	5.244	1		13.110	13.110		5.244	5.244
Indonesia	25.181	14	4.949	26.892	31.841	1.990	20.899	22.889
Iraq	446	1	1.074		1.074	446		446
Myanmar	13.558	4		24.080	24.080		13.558	13.558
Oman		1		90.760	90.760		77.146	77.146
Pakistan	8.746	13	5.869	11.486	17.355	1.987	5.414	7.401
Russia	20.862	3		62.592	62.592		20.862	20.862
Timor Leste	1.230	1		1.538	1.538		1.230	1.230
Turkmenistan	180	1	200		200	180		180
Vietnam	23.132	5		30.777	30.777		23.132	23.132
Altri Paesi	3.244	1		14.600	14.600		3.244	3.244
AMERICA	5.696	139	4.854	9.626	14.480	3.134	3.507	6.641
Ecuador	1.985	1	1.985		1.985	1.985		1.985
Messico	67	6		1.657	1.657		1.146	1.146
Stati Uniti	1.186	117	1.226	879	2.105	586	466	1.052
Trinidad e Tobago	66	1	382		382	66		66
Venezuela	1.066	6	1.261	1.543	2.804	497	569	1.066
Altri Paesi	1.326	8		5.547	5.547		1.326	1.326
AUSTRALIA E OCEANIA	10.383	13	1.140	15.567	16.707	709	10.352	11.061
Australia	10.383	13	1.140	15.567	16.707	709	10.352	11.061
Totale	323.896	756	82.105	632.043	714.148	31.038	383.880	414.918

(a) Chilometri quadrati.

(b) La superficie sviluppata si riferisce a quei titoli per i quali almeno una porzione dell'area è in produzione o contiene riserve certe sviluppate.

PRINCIPALI INIZIATIVE DI ESPLORAZIONE E DI SVILUPPO

ITALIA

Il 18 luglio 2017 Eni ha riavviato l'attività petrolifera presso il Centro Olio Val d'Agri ("COVA") avendo ricevuto le necessarie autorizzazioni da parte della Regione Basilicata, una volta completati gli accertamenti e le verifiche che hanno confermato l'integrità dell'impianto e la presenza delle condizioni di sicurezza. L'interruzione dell'attività del COVA avveniva il 18 aprile 2017. Maggiori informazioni sono fornite nella nota al Bilancio consolidato n. 38 "Garanzie, impegni e rischi".

Nel corso dell'anno sono stati completati 10 dei 35 progetti avviati nell'ambito dell'Addendum 2014 al protocollo di accordo con la Regione Basilicata, con iniziative di natura ambientale, sociale nonché programmi per lo sviluppo sostenibile. Inoltre sono stati avviati progetti di Alternanza Scuola-Lavoro e di Apprendistato di Primo Livello. Proseguono gli impegni definiti dall'Accordo Gas per l'erogazione di un contributo a sostegno della spesa per il consumo di gas nei Comuni della Val d'Agri e per programmi di efficientamento energetico.

Nell'offshore Adriatico le iniziative di sviluppo hanno riguardato: (i) la manutenzione e l'ottimizzazione della produzione principalmente nei campi di Barbara e Porto Garibaldi-Agostino; (ii) l'avvio del progetto Poseidon, realizzato in collaborazione con Enti e Istituti scientifici nazionali, con l'obiettivo di convertire alcune piattaforme in stazioni scientifiche per lo studio dell'ambiente marino; e (iii) nell'ambito degli accordi con il comune di Ravenna, sono proseguite le attività dei progetti di tutela ambientale ed iniziative di formazione a supporto dell'occupazione giovanile attraverso l'avvio di programmi di Alternanza Scuola-Lavoro e di Apprendistato di Primo Livello.

Nell'ambito del Protocollo d'Intesa per l'area di Gela, firmato nel novembre 2014 presso il Ministero dello Sviluppo Economico, proseguono le attività per lo sviluppo dei giacimenti offshore Argo e Cassiopea. È stato presentato alle competenti autorità un progetto di ottimizzazione delle attività con l'obiettivo di minimizzare l'impatto ambientale. L'ottimizzazione del piano di sviluppo prevede importanti sinergie con la Raffineria di Gela attraverso il recupero di alcune aree già bonificate per la realizzazione degli impianti di trattamento del gas. Le attività programmate sono in attesa di autorizzazione da parte delle competenti autorità. Inoltre nell'ambito delle iniziative di sviluppo sostenibile previste dal Protocollo d'Intesa in accordo con il comune di Gela e la Regione Sicilia sono: (i) stati firmati accordi attuativi per la riqualifica del territorio e il rilancio delle attività economiche; e (ii) proseguiti i progetti di Alternanza Scuola-Lavoro, di Apprendistato di Primo Livello, le iniziative contro la dispersione scolastica e borse di studio universitarie.

RESTO D'EUROPA

Norvegia L'attività esplorativa ha avuto esito positivo: (i) con la scoperta Cape Vulture a gas e olio nelle licenze PL128/128D (Eni 11,5%) nel Mare di Norvegia, in prossimità degli impianti in produzione del giacimento Norne (Eni 6,9%). La scoperta è stimata in circa 130 milioni di boe in posto; e (ii) con la scoperta Kayak nella licenza PL532 (Eni 30%) nel Mare di Barents, mineralizzata a olio. Quest'ultimo pozzo si trova in prossimità dell'area in sviluppo denominata Johan Castberg sempre nella medesima licenza. La stima preliminare delle dimensioni della scoperta Kayak sono di 220 milioni di boe in posto.

Le recenti scoperte rappresentano un altro importante risultato della strategia near-field che permette, in caso di successo, la veloce messa in produzione delle riserve grazie alle sinergie con le infrastrutture produttive.

È stata raggiunta la Final Investment Decision (FID) del progetto di sviluppo del giacimento Johan Castberg (Eni 30%) nel Mare di Barents. L'area è stimata contenere circa 450-650 milioni di boe di risorse recuperabili. Lo start-up è previsto nel 2022.

Le attività di sviluppo hanno riguardato principalmente: (i) la perforazione e successiva messa in produzione di due nuovi pozzi iniettori e di un pozzo produttore nel giacimento di Goliat (Eni 65%, operatore); e (ii) attività di infilling a sostegno della produzione nei giacimenti Ekofisk e Eldfisk (Eni 12,39%) nel Mare del Nord e Heidrun (Eni 5,17%), Asgard (Eni 14,82%) e Norne nel Mare Norvegese.

AFRICA SETTENTRIONALE

Algeria Nel giugno 2017 è stato firmato l'accordo di estensione contrattuale per 15 anni dei giacimenti del Blocco 403 (Eni 50%). L'accordo prevede la possibilità di sviluppo del potenziale gas dell'area anche attraverso l'utilizzo delle facility di trattamento del progetto MLE del Blocco 405b (Eni 75%). Inoltre è prevista la possibilità di estensione contrattuale per ulteriori 10 anni. L'accordo ha ricevuto tutte le necessarie autorizzazioni previste dal Paese.

Nel dicembre 2017 Eni e la compagnia di stato Sonatrach hanno firmato un Memorandum d'Intesa nello sviluppo di progetti nel settore delle rinnovabili. In particolare l'accordo prevede la realizzazione e studi di fattibilità di unità di produzione di energia solare in aree produttive operate dalla stessa compagnia di stato. L'accordo conferma l'impegno Eni di promuovere lo sviluppo sostenibile nei Paesi in cui opera nell'ambito della strategia di transizione energetica che include l'utilizzo sempre maggiore di energia da fonti rinnovabili. Inoltre nel corso dell'anno sono state avviate le attività per la realizzazione di un impianto fotovoltaico di 10 Megawatt per la fornitura di energia elettrica al giacimento di Bir Rebaa Nord, nel Blocco 403, così come previsto dagli accordi definiti.

Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) attività di infilling e ottimizzazione della produzione dei campi di Zea nei Blocchi 403 a/d (Eni dal 55% al 100%) e ROD e SF/SFNE nei Blocchi 401a/402a (Eni 55%); (ii) attività di workover sui giacimenti BRN, BRW e BRWS nel Blocco 403 e HBNS, HBNN e Ourhoud nel Blocco 404 (Eni 12,25%); (iii) nel Blocco 405b, il completamento dell'impianto di trattamento, con capacità pari a 32 mila barili/giorno, del progetto CAFI olio, il proseguimento delle attività di drilling pianificate nell'area nonché attività di infilling sul progetto MLE; e (iv) il proseguimento dello sviluppo del campo di El Merk nel Blocco 208 (Eni 12,25%), con la perforazione di pozzi produttori e di water injection.

