

enipower s.p.a.

Società soggetta all'attività di direzione
e coordinamento dell'Eni S.p.A.



Bilancio al 31 dicembre 2021

EniPower S.p.A.

Società per Azioni con sede legale in S. Donato Milanese – Milano

Piazza Vanoni, 1

Capitale Sociale euro 944.947.849 i.v.

Registro Imprese di Milano-Monza-Brianza-Lodi

R.E.A. Milano n. 1600596

Codice fiscale e Partita IVA n. 12958270154

Società con socio unico e soggetta all'attività di direzione coordinamento dell'Eni S.p.A

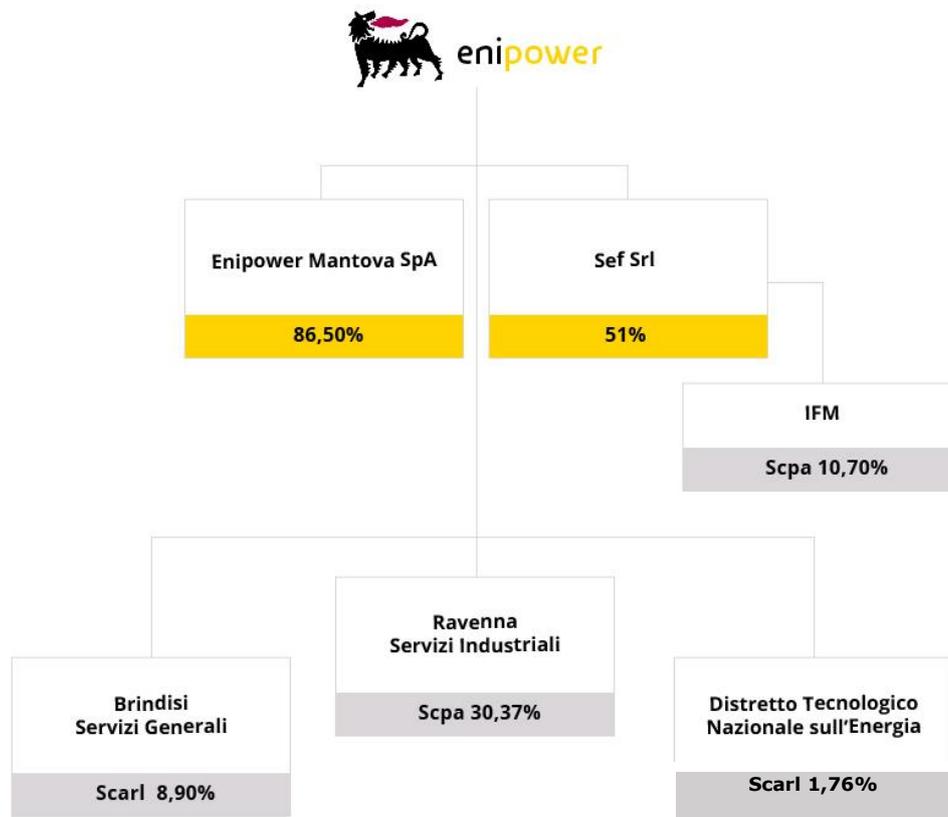
Enipower S.p.A.

Relazione sulla gestione

Le partecipazioni di Enipower	4
Identità aziendale	5
Profilo dell'anno	6
Scenario macro-economico e di mercato	7
Evoluzione del quadro normativo	10
Governance	12
Salute, ambiente, sicurezza e qualità	13
Ricerca scientifica e tecnologica	14
Rapporti con le Comunità	14
Andamento operativo	
Generazione e vendita	15
Investimenti tecnici	15
Risorse umane	16
Commento ai risultati e altre informazioni	
Conto economico	17
Stato patrimoniale riclassificato	22
Rendiconto finanziario riclassificato	26
Andamento economico delle società partecipate	27
Fattori di rischio e incertezza	28
Evoluzione prevedibile della gestione	29
Altre informazioni	30
Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori	32
Bilancio di esercizio	
Schemi di bilancio	34
Note al bilancio	39
Proposta del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli Azionisti	92
Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli Azionisti ai sensi dell'art. 153 D.Lgs 58/1998 e dell'art. 2429, comma 3, c.c.	93
Relazione della società di revisione	96
Deliberazioni dell'Assemblea degli Azionisti	99

Relazione sulla gestione

Le partecipazioni di Enipower



Enipower Mantova: società che gestisce la centrale elettrica di Mantova. La partecipazione di Enipower S.p.A. è dell'86,5%. La restante quota è posseduta da T.E.A. S.p.A.

Società Enipower Ferrara: società che gestisce la centrale elettrica di Ferrara. La partecipazione di Enipower S.p.A. è del 51%. La restante quota è posseduta da Axpo International SA.

IFM Ferrara: società consortile di servizi industriali nel sito di Ferrara

Ravenna Servizi Industriali: società consortile di servizi industriali nel sito di Ravenna

Brindisi Servizi Generali: società consortile di servizi industriali nel sito di Brindisi

Di.T.N.E.: società consortile, con finalità di ricerca in ambito energetico in cui Enipower S.p.A. partecipa quale socio sostenitore

Identità aziendale

Enipower S.p.A., società controllata al 100% da Eni, è stata costituita nel novembre 1999. Ad essa sono state conferite da EniChem S.p.A. e da Agip Petroli S.p.A. centrali elettriche convenzionali (potenza installata di circa 1.000 MW). La società ha nel corso degli anni completato un piano di investimenti che ha portato alla graduale sostituzione degli impianti originariamente conferiti con moderni cicli combinati, alimentati a gas naturale, che garantiscono standard elevati per la sicurezza e salute delle risorse umane impiegate e per la salvaguardia dell'ambiente.

Dal 1° gennaio 2007, Enipower opera sulla base di un contratto di Conto Lavorazione (tolling) stipulato con Eni S.p.A., contratto in base al quale la società genera energia elettrica che Eni commercializza sul mercato.

Nel gennaio 2010 Enipower ha acquistato da EniServizi S.p.A. la proprietà e la gestione della centrale di cogenerazione di Bolgiano e delle sue reti di distribuzione.

Oggi la società, direttamente o attraverso le sue partecipate, è proprietaria di 6 centrali elettriche ubicate nei siti petrolchimici di Brindisi, Ferrara, Mantova e Ravenna e nella raffineria di Ferrera Erbognone (PV) e di una centrale di cogenerazione a Bolgiano, con una potenza complessiva in esercizio di circa 5,06 GW. Tale parco impianti pone la società tra fra i primi produttori nazionali di energia elettrica e al primo posto come produttore di vapore tecnologico.

La società nel dicembre 2016 ha approvato il riassetto contrattuale delle attività di vendita di energia elettrica e vapore ai clienti di sito a seguito di valutazioni sugli effetti delle modifiche regolatorie relative alle Reti Interne di Utenza. A partire dal 1° gennaio 2017 le attività di vendita di energia elettrica ai clienti di sito sono effettuate direttamente da Eni. Inoltre, al fine di razionalizzare le attività commerciali, anche le vendite di vapore ai clienti di sito sono state cedute a Eni.

A partire dal 1° Gennaio 2018, come stabilito dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA ex AEEGSI) con la delibera 582/2017 del 3 Agosto 2017, la società ha iniziato ad erogare servizi di connessione, misura e trasporto per i Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC), di cui fanno parte anche le Reti Interne di Utenza (RIU), regolati dalla delibera 539/2015.

Dove opera Enipower



Profilo dell'anno

Fatti di rilievo

In data 28 aprile 2021, l'Assemblea degli Azionisti ha proceduto alla nomina degli Amministratori e del Presidente del Consiglio di Amministrazione per gli esercizi 2021, 2022 e 2023 e alla determinazione della retribuzione spettante agli Amministratori.

L'assemblea straordinaria del 23 settembre 2021 è deliberato la riduzione volontaria del capitale sociale per esuberanza riducendo l'importo da euro 944.947.849,00 a euro 700.000.000, mediante l'annullamento di 244.947.849 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro cadauna. Conseguentemente è stato approvato il rimborso all'azionista unico Eni S.p.A. di euro 180.000.000,00 e la costituzione di una riserva disponibile di euro 64.947.849,00.

La modifica del capitale sociale è diventata effettiva dal 4 gennaio 2022.

Nel Consiglio di Amministrazione del 27 ottobre 2021 è stata approvata la sottoscrizione di una nuova convenzione di acquisto di materiali tecnici con Enipower Mantova per la durata di 5 anni a partire dal 1° gennaio 2022.

Nel Consiglio di Amministrazione del 22 dicembre 2021 è stato nominato il nuovo Organismo di Vigilanza composto da due componenti, di cui uno esterno con funzioni di Presidente, che rimarrà in carica fino al 21 dicembre 2024.

Destinazione dell'utile di periodo

In data 28 aprile 2021 sulla base dei risultati conseguiti nel 2020, l'Assemblea degli Azionisti ha deliberato la distribuzione di euro 163.995.699,19 quale dividendo in ragione di 0,17355 euro per ciascuna delle 944.947.849 azioni del valore nominale di 1,00 euro.

I risultati

Nel 2021 il risultato netto evidenzia un utile di 91.445 migliaia di euro (106.171 migliaia di euro nel 2020). Rispetto al 2020 il miglioramento dei ricavi è principalmente dovuto all'incremento del prezzo dei diritti di emissione che non si riflette nell'utile operativo. Nel complesso si registra un peggioramento del risultato operativo (-30.312 migliaia di euro) e della gestione finanziaria (-952 migliaia di euro), fenomeni compensati parzialmente dalle minori imposte dell'esercizio (+10.310 migliaia di euro). Il Flusso di cassa netto da attività operativa di 126.413 migliaia di euro (170.287 migliaia di euro nel 2020) registra una riduzione riconducibile alla variazione del capitale d'esercizio netto.

Di seguito i principali dati relativi al periodo 2019-2021.

Principali dati economici, patrimoniali e finanziari		2019	2020	2021
Ricavi della gestione caratteristica	(migliaia di euro)	436.017	452.942	878.923
Utile operativo		134.957	125.582	95.270
Utile netto		115.356	106.171	91.445
Flusso di cassa netto da attività operativa		197.476	170.287	126.413
Investimenti tecnici		28.128	42.337	73.537
Capitale investito netto a fine periodo		864.423	840.754	873.580
Patrimonio netto		1.176.388	1.190.470	1.117.889
Indebitamento finanziario netto a fine periodo		(311.965)	(349.716)	(244.309)

Scenario macro-economico e di mercato

Nonostante le nuove varianti di Covid-19, il 2021 si è rivelato un anno relativamente positivo per le economie e i mercati finanziari di gran parte del mondo.

La fase di recupero dell'economia mondiale, avviata nel terzo trimestre del 2020, si è rafforzata nel 2021 raggiungendo il suo picco nel secondo trimestre. La ripresa ha manifestato un rallentamento nel terzo trimestre ma nella parte finale dell'anno ha nuovamente accelerato. Per il 2021 si pre-consuntiva un aumento del Pil globale, rispetto al 2020, del 5,7% e del commercio mondiale di circa il 10%.

A livello settoriale, nei primi mesi dello scorso anno la crescita economica ha riguardato soprattutto l'attività manifatturiera (che ha raggiunto e superato i livelli precrisi), per poi concentrarsi sul settore terziario, riflettendo lo spostamento della domanda dei consumatori verso i servizi che, però, non sono riusciti a recuperare del tutto quanto perso durante la crisi.

Nel 2021 sono emersi alcuni fattori di instabilità che non mancheranno di condizionare l'economia mondiale anche nel 2022. Sul fronte della produzione, le strozzature nelle catene di approvvigionamento hanno determinato un rallentamento delle attività, una risposta inadeguata della domanda alla ripresa e un rialzo dei prezzi. Hanno pesato soprattutto la scarsità di microchip, i ritardi nelle consegne di semilavorati, oltre che la carenza di forza lavoro specializzata e i problemi di riorganizzazione di diverse strutture produttive. Fondamentale anche il ruolo delle materie prime, soprattutto dei prodotti energetici e dei metalli utilizzati dalla green economy come litio, cobalto, nickel, rame: il significativo rialzo delle loro quotazioni ha rappresentato uno dei driver dell'accelerazione dell'inflazione in gran parte dei paesi. Inoltre, negli ultimi mesi dell'anno il dilagare delle mutazioni del virus Covid-19 ha iniziato a minare la fiducia degli operatori economici pur nella generale consapevolezza di una minore gravità e di un minor impatto delle nuove varianti rispetto a quelle precedenti.

Nel corso del 2021 le economie emergenti, nel loro complesso, hanno recuperato i livelli di Pil precrisi prima dei paesi avanzati (+6,6% la crescita rispetto al 2020), a causa di una normalizzazione dei processi produttivi precedente quella delle economie mature. La recrudescenza della pandemia ha interessato anche i mercati emergenti ma, nonostante le scarse campagne vaccinali, non sono state adottate drastiche restrizioni delle attività (ad eccezione della Cina) per non compromettere la crescita economica. L'accelerazione dell'inflazione, dopo anni di controllo da parte dei principali paesi emergenti, negli ultimi tempi ha preso il sopravvento anche in alcuni di questi, indirizzando le relative autorità monetarie verso un rialzo dei tassi di interesse per evitare una spirale di inflazione e deprezzamento del cambio, con il rischio però di provocare un indebolimento dell'attività economica.

La Cina ha vissuto un anno di grande instabilità. La ripresa delle infezioni da Covid-19 ha determinato provvedimenti governativi drastici che hanno influito sulla mobilità e sulla fiducia delle famiglie. Dal lato della produzione, alle problematiche internazionali sopra citate, il Governo cinese, a causa dell'aumento dei prezzi dei prodotti energetici, in particolare del carbone, e dei vincoli sempre più stringenti sulle emissioni, ha aggiunto gravi limitazioni ai consumi energetici delle aziende bloccando temporaneamente molte attività. Anche il settore immobiliare è stato colpito dall'introduzione di rigide regole governative che hanno fortemente limitato l'accesso a nuovi finanziamenti a un sistema già fortemente indebitato (il default del colosso Evergrande su una tranche di debito è stata una delle conseguenze). Per il 2021 si stima una crescita del Pil dell'8,1% rispetto al 2020.

