

Eni in sintesi

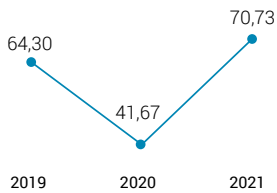
“Nel corso del 2021 abbiamo raggiunto risultati eccellenti e accelerato la nostra strategia di trasformazione che fa leva sull’integrazione di tecnologie, nuovi modelli di business e stretta collaborazione con i nostri stakeholders. La rigorosa disciplina finanziaria e la riduzione dei costi messe in campo in seguito alla crisi pandemica ci hanno consentito di cogliere al meglio la forte ripresa economica del 2021. L’Upstream continua da un lato a fornirci le risorse per alimentare la nostra strategia di decarbonizzazione, mentre i business legati alla transizione, come quelli raccolti nella nuova società Plenitude, offrono dall’altro lato il loro importante contributo. In questo modo abbiamo consolidato un EBIT di €9,7 mld e un utile netto adjusted di €4,3 mld. La forte generazione di cassa, che ha beneficiato anche della selettività nelle scelte di spesa, ha reso disponibili €7,6 mld di free cash flow organico, in grado di accelerare la crescita dei business green e di coprire dividendi e buy-back già ritornati a livelli pre-pandemia, e ridurre il rapporto d’indebitamento al 20%, rispetto al 31% dello scorso anno. Continua inoltre la trasformazione del portafoglio per estrarre valore dai nostri business, ottimizzare il costo del capitale e massimizzare la crescita [...]”

Claudio Descalzi CEO Eni

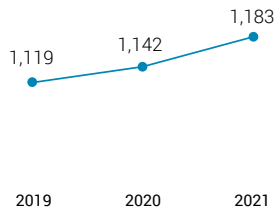
Nel 2021 Eni ha conseguito una delle migliori performance economico-finanziarie dell’ultimo decennio e accelerato l’implementazione della strategia di trasformazione verso un’offerta di prodotti e servizi decarbonizzati. Superata l’emergenza, la ripartenza macroeconomica del 2021, progressivamente allargatasi dall’Asia ai Paesi occidentali, ha trainato la domanda oil&gas globale che dopo il declino del picco pandemico è rimbalzata in modo sincrono in tutte le geografie, creando tensioni dal lato di un’offerta poco reattiva a causa dei tagli degli investimenti nel settore upstream, riproponendo in tutta la sua criticità il tema della sicurezza energetica.

- ▶ **Eccellenti risultati:** Grazie alla selettività nello spending, alla riduzione dei costi e alle ottimizzazioni del portafoglio, Eni è stata in grado di cogliere il rafforzamento dello scenario, riportando un eccellente set di risultati operativi e finanziari con un utile operativo adjusted di €9,7 mld (con un incremento di €7,8 mld vs. 2020, +400%). Il flusso di cassa da attività operativa di €12,7 mld ha finanziato capex netti di €5,8 mld. Il free cash flow organico di €7,6 mld ha consentito di coprire il pagamento dei dividendi e il buy-back (in totale €2,8 mld) e la manovra di portafoglio a sostegno dei business della transizione (€2,1 mld). La struttura patrimoniale si conferma solida e robusta raggiungendo livelli pre-crisi con una riduzione del debito netto a €9 mld e il rapporto di leva a 0,20 vs. 0,31 a fine 2020.
- ▶ **Valorizzazione del portafoglio:** Eni ha implementato iniziative volte ad estrarre valore dalla ristrutturazione del portafoglio creando veicoli indipendenti e focalizzati in grado di attrarre capitali, creare valore e accelerare la crescita. Nell’ambito di tale strategia, è stato avviato l’iter di quotazione di Plenitude, la controllata Eni che integra le attività retail Gas & Power, rinnovabili e mobilità elettrica con l’obiettivo di decarbonizzare il portafoglio clienti Eni. Lo scorso 16 febbraio è stata collocata presso il mercato norvegese una quota di circa l’11,2% di Vår Energi, nell’ambito della più grande IPO del settore O&G europeo da oltre una decade, consentendo ad Eni di valorizzare gli investimenti fatti finora e garantendo che la società possa crescere anche grazie a nuovi possibili capitali. L’11 marzo 2022, in Angola è stato firmato l’accordo per la costituzione con BP di Azule Energy, una nuova business combination a controllo congiunto che permetterà di accelerare lo sviluppo degli asset nel Paese.
- ▶ **Trasformazione di business:** nel 2021 è stato accelerato il processo di trasformazione del nostro modello di business. Il target “net zero scope 1+2+3 al 2050” consentirà ai clienti Eni di orientarsi verso un’offerta di prodotti decarbonizzati. Installato un livello di capacità di Gruppo da fonti rinnovabili pari a circa 1,2 GW, più che triplicata nel 2021, superando il target di oltre 2 GW di capacità installata inclusi gli asset in costruzione. Nella bioraffinazione e nella produzione dei relativi bio-feedstock diversificati sono stati fatti importanti passi in avanti, riducendo l’incidenza dell’olio di palma nella produzione di bio-diesel. In Africa in collaborazione con i governi di Kenya, Angola, Congo, Benin, Costa d’Avorio, Mozambico e Ruanda fatti passi avanti nei progetti di biofuel attraverso la creazione di filiere integrate di agro-biofeedstock non in competizione con la catena alimentare per approvvigionare le bio-raffinerie Eni e decarbonizzare il mix energetico locale. Le competenze maturate negli anni hanno consentito ad Eni di raggiungere solidi risultati e di attuare la trasformazione, perseverando al contempo nell’assicurare performance eccellenti in materia di HSE, di salute e sicurezza delle persone e di asset integrity.