Libia L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nell'area contrattuale D (Eni 50%) con una nuova scoperta a gas e condensati. La scoperta è situata in prossimità dei campi in produzione di Bouri (Eni 50%) e di Bahr Essalam (Eni 50%). Il successo esplorativo rientra nella strategia Eni di esplorazione near-field che, in caso di successo, permette di sfruttare le sinergie con le infrastrutture produttive esistenti riducendo il tempo di messa in produzione della scoperta e permettendo di fornire nuova produzione di gas destinata al mercato locale e all'export. Nell'aprile 2017, le Autorità del Paese hanno esteso il periodo esplorativo della licenza fino al 2019.

Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) l'installazione, il commissioning e l'avvio produttivo di una nuova FSO nel giacimento di Bouri; (ii) la seconda fase di sviluppo del giacimento Bahr Essalam. Sono state avviate le attività di installazione delle facility offshore e il completamento dei pozzi. Lo schema di sviluppo prevede la perforazione e il completamen-

to di dieci pozzi produttivi. Lo start-up è previsto nel corso del 2018; e (iii) la perforazione e allacciamento di due ulteriori pozzi produttivi nel giacimento Wafa (Eni 50%). Sono in corso le attività di upgrading della capacità di compressione di Wafa per sostenere la produzione di gas naturale con completamento previsto nel 2018.

Nel marzo 2017 è stato firmato un Memorandum of Understanding per la realizzazione di interventi nell'ambito della salute ed educazione nelle comunità locali. In particolare sono stati definiti i primi due programmi di intervento: (i) ristrutturazione della clinica presso l'area di Jalo; e (ii) la realizzazione di una pipeline per l'impianto di desalinizzazione per fornire acqua potabile alle comunità dell'area. Inoltre Eni è impegnata in altri programmi a supporto delle comunità del Paese con: (i) iniziative in ambito sanitario e di accesso all'acqua e all'energia nelle aree produttive di Bu Attifel ed El Feel; e (ii) programmi di formazione in ambito medico e nel settore oil&gas.

EGITTO

L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con i pozzi near-field di Meleiha South 1X, Aman East 1X e Karnak Deep 1X mineralizzati a olio, nella concessione Meleiha (Eni 76%). Le scoperte sono state collegate alle facility produttive presenti nell'area.

Nell'ambito della strategia Eni di Dual Exploration che consente di perseguire contemporaneamente al rapido sviluppo delle riserve scoperte, la loro parziale diluizione al fine di anticiparne la monetizzazione del valore, è stata completata, con l'approvazione del governo egiziano, la cessione di una quota complessiva del 40% di Zohr nel blocco offshore di Shorouk. In particolare gli accordi di cessione hanno riguardato: (i) una quota del 10% a BP, per un ammontare pari a \$375 milioni e il rimborso pro-quota degli investimenti sostenuti per circa \$150 milioni; e (ii) una quota del 30% a Rosneft, per un ammontare di \$1.125 milioni e il rimborso pro-quota degli investimenti sostenuti per circa \$450 milioni. Nel marzo 2018 è stata definita la cessione di un'ulteriore quota del 10% del giacimento Zohr a Mubadala Petroleum, per un ammontare pari a \$934 milioni. Il completamento della transazione è subordinato alla realizzazione di alcune condizioni e di tutte le autorizzazioni previste.

Nel dicembre 2017, è stata avviata in meno di 2 anni e mezzo dalla scoperta, un tempo record per questa tipologia di giacimento, la produzione a gas di Zohr (Eni 60%, operatore), attraverso pozzi e facility sottomarine. La produzione è attualmente convogliata tramite sealline al primo treno di trattamento del nuovo impianto onshore con una capacità di circa 10 milioni di metri cubi/giorno. Lo schema di progetto di Zohr prevede la realizzazione di altri 7 treni di trattamento gas che consentiranno il ramp-up della produzione fino a raggiungere il livello di plateau pari a circa 76 milioni di metri cubi/giorno. Proseguono le attività di sviluppo con le attività di drilling con progressivo avvio produttivo dei 20 pozzi pianificati, di cui 6 attualmente completati; e la costruzione delle facility di trattamento. Il giacimento ha un potenziale di oltre 850 miliardi di metri cubi di gas in posto (circa 5,5 miliardi di boe).

Al 31 dicembre 2017 i costi di sviluppo capitalizzati nell'attivo patrimoniale relativi al progetto Zohr ammontano a \$3 miliardi pari a €2,5 miliardi al cambio euro/dollaro al 31 dicembre 2017. Gli investimenti previsti a piano per la fase di ramp-up della produzione di Zohr saranno finanziati con il cash-flow operativo allo scenario del marker Brent di Eni.

Al 31 dicembre 2017 le riserve certe del giacimento Zohr di competenza Eni sono pari a 695 milioni di boe.

Nell'ambito delle iniziative di social responsibility, è stata completata la ristrutturazione della clinica di El Garabaa, nei pressi delle facility produttive onshore di Zohr, e la fornitura di tutte le necessarie attrezzature medico-sanitarie. Nel marzo 2017 è stato firmato con le Autorità locali

un Memorandum of Understanding. L'accordo, che affianca le attività di sviluppo, è finalizzato ad implementare nel corso dei prossimi quattro anni diverse iniziative di supporto socio-economico e sanitario delle comunità locali nell'area di Zohr e Port Said. I programmi, per un valore complessivo di \$20 milioni, saranno completamente finanziati da Eni e dai suoi partner del progetto Zohr. Sono state identificate tre principali aree di intervento: (i) acquacoltura e attività ittiche; (ii) progetti sanitari; e (iii) programmi a supporto dei giovani. Nel 2018 è prevista la costruzione di una clinica e di un centro giovanile nella zona sud-occidentale di Port Said; l'avvio delle attività per un centro di acquacoltura prossimo agli impianti onshore di Zohr.

È stato sanzionato il progetto offshore di sviluppo Baltim South West (Eni 50%, operatore) nel Delta del Nilo che prevede la messa in produzione di 6 pozzi attraverso l'installazione di una piattaforma produttiva e facility di collegamento all'impianto esistente di trattamento gas nell'area di Nooros (Eni 75%).

Le altre attività di sviluppo hanno riguardato: (i) attività di infilling e ottimizzazione della produzione nelle concessioni del Golfo di Suez (Eni 100%), North Port Said (Eni 50%) e Meleiha (Eni 76%); e (ii) lo start-up di tre pozzi addizionali e il completamento della seconda e della terza unità di trattamento del giacimento Nooros, con il conseguimento di un livello produttivo pari a circa 33 milioni di metri cubi/giorno.

AFRICA SUB-SAHARIANA

Angola Nel novembre 2017 è stato firmato con Sonangol un accordo che assegna a Eni il 48% ed il ruolo di operatore del blocco onshore di Cabinda North. Il blocco, in cui Eni partecipava in precedenza con il 15%, si trova in un bacino petrolifero poco esplorato nel nord del Paese, nel quale Eni potrà sfruttare le conoscenze minerarie acquisite dalle attività nelle aree adiacenti nella Repubblica del Congo. In caso di scoperte significative, la messa in produzione sarà facilitata dalla presenza di infrastrutture già esistenti. Inoltre, le due aziende hanno firmato un Memorandum of Understanding per la definizione di progetti congiunti su tutta la catena del valore dell'energia. In particolare sono previsti programmi nel downstream, nell'esplorazione, nella valorizzazione del gas associato e non associato e nel campo delle energie rinnovabili.

Nel febbraio 2017, è stata avviata la produzione del progetto East Hub nel Blocco 15/06 (Eni 36,84%, operatore), in anticipo di 5 mesi rispetto ai piani di sviluppo e con un time-to-market tra i migliori dell'industria. Lo start-up è stato conseguito con il collegamento del campo di Cabaça South East alla FPSO Olombendo. Lo sviluppo, nel rispetto della policy zero flaring e zero water discharge, include pozzi di iniezione acqua e gas. Nel medesimo Blocco è in produzione dalla fine del 2014 anche il progetto West Hub. Nel novembre 2017 è stata firmata l'estensione fino al 2020 dei diritti esplorativi nell'area; questo permetterà ad Eni di sfruttare tutto il potenziale esplorativo near-field in un bacino estremamente prolifico.

Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il completamento delle attività di progetto del giacimento a olio di Ochigufu, parte del piano di sviluppo del West Hub project nel Blocco 15/06. L'avvio produttivo è stato raggiunto nel marzo 2018, in un anno e mezzo dal conseguimento della FID; (ii) il progetto Vandumbu nel Blocco 15/06, con start-up previsto nel 2019; (iii) la perforazione dei pozzi di sviluppo del progetto in produzione Mafumeira Sul nel Blocco 0 (Eni 9,8%); e (iv) il completamento delle attività di sviluppo del progetto Kizomba Satellite Fase 2 e attività di infilling nel Blocco 15 (Eni 20%).

Eni è inoltre impegnata nell'implementazione di attività a supporto dello sviluppo socio-economico nella regione meridionale del Paese. In particolare, le iniziative in corso, definite insieme al Ministero

dell'Energia e delle Risorse Idriche, al Ministero della Salute e alle comunità locali, hanno riguardato: (i) un progetto integrato per migliorare l'accesso all'energia e all'acqua; (ii) progetti in ambito agricolo nonché programmi e attività di formazione nell'ambito della salute. Infine, Eni supporta il programma finalizzato allo sminamento e riqualifica delle aree rurali, in particolare nelle zone sud del Paese.

Congo Nel 2017 è proseguita la fase esecutiva del progetto in produzione Nené Marine Fase 2A nel blocco Marine XII (Eni 65%, operatore), attraverso: (i) l'installazione e avvio di una nuova piattaforma produttiva; (ii) la realizzazione di una nuova sealine per l'esportazione della produzione verso l'hub di Kitina (Eni 52%, operatore); e (iii) lo start-up di 7 ulteriori pozzi produttivi. Le attività di sviluppo a progetto includono la perforazione di ulteriori pozzi produttivi con start-up previsto nel 2018 e la realizzazione di una nuova sealine di collegamento verso l'hub di Litchendjili nel blocco Marine XII. Il programma di sviluppo dell'area è realizzato con l'obiettivo di raggiungere lo zero routine flaring attraverso la re-iniezione di gas e dell'acqua di produzione in giacimento e l'utilizzo del gas per la produzione dell'energia elettrica. Il completamento delle attività di sviluppo consentirà la valorizzazione del gas associato attraverso la fornitura alla centrale elettrica CEC (Eni 20%).

Nell'aprile 2017 è stata firmata l'estensione del gas sale agreement che regola la fornitura di gas del blocco Marine XII alla centrale elettrica CEC. Il nuovo accordo prevede inoltre la fornitura addizionale di un milione di metri cubi/giorno di gas.

Inoltre Eni è impegnata anche sulla tutela della biodiversità del Paese. In particolare nell'area produttiva di M'Boundi (Eni 83%, operatore), in collaborazione con ONG internazionali, prosegue un programma di salvaguardia della flora e della fauna delle aree adiacenti agli impianti di processo e di produzione.

Sono state avviate le attività della seconda fase del Progetto Integrato Hinda, con l'obiettivo di migliorare le condizioni di vita della popolazione che risiede in prossimità alle aree produttive di M'Boundi, Kouakouala, Zingali e Loufika. Il progetto definito prevede diverse iniziative per incentivare lo sviluppo socio-economico della popolazione attraverso programmi che promuovano la diversificazione economica, l'educazione primaria, l'accesso all'acqua ed interventi in ambito sanitario. Inoltre è stato avviato un progetto per la realizzazione di un centro di formazione e ricerca sulle energie rinnovabili a Oyo, nel nord del Paese.

Ghana È stato avviato in soli 2 anni e mezzo, in anticipo di 3 mesi rispetto al piano di sviluppo e con un time-to-market record, l'Integrated Oil&Gas Development Project, nel blocco Offshore Cape Three Points (OCTP) operato da Eni con una quota del 44,44%. Il progetto mediante l'utilizzo di una FPSO, produrrà fino a 85 mila boe/giorno attraverso 18 pozzi sottomarini. Proseguono le attività di sviluppo, in particolare nel 2017 sono stati completati e collegati tutti i pozzi destinati alla produzione di olio con il raggiungimento del picco produttivo pianificato di 45 mila barili/giorno in anticipo di circa un anno rispetto il piano di sviluppo. Il programma di sviluppo include anche l'invio del gas non associato a un impianto dedicato onshore che lo immetterà nella rete nazionale con una fornitura di circa 5 milioni di metri cubi/giorno. L'avvio è previsto dalla metà del 2018.

L'OCTP è l'unico progetto di sviluppo di gas non associato in acque profonde interamente dedicato al mercato domestico nell'Africa Sub-Sahariana, e garantirà al Ghana 15 anni di forniture affidabili di gas ad un prezzo competitivo, dando un contributo sostanziale all'accesso all'energia e allo sviluppo economico del Paese.

Il progetto è stato sviluppato in conformità ai requisiti più stringenti in materia ambientale, zero gas flaring e re-iniezione dell'acqua prodotta, compresi i Performance Standards on Environmental and Social Sustainability dell'International Finance Corporation (IFC) parte della World Bank Group.

Prosegue l'impegno di Eni nell'implementazione di progetti volti a migliorare le condizioni di vita della popolazione nella regione occidentale del Paese, nei pressi dell'area operativa del progetto OCTP. In particolare le iniziative in corso riguardano: (i) il sostegno al fabbisogno alimentare anche attraverso iniziative di training e progetti specifici finalizzati al ripristino e aumento della produzione agro-zootecnica e alle attività di pesca; (ii) nell'ambito della diversificazione economica, interventi che promuovono attività micro-imprenditoriali e programmi di formazione professionale; (iii) il miglioramento dell'accesso all'acqua potabile e la gestione dei rifiuti; e (iv) la ristrutturazione delle infrastrutture scolastiche primarie di Sanzule. Proseguono le iniziative nell'ambito sanitario, l'ampliamento dell'accesso ai servizi di salute materna e infantile. Sono in corso iniziative per lo sviluppo di impianti di generazione elettrica da fonti rinnovabili, in particolare fotovoltaici.

Mozambico Nel dicembre 2017 Eni ha completato la cessione a ExxonMobil di una partecipazione indiretta del 25% nell'Area 4, nell'offshore del Mozambico, tramite cessione di una quota del 35,7% della società Eni East Africa (EEA). Le condizioni concordate sulla base degli accordi del marzo 2017, prevedono un prezzo di circa \$2,8 miliardi più gli aggiustamenti contrattuali fino alla data del closing, in particolare il rimborso pro-quota degli investimenti sostenuti. A seguito del completamento della transazione, EEA, ridenominata Mozambique Rovuma Venture, è controllata pariteticamente da Eni ed ExxonMobil, ciascuna con il 35,7% di partecipazione azionaria, e da CNPC che detiene il 28,6%. Eni continua a gestire il progetto Coral South FLNG e tutte le operazioni upstream nell'Area 4, mentre ExxonMobil guida la costruzione e la gestione degli impianti di liquefazione di gas naturale a terra. Questo modello operativo consente l'utilizzo delle migliori competenze tecniche sia di Eni sia di ExxonMobil, ognuna delle quali si concentrerà su ambiti distinti e scopi chiaramente definiti pur mantenendo i vantaggi di un progetto completamente integrato.

Le attività di sviluppo di Coral South prevedono la realizzazione di un impianto galleggiante per il trattamento, la liquefazione e lo stoccaggio del gas con una capacità di circa 3,4 milioni di tonnellate all'anno di GNL ("Coral South FLNG"), alimentato da 6 pozzi sottomarini e start-up atteso nella metà del 2022.

Nel corso del 2017 sono state avviate le attività di progetto e sono stati firmati: (i) i contratti per la perforazione, la costruzione, installazione e messa in esercizio delle facility di produzione; (ii) gli accordi con i finanziatori per il project financing per la costruzione, installazione e messa in opera dell'unità galleggiante di liquefazione (FLNG) a copertura del 60% dell'investimento. Nel dicembre 2017 è stato raggiunto il financial close dell'accordo di finanziamento sottoscritto da 15 istituti di credito di primaria importanza e garantito da 5 agenzie di Export Credit; e (iii) gli accordi con il governo mozambicano per la definizione del quadro regolatorio del progetto.

Le altre attività riguardano il programma di sviluppo del progetto Mamba attraverso un piano indipendente ma coordinato con l'operatore dell'Area 1 (Anadarko).

Nella provincia di Cabo Delgado e a Maputo, Eni è impegnata in un vasto programma di attività a favore della popolazione, tra cui programmi di accesso all'energia, accesso all'acqua, salute pubblica, nonché attività di istruzione e formazione.