Tra le economie avanzate, per le quali si stima un incremento del Pil del 5,1% nel 2021, gli Stati Uniti hanno manifestato un'economia in crescita (+5,7%) ma in parte frenata, oltre che dai problemi pandemici e dalle strozzature dal lato dell'offerta, dalle tensioni sul mercato del lavoro, dalla riduzione dell'impulso della politica di bilancio e dall'inflazione, particolarmente elevata rispetto agli altri paesi. Nelle altre economie avanzate, si evidenzia una crescita sostenuta nel Regno Unito (+7,2%) e debole in Giappone (+1,9%).

L'area UEM ha risentito delle stesse problematiche ravvisate a livello internazionale (più di quelle legate alla pandemia che all'inflazione) ma ha concluso il 2021 con una crescita del 5,2% e con i primi segnali di stabilizzazione economica, pur con intensità diverse tra paesi. Tra questi, con una crescita stimata

intorno al 6,5%, si è contraddistinta l'Italia soprattutto per il traino dell'industria manifatturiera che è diventata uno dei principali motori della crescita industriale dell'Eurozona. La performance dell'industria italiana, che ha recuperato stabilmente i livelli di attività precrisi differentemente da Germania e Francia, è spiegata sia da una dinamica della componente interna della domanda, favorita dalle misure statali di sostegno ai redditi e di stimolo alla spesa, sia dal basso grado di esposizione delle imprese manifatturiere italiane alle attuali strozzature delle catene globali del valore. Anche il settore terziario italiano ha manifestato una vivace ripresa nel 2021, pur non recuperando ancora le perdite del periodo di crisi dovuto alla pandemia.

Dovendo riassumere quanto emerso a livello mondiale nel 2021, si può sostenere che l'anno si è aperto con la ripresa e si è concluso con l'inflazione. Molto si è discusso sulla temporaneità della dinamica al rialzo dei prezzi ma, per allontanare lo spettro di una duratura spirale inflativa, le autorità monetarie della maggior parte dei paesi hanno avviato, nell'ultima parte dell'anno, un'inversione delle politiche monetarie espansive messe in atto nel 2020.

Nel corso del 2021 il tasso di cambio \$/€ è stato caratterizzato da un iniziale apprezzamento dell'euro che, a partire dalla seconda metà dell'anno, ha perso gradualmente forza contro il dollaro. Il rafforzamento dell'euro nei primi mesi del 2021 è stato determinato dal successo della campagna di vaccinazione europea, che ha supportato le aspettative di una ripresa economica più robusta rispetto a quella statunitense. Tuttavia, nella seconda parte del 2021 le interruzioni delle catene di approvvigionamento e l'aumento dei prezzi delle commodities hanno determinato una crescita vertiginosa dell'inflazione cui le banche centrali delle due aree valutarie hanno risposto in modo differente. L'orientamento della Federal Reserve, più incisivo rispetto a quello della BCE nel contrasto delle pressioni inflazionistiche, ha determinato un forte deprezzamento dell'euro, portando il cambio \$/€ a chiudere il 2021 con un valore medio annuo di 1,183.

Nel 2021 il prezzo medio del Brent è stato pari a 70,7 \$/b, in crescita di circa il 70% rispetto al valore del 2020 di 41,7 \$/b. A sostegno del mercato il continuo recupero della domanda, guidato dai vaccini, la politica di attento monitoraggio delle produzioni da parte dell'OPEC e il completo riassorbimento del surplus delle scorte mondiali cumulato nel 2020.

I prezzi del gas, dopo i minimi del 2020 causati dalla crisi pandemica, nel 2021 hanno registrato incrementi record, ben più significativi di quelli del petrolio, grazie alla sostenuta ripresa della domanda non compensata da un idoneo adeguamento del supply. Alla base del trend di offerta ci sono motivazioni sia di carattere congiunturale, come il fermo non programmato di alcuni impianti di liquefazione per problemi di tipo tecnico e per scarsità di *feedgas*, che strutturale, come il rallentamento degli investimenti in nuovi progetti di liquefazione e della crescita della produzione gas US in conseguenza alla disciplina finanziaria imposta agli *shale producer*. La domanda globale di gas ha invece registrato una importante crescita beneficiando della ripresa economica, dell'inverno rigido (soprattutto in Asia) e del contributo variabile delle intermittenti. Tra fine estate e fine anno, a fronte dell'inseverimento della situazione di *tightness*, i prezzi spot del gas hanno toccato i massimi storici. In particolare:

- in Europa, il rallentamento dei flussi di import via pipe, soprattutto dalla Russia, ha portato le scorte su livelli ben al di sotto dei minimi degli ultimi anni. Con la crescita della *heating demand*, resiliente agli elevati prezzi, la richiesta di LNG ha fatto diventare il mercato globale drammaticamente corto. I prezzi nel Vecchio Continente sono saliti fino ai massimi storici (es. prezzo al NBP 15,5 \$/MBtu, rispetto a 3,2 \$/MBtu del 2020);
- l'Asia, mercato tradizionalmente a premio e dove la ripresa economica è stata maggiore anche per il minore effetto della variante Omicron, ha conteso all'Europa i carichi spot e anche il prezzo JKM ha raggiunto nel 2021 il record assoluto (15,1 \$/MBtu, rispetto a 3,8 \$/MBtu del 2020);
- negli USA l'Henry Hub si è attestato su una media annuale di 3,9 \$/MBtu (rispetto ai 2 \$/MBtu del 2020), riflettendo parzialmente le tensioni a livello globale. I consumi sono aumentati anche per la domanda destinata all'export di LNG, con gli impianti di liquefazione che nella seconda metà dell'anno hanno lavorato quasi alla massima capacità.

Anche il prezzo del carbone nel 2021, al pari delle altre commodity, ha beneficiato della ripresa attestandosi su una media annua di 123 \$/ton in Europa, oltre il doppio dei 50 \$/ton del 2020 e dei 60 \$/ton del 2019. In alcuni dei paesi esportatori le produzioni sono state rallentate da fattori climatici, mentre i consumi sono cresciuti soprattutto in Asia, grazie anche alle basse temperature in Cina nel primo trimestre del 2021, agli effetti sull'economia derivanti dell'allentamento delle misure di contrasto alla pandemia e alla maggiore competitività rispetto al gas osservata nella seconda parte dell'anno. In particolare, nel settore della generazione elettrica europea, la domanda di carbone ha beneficiato della crescita dei consumi elettrici e dei prezzi del gas su livelli record, che hanno portato alcuni paesi a potenziare l'utilizzo di impianti a carbone pur a fronte di maggiori emissioni di CO₂.

Nel 2021 il prezzo dell'European Union Allowance (EUA) ha registrato un vertiginoso aumento consolidandosi su una media di 53,4 €/ton (vs 24,7 €/ton nel 2020). Il trend rialzista è stato trainato da diversi fattori. Il rimbalzo delle emissioni ha contribuito all'aumento della richiesta di permessi EUA, principalmente a causa dell'incremento della produzione da carbone trainato dall'esplosione dei prezzi gas. Inoltre, la riduzione dei volumi d'asta e le proposte di riforma dell'ETS contenute nel documento "Fit for 55" hanno amplificato il rally dei prezzi EUA attirando anche investitori finanziari. Nell'ultimo trimestre del 2021, si è assistito poi ad un forte rimbalzo (+20%, +11,4 €/ton vs III trimestre), con un'accelerazione più marcata nel mese di dicembre acuita da fattori tecnici (pausa aste), una minor produzione da eolico rispetto alle previsioni e dal fermo temporaneo di alcune centrali nucleari in Francia.

Gli effetti dello scenario macro-economico e di mercato ha un impatto limitato sull'operatività della società in quanto relativa alla generazione di energia elettrica e vapore tecnologico tramite un contratto di Conto Lavorazione (tolling) in esclusiva con Eni S.p.A. e all'erogazione dei servizi di connessione, misura e trasporto.

Evoluzione del quadro normativo

Con la delibera **321/2021/R/eel** l'Autorità approva il regolamento, predisposto da Terna, relativo al progetto pilota per l'adeguamento di impianti "esistenti" ai sensi del Regolamento RfG, connessi alla Rete di Trasmissione Nazionale, affinché possano erogare il servizio di regolazione di tensione (gli impianti "nuovi" ai sensi di tale Regolamento, infatti, devono già essere tecnicamente in grado di regolare la tensione).

Con la delibera **323/2021/R/eel** l'Autorità, in ottemperanza alle sentenze del Consiglio di Stato n. 4346/2021, n. 4347/2021 e n. 4348/2021, avvia un procedimento in materia di erogazione del servizio di dispacciamento alle utenze connesse ai Sistemi di Distribuzione Chiusi. Inoltre, il presente provvedimento, nelle more della sua conclusione, definisce le modalità transitorie, salvo conguaglio, di applicazione dei corrispettivi di dispacciamento alle utenze dei SDC. Per la suddetta fase transitoria alle utenze connesse agli SDC non verranno fatturati i corrispettivi legati agli Oneri di Dispacciamento sull'energia elettrica autoprodotta.

Con la delibera **378/2021/R/eel** l'Autorità verifica la conformità delle proposte di modifica, predisposte da Terna, alla disciplina del mercato della capacità, rispetto ai criteri di cui alla deliberazione ARG/elt 98/11, e si apportano alcune modifiche e integrazioni alla citata deliberazione con riferimento al prezzo di riferimento.

Con la delibera **399/2021/R/eel** l'Autorità definisce i parametri economici del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità di cui alla deliberazione ARG/elt 98/11, in relazione alle procedure concorsuali per gli anni di consegna 2024 e 2025.

Con la delibera **498/2021/R/eel** l'Autorità verifica la conformità delle proposte di modifica, predisposte da Terna, alla disciplina del mercato della capacità e alle relative disposizioni tecniche di funzionamento e si apportano alcune modifiche e integrazioni alla deliberazione ARG/elt 98/11.

Con la delibera **517/2021/R/eel** l'Autorità approva alcune modifiche al Codice di rete di Terna funzionali a consentire, in condizioni di criticità del sistema elettrico, l'approvvigionamento delle risorse per la riserva terziaria di sostituzione a salire preliminare al Mercato del Giorno Prima. Tale approvvigionamento viene eseguito in via eccezionale nei casi in cui Terna preveda, rispetto al giorno di riferimento, il verificarsi di particolari condizioni di criticità per cui la stima della riserva terziaria di sostituzione a salire disponibile in esito al Mercato per il Servizio di Dispacciamento sia tale da non consentire l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Con la delibera **523/2021/R/eel** l'Autorità implementa la riforma della disciplina degli sbilanciamenti, in attuazione del quadro regolatorio europeo.

Con la delibera **560/2021/R/eel** l'Autorità posticipa al 1° gennaio 2023 l'applicazione della regolazione in materia di erogazione del servizio di trasmissione, distribuzione e dispacciamento nel caso dell'energia elettrica prelevata per i consumi relativi ai servizi ausiliari di generazione e nel caso dell'energia elettrica prelevata e successivamente re-immessa in rete dai sistemi di accumulo, introdotta con la deliberazione 109/2021/R/eel.

Con la delibera **566/2021/R/eel** l'Autorità illustra le modalità di applicazione del corrispettivo a copertura degli oneri netti di approvvigionamento della capacità di cui alla delibera arg/elt 98/11 ai clienti finali dei servizi di ultima istanza e ai clienti delle offerte P.L.A.C.E.T.

Il corrispettivo per spesare il capacity market sarà previsto dal TIS a partire dal 1° gennaio 2022 come articolo 23 bis, quindi un corrispettivo aggiuntivo extra articolo 24 (corrispettivi non applicati all'energia autoprodotta all'interno degli SDC).

Con la delibera **597/2021/R/eel** l'Autorità introduce un sistema di incentivazione, di tipo output-based, ai fini dell'efficientamento dell'attività di dispacciamento e, conseguentemente, della riduzione dei costi del Mercato per il Servizio di Dispacciamento, della mancata produzione eolica e dell'essenzialità.

Con la delibera **27/2022/R/eel** l'Autorità ha posticipato al 17 maggio 2022 il termine di durata del procedimento avviato con la deliberazione dell'Autorità 321/2021/eel in ottemperanza alle sentenze del Consiglio di Stato n. 4346/2021, n. 4347/2021 e n. 4348/2021 in materia di erogazione del servizio di dispacciamento alle utenze connesse ai Sistemi di Distribuzione Chiusi.

Governance

Enipower S.p.A.

Società per Azioni con sede legale in San Donato Milanese – Milano

Piazza Vanoni, 1

Capitale Sociale euro 944.947.849 i.v.

Registro imprese di Milano-Monza-Brianza-Lodi

R.E.A. Milano n. 1600596

Codice fiscale e Partita IVA n. 12958270154

Società con socio unico e soggetta all'attività di direzione coordinamento dell'Eni S.p.A.

La società è amministrata da un Consiglio di Amministrazione i cui membri, di seguito elencati, resteranno in carica fino all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2023:

Dott. Francesco Giunti	Presidente /Amministratore Delegato
Dott. Dimitri Gazzotti	Consigliere
Dott.ssa Hannelore Rocchio	Consigliere

Il Collegio Sindacale è così composto:

Dott. Michele Casò	Presidente
Dott.ssa Cinzia Cravagna	Sindaco effettivo
Dott.ssa Sara Anita Speranza	Sindaco effettivo
Dott. Luca Bertoli	Sindaco supplente
Dott.ssa Giulia De Martino	Sindaco supplente

I membri del Collegio Sindacale resteranno in carica fino all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2022.