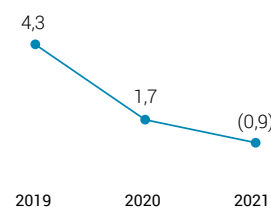
Prezzo medio del greggio Brent dated (\$/BL)



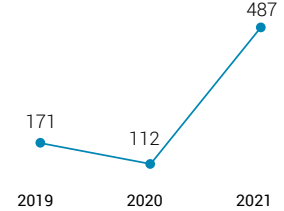
Cambio medio EUR/USD



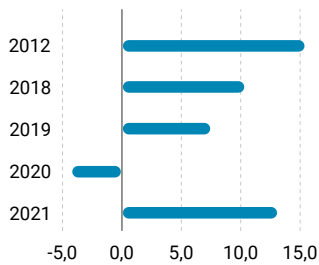
SERM (\$/BL)



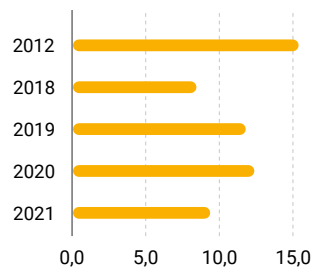
PSV (€/mgl mc)



Utile operativo reported (€mld)



Indebitamento finanziario netto (€mld)



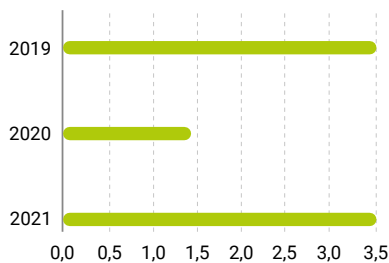
0,20

leverage

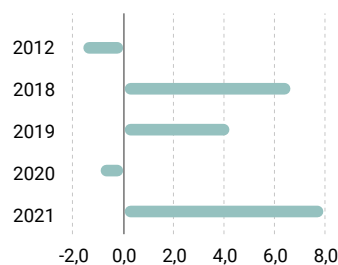
-2% vs. 2020

Net Carbon Intensity dei prodotti energetici venduti

Remunerazione degli azionisti (€mld)



Free cash flow organico (€mld)



0,34

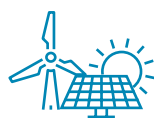
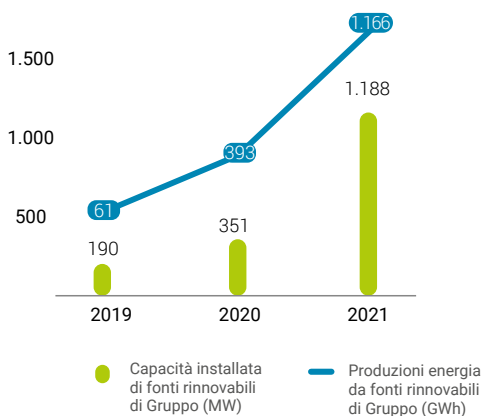
TRIR

(infortuni registrabili/ore lavorate)

11 mln ton CO₂ eq.