Nigeria Nel 2017 è stato firmato con la Nigerian National Petroleum Corporation (NNPC) un Memorandum of Understanding che promuove nuove attività in grado di contribuire in misura significativa allo sviluppo economico e sociale del Paese. In particolare l'accordo di cooperazione include: (i) un maggior focus delle attività di esplorazione e sviluppo; (ii) i termini della cooperazione per la ristrutturazione e l'ampliamento della raffineria di Port Harcourt; (iii) l'ampliamento della centrale a ciclo combinato di Okpai con il raddoppio della capacità di generazione elettrica; e (iv) la valutazione di ulteriori progetti per assicurare l'accesso all'energia anche nelle aree più remote del Paese e le possibili applicazioni di nuove tecnologie nel campo delle energie rinnovabili.

Le attività di sviluppo hanno riguardato principalmente: (i) interventi rigless per il mantenimento del profilo produttivo nonché attività di manutenzione e ripristino delle facility danneggiate a seguito di azioni di sabotaggio e bunkering nei blocchi OML 60,61, 62 e 63 (Eni 20%); (ii) il completamento delle attività dei progetti Forcados-Yokri nel blocco OML 43 (Eni 5%) e Gbaran 2A/2B e Associated gas nel blocco OML 28 (Eni 5%) per la fornitura di gas naturale all'impianto di liquefazione di Bonny. In particolare nell'anno è avvenuto il collegamento dei pozzi produttivi e l'upgrading degli impianti di trattamento esistenti.

I progetti per le comunità in Nigeria proseguono con interventi nell'ambito dell'accesso all'energia off-grid, accesso all'acqua, diversificazione economica con il proseguimento del Green River Project, accesso all'educazione primaria, formazione professionale ed assegnazione di borse di studio, nonché interventi di riabilitazione e costruzione di centri di salute e fornitura di materiale medico.

Nel febbraio 2018 è stato firmato con la FAO un accordo di collaborazione per promuovere l'accesso all'acqua pulita e sicura in Nigeria tramite la realizzazione di pozzi alimentati da sistemi fotovoltaici, per uso domestico e per irrigazione.

Eni partecipa con il 10,4% nella società Nigeria LNG Ltd che gestisce l'impianto di liquefazione di gas naturale di Bonny, nella zona orientale del Delta del Niger. L'impianto è in produzione con 6 treni della capacità produttiva di 22 milioni di tonnellate/anno di GNL, corrispondenti a circa 35 miliardi di metri cubi/anno di feed gas. Le forniture di gas all'impianto sono assicurate sulla base di un gas supply agreement dalle produzioni di tre joint-venture SPDC JV, TEPNG JV e della NAOC JV. I volumi trattati dall'impianto nel corso del 2017 sono stati pari a circa 32 miliardi di metri cubi. La produzione di GNL è venduta in base a contratti di lungo termine sui mercati statunitense, asiatico ed europeo attraverso la flotta di metaniere della società Bonny Gas Transport, interamente posseduta dalla Nigeria LNG Ltd.

KAZAKHSTAN

Nel 2017, Eni ha raggiunto una serie di accordi strategici di cooperazione negli ambiti upstream ed energie rinnovabili nel Paese.

Eni e KazMunayGas (KMG) hanno firmato un accordo, perfezionato nel dicembre 2017, che trasferisce a Eni una quota del 50% dei diritti per la ricerca e la produzione di idrocarburi del blocco di Isatay, situato nelle acque kazake del Mar Caspio. Il blocco, che si stima abbia un notevole potenziale di risorse petrolifere, sarà operato da una joint operating company paritetica tra Eni e KMG. Le due società hanno firmato un ulteriore accordo per espandere la cooperazione tecnologica in ambito upstream e valutare potenziali sviluppi congiunti in nuovi progetti. L'accordo prevede inoltre un programma di training tecnico e manageriale per il personale locale.

Eni, KMG e il Comitato kazako di Geologia, insieme ad altri partner, hanno firmato un Memorandum of Understanding con il Ministero dell'Energia della Repubblica del Kazakistan per valutare i termini futuri di cooperazione nel bacino Precaspico Kazako-Russo, dove sono state effettuate numerose scoperte di giacimenti di petrolio di dimensioni considerevoli. Eni e General Electric (GE) hanno siglato un accordo con il Ministero dell'Energia della Repubblica del Kazakistan per promuovere lo sviluppo di progetti di generazione di energia da fonte rinnovabile nel Paese. In particolare Eni e GE coopereranno per valutare la realizzazione di un impianto eolico dalla capacità di circa 50 MW e per identificare ulteriori possibili future iniziative.

Kashagan Prosegue il ramp-up e la stabilizzazione della produzione del giacimento Kashagan (Eni 16,81%). È stata avviata l'iniezione del gas che permetterà, una volta a regime, di raggiungere il target di capacità produttiva di 370 mila barili/giorno.

Continuano le attività per l'incremento della capacità produttiva del giacimento fino ai 450 mila barili/giorno attraverso l'incremento della capacità d'iniezione di gas con la conversione di pozzi da produttori a iniettori e l'upgrading delle attuali facility.

Gli studi per l'ottimizzazione del progetto di iniezione gas CC01 proseguono. Il progetto prevede l'installazione di un nuovo compressore che consentirà un ulteriore aumento del volume del gas re-iniettato e conseguente ramp-up produttivo.

Nell'ambito degli accordi raggiunti con le Autorità locali, prosegue il programma di formazione professionale di risorse locali nel settore oil&gas, oltre alla realizzazione di infrastrutture a scopo sociale.

Al 31 dicembre 2017 i costi capitalizzati nell'attivo patrimoniale relativi al progetto di Kashagan ammontano a \$9,8 miliardi pari a €8,2 miliardi al cambio euro/dollaro al 31 dicembre 2017, formato dagli investimenti di sviluppo sostenuti a tutto il 2017 (\$7,3 miliardi), dagli oneri finanziari capitalizzati e dall'esborso per l'acquisizione di quote in occasione dell'uscita di altri partner in esercizi precedenti (\$2,5 miliardi).

Al 31 dicembre 2017 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono pari a 620 milioni di boe in lieve aumento rispetto al 2016.

Karachaganak Nell'ambito dei progetti di ampliamento della capacità di trattamento gas degli impianti del giacimento di Karachaganak (Eni 29,25%) è in corso di finalizzazione lo sviluppo dell'ingegneria di dettaglio del progetto Karachaganak Debottlenecking con Final Investment Decision (FID) prevista entro il secondo trimestre 2018. Capacità di re-iniezione addizionale sarà garantita negli anni successivi dall'installazione di facility di re-iniezione di gas che si aggraverà a quelle esistenti.

Prosegue l'impegno di Eni a sostegno delle comunità presso l'area del giacimento di Karachaganak. In particolare continuano gli interventi in ambito di: (i) formazione professionale; e (ii) realizzazione di asili e scuole, manutenzione di ponti e strade, costruzione di centri sportivi.

Inoltre, a seguito della ridefinizione della Sanitary Protection Zone (SPZ) associata allo sviluppo del giacimento ed in conformità alle best practice e standard internazionali, sono state completate le attività di rilocalizzazione degli abitanti dei villaggi di Berezovka e Bestau, avviato nel 2015.

Sono proseguite le attività di monitoraggio su biodiversità ed ecosistemi presso le aree produttive.

Al 31 dicembre 2017 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono pari a 530 milioni di boe, in riduzione di 83 milioni di boe rispetto al 2016, dovuto principalmente alla variazione del marker Brent di riferimento da 42,8 \$/barile nel 2016 a 54,4 \$/barile del 2017.

RESTO DELL'ASIA

Indonesia L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il pozzo di appraisal Merakes 2 che ha confermato l'estensione dell'omonima scoperta a gas nella parte occidentale del Blocco East Sepinggan (Eni 85%, operatore). La vicinanza della scoperta al progetto operato di Jangkrik (Eni 55%) permetterà di sfruttare le sinergie, di ridurre i costi e le tempistiche di esecuzione del piano di sviluppo sottomarino e rappresenta un ulteriore successo della strategia Eni di esplorazione e appraisal near-field. È stata avviata, in anticipo rispetto a quanto previsto, la produzione a gas del progetto Jangkrik nel blocco Muara Bakau. La produzione, assicurata da dieci pozzi sottomarini collegati all'Unità Galleggiante di Produzione (FPU), ha raggiunto 18 milioni di metri cubi/giorno, equivalenti a 120 mila boe/giorno. Il gas prodotto, dopo essere stato trattato dalla FPU, viene spedito tramite pipeline all'impianto onshore connesso al sistema di trasporto di East Kalimantan per poi raggiungere l'impianto di liquefazione di Bontang. Il gas prodotto è venduto con contratti di lungo termine, sia alla compagnia di stato indonesiana Pertamina sia alla stessa Eni che lo commercializzerà nel mercato asiatico anche sulla base dell'accordo raggiunto con la società statale Pakistan LNG per la fornitura di oltre 11 milioni di tonnellate di GNL per 15 anni.