Nell'Assemblea degli Azionisti del 17 Aprile 2019 è stata deliberata la risoluzione consensuale dell'incarico di revisione legale con EY S.p.A. ed è stato conferito l'incarico di revisione legale dei conti per gli esercizi 2019-2020-2021 alla PricewaterhouseCoopers S.p.A..

Salute, ambiente, sicurezza e qualità

Nel corso del 2021 sono state svolte le attività finalizzate al mantenimento delle registrazioni EMAS e delle certificazioni del sistema di gestione di salute e sicurezza (ISO 45001:2018), ambiente (ISO 14001:2015) e energia (ISO 50001:2018) a copertura di tutte le attività e siti produttivi di Enipower. La protezione dell'ambiente è perseguita in un'ottica di gestione sostenibile, con particolare riguardo alla tutela e salvaguardia delle matrici ambientali e al miglioramento dell'efficienza energetica.

Tutte le centrali di Enipower sono dotate di Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) e pertanto sono oggetto di periodici sopralluoghi da parte degli Enti Competenti, tra cui l'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale e le Agenzie Regionali per la Protezione dell'Ambiente, che ne verificano il rispetto dei Piani di Monitoraggio e Controllo in merito alle prescrizioni ambientali. Nel corso del 2021 nessuna centrale Enipower è stata oggetto di controlli ordinari da parte degli Enti Competenti, mentre la centrale di Brindisi è stata oggetto di un controllo specifico che ne ha verificato l'ottemperanza rispetto ad una condizione per il gestore ricevuta nel corso del controllo ordinario del 2020.

A seguito dell'avvio nel 2019 del processo di riesame di tutte le AIA delle centrali Enipower, nel corso del 2021 è stato completato l'ottenimento delle nuove autorizzazioni per tutte le centrali.

Nel corso del 2021 sono stati avviati progetti di ottimizzazione energetica, il cui completamento è previsto nel corso dei prossimi due anni; sono inoltre proseguite analisi di fattibilità tecnico-economica per interventi di efficientamento energetico e di recupero calore.

In particolare, si segnala la sottoscrizione di un accordo commerciale ventennale tra Eni ed A2A Calore e Servizi per la fornitura del calore che viene generato nel sito di Bolgiano e che verrà utilizzato per alimentare una porzione della rete di teleriscaldamento di Milano (zona sud-est). Grazie a questo accordo sarà possibile incrementare il fattore di utilizzo e l'efficienza produttiva del sito e fornire calore "cogenerato" a basso impatto ambientale per circa 54 gigawattora all'anno, che equivalgono al fabbisogno medio annuo di circa 6.000 famiglie.

Nell'ambito della partecipazione al quarto periodo di adempimento del Sistema Europeo di Emission Trading relativo allo scambio di quote di emissione di CO₂ ai sensi della Direttiva 2003/87/CE, la società nel 2021 ha ottenuto, nei tempi previsti, la certificazione delle emissioni dell'anno 2020 su tutte le proprie centrali da parte dell'ente di certificazione e conseguito la conformità con la restituzione delle quote per l'anno 2020.

Le emissioni di CO₂ per l'anno 2021, soggette a regolamento Emission Trading System, sono state complessivamente pari a 6.660.252 quote. Per il Piano di Bilanciamento 2021 la società ha potuto disporre di 18.979 quote gratuite di CO₂, così come previsto dalle ultime delibere ministeriali. A dicembre 2021 sono state acquistate 4.441.676 quote di CO₂. Le restanti quote di CO₂ che andranno a coprire l'intera restituzione delle quote 2021 saranno acquistate entro il 30 aprile 2022.

Le performance ambientali sono pubblicate nella dichiarazione ambientale ai sensi del regolamento EMAS.

Nel corso del 2021 si sono registrati due infortuni, a personale dipendente, presso le centrali di Ravenna e di Brindisi, con un'assenza dal lavoro rispettivamente di 19 e 30 giorni.

In ottica di potenziamento del fattore umano come barriera all'accadimento di eventi incidentali, è stato avviato, su tutti i siti, il progetto di assistenza del Safety Competence Center di Eni al personale delle unità HSEQ locali, con la finalità di potenziare ulteriormente l'attenzione alle tematiche HSE in campo, attraverso un rafforzamento del coinvolgimento diretto dei dipendenti su tali tematiche. In aggiunta, è stato sperimentato sul sito di Ravenna il modello "THEME" ("The Human Error Model for Eni"), metodologia sviluppata da Eni per l'analisi dei comportamenti in ambito sicurezza, attraverso la ridefinizione del ruolo del fattore umano come agente attivo che costituisce la prima barriera al potenziale degenerare degli eventi incidentali.

Nell'ambito del processo di Digital Transformation di Eni, nel corso del 2021 è proseguita l'estensione del sistema degli Smart DPI, già entrato in produzione gli anni precedenti per il personal Enipower presso le

centrali di Ferrera Erbognone e Ravenna, con l'avvio della sperimentazione del medesimo sistema su alcuni contrattisti a Ferrera Erbognone.

Nell'anno, inoltre, è stata completata l'integrazione del sistema IRSI con l'applicativo dei permessi di lavoro elettronici (e-WP) presso il sito di Ferrera Erbognone. IRSI è un software di riconoscimento delle immagini che consente, tramite smartphone/tablet fornito in dotazione al personale, di identificare correttamente i dispositivi elettrici – i.e. interruttori – e fornire ausilio nell'esecuzione delle manovre elettriche, indicando, tramite realtà aumentata, la sequenza delle azioni da compiere e fornendo conferma dell'avvenuta esecuzione).

Nel corso del 2021 presso tutte le centrali Enipower è stata svolta l'iniziativa del "Patto per la Sicurezza e l'Ambiente", organizzata in collaborazione con le unità Ambiente e Safety Competence Center (SCC) di Eni. Il Patto per la Sicurezza e l'Ambiente nasce come naturale estensione agli aspetti ambientali del patto per la sicurezza, già in vigore da diversi anni, configurandosi come un'iniziativa di sensibilizzazione e, soprattutto, di attuazione di strumenti ed azioni concrete per gli appaltatori nella gestione delle tematiche ambientali.

In ambito salute, a seguito della pandemia di Covid-19, ciascuna centrale di Enipower, in coerenza alle prescrizioni contenute nei provvedimenti approvati dal Governo e alle linee guida Eni, ha adottato uno specifico piano di risposta all'emergenza sanitaria.

Per quanto attiene le attività di promozione della salute, si segnala che la "Campagna vaccinazioni Antinfluenzale" annuale ha raccolto nel 2021 una significativa adesione da parte dei dipendenti.

Nel secondo semestre del 2021, tramite la collaborazione tra WHP (WorkplaceHealthPromotion), l'ATS Città Metropolitana di Milano e Fondazione Somaschi, è stato organizzato un Workshop online sulla sensibilizzazione al tema delle ludopatie, ovvero i disturbi di dipendenza da gioco d'azzardo. A questo Workshop hanno potuto partecipare le persone della Sede uffici di San Donato Milanese e della Centrale di Bolgiano.

Nel corso del 2021 è stata svolta su Enipower una verifica sul livello di applicazione della Linea Guida ISO 26000 in relazione ai principi ed ai temi della responsabilità sociale.

Nel corso del 2021 è stato pubblicato il Report di Sostenibilità per l'anno 2020.

Ricerca scientifica e tecnologica

La società non dispone di strutture proprie dedicate all'attività di ricerca scientifica e tecnologica che può, però, eseguire in outsourcing.

Rapporti con le Comunità

Si segnala che è in vigore una convenzione con il Comune di Ferrera Erbognone che prevede il finanziamento di interventi di promozione dell'efficienza energetica da realizzare nel Comune a beneficio del territorio e dei suoi abitanti, in un'ottica di miglioramento continuo della sostenibilità ambientale.

Andamento operativo

Generazione e vendita

Nel 2021 la società ha prodotto energia elettrica, al netto degli autoconsumi, per 16.176 gigawattora (15.656 gigawattora nel 2020). La maggior produzione di energia elettrica rispetto all'esercizio precedente è riconducibile alla diversa attività di manutenzione, alla modulazione e alle differenti fermate opportunistiche.

La produzione di vapore per usi industriali è stata di 4.452 migliaia di tonnellate, in diminuzione rispetto al 2020 (4.679 migliaia di tonnellate).

Il grado di utilizzo della capacità produttiva degli impianti, calcolato sulla potenza termica (inclusi gli impianti tenuti a "riserva fredda"), è stato mediamente del 58,7%.

Principali dati operativi e di sostenibilità		2019	2020	2021
Capacità produttiva installata	(megawatt)	3.475	3.475	3.475
Produzione di energia elettrica ¹	(gigawattora)	16.011	15.656	16.176
Produzione di vapore	(migliaia di tonnellate)	4.769	4.679	4.452

(1) Per le centrali di Brindisi, Bolgiano, Ferrera Erbognone e Ravenna che operano in Tolling si intende quantitativi di energia elettrica/vapore al netto di autoconsumi e perdite di rete.

Investimenti tecnici

Investimenti in immobilizzazioni materiali

Nel 2021 gli investimenti in immobilizzazioni materiali della società ammontano a 73.537 migliaia di euro (42.337 migliaia di euro nel 2020). Gli investimenti hanno riguardato:

- le iniziative destinate a garantire l'operatività, l'upgrading e l'efficienza energetica degli impianti per 29.048 migliaia di euro. Tra i principali interventi si annoverano, in particolare nel sito di Ravenna, il progetto per l'installazione di una nuova caldaia, le attività sull'impianto TG501 e la realizzazione del nuovo deposito rifiuti, oltre all'adeguamento e il revamping dei sistemi e della rete elettrica a Brindisi. Infine, si rileva l'acquisto presso il magazzino centralizzato di Parma di ricambi strategici, disponibili per tutto il parco macchine in caso di criticità derivanti da guasti;
- gli acconti relativi all'acquisto di due turbine a gas a ciclo aperto (Peakers) nel sito di Ravenna per 22.245 migliaia di euro;
- il ricondizionamento e l'acquisto di palette delle turbine a gas dei cicli combinati (18.448 migliaia di euro) e la sostituzione delle parti calde (Hot Section) del turbogeneratore nel sito di Bolgiano (3.796 migliaia di euro).

Investimenti in immobilizzazioni immateriali e finanziarie

Nel 2021 non sono stati effettuati investimenti in immobilizzazioni immateriali e finanziarie.

Risorse umane

Al 31 dicembre 2021 i dipendenti a ruolo della società sono 304 (307 al 31 dicembre 2020). I dipendenti distaccati presso Enipower da altre società del Gruppo sono 8, i dipendenti di Enipower in distacco presso altre società del Gruppo sono 3.

La ripartizione dei dipendenti per qualifica contrattuale è la seguente:

DIPENDENTI A RUOLO FINE PERIODO (per qualifica)	2019	2020	2021	Var. ass.
DIRIGENTI	9	7	5	(2)
QUADRI	56	57	55	(2)
IMPIEGATI	171	177	173	(4)
OPERAI	68	66	71	5
TOTALE	304	307	304	(3)

Con riferimento al personale a ruolo, nel corso dell'anno si sono verificati i seguenti movimenti:

- 3 risorse sono state trasferite da altre società del gruppo Eni;
- 2 risorse sono state trasferite ad altre società del gruppo Eni;
- 4 risorse si sono dimesse;
- 6 risorse sono uscite con risoluzione consensuale per pensionamento;
- 1 risorsa è stata assunta con contratto a tempo indeterminato;
- 1 risorsa è stata assunta con contratto di apprendistato;
- 4 risorse sono state assunte con contratto a tempo determinato.

Inoltre, sono state confermate con contratto a tempo indeterminato 3 risorse (a fine periodo di apprendistato);

Nel 2021, a livello organizzativo, non si evidenziano discontinuità rispetto al 31 dicembre 2020.

E' proseguita l'azione di coordinamento delle attività di definizione, aggiornamento e sviluppo del sistema organizzativo, del sistema dei poteri (procure e deleghe) e del sistema normativo. Con riferimento a questo ultimo punto, sono continuate a livello societario le attività di analisi, recepimento e successiva implementazione degli strumenti normativi emessi da Eni spa (Management System Guidelines – MSG), oltre che le attività di sviluppo e aggiornamento dei documenti normativi societari (procedure, istruzioni operative).

Commento ai risultati

Conto economico

2019	(migliaia di euro)	2020	2021	Var. ass.	Var. %
436.017	Ricavi della gestione caratteristica	452.942	878.923	425.981	94,0
19.340	Altri ricavi e proventi	23.245	5.369	(17.876)	(76,9)
455.357	Ricavi	476.187	884.292	408.105	85,7
(267.140)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(268.722)	(696.658)	(427.936)	(159,2)
223	Riprese di valore (svalutazioni nette) di crediti commerciali e altri crediti	(10)	(662)	(652)	(6.520,0)
(26.304)	Costo lavoro	(26.904)	(27.815)	(911)	(3,4)
(64.862)	Ammortamenti	(61.568)	(62.088)	(520)	(0,8)
38.383	Riprese di valore (svalutazioni nette) di attività materiali	6.657	(1.106)	(7.763)	116,6
(700)	Radiazioni	(58)	(693)	(635)	(1.094,8)
134.957	Utile operativo	125.582	95.270	(30.312)	(24,1)
(2.216)	Proventi (oneri) finanziari netti	(1.646)	(2.598)	(952)	(57,8)
18.684	Proventi netti su partecipazioni	18.684	24.912	6.228	(33,3)
151.425	Utile prima delle imposte	142.620	117.584	(25.036)	(17,6)
(36.069)	Imposte sul reddito	(36.449)	(26.139)	10.310	28,3
(23,8)	Tax rate (%)	(25,6)	(22,2)	3,4	
115.356	Utile netto	106.171	91.445	(14.726)	(13,9)

Utile Operativo

Nel 2021 la società ha registrato un utile operativo di 95.270 migliaia di euro. L'utile operativo evidenzia un risultato inferiore a quello registrato nell'esercizio precedente per 30.312 migliaia di euro, riconducibile ai seguenti fenomeni non ricorrenti per un importo totale di -26,8 milioni di euro:

- 16,3 milioni di euro per la chiusura nel 2020 del fondo per contenziosi e della nota di credito relativi all'incentivazione CIP6/92 iscritta in anni precedenti;
- 6,7 milioni di euro per la variazione della ripresa di valore degli impianti dell'anno 2020;
- 0,5 milioni di euro per la svalutazione di crediti diversi a lungo termine;
- 0,5 milioni di euro per la svalutazione materiali e ricambi di magazzino;
- +0,9 milioni di euro di plusvalenza per vendita ricambi strategici a SEF S.r.l.;
- 3,7 milioni di euro derivanti da fenomeni non ricorrenti relativi a passati esercizi, tra cui i rimborsi costi di essenzialità Termica Milazzo realizzati nel 2020 (-1,5 milioni di euro), i conguagli relativi all'attività sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (-1,1 milioni di euro) e altri fenomeni (-1,1 milioni di euro).