Net Carbon Footprint upstream

Sviluppo delle rinnovabili

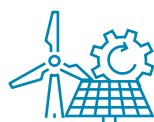


1.166 GWh

produzione energia da fonti rinnovabili

585 mila ton

produzione di biocarburanti



>2 GW

capacità installata inclusi gli asset in costruzione

1,1 mln ton

capacità di bioraffinazione

PRINCIPALI DATI ECONOMICI E FINANZIARI

		2021	2020	2019
Ricavi della gestione caratteristica	(€ milioni)	76.575	43.987	69.881
Utile (perdita) operativo		12.341	(3.275)	6.432
Utile (perdita) operativo adjusted ^(a)		9.664	1.898	8.597
<i>Exploration & Production</i>		9.293	1.547	8.640
<i>Global Gas & LNG Portfolio</i>		580	326	193
<i>Refining & Marketing e Chimica</i>		152	6	21
<i>Plenitude & Power</i>		476	465	370
Utile (perdita) netto adjusted ^{(a)(b)}		4.330	(758)	2.876
Utile (perdita) netto ^(b)		5.821	(8.635)	148
Flusso di cassa netto da attività operativa		12.861	4.822	12.392
Investimenti tecnici ^(c)		5.313	4.644	8.376
di cui: <i>ricerca esplorativa</i>		391	283	586
<i>sviluppo riserve di idrocarburi</i>		3.443	3.077	5.931
Dividendi per esercizio di competenza ^(d)		3.022	1.286	3.078
Dividendi pagati nell'esercizio		2.358	1.965	3.018
Totale attività a fine periodo		137.765	109.648	123.440
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		44.519	37.493	47.900
Indebitamento finanziario netto ante IFRS 16		8.987	11.568	11.477
Indebitamento finanziario netto post IFRS 16		14.324	16.586	17.125
Capitale investito netto		58.843	54.079	65.025
di cui: <i>Exploration & Production</i>		48.014	45.252	53.358
<i>Global Gas & LNG Portfolio</i>		(823)	796	1.327
<i>Refining & Marketing e Chimica</i>		9.815	8.786	10.215
<i>Plenitude & Power</i>		5.474	2.284	1.787
Prezzo delle azioni a fine periodo	(€)	12,2	8,6	13,9
Numero medio ponderato di azioni in circolazione	(milioni)	3.566,0	3.572,5	3.592,2
Capitalizzazione di borsa ^(e)	(€ miliardi)	44	31	50



(a) Misure di risultato Non-GAAP.
(b) Di competenza azionisti Eni.
(c) Include operazioni di reverse factoring nel 2021.
(d) L'importo 2021 (relativamente al saldo del dividendo) è stimato.
(e) Prodotto del numero delle azioni in circolazione per il prezzo di riferimento di borsa di fine periodo.

PRINCIPALI INDICATORI REDDITUALI E FINANZIARI

		2021	2020	2019
Utile (perdita) netto				
- per azione ^(a)	(€)	1,60	(2,42)	0,04
- per ADR ^{(a)(b)}	(\$)	3,78	(5,53)	0,09
Utile (perdita) netto adjusted				
- per azione ^(a)	(€)	1,19	(0,21)	0,80
- per ADR ^{(a)(b)}	(\$)	2,81	(0,48)	1,79
Cash flow				
- per azione ^(a)	(€)	3,61	1,35	3,45
- per ADR ^{(a)(b)}	(\$)	8,54	3,08	7,72
Return on average capital employed (ROACE) adjusted	(%)	8,4	(0,6)	5,3
Leverage ante IFRS 16		20	31	24
Leverage post IFRS 16		32	44	36
Gearing		24	31	26
Coverage		15,7	(3,1)	7,3
Current ratio		1,3	1,4	1,2
Debt coverage		89,8	29,1	72,4
Net Debt/EBITDA adjusted		83,7	174,1	100,7
Dividendo di competenza	(€ per azione)	0,86	0,36	0,86
Total Shareholders Return (TSR)	(%)	52,4	(34,1)	6,7
Dividend yield ^(c)		7,1	4,2	6,3



(a) Interamente diluito. Calcolato come rapporto tra l'utile netto/cash flow e il numero medio di azioni in circolazione nell'esercizio. L'ammontare in dollari è convertito sulla base del cambio medio di periodo rilevato dalla Reuters (WMR).
(b) Un ADR rappresenta due azioni.
(c) Rapporto tra dividendo di competenza e media delle quotazioni del mese di dicembre.