Sono in corso diversi progetti ed iniziative sui temi di protezione ambientale e di sviluppo sanitario e scolastico per le comunità locali nelle aree operative del Kalimantan orientale, di Papua e del Nord Sumatra.

AMERICA

Messico L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nell'Area 1 (Eni 100%, operatore) con la perforazione: (i) dei pozzi di appraisal Amoca-2 e Amoca-3 mineralizzati a olio; (ii) del primo pozzo di delineazione della scoperta di Miztón mineralizzato a olio; e (iii) del pozzo appraisal Tecoalli 2 mineralizzato a olio. I successi esplorativi e la revisione dei modelli di reservoir dei campi di Amoca e Miztón hanno consentito di incrementare le risorse complessive del blocco a 2 miliardi di boe in posto, dei quali circa il 90% a olio. Eni ha presentato alle competenti Autorità del Paese, il

piano per lo sviluppo delle tre scoperte presenti nell'Area 1. Lo start-up della produzione è previsto nel 2019.

Nel giugno 2017 Eni si è aggiudicata l'operatorship del Blocco 10 (Eni 100%), Blocco 14 (Eni 60%) e Blocco 7 (Eni 45%) nel bacino di Sureste. Inoltre, nel febbraio 2018 Eni si è aggiudicata la quota del 65% e l'operatorship del Blocco 24. I nuovi blocchi sono vicini all'Area 1 e permetteranno, in caso di successo esplorativo, sinergie operative nell'attività di sviluppo. Nel marzo 2018 Eni si è aggiudicata l'operatorship del Blocco 28 (Eni 75%) nel bacino della Cuenca Salina, nell'offshore del Messico. L'assegnazione è soggetta all'approvazione delle autorità.

Stati Uniti Nel 2017 è stata presa la FID del progetto Lucius Subsequent Development (Eni 8,5%). Le attività di sviluppo prevedono la perforazione e il completamento di tre pozzi produttivi sottomarini che saranno collegati alle facility presenti nell'area. Lo start-up è previsto nel 2019 con una produzione a regime pari a 2 mila boe/giorno in quota Eni.

INVESTIMENTI TECNICI

Gli investimenti tecnici del settore Exploration & Production (€7.739 milioni) hanno riguardato essenzialmente gli investimenti di sviluppo (€7.236 milioni), realizzati prevalentemente all'estero in particolare in Egitto, Ghana, Angola, Congo, Algeria, Iraq e Norvegia. In Italia gli investimenti di sviluppo hanno riguardato in particolare le attività del centro olio di Viggiano in Val d'Agri (v. Principali iniziative di esplorazione e sviluppo – Italia) nonché interventi di sidetrack e workover nelle aree mature. Gli investimenti di ricerca esplorativa (€442 milioni) hanno riguardato in particolare le attività in Cipro, Norvegia, Messico, Egitto, Libia e Costa d'Avorio.

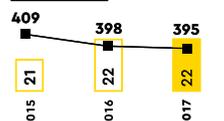
Nel 2017 la spesa di Ricerca e Sviluppo del settore Exploration & Production è stata pari a €83 milioni (€62 milioni nel 2016). Sono state depositate 5 domande di brevetto.

Investimenti tecnici

	(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
Acquisto di riserve proved e unproved		5	2		3	..
Egitto			2		(2)	..
Africa Sub-Sahariana		5			5	..
Esplorazione		442	417	566	25	6,0
Italia		5			5	..
Resto d'Europa		186	11	133	175	..
Africa Settentrionale		55	42	64	13	31,0
Egitto		70	270	168	(200)	(74,1)
Africa Sub-Sahariana		25	30	157	(5)	(16,7)
Kazakhstan		3			3	..
Resto dell'Asia		20	57	15	(37)	(64,9)
America		76	7	29	69	..
Australia e Oceania		2			2	..
Sviluppo		7.236	7.770	9.341	(534)	(6,9)
Italia		260	407	679	(147)	(36,1)
Resto d'Europa		399	590	1.264	(191)	(32,4)
Africa Settentrionale		626	747	641	(121)	(16,2)
Egitto		3.030	1.700	929	1.330	78,2
Africa Sub-Sahariana		1.852	2.176	2.998	(324)	(14,9)
Kazakhstan		197	707	835	(510)	(72,1)
Resto dell'Asia		666	1.213	1.333	(547)	(45,1)
America		195	220	637	(25)	(11,4)
Australia e Oceania		11	10	25	1	10,0
Altro		56	65	73	(9)	(13,8)
		7.739	8.254	9.980	(515)	(6,2)

50 ANDAMENTO OPERATIVO | GAS & POWER

Eni Relazione Finanziaria Annuale 2017

GAS
& POWERUTILE OPERATIVO
ADJUSTED
€ milioniEMISSIONI
CENTRALI POWER
■ Emissioni di GHG/energia elettrica
eq. (gCO₂eq./KWh_{eq})
■ Energia elettrica prodotta (TWh)VENDITE
GNL
mld di metri cubi

Performance dell'anno

- Nel 2017 l'indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) ha registrato un incremento (+28%) rispetto all'anno precedente attestandosi a 0,37 per effetto di maggiori eventi infortunistici registrati (dipendenti +61%, contrattisti -26%).
- Nel 2017 le emissioni di gas serra aumentano di circa lo 0,5%, per effetto della crescita delle produzioni di energia elettrica (+2,9%) e dei maggiori volumi di gas naturale trasportato.
- Le emissioni di GHG/kWh_{eq} riferite alla produzione di energia elettrica hanno registrato una riduzione dello 0,8% rispetto all'anno precedente grazie al proseguimento degli interventi di energy savings.
- Nel 2017 il settore Gas & Power ha registrato un risultato strutturalmente positivo con un anno di anticipo rispetto ai piani grazie alla ristrutturazione del business. L'utile operativo adjusted si attesta a €214 milioni, miglior risultato degli ultimi sette anni con un incremento di €604 milioni rispetto al 2016.
- Le vendite di gas nel mondo sono state di 80,83 miliardi di metri cubi, con una riduzione del 6,3% rispetto al 2016 (-5,5 miliardi di metri cubi) in linea con la riduzione degli impegni di acquisto dei contratti take-or-pay. In calo del 2,6% le vendite in Italia (37,43 miliardi di metri cubi).
- Le vendite di energia elettrica evidenziano una riduzione del 4,6% (-1,72 TWh) rispetto al 2016. In calo per effetto principalmente dei minori volumi commercializzati nel settore grossisti e middle market parzialmente compensati dall'aumento delle vendite ai clienti large.
- Gli investimenti tecnici di €142 milioni hanno riguardato essenzialmente iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas e di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica.

VENDITE
GAS ITALIA

37,4

MLD di METRI CUBI

-2,6% VS. 2016,
IN LINEA CON LA
RIDUZIONE DEGLI
IMPEGNI DI
TAKE-OR-PAY

CLIENTI

8,8

MILIONI

TRA FAMIGLIE,
PROFESSIONISTI,
PICCOLE E MEDIE
IMPRESE ED ENTI
PUBBLICI IN ITALIA
ED EUROPAVENDITE ENERGIA
ELETTRICA

35,3

TWh

IN ITALIA
E ALL'ESTEROVENDITE
GNL

14,2

MLD di METRI CUBI

+14,5% VS. 2016
IN LINEA CON LA
STRATEGIA
DI VALORIZZAZIONE
DEL BUSINESSGRADO DI
SODDISFAZIONE CLIENTI

86,7

IN CRESCITA
COSTANTE
NEL TRIENNIO

Fornitura di GNL in Pakistan

Eni si è aggiudicata, a seguito di una gara internazionale, la fornitura di oltre 11 milioni di tonnellate di GNL alla

società statale Pakistan LNG per una durata di 15 anni. Il GNL proverrà in parte dal campo indonesiano Jangkrik. Tale

accordo rafforza la strategia di Eni volta al rafforzamento dell'integrazione con il business upstream.