La gestione dell'anno corrente registra una variazione negativa di -3,5 milioni di euro:

- 4,5 milioni di euro derivanti dall'attività di conto lavorazione. La diminuzione è riconducibile alla minore efficienza realizzata sui costi operativi (-6,2 milioni di euro), alla minore remunerazione del capitale (-2,7 milioni di euro), fenomeni in parte compensati dai maggiori margini per l'attività sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (+4,3 milioni di euro) e dai maggiori premi per componenti bonus/malus (+0,1 milioni di euro);
- 0,8 milioni di euro per il valore complessivo delle riprese/svalutazioni di valore dei siti di Brindisi, Ferrera Erbognone, Ravenna e Progetto Peakers;
- +1,7 milioni di euro derivante dall'attività di gestione delle RIU. La variazione positiva è riconducibile all'applicazione delle tariffe piene nel secondo semestre (+2,7 milioni di euro), compensata dalla radiazione e svalutazione di cespiti della RIU di Brindisi (-1,0 milioni di euro);
- +0,1 milioni di euro derivanti dall'attività di vendita di acque industriali.

Risultato netto

Nel 2021 il risultato netto evidenzia un utile di 91.445 migliaia di euro che riflette il peggioramento del risultato operativo (-30.312 migliaia di euro) e della gestione finanziaria (-952 migliaia di euro), fenomeni compensati parzialmente dalle minori imposte dell'esercizio (+10.310 migliaia di euro).

Analisi delle voci del conto economico

Ricavi

Nel 2021 la società ha registrato ricavi nella gestione caratteristica per 878.923 migliaia di euro in aumento di 425.981 migliaia di euro rispetto al 2020 (452.942 migliaia di euro nel 2020). Rispetto al 2020 il miglioramento dei ricavi è principalmente dovuto all'incremento del prezzo dei diritti di emissione che non si riflette nell'utile operativo.

I ricavi dell'esercizio sono essenzialmente così composti:

- 846.260 migliaia di euro (425.543 migliaia di euro nel 2020) per il contratto di Conto Lavorazione con Eni determinati sulla base del contratto di conto lavorazione;
- 20.836 migliaia di euro per l'erogazione di servizi di connessione, misura e trasporto (16.464 migliaia di euro nel 2020). I ricavi, a partire dal mese di agosto, sono stati fatturati secondo quanto previsto dalla delibera 321/2021/R/eel emessa dall'Autorità nel luglio 2021 che ha fissato, in via transitoria, la non applicazione degli oneri di dispacciamento a partire dal mese di agosto 2021;
- 5.036 migliaia di euro per cessione di certificati bianchi relativi allo stabilimento di Bolgiano a Eni;
- 1.657 migliaia di euro (1.180 migliaia di euro nel 2020) dalla vendita di acque industriali.

Gli altri ricavi per 5.369 migliaia di euro (23.245 migliaia di euro nel 2020) si riferiscono principalmente a:

- ai proventi da cessione di diritti di emissione per 3.365 migliaia di euro;
- alla plusvalenza di 904 migliaia di euro realizzata per la vendita di cespiti a SEF per la riparazione del guasto del trasformatore elevatore TRM2 del Ciclo Combinato 2.

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

Nel 2021 la società ha sostenuto costi per 696.658 migliaia di euro in aumento di 427.936 migliaia di euro rispetto al 2020 (268.722 migliaia di euro nel 2020).

I costi dell'esercizio sono principalmente così articolati:

- 584.949 migliaia di euro (182.866 migliaia di euro nel 2020) per gli oneri associati all'acquisto di emission rights;
- 57.436 migliaia di euro (50.462 migliaia di euro nel 2020) per materiali e prestazioni di manutenzione.

Si evidenziano inoltre:

- costi verso Eni per servizi di supporto al business per 14.706 migliaia di euro (14.738 migliaia di euro nel 2020);
- riaddebiti per servizi manageriali prestati alle società controllate Enipower Mantova (2.948 migliaia di euro) e SEF (3.352 migliaia di euro);
- oneri per l'Imposta Municipale sugli Immobili di 1.021 migliaia di euro;
- costi sostenuti per l'emergenza Covid-19 per 381 migliaia di euro (585 migliaia di euro nel 2020);
- l'accantonamento al fondo svalutazione materiali diversi per 506 migliaia di euro determinato in ottica prudenziale, è riferito alla verifica e valutazione di materiali e ricambi a disposizione per l'attività di manutenzione ciclica pluriennale non movimentati da oltre 60 mesi;
- l'utilizzo a fronte oneri del fondo oneri ambientali per 438 migliaia di euro per costi relativi a bonifiche sostenuti presso il sito di Brindisi.

Tra gli accantonamenti netti a fondi rischi e oneri figurano:

- l'utilizzo per esubero di 439 migliaia di euro del fondo per un contenzioso riguardante le accise del sito di Ravenna per l'anno 2002;
- l'utilizzo per esubero di 40 migliaia di euro del fondo per vertenze legali per l'estinzione della causa contro Mitrotta, locatario di un terreno attiguo al comprensorio industriale del Comune di Brindisi, aveva citato presso il Tribunale di Brindisi, Enipower S.p.A. e altre società coesediate per asseriti danni alle sue coltivazioni provocati, a sua detta, dalle emissioni dal sito petrolchimico di Brindisi.

Riprese di valore (svalutazioni nette) di crediti commerciali e altri crediti

Nel 2021 il fondo svalutazione crediti commerciali si è incrementato per 151 migliaia di euro. Sono registrate perdite su crediti commerciali non coperte da fondo svalutazione per 8 migliaia di euro.

Inoltre si è proceduto ad effettuare un accantonamento al fondo svalutazione crediti diversi a lungo termine per 503 migliaia di euro in seguito alla svalutazione di un credito nei confronti di un ex dipendente per danno di immagine arrecato alla società con sentenza passata in giudicato nel 2012.

Costo lavoro

Nel 2021 il costo lavoro sostenuto dalla società è stato di 27.815 migliaia di euro (26.904 migliaia di euro nel 2020) in aumento di 911 migliaia di euro. L'aumento è riconducibile principalmente ai maggiori costi sostenuti per personale in comando e ai maggiori costi per esodi agevolati, compensati in parte dalle variazioni intervenute nel numero di dipendenti e nella composizione del personale per qualifica contrattuale.

Ammortamenti

Nel 2021 gli ammortamenti sono stati di 62.088 migliaia di euro (61.568 migliaia di euro nel 2020).

Gli ammortamenti sono relativi per 60.555 migliaia di euro alle immobilizzazioni materiali, 45 migliaia di euro alle immobilizzazioni immateriali e per 1.488 migliaia di euro ai diritti di utilizzo di attività in leasing.

Riprese di valore (svalutazioni nette) di attività materiali

Nel 2021 in seguito alle risultanze dell'impairment test effettuato sulle immobilizzazioni materiali si è effettuata la svalutazione di valore netta di cespiti per 814 migliaia di euro. Si evidenziano una ripresa di valore di 6.702 migliaia di euro sulla Cash Generating Unit di Brindisi, una ripresa di valore di 12.166 migliaia di euro sulla Cash Generating Unit di Ferrera Erbognone, una svalutazione di -153 migliaia di euro sulla Cash Generating Unit di Ravenna e una svalutazione di -19.529 migliaia di euro sulla Cash Generating Unit costituita da due future nuove turbine a Ravenna (progetto Peakers).

Inoltre, si è effettuata la svalutazione di 3 stalli con interruttori facenti parte della Rete Interna di Utenza di Brindisi per un valore di 292 migliaia di euro che saranno oggetto di demolizione nel prossimo biennio e che non sono più utilizzabili nell'ambito dei processi produttivi.

Radiazioni

Le radiazioni di 693 migliaia di euro si riferiscono all'eliminazione da libro cespiti di stalli con interruttori completamente demoliti e non più esistenti facenti parte della Rete Interna di Utenza di Brindisi.

Proventi (oneri) finanziari netti

Nel 2021 la società ha sostenuto oneri finanziari netti per 2.598 migliaia di euro in aumento di 952 migliaia di euro rispetto al 2020 (1.646 migliaia di euro). Il saldo della gestione finanziaria si articola in:

- 1.794 migliaia di euro relativi a interessi passivi sui depositi a breve termine nei confronti di Eni (1.110 migliaia di euro nel 2020);
- 523 migliaia di euro relativi a interessi passivi per debiti finanziari per leasing (291 migliaia di euro nel 2020);
- 223 migliaia di euro relativi a commissioni sulla giacenza media dei conti correnti presso Eni (186 migliaia di euro nel 2020);
- 70 migliaia di euro riferiti essenzialmente a differenze passive nette di cambio fornitori (58 migliaia di euro) e a oneri su TFR e Fidej (12 migliaia di euro)
- 12 migliaia di euro per proventi da valutazione al fair value di strumenti derivati in seguito alla stipulazione del derivato di copertura su cambi per la realizzazione entro l'anno 2023 di due nuove turbine a Ravenna (Progetto Peakers) per le quali il fornitore ha richiesto il pagamento in dollari.

Proventi netti su partecipazione

Nel 2021 la società ha registrato proventi da partecipazione distribuiti da Enipower Mantova per 24.912 migliaia di euro (18.684 migliaia di euro nel 2020). SEF non ha distribuito dividendi nel corso del 2021.

Imposte sul reddito

La gestione fiscale ammonta a 26.139 migliaia di euro (36.449 migliaia di euro nel 2020, di cui imposte correnti per 31.012 migliaia di euro e oneri per fiscalità differita per 5.437 migliaia di euro) e comprende imposte correnti Ires e Irap per 25.174 migliaia di euro e oneri per la fiscalità differita per 965 migliaia di euro.

Stato patrimoniale riclassificato

Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato aggrega i valori attivi e passivi secondo il criterio della funzionalità alla gestione dell'impresa, suddivisa convenzionalmente nelle tre funzioni fondamentali: l'investimento, l'esercizio, il finanziamento. Lo schema proposto consente di individuare le fonti di finanziamento e gli impieghi delle stesse in capitale immobilizzato e in quello di esercizio.

Stato Patrimoniale riclassificato ^(a)

(migliaia di euro)	31.12.2020	31.12.2021	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	738.202	748.589	10.387
Attività immateriali	177	132	(45)
Diritto di utilizzo di attività in leasing	10.774	16.181	5.407
Partecipazioni	179.153	179.153	
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa			
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(12.350)	(23.528)	(11.178)
	915.956	920.527	4.571
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	23.060	22.976	(84)
Crediti commerciali	106.885	277.401	170.516
Debiti commerciali ^(b)	(130.999)	(279.179)	(148.180)
Passività tributarie nette	(50.737)	(46.945)	3.792
Fondi per rischi e oneri	(8.572)	(7.490)	1.082
Altre a (passività) d'esercizio	(9.693)	(9.245)	448
	(70.056)	(42.482)	27.574
Fondi per benefici ai dipendenti	(5.146)	(4.465)	681
Attività e passività destinate alla vendita			
CAPITALE INVESTITO NETTO	840.754	873.580	32.826
PATRIMONIO NETTO	1.190.470	1.117.889	(72.581)
Indebitamento finanziario netto	(349.716)	(244.309)	105.407
COPERTURE	840.754	873.580	32.826

(a) Per la riconduzione allo schema obbligatorio v. il paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori".

(b) L'importo comprende i debiti commerciali a breve termine e i debiti commerciali a lungo termine esposti nello schema obbligatorio nelle altre passività non correnti.

Capitale immobilizzato

Il capitale immobilizzato al 31 dicembre 2021 è pari a 920.527 migliaia di euro, in aumento di 4.571 migliaia di euro.

Le attività immateriali di 132 migliaia di euro (177 migliaia di euro a fine 2020) sono costituite dal software per la gestione del servizio di Unità Virtuali Abilitate Miste (UVAM). La società, in virtù di un contratto di servizi, si vedrà riconosciuto da Eni l'investimento e i costi operativi.

Gli immobili, impianti e macchinari al 31 dicembre 2021 sono 748.589 migliaia di euro (738.202 migliaia di euro a fine 2020) ed evidenziano un aumento di 10.387 migliaia di euro principalmente dovuto agli investimenti dell'anno per 73.537 migliaia di euro (di cui 2.450 migliaia di euro relativi all'acquisto di ricambi strategici da Enipower Mantova), parzialmente compensati dagli ammortamenti dell'anno per 60.555 migliaia di euro, dalla svalutazione complessiva di valore netta di cespiti in seguito a impairment

test per 814 migliaia di euro relativa alle Cash Generating Unit di Brindisi, Ferrera Erbognone, Ravenna e Progetto Peakers, dalla radiazione di cespiti completamente demoliti per 693 migliaia di euro, dalla svalutazione di 292 migliaia di euro per cespiti di futura demolizione e dalla vendita di cespiti a SEF per la riparazione del guasto del trasformatore elevatore TRM2 del Ciclo Combinato 2 per 1.500 migliaia di euro, realizzando una plusvalenza di 904 migliaia di euro.