DIPENDENTI

		2021	2020	2019
Exploration & Production	(numero)	9.409	9.815	10.272
Global Gas & LNG Portfolio		847	700	711
Refining & Marketing e Chimica		13.072	11.471	11.626
Plenitude & Power		2.464	2.092	2.056
Corporate e altre attività		6.897	7.417	7.388
Gruppo		32.689	31.495	32.053




INNOVAZIONE

		2021	2020	2019
Spesa in R&S	(€ milioni)	177	157	194
Domande di primo deposito brevettuale	(numero)	30	25	34


SALUTE, SICUREZZA E AMBIENTE^(a)

		2021	2020	2019
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,34	0,36	0,34
<i>dipendenti</i>		0,40	0,37	0,21
<i>contrattisti</i>		0,32	0,35	0,39
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	40,1	37,8	41,2
Emissioni indirette di GHG (Scope 2)		0,81	0,73	0,69
Emissioni indirette di GHG (Scope 3) da utilizzo di prodotti venduti ^(b)		176	185	204
Net GHG Lifecycle Emissions (Scope 1+2+3) ^(c)		456	439	501
Net Carbon Intensity (Scope 1+2+3) ^(c)	(grammi di CO ₂ eq./MJ)	67	68	68
Net carbon footprint upstream (Scope 1+2) ^(c)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	11,0	11,4	14,8
Net carbon footprint Eni (Scope 1+2) ^(c)		33,6	33,0	37,6
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/produzione lorda di idrocarburi operata (upstream)	(tonnellate di CO ₂ eq./migliaia di boe)	20,2	20,0	19,6
Indice di efficienza operativa Gruppo		32,0	31,6	31,4
Emissioni fuggitive di metano (upstream)	(migliaia di tonnellate di CH ₄)	9,2	11,2	21,9
Volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine	(miliardi di Sm ³)	1,2	1,0	1,2
Volumi totali oil spill (>1 barile)	(barili)	4.406	6.824	7.265
<i>di cui: da atti di sabotaggio operativi</i>		3.051	5.866	6.232
<i>operativi</i>		1.355	958	1.033
Prelievi idrici di acqua dolce	(milioni di metri cubi)	125	113	128
Acqua di produzione reiniettata	(%)	58	53	58

(a) Ove non diversamente indicato, i KPI fanno riferimento a dati 100% degli asset operati.

(b) Categoria 11 del GHG Protocol – Corporate Value Chain (Scope 3) Standard. Stimate sulla base della produzione upstream in quota Eni in linea con le metodologie IPIECA.
(c) KPI calcolati su base equity.


DATI OPERATIVI
EXPLORATION & PRODUCTION

		2021	2020	2019
Produzione di idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.682	1.733	1.871
Riserve certe di idrocarburi	(milioni di boe)	6.628	6.905	7.268
Vita utile residua delle riserve certe	(anni)	10,8	10,9	10,6
Tasso di rimpiazzo organico delle riserve	(%)	55	43	92
Profit per boe ^{(a)(c)}	(\$/boe)	4,8	3,8	7,7
Opex per boe ^(b)		7,5	6,5	6,4
Finding & Development cost per boe ^(c)		20,4	17,6	15,5

GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO

Vendite gas naturale	(miliardi di metri cubi)	70,45	64,99	72,85
<i>di cui: in Italia</i>		36,88	37,30	37,98
<i>internazionali</i>		33,57	27,69	34,87
Vendite GNL		10,9	9,5	10,1

REFINING & MARKETING E CHIMICA

Capacità di bioraffinazione	(milioni di tonnellate/anno)	1,1	1,1	1,1
Produzioni vendute di biocarburanti certificati	(migliaia di tonnellate)	585	622	256
Tasso di utilizzo medio bioraffinerie	(%)	65	63	44
Quota di mercato rete in Italia		22,3	23,2	23,6
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	7,23	6,61	8,25
Stazioni di servizio rete Europa a fine periodo	(numero)	5.314	5.369	5.411
Erogato medio per stazione di servizio rete Europa	(migliaia di litri)	1.521	1.390	1.766
Tasso di utilizzo medio degli impianti di raffinazione tradizionale	(%)	76	69	88
Produzioni di prodotti petrolchimici	(migliaia di tonnellate)	8.476	8.073	8.068
Tasso di utilizzo medio degli impianti petrolchimici	(%)	66	65	67

PLENITUDE & POWER

Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	(megawatt)	1.137	335	174
Produzione di energia da fonti rinnovabili	(gigawattora)	986	340	61
Vendite gas retail e business	(miliardi di metri cubi)	7,85	7,68	8,62
Vendite retail e business energia elettrica a clienti finali	(terawattora)	16,49	12,49	10,92
Produzione termoelettrica		22,36	20,95	21,66
Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi		28,54	25,33	28,28

(a) Relativo alle società consolidate.

(b) Include la quota Eni delle joint venture e collegate valutate con il metodo del patrimonio netto.

(c) Media triennale.