Razionalizzazione portafoglio retail in Europa

Perfezionata la cessione a Eneco delle attività gas & power retail in Belgio relative a circa 850.000 punti di allacciamento di energia elettrica e gas, con una quota di mercato di circa il 10%.

In linea con il piano di razionalizzazione del portafoglio, è stata inoltre definita la cessione delle attività gas in Ungheria mediante la sottoscrizione di un accordo che prevede la cessione a MET della società

Tigáz attiva nella distribuzione del gas con una rete di distribuzione di circa 33.700 km e 1,2 milioni di punti di riconsegna. La transazione è soggetta all'approvazione delle autorità competenti.

Rinegoziazione portafoglio approvvigionamento gas

Eni ha proseguito nel 2017 la strategia di rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento gas long-term al fine

di allineare le condizioni di prezzo e volume all'evoluzione del mercato. La revisione delle clausole contrattuali,

l'efficienza nei costi operativi e di logistica hanno consentito di raggiungere nel 2017 il break-even strutturale.

STRATEGIA

Nel settore Gas & Power, si conferma, per il prossimo quadriennio, l'obiettivo prioritario del consolidamento della redditività e della generazione di cassa sostenibile, con un utile operativo adjusted di €0,8 miliardi nel 2021 e un free cash flow cumulato nel 2018-2021 pari a €2,4 miliardi. La crescita dei risultati economico-finanziari nell'arco del quadriennio sarà perseguita attraverso le seguenti direttrici di intervento:

- crescita dell'attività GNL attraverso lo sviluppo ed il rafforzamento dell'integrazione con upstream volta alla valorizzazione e commercializzazione delle recenti scoperte Eni; portafoglio di volumi GNL contrattualizzati pari a 12 milioni di tonnellate/anno nel 2021 e pari a 14 milioni di tonnellate/anno nel 2025;
- proseguimento della ristrutturazione del portafoglio di approvvigionamento, attraverso la ridefinizione del rapporto con i fornitori di gas e la riduzione dei costi di logistica;
- crescita e valorizzazione della customer base nel segmento retail anche attraverso lo sviluppo di nuovi prodotti/servizi e l'implementazione di iniziative di trasformazione incentra-

te sull'accelerazione dei canali e delle operazioni digitali. Nel 2021 numero clienti pari a 11 milioni in crescita del 25% rispetto al 2017.

OBIETTIVI

Volumi GNL contrattualizzati	12 mln ton/a nel 2021
Utile operativo adjusted	€0,8 mld nel 2021
Free cash flow cumulato	€2,4 mld nel 2018-2021

Eni opera in un mercato dell'energia liberalizzato, nel quale i consumatori possono scegliere liberamente il fornitore di gas, valutare la qualità dei servizi e selezionare le offerte più adatte alle proprie esigenze di consumo. Eni rifornisce 8,8 milioni di clienti in Italia ed in Europa. In particolare sono 7,7 milioni i clienti tra famiglie, professionisti, piccole e medie imprese ed enti pubblici dislocati su tutto il territorio nazionale.

In un contesto di mercato caratterizzato da un lieve recupero

della domanda nel 2017 (+6% e +4% i consumi nazionali e nell'Unione Europea rispetto al 2016, rispettivamente) ma ancora depresso e caratterizzato dalla crescente pressione competitiva, Eni ha posto in essere una serie di operazioni (rinegoziazioni di contratti di fornitura, azioni di efficienza e di ottimizzazione) atte a preservare la redditività del business pur in presenza di ancora deboli fondamentali di mercato (per maggiori informazioni sul contesto competitivo del settore europeo del gas si veda il capitolo "Fattori di rischio e incertezza" di seguito).

GAS NATURALE

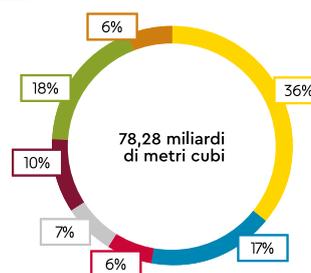
APPROVVIGIONAMENTI DI GAS NATURALE

I volumi di gas naturale approvvigionati dalle società consolidate sono stati di 78,28 miliardi di metri cubi in riduzione di 4,36 miliardi di metri cubi, pari al -5,3%, rispetto al 2016.

I volumi di gas approvvigionati all'estero (73,23 miliardi di metri cubi dalle società consolidate), importati in Italia o venduti sui mercati esteri, pari a circa il 94% del totale, sono diminuiti rispetto al 2016 (-3,41 miliardi di metri cubi; -4,4%) per effetto dei minori volumi approvvigionati nei Paesi Bassi (-4,40 miliardi di metri cubi), in Qatar (-0,92 miliardi di metri cubi) e in Norvegia (-0,70 miliardi di metri cubi), parzialmente compensati dai maggiori acquisti effettuati nel Regno Unito (+0,28 miliardi di metri cubi) ed Algeria (+0,28 miliardi di metri cubi). Gli approvvigionamenti in Italia (5,05 miliardi di metri cubi) sono in calo del 15,8% rispetto al periodo di confronto per effetto di minori forniture equity.

APPROVVIGIONAMENTI DI GAS NATURALE

■ Italia ■ Russia ■ Algeria ■ Libia ■ Paesi Bassi
■ Norvegia ■ Altri



Approvvigionamenti di gas naturale

(miliardi di metri cubi)	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
ITALIA	5,05	6,00	6,73	[0,95]	[15,8]
Russia	28,09	27,99	30,33	0,10	0,4
Algeria (incluso il GNL)	13,18	12,90	6,05	0,28	2,2
Libia	4,76	4,87	7,25	[0,11]	[2,3]
Paesi Bassi	5,20	9,60	11,73	[4,40]	[45,8]
Norvegia	7,48	8,18	8,40	[0,70]	[8,6]
Regno Unito	2,36	2,08	2,35	0,28	13,5
Ungheria	0,04	0,02	0,21	0,02	..
Qatar (GNL)	2,36	3,28	3,11	[0,92]	[28,0]
Altri acquisti di gas naturale	6,71	5,81	7,21	0,90	15,5
Altri acquisti di GNL	3,05	1,91	2,02	1,14	59,7
ESTERO	73,23	76,64	78,66	[3,41]	[4,4]
TOTALE APPROVVIGIONAMENTI DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE	78,28	82,64	85,39	[4,36]	[5,3]
Prelevi (immissioni) da (a) stoccaggio	0,31	1,40		[1,09]	[77,9]
Perdite di rete, differenze di misura ed altre variazioni	[0,45]	[0,21]	[0,34]	[0,24]	..
DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE	78,14	83,83	85,05	[5,69]	[6,8]
Disponibilità per la vendita delle società collegate	2,69	2,48	2,67	0,21	8,5
TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA	80,83	86,31	87,72	[5,48]	[6,3]

Nel 2017 i principali flussi approvvigionati di gas equity derivano principalmente dalle produzioni: (i) dei giacimenti nazionali (4,1 miliardi di metri cubi); (ii) delle aree nel Mare del Nord britannico e norvegese (1 miliardo di metri cubi); (iii) dei giacimenti libici (1,5 miliardi di metri cubi); (iv) dell'Indonesia (0,4 miliardi di metri cubi); e (v) di altre aree europee, principalmente Croazia (2,6 miliardi di metri cubi).

Considerando anche le vendite dirette del settore Exploration & Production e il GNL approvvigionato al terminale di liquefazione di Bonny in Nigeria, i volumi di gas equity sono stati di circa 13,84 miliardi

di metri cubi e hanno coperto circa il 15% del totale delle disponibilità per la vendita.

VENDITE DI GAS NATURALE

In uno scenario caratterizzato dalla crescente pressione competitiva e dal lieve recupero della domanda di gas, le vendite di gas naturale di 80,83 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi e la quota Eni delle vendite delle società collegate valutate a equity) hanno evidenziato una flessione di 5,48 miliardi di metri cubi rispetto al 2016, pari al -6,3%.