I diritti di utilizzo di attività in leasing comprendono le reti elettriche presso Brindisi e Ravenna in locazione da Versalis e Eni Rewind per 11.509 migliaia di euro, l'impianto di demineralizzazione e finissaggio dell'acqua presso lo stabilimento di Brindisi per 4.333 migliaia di euro e le auto in leasing per 339 migliaia di euro. In particolare, nel primo semestre 2021 si è proceduto al rinnovo dei contratti relativi alle reti elettriche presso Brindisi e Ravenna in locazione da Versalis. Ciò ha comportato l'iscrizione di nuovi debiti per 12.465 migliaia di euro e la chiusura di debiti per i vecchi contratti per 5.988 migliaia di euro in contropartita ai diritti di utilizzo di beni in leasing.

Le partecipazioni al 31 dicembre 2021 sono pari a 179.153 migliaia di euro (medesimo valore del 2020).

Al 31 dicembre 2021 i debiti netti relativi all'attività d'investimento ammontano a 23.528 migliaia di euro in aumento di 11.178 migliaia di euro rispetto al 31 dicembre 2020. L'aumento è dovuto in gran parte ai debiti contratti per la realizzazione di due nuove turbine a Ravenna per 14.709 migliaia di euro (Progetto Peakers).

Capitale di esercizio netto

Al 31 dicembre 2021 il capitale d'esercizio netto è di -42.482 migliaia di euro in diminuzione di 27.574 migliaia di euro rispetto al 31 dicembre 2020 (-70.056 migliaia di euro).

Il capitale di esercizio netto si articola in:

- rimanenze per 22.976 migliaia di euro, in diminuzione di 84 migliaia di euro in seguito ai consumi dell'anno per attività manutentive e alla svalutazione di 506 migliaia di euro per materiali e ricambi presenti a magazzino ma non movimentati da oltre 60 mesi, fenomeni parzialmente compensati dall'acquisto di materiali da Enipower Mantova per 1.727 migliaia di euro al fine di ottimizzare la gestione dei materiali.
- crediti commerciali per 277.401 migliaia di euro in aumento di 170.516 migliaia di euro principalmente verso Eni per le attività di Conto Lavorazione, tra cui il riaddebito di costi relativi a emission rights (186.218 migliaia di euro);
- debiti commerciali a breve e lungo termine per 279.179 migliaia di euro, in aumento di 148.180 migliaia di euro e costituiti principalmente da debiti verso il mercato per acquisto di emission rights (186.218 migliaia di euro), verso fornitori terzi (42.383 migliaia di euro) e verso la controllante Eni (36.932 migliaia di euro);
- passività tributarie nette per -46.945 migliaia di euro, in diminuzione di 3.792 migliaia di euro per effetto:
 - dell'aumento delle passività per imposte differite nette per 962 migliaia di euro principalmente per i rigiri dell'anno relativi all'utilizzo di imposte Ires sui cespiti;
 - della diminuzione delle passività tributarie per 4.079 migliaia di euro, principalmente per la variazione dei debiti verso Eni per consolidato fiscale Ires per 3.523;
 - dell'aumento delle attività tributarie per 675 migliaia di euro, riconducibile principalmente allo stanziamento del credito per imposte di periodo ai fini Irap;

- fondi per rischi e oneri di 7.490 migliaia di euro (8.572 migliaia di euro a fine 2020) in diminuzione di 1.082 migliaia di euro per effetto principalmente:
 - dell'utilizzo per esubero di 439 migliaia di euro del fondo per un contenzioso riguardante le accise del sito di Ravenna per l'anno 2002;
 - dell'utilizzo a fronte oneri del fondo oneri ambientali per 438 migliaia di euro per costi relativi a bonifiche sostenuti presso il sito di Brindisi;
- altre passività nette di esercizio di -9.700 migliaia di euro (-9.693 migliaia di euro a fine 2020). Si segnalano: i) la restituzione parziale di depositi cauzionali infruttiferi ricevuti da Eni per 1.513 migliaia di euro a titolo di garanzia conformemente a quanto stabilito dal "Codice di rete per il servizio di trasporto dell'energia elettrica" (Delibera ARERA n.268/2015 e s.m.i.) in seguito alla stipulazione del contratto di trasporto e misura nell'ambito delle Reti Interne di Utenza; ii) l'accantonamento al fondo svalutazione crediti diversi a lungo termine per 503 migliaia di euro in seguito alla svalutazione di un credito nei confronti di un ex dipendente per danno di immagine arrecato alla società con sentenza passata in giudicato nel 2013; iii) gli oneri per 31 migliaia di euro (130 migliaia di euro nel 2020) che si sosterranno in futuro per le attività di separazione delle cabine elettriche con utenza promiscua presso lo stabilimento di Bolgiano.

I fondi per i benefici a dipendenti di 4.465 migliaia di euro (5.146 migliaia di euro nel 2020) si riferiscono al trattamento di fine rapporto (TFR) per 3.142 migliaia di euro, al fondo integrativo sanitario dirigenti (FISDE) per 722 migliaia di euro e ad altri fondi per benefici definiti a dipendenti per 601 migliaia di euro.

Riconduzione dell'utile complessivo

(migliaia di euro)	2020	2021
Utile netto dell'esercizio	106.171	91.445
Altre componenti dell'utile complessivo:		
Componenti non riclassificabili a conto economico		
- Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti	(201)	(35)
- Effetto fiscale	50	3
Componenti riclassificabili a conto economico		
-Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		5
Totale altre componenti dell'utile complessivo, al netto dell'effetto fiscale	(151)	(27)
Totale utile complessivo dell'esercizio	106.020	91.418

Indebitamento finanziario netto

(migliaia di euro)	31.12.2020	31.12.2021	Var. ass.
Debiti finanziari	9.815	15.029	5.214
Debiti finanziari a lungo termine	7.914	12.919	5.005
Debiti finanziari a breve termine	1.901	2.110	209
Disponibilità liquide ed equivalenti	(59.584)	(259.338)	(199.754)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(299.947)		299.947
Indebitamento finanziario netto	(349.716)	(244.309)	105.407
Patrimonio netto	1.190.470	1.117.889	(72.581)
Leverage	(0,29)	(0,22)	0,07

Al 31 dicembre 2021 l'indebitamento finanziario netto ammonta a -244.903 migliaia di euro (-349.716 migliaia di euro al 31 dicembre 2020) in diminuzione di 105.407 migliaia di euro rispetto al 31 dicembre 2020.

L'indebitamento finanziario netto a lungo termine unitamente alla quota a breve di debiti finanziari a lungo è di 15.029 migliaia di euro, in aumento di 5.214 migliaia di euro rispetto al 31 dicembre 2020 in seguito alla movimentazione dei debiti per leasing finanziario secondo quanto indicato nelle note. In particolare, si è proceduto al rinnovo dei contratti relativi alle reti elettriche presso Brindisi e Ravenna in locazione da Versalis. Ciò ha comportato l'iscrizione di nuovi debiti per 12.465 migliaia di euro e la chiusura di debiti per i vecchi contratti per 5.988 migliaia di euro in contropartita ai diritti di utilizzo di beni in leasing.

Le disponibilità liquide ed equivalenti sono pari a 259.338 migliaia di euro, in aumento di 199.754 migliaia di euro rispetto al 31 dicembre 2020 in seguito principalmente all'estinzione del deposito a breve termine presso Eni, presente nei crediti finanziari non strumentali all'attività operativa nel 2020, per 299.947 migliaia di euro. Il saldo negativo di disponibilità e crediti finanziari risulta pari a 100.193 migliaia di euro ed è dovuto al pagamento dei dividendi agli azionisti (163.996 migliaia di euro), compensato in parte dalla generazione di cassa dell'esercizio.

Patrimonio netto

Al 31 dicembre 2021 il patrimonio netto è pari a 1.117.889 migliaia di euro ed è composto da: capitale sociale (944.948 migliaia di euro), riserva legale (74.888 migliaia di euro), altre riserve (6.583 migliaia di euro), utili/perdite portati a nuovo (25 migliaia di euro) e utile dell'esercizio (91.445 migliaia di euro).

Si segnala la riserva per la valutazione al fair value dei derivati di copertura pari a -7 migliaia di euro in seguito alla stipulazione del derivato di copertura su cambi per la realizzazione entro l'anno 2023 di due nuove turbine a Ravenna (progetto Peakers) per le quali il fornitore ha richiesto il pagamento in dollari.

Rendiconto finanziario riclassificato

Lo schema del rendiconto finanziario riclassificato consente di evidenziare la variazione dell'indebitamento finanziario netto tra inizio e fine periodo.

Rendiconto finanziario riclassificato ^(a)

2019		(migliaia di euro)	2020	2021	Var. ass.
115.356	Utile netto		106.171	91.445	(14.726)
	Rettifiche per ricondurre l'utile al flusso di cassa da attività operativa:				
27.330	- ammortamenti e altri componenti non monetari		54.949	63.461	8.512
	- plusvalenze nette su cessioni di attività			(904)	(904)
19.417	- dividendi, interessi e imposte		19.353	3.767	(15.586)
28.951	Variazione del capitale di esercizio		137	(23.914)	(24.051)
6.422	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati		(10.323)	(7.442)	2.881
197.476	Flusso di cassa netto da attività operativa		170.287	126.413	(43.874)
(28.128)	Investimenti tecnici		(42.337)	(73.537)	(31.200)
	Dismissioni di attività materiali			1.500	1.500
22	Crediti finanziari strumentali all'attività operativa - disinvestimento		143		(143)
(9.461)	Altre variazioni relative all'attività di investimento		1.824	11.178	9.354
159.909	Free cash flow		129.917	65.554	(64.363)
(279.902)	Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa - investimento		(20.045)	299.947	319.992
	Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa - disinvestimento				
	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti				
(1.923)	Rimborso debiti per leasing		(2.173)	(1.751)	422
(113.394)	Flusso di cassa del capitale proprio		(91.943)	(163.996)	(72.053)
(235.310)	FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO		15.756	199.754	183.998

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

31.12.2019		(migliaia di euro)	31.12.2020	31.12.2021	Var. ass.
159.909	Free cash flow		129.917	65.554	(64.363)
(8.302)	Altre variazioni dell'indebitamento finanziario netto (iscrizione leasing finanziario)				
(123)	Incremento debiti per leasing			(12.793)	(12.793)
	Altre variazioni debiti per leasing		(178)	5.828	
(68)	Altre variazioni dell'indebitamento finanziario netto		(45)		45
(113.394)	Flusso di cassa del capitale proprio		(91.943)	(163.996)	(72.053)
38.022	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO		37.751	(105.407)	(143.158)

(a) Per la riconduzione allo schema obbligatorio v. il paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori".

Nell'esercizio 2021 la società ha generato un free cash flow per 65.554 migliaia di euro risultante dalla differenza tra la cassa generata dall'attività operativa per 126.413 migliaia di euro, compensata da quella impiegata per l'attività di investimento per 60.859 migliaia di euro. La diminuzione del free cash flow rispetto all'anno precedente è riconducibile alla variazione del capitale d'esercizio netto e ai maggiori investimenti dell'anno.

Andamento economico delle società partecipate

Nelle tabelle seguenti sono riportati il risultato operativo e il risultato netto delle principali società partecipate.

Enipower Mantova S.p.A.

	(migliaia di euro)	31.12.2020	31.12.2021	Var. ass.
Utile operativo		53.111	54.733	1.622
Utile netto		39.324	38.983	(341)

Società Enipower Ferrara Srl

	(migliaia di euro)	31.12.2020	31.12.2021	Var. ass.
Utile operativo		10.169	14.563	4.394
Utile netto		7.051	10.531	3.480

Enipower Mantova S.p.A. è stata costituita nel luglio 2000. In data 1° gennaio 2006 la società ha ricevuto in conferimento dalla controllante Enipower S.p.A. il ramo di azienda composto dalla Centrale termoelettrica di Mantova. Le quote di partecipazione al capitale sociale sono suddivise tra la controllante Enipower S.p.A. e T.E.A. S.p.A. che detengono rispettivamente l'86,5% e il 13,5% del capitale sociale. In seguito all'affitto del ramo d'azienda di Enipower S.p.A. "Attività di commercializzazione, trading e risk management", a partire dal 1° gennaio 2007, Eni è subentrata nel contratto di Conto Lavorazione in essere con Enipower Mantova S.p.A., stipulato nel 2006.

Nel 2021 Enipower Mantova ha conseguito l'utile netto di 38.983 migliaia di euro (39.324 migliaia di euro nel 2020). Si registrano un miglioramento della performance operativa rispetto all'esercizio precedente (+1.622 migliaia di euro), un peggioramento della gestione finanziaria (-254 migliaia di euro) e maggiori imposte di competenza dell'esercizio (-1.709 migliaia di euro).

Il 51% di Società Enipower Ferrara S.r.l. è stato acquisito nel 2002, mentre il 49% è detenuto da Axpo International S.A. Nel 2008 la società ha completato la costruzione della nuova centrale a ciclo combinato e nel luglio 2011 ha sottoscritto un contratto di Conto Lavorazione con Eni S.p.A..

Nel 2021 la società ha conseguito un utile netto di 10.531 migliaia di euro in aumento di 3.480 migliaia di euro rispetto all'anno precedente (7.051 migliaia di euro). Rispetto al 2020 si registrano principalmente un miglioramento della performance operativa (+4.394 migliaia di euro), un miglioramento della gestione finanziaria (+419 migliaia di euro) e maggiori imposte di competenza dell'esercizio (-1.333 migliaia di euro).