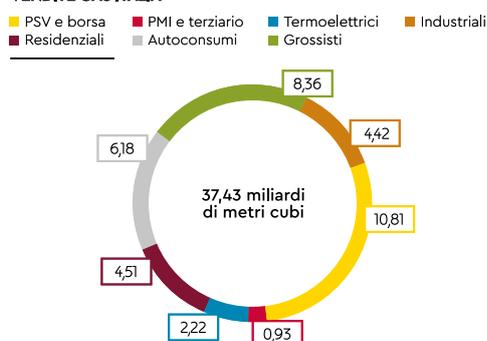
Vendite di gas per entità

(miliardi di metri cubi)	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
Vendite delle società consolidate	77,52	83,34	84,94	[5,82]	[7,0]
Italia (inclusi autoconsumi)	37,43	38,43	38,44	[1,00]	[2,6]
Resto d'Europa	36,10	40,52	41,14	[4,42]	[10,9]
Extra Europa	3,99	4,39	5,36	[0,40]	[9,1]
Vendite delle società collegate (quota Eni)	3,31	2,97	2,78	0,34	11,4
Resto d'Europa	2,13	1,91	1,75	0,22	11,5
Extra Europa	1,18	1,06	1,03	0,12	11,3
TOTALE VENDITE GAS MONDO	80,83	86,31	87,72	[5,48]	[6,3]

In calo del 2,6% le vendite in Italia (37,43 miliardi di metri cubi). Le minori vendite spot e al segmento PMI e terziario sono state solo parzialmente compensate dai maggiori volumi commercializzati nel settore termoelettrico. In calo i ritiri degli importatori in Italia (3,89 miliardi di metri cubi; -11% rispetto al 2016) a seguito della ridotta disponibilità di gas libico.

Le vendite sui mercati europei di 34,34 miliardi di metri cubi sono in flessione del 9,8% (-3,72 miliardi di metri cubi) rispetto al 2016.

In riduzione del 5,1% le vendite nei mercati extra europei (-0,28 miliardi di metri cubi) a seguito delle minori vendite di GNL in Giappone, Argentina, Emirati Arabi in parte compensati dalle maggiori vendite in Corea del Sud e Cina.

VENDITE GAS ITALIA**Vendite di gas per mercato**

	(miliardi di metri cubi)				
	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
ITALIA	37,43	38,43	38,44	(1,00)	(2,6)
Grossisti	8,36	7,93	4,19	0,43	5,4
PSV e borsa	10,81	12,98	16,35	(2,17)	(16,7)
Industriali	4,42	4,54	4,66	(0,12)	(2,6)
PMI e terziario	0,93	1,72	1,58	(0,79)	(45,9)
Termoelettrici	2,22	0,77	0,88	1,45	..
Residenziali	4,51	4,39	4,90	0,12	2,7
Autoconsumi	6,18	6,10	5,88	0,08	1,3
VENDITE INTERNAZIONALI	43,40	47,88	49,28	(4,48)	(9,4)
Resto d'Europa	38,23	42,43	42,89	(4,20)	(9,9)
Importatori in Italia	3,89	4,37	4,61	(0,48)	(11,0)
Mercati europei:					
<i>Penisola Iberica</i>	5,06	5,28	5,40	(0,22)	(4,2)
<i>Germania/Austria</i>	6,95	7,81	5,82	(0,86)	(11,0)
<i>Benelux</i>	5,06	7,03	7,94	(1,97)	(28,0)
<i>Ungheria</i>		0,93	1,58	(0,93)	..
<i>Regno Unito</i>	2,21	2,01	1,96	0,20	10,0
<i>Turchia</i>	8,03	6,55	7,76	1,48	22,6
<i>Francia</i>	6,38	7,42	7,11	(1,04)	(14,0)
<i>Altro</i>	0,65	1,03	0,71	(0,38)	(36,9)
Mercati extra europei	5,17	5,45	6,39	(0,28)	(5,1)
TOTALE VENDITE GAS MONDO	80,83	86,31	87,72	(5,48)	(6,3)

GNL**Vendite di GNL**

	(miliardi di metri cubi)				
	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
Vendite G&P	8,3	8,1	9,0	0,2	2,5
Europa	5,2	5,2	4,8		
Extra Europa	3,1	2,9	4,2	0,2	6,9
Vendite E&P	5,9	4,3	4,5	1,6	37,2
Terminali:					
Soyo (Angola)	0,7	0,1		0,6	..
Bontang (Indonesia)	1,3	0,4	0,5	0,9	..
Point Fortin (Trinidad & Tobago)	0,6	0,7	0,7	(0,1)	(14,3)
Bonny (Nigeria)	2,9	2,6	2,8	0,3	11,5
Darwin (Australia)	0,4	0,5	0,5	(0,1)	(20,0)
TOTALE VENDITE DI GNL	14,2	12,4	13,5	1,8	14,5

Le vendite di GNL (14,2 miliardi di metri cubi) sono in aumento rispetto al 2016 (+1,8 miliardi di metri cubi) grazie ai maggiori volumi presso i terminali Exploration & Production in Angola ed Indonesia a seguito dei ramp-up e start-up produttivi confermando il successo del modello operativo Eni basato sullo sviluppo integrato dei progetti nei settori

upstream e mid-downstream.

Le vendite di GNL del settore Gas & Power (8,3 miliardi di metri cubi, incluse nelle vendite gas mondo) hanno riguardato principalmente il GNL proveniente dal Qatar, Nigeria, Oman, Indonesia ed Algeria e commercializzato principalmente in Europa, Far East, Kuwait, India ed Egitto.

ENERGIA ELETTRICA

Eni produce energia elettrica presso i siti di Ferrera Erbognone, Ravenna, Mantova, Brindisi, Ferrara e Bolgiano. Al 31 dicembre 2017, la potenza installata in esercizio è di 4,7 gigawatt (invariata rispetto al 31 dicembre 2016). Nel 2017, la produzione di energia elettrica è stata di 22,42 TWh, in aumento di 0,64 TWh rispetto al 2016, pari al +2,9%.

A completamento della produzione, Eni ha acquistato 12,91 TWh di energia elettrica (-15,5% rispetto al 2016) perseguendo l'ottimizzazione del portafoglio fonti/impieghi.

Vendite di energia elettrica

Le vendite di energia elettrica (35,33 TWh) in flessione del 4,6% rispetto al 2016 sono state destinate ai clienti del mercato libero (75%), borsa elettrica (15%), siti industriali (8%) e altro (2%).

La riduzione di 0,96 TWh nel mercato libero pari a -3,5%, è riconducibile alle minori vendite al middle market (-2,69 TWh), ai grossisti (-2,35 TWh), al residenziale (-0,92 TWh) e alle PMI (-0,46 TWh), solo in parte compensate dall'aumento dei volumi destinati ai clienti large (+5,46 TWh).

		2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
Acquisti di gas naturale	(milioni di metri cubi)	4.359	4.334	4.270	25	0,6
Acquisti di altri combustibili	(migliaia di tep)	392	360	313	32	8,9
Produzione di energia elettrica	(terawattora)	22,42	21,78	20,69	0,64	2,9
Produzione di vapore	(migliaia di tonnellate)	7.551	7.974	9.318	(423)	(5,3)

DISPONIBILITÀ DI ENERGIA ELETTRICA

	(terawattora)	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
Produzione di energia elettrica		22,42	21,78	20,69	0,64	2,9
Acquisti di energia elettrica ^(a)		12,91	15,27	14,19	(2,36)	(15,5)
Disponibilità		35,33	37,05	34,88	(1,72)	(4,6)
Mercato libero		26,53	27,49	25,90	(0,96)	(3,5)
Borsa elettrica		5,21	5,64	5,09	(0,43)	(7,6)
Siti		3,01	3,11	3,23	(0,10)	(3,2)
Altro ^(a)		0,58	0,81	0,66	(0,23)	(28,4)
Vendite di energia elettrica		35,33	37,05	34,88	(1,72)	(4,6)

(a) Include gli sbilanciamenti di rete positivi e negativi (differenza fra energia elettrica effettivamente immessa rispetto a quella programmata).

INVESTIMENTI TECNICI

Nel 2017 gli investimenti tecnici di €142 milioni hanno riguardato essenzialmente iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas (€102 milioni) e le iniziative di flessibilizzazione e

upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica (€36 milioni).