Fattori di rischio e incertezza

Nell'ambito dei rischi d'impresa, i principali rischi identificati e monitorati sono i seguenti:

- (i) rischi finanziari:
 - rischio di mercato derivante dalle variazioni nei prezzi;
 - rischio tasso di interesse associato alla fluttuazione dei tassi che influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie e sul livello degli oneri finanziari netti;
 - rischio di credito rappresentato dall'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalle controparti;
 - rischio di liquidità derivante dalla mancanza di risorse finanziarie per far fronte agli impegni a breve termine;

- (ii) rischi legati all'attività industriale di natura esterna:
 - a. rischio normativo/regolatorio Gas & Power;
 - b. impatti legati alla complessità e all'evoluzione della Normativa HSE;
 - c. rischio biologico;
 - d. danni da eventi naturali;

- (iii) rischi legati all'attività industriale di natura strategica:
 - a. innovazione tecnologica;

- (iv) rischi legati all'attività industriale di natura operativa:
 - a. incidenti process safety e asset integrity;
 - b. indisponibilità/ mancata affidabilità di impianti o asset;
 - c. infortuni a dipendenti e/o contrattisti.

I rischi finanziari sono gestiti sulla base di linee guida emanate a livello Eni con l'obiettivo di uniformare e coordinare le politiche Eni ("Linee Guida in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari") e sono descritti nelle note al bilancio.

Di seguito vengono analizzati i rischi principali legati all'attività industriale.

Rischio normativo/regolatorio Gas & Power

La società opera in un settore soggetto ad una intensa attività regolamentata. La gestione aziendale risulta, quindi, condizionata dalla costante evoluzione, non sempre prevedibile, del contesto normativo di riferimento nonché dell'introduzione nel mercato di nuove tecnologie tali da determinare forti impatti sulle attività della Società. La società in collaborazione con Eni si è dotata di un presidio di monitoraggio e mantiene un costruttivo dialogo con le istituzioni e con gli organismi deputati al governo del settore energetico. La società partecipa, inoltre, attivamente alle associazioni di categoria e ai relativi gruppi di lavoro. Per un'analisi dell'evoluzione del quadro normativo e si rinvia al paragrafo "Evoluzione del quadro normativo".

Rischi in ambito HSE

Le attività industriali svolte dalla società sono soggette al rispetto delle norme e dei regolamenti a tutela della salute, della sicurezza e dell'ambiente vigenti all'interno del territorio italiano, comprese le leggi che adottano protocolli o convenzioni internazionali. Gli oneri e i costi associati alle necessarie azioni da mettere in atto per adempiere a tali obblighi costituiscono una voce di costo significativa. La violazione delle norme vigenti comporta sanzioni di natura penale e/o civile a carico dei responsabili e, in specifici casi di violazione della normativa sulla salute, sulla sicurezza e sull'ambiente, sanzioni a carico della società, in base a quanto previsto dal modello europeo di responsabilità dell'impresa recepito integralmente anche in Italia con il D.Lgs. 121/11. Tale decreto estende la disciplina della responsabilità amministrativa delle società ai reati in materia ambientale. Per la tutela dell'ambiente, le norme

prevedono il controllo e il rispetto dei limiti di emissione di sostanze inquinanti in aria, acqua e suolo e la corretta gestione dei rifiuti prodotti, oltre alla conservazione degli habitat, imponendo ai gestori prescrizioni sempre più rigorose e stringenti in termini di misure di prevenzione e riduzione dell'inquinamento. Per quanto riguarda la tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro, la normativa italiana ha enfatizzato il valore di modelli organizzativi e di gestione del personale. La società ha adottato sistemi di gestione che tengono conto delle specificità dei siti produttivi, delle attività ivi svolte e della costante evoluzione dei processi aziendali. Con riferimento al rischio biologico la società si è dotata di specifici piani di risposta all'emergenza sanitaria predisposti in coerenza alle prescrizioni contenute nei provvedimenti governativi. Per l'analisi delle attività della società inerenti la gestione di tale tipologia di rischio si rinvia al precedente paragrafo "Salute, sicurezza, ambiente e qualità".

Rischio danni da eventi naturali

Il rischio è relativo a danni ad asset, attività e persone causati da eventi naturali sempre più frequenti. La principale azione di mitigazione consiste nell'adozione di piani di emergenza interni specifici.

Rischio di natura operativa e strategica

Nell'ambito dei rischi d'impresa, la società è sottoposta al rischio derivante da possibili danni e guasti ai propri impianti. La responsabilità dell'esercizio e della corretta manutenzione degli impianti è operata in modo da assicurare gli ammodernamenti e gli interventi necessari per garantire sia l'affidabilità che la massima efficienza produttiva. La salvaguardia degli impianti si basa su piani di manutenzione programmata e di revisione periodica degli stessi. L'efficacia e la qualità di tali piani viene garantita da contratti di servizio stipulati con le imprese costruttrici.

Al fine di mitigare i rischi derivanti dall'indisponibilità e interruzione della produzione degli impianti sono attive politiche relative alle attività di manutenzione preventiva e predittiva, di asset integrity e di monitoraggio degli scostamenti dalle performance ottimali codificate; tali politiche, allineate alle MSG (Management System Guidelines) di Eni, sono continuamente aggiornate dalle unità dedicate della funzione Produzione e Servizi Tecnici di Enipower, che ne coordinano e monitorano la puntuale applicazione. Inoltre, a livello preventivo, viene svolta un'attività di studio e analisi degli interventi di manutenzione finalizzata al miglioramento dell'affidabilità, dell'efficienza e della flessibilità degli impianti ed è stata adottata una politica assicurativa volta a mitigare i danni causati da eventuali guasti.

In aggiunta al rischio di interruzione dell'operatività degli impianti, si segnala il rischio del possibile spiazzamento associato all'evoluzione del progresso tecnico, che renderebbe tecnologicamente obsoleti gli impianti della società. Al fine di mitigare il possibile spiazzamento associato all'evoluzione del progresso tecnico sono state istituite apposite unità organizzative presso le competenti funzioni di Eni responsabili del monitoraggio dello sviluppo tecnologico e delle nuove applicazioni in ambito industriale.

Evoluzione prevedibile della gestione

La gestione continua ad essere finalizzata all'efficacia e all'efficienza operativa degli impianti migliorandone l'affidabilità e la flessibilità, ponendo sempre maggior attenzione ai temi legati alla salute, sicurezza e ambiente. Tra le iniziative di investimento presenti nel piano strategico si segnalano l'acquisto dei ricambi per le palette e le attività di manutenzione dei cicli combinati, presso il sito di Ravenna l'installazione di una nuova caldaia e il progetto di installazione di due nuove turbine a gas per cogliere l'opportunità della richiesta di nuova capacità da parte del sistema elettrico italiano (Progetto Peakers). Proseguono le attività di revamping delle reti elettriche, dei sistemi di diagnostica, dei sistemi di controllo delle turbine a gas e le attività di "life time extension" e upgrading dei cicli combinati finalizzate ad aumentarne l'affidabilità e la flessibilità.

Altre informazioni

Rapporti con le parti correlate

La società è controllata da Eni S.p.A. e le operazioni compiute con le parti correlate riguardano essenzialmente lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con la controllante e le sue imprese controllate e collegate nonché, con le proprie imprese controllate.

Tutte le operazioni fanno parte dell'ordinaria gestione, sono regolate generalmente e laddove applicabile a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti e sono state compiute nell'interesse dell'impresa. In particolare, gli scambi più rilevanti riguardano i contratti di conto lavorazione stipulati con la controllante Eni S.p.A. e con EniServizi S.p.A., i cui corrispettivi annui sono determinati prevedendo la remunerazione del capitale investito e il recupero dei costi operativi.

La società riceve anche servizi industriali nei propri siti da Ravenna Servizi Industriali S.c.p.a., Brindisi Servizi Generali S.c.a.r.l. e Versalis S.p.A., i cui rapporti sono regolati da contratti che contengono tariffe differenziate in relazione ai servizi utilizzati. Inoltre, Eniower fornisce servizi manageriali alle proprie partecipate a fronte di appositi contratti, i cui corrispettivi sono determinati annualmente commisurandoli al costo del lavoro medio delle risorse equivalenti dedicate all'attività, a cui si aggiungono i costi indiretti.

Azioni proprie e di società controllanti

In ottemperanza a quanto disposto dall'Articolo 2428, comma 2, n. 3) del codice civile, si attesta che la società non detiene e non ha detenuto nel corso del 2021, né è stata autorizzata dalla relativa Assemblea ad acquistare azioni proprie o azioni della controllante Eni, neanche tramite società fiduciaria o interposta persona.

Obblighi ai sensi della deliberazione 11/07 dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

La società svolge attività di produzione, distribuzione e misura di energia elettrica e altre attività, ed è, quindi, soggetta agli obblighi di separazione contabile e amministrativa previsti dalla deliberazione n. 11/07 dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente.

Sedi secondarie

In ottemperanza a quanto disposto dall'articolo 2428, quarto comma del codice civile, si attesta che al 31 dicembre 2021 la società non ha sedi secondarie, ma ha le seguenti unità locali:

- Via F. Maritano, 24 – San Donato Milanese (Mi) - stabilimento
- Via Taliercio, 14 – Mantova – ufficio commerciale
- Via E. Fermi, 4 – Brindisi – stabilimento
- Via Baiona, 107/111 – Ravenna – stabilimento
- Strada della Corradina – Ferrera Erbognone (PV) – stabilimento
- Piazzale G. Donegani, 12- Ferrara (FE) – ufficio.

Aggiornamento Covid-19

In relazione alla pandemia Covid-19 nel corso del 2021 è proseguito lo stato di emergenza e la società, in linea con le indicazioni governative e le indicazioni fornite dalle funzioni centrali di Eni competenti in materia, ha continuato ad aggiornare l'Allegato A – Piano di Preparazione e Risposta all'Epidemia di Covid-19 del MERP (Medical Emergency Response Plan) e le relative Circolari applicative.

Tutte le norme preventive contenute del piano di risposta alla pandemia da Covid-19 hanno continuato ad essere applicate con un buon controllo della diffusione del virus.

Nel 2021 si sono verificati 23 casi di Covid-19 tra i dipendenti di Enipower.

In particolare, il Piano è stato aggiornato ad ottobre 2021 con l'introduzione dell'obbligo di Green Pass, o del certificato di esenzione alla vaccinazione, nei luoghi di lavoro come stabilito dal decreto-legge 21 settembre 2021, n. 127, convertito nella legge 19 novembre 2021, n. 165. Questa novità ha richiesto l'individuazione di soggetti incaricati ad effettuare le attività di verifica dei green pass/certificazioni di esenzione per l'accesso nei luoghi di lavoro, e alla segnalazione di eventuali anomalie.

Sono state inoltre modificate le tempistiche della quarantena, in linea con le indicazioni ministeriali.

Nel corso del 2021 il livello di rischio dell'emergenza definito dall'unità di crisi Eni è stato per tutto il periodo Moderato con le conseguenti limitazioni in termini di:

- Presenza negli Open Space;
- Utilizzo delle sale riunioni;
- Svolgimento della Formazione in presenza.

Tutte le norme preventive, contenute del piano di risposta alla pandemia da Covid-19, sono state applicate con un buon controllo della diffusione del virus.

Per tutto il 2021 è proseguita la gestione dei lavoratori fragili secondo le linee guida aziendali contenute nell'allegato III del piano di risposta alla pandemia da Covid-19.

Infine è stata prorogata fino al 30 giugno 2022 l'applicazione dello smart working "emergenziale" per le persone con mansioni che possono essere svolte da remoto.

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

La crisi Russia-Ucraina, sfociata nel mese di febbraio in un conflitto aperto, rappresenta un fattore di rischio per Eni e le società appartenenti al Gruppo Eni. Il possibile prolungarsi del conflitto e l'escalation nell'azione militare, il rischio di allargamento della crisi geopolitica, nonché le sanzioni economiche nei confronti della Russia possono incidere sull'attività produttiva mondiale, sulla catena del supply e sulla fiducia dei consumatori frenando la ripresa economica o nel peggiore degli scenari determinando una nuova recessione. Questo comporterebbe una riduzione della domanda d'idrocarburi e conseguentemente dei prezzi con ricadute negative sulla performance finanziaria e le prospettive del Gruppo Eni. Immediatamente dopo l'avvio delle ostilità con l'invasione dell'Ucraina da parte della Russia, Unione Europea, Regno Unito e Stati Uniti hanno adottato nuove sanzioni economiche e finanziarie, particolarmente severe, nei confronti del Paese, che si aggiungono a quelle già in vigore a partire dal 2014. Le nuove restrizioni sono volte a colpire, principalmente il settore finanziario russo e la possibilità di accesso al credito statunitense ed europeo di alcune importanti società russe attive nel settore oil&gas. Ad oggi le sanzioni non colpiscono direttamente l'acquisto di gas, greggio e prodotti petroliferi di origine russa o la possibilità di mantenere relazioni di business con controparti russe, ma non possono escludersi prossimi inasprimenti. La situazione è stata resa più complessa del previsto dalle azioni degli operatori occidentali nel settore energetico, trader, società petrolifere e altri intermediari, che nei giorni successivi all'invasione hanno iniziato gradualmente a ridurre gli acquisti di prodotti energetici dalla Russia, in particolare di petrolio dando vita a un sistema spontaneo auto-sanzionatorio. Questo fenomeno, che ha assunto proporzioni molto rilevanti, ha innescato una fase di volatilità estrema nei mercati energetici e finanziari, determinando una fase rialzista superiore a ogni aspettativa sia per il prezzo internazionale del greggio, sia per le quotazioni spot del gas in Europa. L'attuale presenza del Gruppo Eni in Russia è poco

significativa e le disponibilità del Gruppo Eni di gas di portafoglio da altre geografie, l'accesso alle capacità di trasporto, la flessibilità dei contratti e la presenza nel segmento LNG nonché le relazioni di lungo termine con i paesi produttori (in primis Algeria e Libia) sono opzioni che il Gruppo Eni può attivare nel caso di imprevedibili scenari di sanzioni della comunità internazionale nei confronti del petrolio e del gas russo.

A livello di Gruppo Eni sono state adottate tutte le misure necessarie per garantire che le attività siano svolte in conformità con le norme applicabili, assicurando un monitoraggio continuo dell'evoluzione del quadro sanzionatorio, per adattare su base continuativa le proprie attività alle restrizioni di volta in volta applicabili.

Enipower ha effettuato l'analisi degli impatti correnti e potenziali futuri del conflitto Russia-Ucraina sull'attività economica, sulla situazione finanziaria e sui risultati economici, sulla base delle evidenze attualmente disponibili e degli scenari allo stato configurabili, non rilevando effetti e constatando la sussistenza del presupposto della continuità aziendale.

Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori

Stato patrimoniale riclassificato

(migliaia di euro)

Voci dello stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)	31 dicembre 2020		31 dicembre 2021	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Capitale immobilizzato				
Immobili, impianti e macchinari		738.202		748.589
Attività immateriali		177		132
Diritti di utilizzo di attività in leasing		10.774		16.181
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e Altre partecipazioni		179.153		179.153
Crediti finanziari e Titoli strumentali all'attività operativa				
Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:		(12.350)		(23.528)
- crediti relativi all'attività di investimento/disinvestimento				
- debiti per attività di investimento	(12.350)		(23.528)	
Totale Capitale immobilizzato		915.956		920.527
Capitale di esercizio netto				
Rimanenze		23.060		22.976
Crediti commerciali		106.885		277.401
Debiti commerciali ^(a)		(130.999)		(279.179)
Passività tributarie nette, composte da:		(50.737)		(46.945)
- debiti verso controllanti per consolidato fiscale	(24.660)		(21.136)	
- debiti verso controllanti per liquidazione iva di gruppo	(68)			
- passività per imposte sul reddito correnti	(655)		0	
- passività per altre imposte correnti	(693)		(861)	
- passività per imposte differite	(52.139)		(53.903)	
- attività per imposte sul reddito non correnti	60		61	
- attività per imposte sul reddito correnti			461	
- attività per altre imposte correnti	148		361	
- attività per imposte anticipate compensabili	27.270		28.072	
Fondi per rischi ed oneri		(8.572)		(7.490)
Altre attività (passività), composte da:		(9.693)		(9.245)
- altri crediti	1.322		435	
- altre attività correnti	16		12	
- altri crediti e altre attività non correnti	54		202	
- acconti e anticipi, altri debiti	(3.994)		(4.770)	
- altre passività correnti	(422)		(427)	
- altri debiti e altre passività non correnti	(6.669)		(4.697)	
Totale Capitale di esercizio netto		(70.056)		(42.482)
Fondi per benefici ai dipendenti		(5.146)		(4.465)
CAPITALE INVESTITO NETTO		840.754		873.580
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		1.190.470		1.117.889
Indebitamento finanziario netto				
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:		9.815		15.029
- passività finanziarie a lungo termine	7.914		12.919	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	1.901		2.110	
a dedurre:				
Disponibilità liquide ed equivalenti		(59.584)		(259.338)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa		(299.947)		0
Totale Indebitamento finanziario netto		(349.716)		(244.309)
COPERTURE		840.754		873.580

(a) L'importo comprende i debiti commerciali a breve termine e i debiti commerciali a lungo termine esposti nello schema obbligatorio nelle altre passività non correnti.

Rendiconto finanziario riclassificato

	2020		2021	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e confluente/riclassifiche delle voci dello schema legale				
(migliaia di euro)				
Utile netto		106.171		91.445
Rettifiche per ricondurre l'utile al flusso di cassa da attività operativa:				
Ammortamenti e altri componenti non monetari		54.949		63.461
- ammortamenti	61.568		62.088	
- rivalutazioni nette di attività materiali	(6.657)		1.106	
- radiazioni	58		693	
- altre variazioni	(2)		(204)	
- variazione fondo per benefici ai dipendenti	(18)		(222)	
Plusvalenze nette su cessioni di attività				(904)
Dividendi, interessi e imposte		19.354		3.767
- dividendi	(18.684)		(24.912)	
- interessi attivi	(1)		(1)	
- interessi passivi	1.590		2.541	
- imposte sul reddito	36.449		26.139	
Variazione del capitale di esercizio		136		(23.914)
- rimanenze	(3.707)		84	
- crediti commerciali	17.756		(170.516)	
- debiti commerciali	13.305		148.180	
- fondi per rischi e oneri	(11.144)		(1.082)	
- altre attività e passività	(16.074)		(580)	
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati		(10.323)		(7.442)
- dividendi incassati	18.684		24.912	
- interessi incassati	44		1	
- interessi pagati	(1.586)		(2.541)	
- imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(27.465)		(29.814)	
Flusso di cassa netto da attività operativa		170.287		126.413
Investimenti tecnici		(42.337)		(73.537)
- attività materiali	(42.337)		(73.537)	
- attività immateriali				
Dismissioni di attività materiali				1.500
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa - disinvestimento		143		
Altre variazioni relative all'attività di investimento		1.824		11.178
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	1.824		11.178	
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento				
Free cash flow		129.917		65.554
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa - investimento		(20.045)		299.947
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa - disinvestimento				
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti				
- rimborsi di debiti finanziari non correnti				
- variazione di debiti finanziari correnti				
Rimborso debiti per leasing		(2.173)		(1.751)
Flusso di cassa del capitale proprio		(91.943)		(163.996)
- dividendi pagati	(91.943)		(163.996)	
Altre variazioni delle disponibilità liquide (conguaglio scissione Livorno)				
Flusso di cassa netto del periodo		15.756		199.754



Bilancio 2021

Stato patrimoniale

(in euro)	Note	31.12.2020		31.12.2021	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
ATTIVITA'					
ATTIVITA' CORRENTI					
Disponibilità liquide ed equivalenti	(5)	59.583.752	59.574.685	259.337.655	259.328.210
Altre attività finanziarie	(6)	299.947.082	299.947.083		
Crediti commerciali e altri crediti	(7)	108.207.165	106.574.244	277.835.645	277.406.163
Rimanenze	(8)	23.060.025		22.975.659	
Attività per imposte sul reddito	(9)			461.183	
Attività per altre imposte	(10)	148.297		361.134	
Altre attività	(11)	16.239	6.677	12.398	10.151
		490.962.559		560.983.675	
ATTIVITA' NON CORRENTI					
Immobili, impianti e macchinari	(12)	738.202.809		748.589.189	
Diritto di utilizzo di attività in leasing	(14)	10.773.770		16.181.476	
Attività immateriali	(13)	176.645		132.484	
Partecipazioni in imprese controllate, collegate e a controllo congiunto	(16)	179.010.033		179.010.033	
Altre partecipazioni	(17)	142.866		142.866	
Attività per imposte sul reddito	(9)	59.839		60.813	
Altre attività	(11)	53.975	37.323	201.471	122.799
		928.419.938		944.318.333	
TOTALE ATTIVITA'		1.419.382.497		1.505.302.007	
PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO					
PASSIVITA' CORRENTI					
Passività finanziarie a breve termine			215		
Passività per leasing a breve termine	(19)	1.900.947	975.208	2.109.526	1.012.664
Debiti commerciali e altri debiti	(18)	172.070.450	106.007.468	328.158.612	104.748.785
Passività per imposte sul reddito	(9)	655.295			
Passività per altre imposte	(10)	693.562		860.569	
Altre passività	(11)	421.922		426.385	
		175.742.392		331.555.091	
PASSIVITA' NON CORRENTI					
Passività finanziarie a lungo termine					
Passività per leasing a lungo termine	(19)	7.913.683	5.388.127	12.919.562	10.880.738
Fondi per rischi e oneri	(21)	8.571.852		7.490.093	
Fondi per benefici ai dipendenti	(22)	5.146.515		4.465.340	
Passività per imposte differite	(23)	24.868.685		25.831.171	
Altre passività non correnti	(11)	6.669.174	3.945.179	5.151.918	2.948.598
		53.169.909		55.858.083	
TOTALE PASSIVITA'		228.912.300		387.413.174	
PATRIMONIO NETTO					
	(25)				
Capitale sociale		944.947.849		944.947.849	
Riserva sovrapprezzo azioni		2.329.765		2.329.765	
Riserva legale		69.579.940		74.888.508	
Altre riserve		4.283.181		4.252.689	
Utili relativi a esercizi precedenti		63.158.097		25.194	
Utile (Perdita) dell'esercizio		106.171.365		91.444.828	
TOTALE PATRIMONIO NETTO		1.190.470.196		1.117.888.833	
TOTALE PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO		1.419.382.497		1.505.302.007	

Conto economico

(in euro)	Note	2020		2021	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
Ricavi della gestione caratteristica	(27)	452.942.324	449.257.652	878.923.287	874.841.827
Altri ricavi e proventi		23.244.615	21.177.404	5.369.471	4.711.211
Totale ricavi		476.186.939		884.292.758	
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(28)	268.721.586	263.519.691	696.658.339	551.892.600
Riprese di valore (Svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti		10.189		662.064	
Costo lavoro		26.904.393	1.488.578	27.815.033	1.265.611
AMMORTAMENTI		61.568.023		62.087.465	
RIPRESE DI VALORE (SVALUTAZIONI) NETTE DI ATTIVITA' MATERIALI ED IMMATERIALI		(6.657.659)		1.105.640	
RADIAZIONI		(57.796)		(693.383)	
UTILE OPERATIVO		125.582.611		95.270.835	
Proventi finanziari		1.151		17.475	
Oneri finanziari		(1.647.406)	(1.545.298)	(2.627.716)	(2.320.620)
Strumenti finanziari derivati				11.702	11.702
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	(29)	(1.646.256)		(2.598.539)	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(30)	18.684.000	18.684.000	24.912.000	24.912.000
Utile prima delle imposte		142.620.355		117.584.295	
Imposte sul reddito	(31)	(36.448.991)		(26.139.467)	
Utile (Perdita) netta dell'esercizio		106.171.365		91.444.828	

Prospetto dell'utile complessivo

(migliaia di euro)	note	2020	2021
Utile/Perdita netto dell'esercizio		106.171	91.445
Altre componenti dell'utile complessivo:			
- Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti	(22)	(201)	(35)
- Effetto fiscale	(22)	50	3
-Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(24)		5
Totale altre componenti dell'utile complessivo, al netto dell'effetto fiscale		(151)	(27)
Totale utile/perdita complessivo dell'esercizio		106.020	91.418

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

Patrimonio netto di Enipower										
(migliaia di euro)	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva sovrapprezzo azioni	Riserva appl. IFRS EX ART. 7 DL 38/2005 COMMA 7	Riserva facoltative	Riserva piano incentivazione I.t. azionario 2017	Altre riserve	Utili/perdita a nuovo	Utile dell'esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 2018	944.948	59.394	2.330	19	418		4.104	74.956	88.370	1.174.539
Utile dell'esercizio									115.356	115.356
Altre componenti dell'utile complessivo:										
IAS 19 OCI 2019							(112)			(112)
Totale utile complessivo esercizio 2019							(112)			(112)
Operazioni con gli azionisti:										
Attribuzione dividendo									(113.394)	(113.394)
Destinazione utile residuo		4.418						(29.442)	25.024	
Totale operazioni con gli azionisti		4.418						(29.442)	(88.370)	(122.230)
Altri movimenti di patrimonio netto:										
Altre variazioni								(1)		
Totale altri movimenti di patrimon								(1)		
Saldi al 31 dicembre 2019	944.948	63.812	2.330	19	418		3.992	45.513	115.356	1.176.388

Patrimonio netto di Enipower										
(migliaia di euro)	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva sovrapprezzo azioni	Riserva appl. IFRS EX ART. 7 DL 38/2005 COMMA 7	Riserva facoltative	Riserva piano incentivazione I.t. azionario 2017	Altre riserve	Utili/perdita a nuovo	Utile dell'esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 2019	944.948	63.812	2.330	19	418		3.992	45.513	115.356	1.176.388
Utile dell'esercizio									106.171	106.171
Altre componenti dell'utile complessivo:										
IAS 19 OCI 2020							(150)			
Totale utile complessivo esercizio 2020							(150)			(150)
Operazioni con gli azionisti:										
Attribuzione dividendo									(91.943)	(91.943)
Destinazione utile residuo		5.768						17.645		
Totale operazioni con gli azionisti		5.768						17.645	(91.943)	(80.066)
Altri movimenti di patrimonio netto:										
Altre variazioni							4			
Totale altri movimenti di patrimon							4			
Saldi al 31 dicembre 2020	944.948	69.580	2.330	19	418		3.846	63.158	106.171	1.190.470

Patrimonio netto di Enipower										
(migliaia di euro)	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva sovrapprezzo azioni	Riserva appl. IFRS EX ART. 7 DL 38/2005 COMMA 7	Riserva facoltative	Riserva piano incentivazione I.t. azionario 2017	Altre riserve	Utili/perdita a nuovo	Utile dell'esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 2020	944.948	69.580	2.330	19	418		3.846	63.158	106.171	1.190.470
Utile dell'esercizio									91.445	91.445
Altre componenti dell'utile complessivo:										
IAS 19 OCI 2021							(33)			(33)
Totale utile complessivo esercizio 2021							(33)			(33)
Operazioni con gli azionisti:										
Attribuzione dividendo									(163.996)	(163.996)
Destinazione utile residuo		5.308								5.308
Totale operazioni con gli azionisti		5.308						(63.133)	(163.996)	(221.821)
Altri movimenti di patrimonio netto:										
Altre variazioni							2			2
Totale altri movimenti di patrimon							2			2
Saldi al 31 dicembre 2021	944.948	74.888	2.330	19	418		3.816	25	91.445	1.117.889