Investimenti tecnici

	(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
Mercato		138	110	138	28	25,5
Mercato		102	69	69	33	47,8
Italia		63	32	31	31	96,9
Estera		39	37	38	2	5,4
Generazione elettrica		36	41	69	(5)	(12,2)
Trasporto internazionale		4	10	16	(6)	(60,0)
Totale investimenti		142	120	154	22	18,3
di cui:						
Italia		99	73	100	26	35,6
Estera		43	47	54	(4)	(8,5)

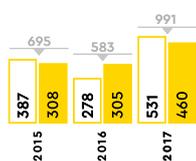
REFINING & MARKETING E CHIMICA



UTILE OPERATIVO ADJUSTED

€ milioni

■ Utile operativo adjusted Refining & Marketing
■ Utile operativo adjusted Chimica

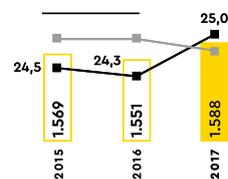


EMISSIONI DIRETTE GHG

mln di tonnellate di CO₂eq

CONSUMI E QUOTA DI MERCATO ITALIA

■ Erogato medio (mgl litri)
— Quota mercato rete (%)
— Consumi nazionali



Performance dell'anno

- Nel 2017 l'indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro totale ha registrato un incremento (+63,2% rispetto al 2016).
- Le emissioni di GHG hanno registrato una riduzione dell'8% in termini assoluti. Gli interventi di efficienza energetica e contenimento delle emissioni fuggitive di metano hanno contribuito alla riduzione del 7,2% del rapporto tra emissioni e lavorazioni.
- Nel 2017 il settore Refining & Marketing e Chimica ha conseguito l'utile operativo adjusted di €991 milioni, che rappresenta un miglioramento di €408 milioni rispetto al 2016 (+70%). Il business Refining & Marketing ha registrato l'utile operativo adjusted di €531 milioni, risultato migliore degli ultimi otto anni. L'incremento del 91% ha beneficiato principalmente delle azioni di riassetto del sistema di raffinazione Eni eseguite negli

ultimi anni che hanno consentito di ridurre il margine break-even 2017 al di sotto dei 4 \$/barile. Positiva anche la performance del business commerciale per effetto delle politiche commerciali che hanno favorito i segmenti premium.

La Chimica ha conseguito l'utile operativo adjusted di €460 milioni (+51%) rispetto al 2016 che chiudeva con un utile di €305 milioni, rappresentando la miglior performance della storia recente della chimica Eni grazie al positivo andamento dello scenario e ai benefici da azioni di ottimizzazione impiantistica.

- Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio nel 2017 sono state di 24,02 milioni di tonnellate, in riduzione del 2% rispetto al periodo di confronto, a causa dell'indisponibilità di alcuni impianti a Sannazzaro e alla fermata di Taranto, solo in parte compensati dalle migliori performance di Milazzo e Livorno.

- In aumento i volumi di lavorazione di oli vegetali per la produzione di biocarburanti presso la green refinery di Venezia (0,24 milioni di tonnellate; +14,3% rispetto al 2016).

- Le vendite sulla rete in Italia (6,01 milioni di tonnellate) sono in aumento rispetto al 2016 (circa 8 mila tonnellate, +1,3%).

- Le vendite rete nel Resto d'Europa (2,53 milioni di tonnellate) sono diminuite del 4,9% rispetto al 2016 per effetto essenzialmente della cessione delle attività in Ungheria e Slovenia nel secondo semestre 2016. A parità di perimetro, escludendo l'effetto delle citate cessioni, le vendite aumentano dell'1,1% per effetto dei maggiori volumi commercializzati in Austria e Germania.

- Le vendite dei prodotti petrolchimici di 3,71 milioni di tonnellate hanno evidenziato un leggero calo (-1,3% rispetto al 2016) in

MARGINE DI BREAK-EVEN DI RAFFINAZIONE

3,8

\$/BL

BENEFICIANDO DEL RIASSETTO DEL SISTEMA DI RAFFINAZIONE

LAVORAZIONI GREEN

0,24

MLN di TONNELLATE

IN AUMENTO +14% RISPETTO AL 2016

LAVORAZIONI IN CONTO PROPRIO

24,02

MLN di TONNELLATE

-2% VS. 2016 PER INDISPONIBILITÀ DI ALCUNI IMPIANTI

PRODUZIONI DI PRODOTTI PETROLCHIMICI

5.818

MGL di TONNELLATE

+172 MGL DI TONNELLATE RISPETTO AL 2016 (+3%)

TASSO DI UTILIZZO MEDIO DEGLI IMPIANTI PETROLCHIMICI

73%

IN AUMENTO RISPETTO AL 2016 (71%)

un contesto di mercato caratterizzato da consumi stagnanti. In aumento le vendite nel segmento dei polimeri, compensate dalla riduzione nelle altre linee di business.

- Gli investimenti tecnici del settore di €729 milioni hanno riguardato principalmente l'attività di raffinazione in Italia e all'estero

(€395 milioni), finalizzati essenzialmente ai lavori di ripristino dell'impianto EST a Sannazzaro, al mantenimento dell'affidabilità degli impianti, alla conversione del sistema di raffinazione, nonché interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; l'attività di marketing (€131 milioni) per obblighi di legge e stay in

business della rete di distribuzione in Italia e Resto d'Europa.

- La spesa in attività di ricerca e sviluppo del settore Refining & Marketing e Chimica è stata di circa €58 milioni. Nel corso dell'anno sono state depositate 15 domande di brevetto.

Licensing tecnologia EST

Valorizzato il know-how della raffinazione attraverso due accordi di licensing con le società cinesi Sinopec e Zhejiang Petrochemicals per l'utilizzo della tecnologia di conversione Eni Slurry Technology (EST). L'accordo con Sinopec prevede la definizione da parte di Eni del progetto di ingegneria di base relativo alla costruzione di un impianto di raffinazione basato sulla stessa

tecnologia (EST) e in grado di convertire completamente i residui di raffinazione in prodotti leggeri di elevata qualità, azzerando la produzione di residui pesanti di raffinazione sia liquidi che solidi, con significativi vantaggi ambientali. Il contratto firmato nel marzo 2018 con Zhejiang Petrochemicals prevede la costruzione di due linee produttive con tecnologia EST,

ciascuna con una capacità di raffinazione prevista di 3 milioni di tonnellate annue, nell'ambito della realizzazione di una nuova raffineria con capacità di 40 milioni di tonnellate annue, prevista in avvio nel 2020. L'accordo prevede inoltre il Process Design Package relativo agli impianti, il training, l'assistenza tecnica, i Proprietary Equipment e la vendita del catalizzatore.

Green refinery di Gela

Progressi nel progetto di riconversione della raffineria di Gela il cui completamento è previsto entro il 2018. Le caratteristiche

dell'impianto consentiranno la produzione di green diesel nel rispetto dei recenti vincoli normativi in termini di riduzione delle

emissioni di GHG su tutta la filiera e l'impiego dell'intera capacità nel processare materie prime di seconda generazione.

Sviluppo internazionale della Chimica

Firmato un accordo di partnership strategica tra Versalis e Bridgestone per lo sviluppo di una piattaforma tecnologica per la commercializzazione del guayule nei settori agronomici, della gomma sostenibile e dei prodotti chimici da rinnovabili. La partnership coniuga le competenze di Versalis nella ricerca

sul guayule, nello sviluppo dell'ingegneria di processo e del mercato di prodotti da fonti rinnovabili su scala commerciale con la leadership di Bridgestone nella coltivazione e nella tecnologia di produzione del guayule. Avviati nel novembre 2017, in un tempo record di 26 mesi, gli impianti per la produzione

degli elastomeri di Lotte Versalis Elastomers (LVE), joint venture paritetica Versalis-Lotte Chemical. Il complesso industriale è costituito da tre impianti con una capacità complessiva di 200 mila tonnellate/anno per la produzione di elastomeri per pneumatici ed altri componenti del settore automotive.

REFINING & MARKETING

STRATEGIA

La priorità del business Refining & Marketing sarà quella del consolidamento della redditività e del mantenimento di un adeguato livello di autofinanziamento, con un utile operativo adjusted di €0,9 miliardi nel 2021 e un free cash flow cumulato 2018-2021 pari a €2,1 miliardi cumulato nel 2018-2021. Tali obiettivi saranno raggiunti attraverso:

- riduzione del margine di break-even dell'attività di raffinazione a circa 3 \$/bl a fine 2018;
- completamento della riconversione green del sito di Gela e della seconda fase della green refinery di Venezia;
- nel marketing consolidamento della presenza nei paesi in cui operiamo;
- crescente impiego della leva digitale per l'ottimizzazione delle attività operative e il conseguimento di una sempre maggiore efficienza.

OBIETTIVI

Margine di break-even	~3 \$/barile a fine 2018
Utile operativo adjusted	€0,9 mld nel 2021
Free cash flow cumulato	€2,1 mld nel 2018-2021