Rendiconto finanziario

(migliaia di euro)	Note	2020	2021
Utile (Perdita) netto dell'esercizio		106.171	91.445
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa netto da attività operative:</i>			
Ammortamenti	(12)	61.568	62.088
Svalutazioni nette di attività materiali e immateriali		(6.657)	1.106
Radiazioni		58	693
Dividendi		(18.684)	(24.912)
(Interessi attivi)		(1)	(1)
Interessi passivi		1.590	2.541
(Plusvalenza)/minusvalenza nette su cessioni di attività		-	(904)
Imposte sul reddito	(31)	36.449	26.139
Altre variazioni		(2)	(204)
Flusso di cassa del capitale di esercizio		136	(23.914)
- rimanenze		(3.707)	84
- crediti commerciali		17.756	(170.516)
- debiti commerciali		13.305	148.180
- fondi per rischi e oneri		(11.144)	(1.082)
- altre attività e passività		(16.074)	(580)
Variazione fondo per benefici ai dipendenti		(18)	(222)
Dividendi incassati		18.684	24.912
Interessi incassati		44	1
Interessi pagati		(1.586)	(2.541)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(27.465)	(29.814)
Flusso di cassa netto da attività operativa		170.287	126.413
- di cui verso parti correlate	(32)	249.530	124.357
Flusso di cassa degli investimenti		(42.337)	(73.537)
- Attività materiali	(12)	(42.337)	(73.537)
Flusso di cassa dei disinvestimenti		1.967	12.678
- Attività materiali		-	1.500
- Titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa		143	
- Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa		1.824	11.178
Flusso di cassa netto da attività di investimento		(40.370)	(60.859)
- di cui verso parti correlate	(32)	(14.075)	(23.138)
Assunzione di debiti finanziari a lungo termine			
Rimborso di debiti finanziari a lungo termine			
Rimborso di passività per leasing		(2.173)	(1.751)
Incremento (Decremento) di debiti finanziari a breve termine		(20.045)	299.947
Apporti netti di capitale proprio			-
Dividendi pagati		(91.943)	(163.996)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		(114.161)	134.200
- di cui verso parti correlate	(32)	(113.101)	135.212
Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti		15.756	199.754
Disponibilità liquide ed equivalenti ad inizio esercizio		43.828	59.584
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio		59.584	259.338

Note al bilancio

Impatti da Covid-19

Si evidenzia che la società in relazione alla pandemia da Covid-19 non ha registrato impatti a livello economico e patrimoniale relativamente a:

- aspetti qualitativi e quantitativi in quanto la società svolge prevalentemente la propria attività sulla base del contratto di Conto Lavorazione con Eni S.p.A. che prevede il recupero dei costi e la remunerazione del capitale investito. I siti produttivi hanno svolto la propria attività produttiva senza interruzioni causate dalla pandemia;
- stime e fattori chiave utilizzati per l'impairment;
- rischi di liquidità in quanto non si sono registrati ritardi negli incassi da clienti e non si sono richieste dilazioni di pagamento a fornitori;
- rischi finanziari poiché la società non è dovuta ricorrere ad approvvigionamenti finanziari straordinari, mantenendo la sua solidità finanziaria gestita tramite la tesoreria accentata di Eni S.p.A..

1 Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi

Criteri di redazione¹

Il bilancio di esercizio di Enipower SpA è redatto, nella prospettiva della continuità aziendale, secondo gli *International Financial Reporting Standards* (nel seguito "IFRS" o "principi contabili internazionali")² emanati dall'*International Accounting Standards Board (IASB)* e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002.

I principi contabili internazionali utilizzati ai fini della redazione del bilancio di esercizio sono coincidenti con quelli emanati dallo IASB in vigore per l'esercizio 2021.

Il bilancio d'esercizio è stato redatto applicando il metodo del costo storico, tenuto conto ove appropriato delle rettifiche di valore, con l'eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS devono essere valutate al *fair value*, come indicato nei criteri di valutazione.

I criteri di valutazione di seguito indicati sono stati applicati coerentemente a tutti gli esercizi presentati salvo quando diversamente indicato.

Il progetto di bilancio di esercizio al 31 dicembre 2021, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Enipower S.p.A nella riunione del 9 marzo 2022, è sottoposto alla revisione legale da parte della società di revisione legale PricewaterhouseCoopers SpA.

Le informazioni a commento dello stato patrimoniale e del conto economico, tenuto conto della rilevanza degli importi, sono espresse in migliaia di euro.

Stime contabili e giudizi significativi

L'applicazione dei principi contabili generalmente accettati per la redazione del bilancio e delle relazioni contabili infrannuali comporta che la Direzione Aziendale effettui stime contabili basate su giudizi complessi e/o soggettivi, su esperienze passate e su ipotesi considerate ragionevoli e realistiche tenendo conto delle informazioni conosciute al momento della stima. L'utilizzo di queste stime contabili influenza il valore di iscrizione delle attività e delle passività e l'informativa su attività e passività potenziali alla data del bilancio, nonché l'ammontare dei ricavi e dei costi nel periodo di riferimento. I risultati effettivi possono differire da quelli stimati a causa dell'incertezza che caratterizza le ipotesi e le condizioni sulle quali le stime sono basate. Le stime contabili critiche del processo di redazione del bilancio, che comportano un elevato ricorso

¹ Il bilancio consolidato Eni è disponibile presso la sede legale di eni SpA, Piazzale E.Mattei -- 000142 Roma, nonché sul sito Internet www.eni.it.

² Gli IFRS comprendono anche gli International Accounting Standards (IAS), tuttora in vigore, nonché i documenti interpretativi redatti dall'IFRS Interpretations Committee, precedentemente denominato International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC) e ancor prima Standing Interpretations Committee (SIC).

a giudizi soggettivi, assunzioni e stime relativi a tematiche per loro natura incerte, sono illustrate nella descrizione della relativa accounting policy di seguito riportata. Le modifiche delle condizioni alla base di giudizi, assunzioni e stime adottati possono determinare un impatto rilevante sui risultati successivi.

Criteri di valutazione

I criteri di valutazione più significativi adottati per la redazione del bilancio d'esercizio sono indicati nei sottostanti punti.

Attività materiali

Le attività materiali sono rilevate secondo il criterio del costo e iscritte al prezzo di acquisto o al costo di produzione comprensivo dei costi accessori, di diretta imputazione, necessari a rendere le attività pronte all'uso. Quando è necessario un periodo di tempo significativo affinché il bene sia pronto all'uso, il prezzo di acquisto o il costo di produzione, include gli oneri finanziari sostenuti che teoricamente si sarebbero risparmiati, nel periodo necessario a rendere il bene pronto all'uso, qualora l'investimento non fosse stato fatto. In presenza di obbligazioni attuali per lo smantellamento, la rimozione delle attività e il ripristino dei siti, il valore di iscrizione include i costi stimati (attualizzati) da sostenere al momento dell'abbandono delle strutture, rilevati in contropartita a uno specifico fondo (v. punto "Fondi per lo smantellamento e il ripristino dei siti")

Non è ammesso effettuare rivalutazioni delle attività materiali, neanche in applicazione di leggi specifiche. L'ammortamento delle attività materiali ha inizio quando il bene è pronto all'uso, ossia quando è nel luogo e nelle condizioni necessari perché sia in grado di operare secondo le modalità programmate. Le attività materiali sono ammortizzate sistematicamente lungo la loro vita utile intesa come la stima del periodo in cui l'attività sarà utilizzata dall'impresa. Quando l'attività materiale è costituita da più componenti significative aventi vite utili differenti, l'ammortamento è effettuato per ciascuna componente. Il valore da ammortizzare è rappresentato dal valore d'iscrizione, ridotto del presumibile valore netto di cessione al termine della sua vita utile, se significativo e ragionevolmente determinabile.

Non sono oggetto di ammortamento i terreni, anche se acquistati congiuntamente a un fabbricato, nonché le attività materiali destinate alla vendita. Eventuali modifiche al piano di ammortamento, derivanti da revisione della vita utile dell'attività, del valore residuo ovvero delle modalità di ottenimento dei benefici economici dell'attività, sono rilevate prospetticamente.

I costi di sostituzione di componenti identificabili di beni complessi sono rilevati all'attivo patrimoniale e ammortizzati lungo la loro vita utile; il valore di iscrizione residuo della componente oggetto di sostituzione è rilevato a conto economico. Le migliorie non rimovibili su beni condotti in leasing sono ammortizzate lungo la minore tra la vita utile delle migliorie stesse e la durata del leasing.

Le spese di manutenzione e riparazione ordinarie, diverse dalle sostituzioni di componenti identificabili, che reintegrano e non incrementano le prestazioni dei beni, sono rilevate a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenute.

Le attività materiali sono eliminate contabilmente al momento della loro dismissione o quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro utilizzo o dismissione; il relativo utile o perdita è rilevato a conto economico.

Leasing³

Un contratto contiene o rappresenta un leasing se conferisce al contraente il diritto di controllare l'utilizzo di un asset identificato per un periodo di tempo stabilito in cambio di un corrispettivo⁴; tale diritto sussiste se il

³ Le accounting policy in materia di leasing sono state definite sulla base delle disposizioni dell'IFRS 16 "Leasing" in vigore dal 1° gennaio 2019. Come consentito dal principio contabile, le nuove disposizioni sono state applicate senza effettuare il restatement degli esercizi precedenti posti a confronto. Le precedenti accounting policy in materia di leasing prevedevano essenzialmente: (i) che i beni assunti in leasing finanziario, ossia relativi ad accordi che, pur non assumendo la forma esplicita di un leasing finanziario prevedevano il trasferimento sostanziale dei rischi e benefici della proprietà, fossero iscritti, alla data di decorrenza del contratto, all'attivo patrimoniale, al fair value dell'asset, al netto dei contributi di spettanza del locatario, o se inferiore, al valore attuale dei pagamenti minimi dovuti per il leasing, in contropartita al debito finanziario verso il locatore; e (ii) con riferimento ai leasing operativi, l'imputazione a conto economico dei relativi canoni lungo la durata del contratto.

⁴ La verifica dell'esistenza delle condizioni indicate è operata all'inception date rappresentata dalla data più recente tra la data di stipula del contratto e quella in cui le parti si impegnano a rispettare i principali termini contrattuali.

contratto attribuisce al locatario il diritto di dirigere l'asset e ottenere sostanzialmente tutti i benefici economici derivanti dal suo utilizzo.

Alla commencement date, ossia alla data in cui il bene è reso disponibile per l'uso, il locatario rileva, nello stato patrimoniale, un'attività rappresentativa del diritto di utilizzo del bene (di seguito anche "attività per diritto di utilizzo" o "right-of-use asset"), e una passività rappresentativa dell'obbligazione ad effettuare i pagamenti previsti lungo la durata dal contratto (di seguito anche "passività per leasing" o "lease liability").⁵ La durata del leasing è determinata considerando il periodo non annullabile del contratto, nonché, ove vi sia la ragionevole certezza, anche i periodi considerati dalle opzioni di estensione ovvero connessi al mancato esercizio delle opzioni di risoluzione anticipata del contratto.

La passività per leasing è rilevata inizialmente ad un ammontare pari al valore attuale dei seguenti pagamenti dovuti per il leasing⁶, non ancora effettuati alla commencement date: (i) pagamenti fissi (o sostanzialmente fissi), al netto di eventuali incentivi da ricevere; (ii) pagamenti variabili che dipendono da indici o tassi⁷; (iii) stima del pagamento che il locatario dovrà effettuare a titolo di garanzia del valore residuo del bene locato; (iv) pagamento del prezzo di esercizio dell'opzione di acquisto, se il locatario è ragionevolmente certo di esercitarla; e (v) pagamento di penalità contrattuali per la risoluzione del leasing, se il locatario è ragionevolmente certo di esercitare tale opzione. Il valore attuale dei suddetti pagamenti è calcolato adottando un tasso di sconto pari al tasso di interesse implicito del leasing ovvero, qualora questo non fosse agevolmente determinabile, utilizzando il tasso di finanziamento incrementale del locatario. Quest'ultimo è definito tenendo conto della durata dei contratti di leasing, della periodicità dei pagamenti previsti contrattualmente, della valuta nella quale essi sono denominati e delle caratteristiche dell'ambiente economico del locatario (sintetizzate dal country risk premium attribuito ai singoli Paesi in cui opera la società).

Dopo la rilevazione iniziale, la passività per leasing è valutata sulla base del costo ammortizzato ed è rideterminata, generalmente in contropartita al valore di iscrizione del correlato right-of-use asset, in presenza di una variazione dei pagamenti dovuti per il leasing a seguito principalmente di: (i) rinegoziazioni contrattuali che non danno origine ad un nuovo leasing separato; (ii) variazioni di indici o tassi (a cui sono correlati i pagamenti variabili); o (iii) modifiche nella valutazione in merito all'esercizio delle opzioni contrattualmente previste (opzioni di acquisto del bene locato, opzioni di estensione o di risoluzione anticipata del contratto).

Il diritto di utilizzo di un bene in leasing è inizialmente rilevato al costo, determinato come sommatoria delle seguenti componenti: (i) l'importo iniziale della lease liability; (ii) i costi diretti iniziali sostenuti dal locatario⁸; (iii) eventuali pagamenti effettuati alla o prima della commencement date, al netto di eventuali incentivi ricevuti da parte del locatore. Successivamente alla rilevazione iniziale, il right-of-use asset è rettificato per tener conto delle quote di ammortamento cumulate⁹, delle eventuali perdite di valore cumulate (v. punto "Impairment delle attività non finanziarie") e degli effetti legati ad eventuali rideterminazioni della passività per leasing.

Stime contabili e giudizi significativi: operazioni di leasing

Per quanto riguarda i contratti di leasing, la Direzione Aziendale ha effettuato stime contabili ed esercitato giudizi significativi con riferimento a: (i) la determinazione della durata dei leasing avuto riguardo alle stime da operare in merito all'eventuale esercizio delle opzioni di estensione e/o di risoluzione previste nel contratto; (ii) la determinazione del tasso di finanziamento incrementale del locatario; (iii) l'individuazione e, ove appropriato, la separazione delle non-lease component, in assenza di un prezzo stand-alone osservabile per tali componenti, tenendo anche conto di approfondimenti svolti con esperti esterni; (iv) l'identificazione dei pagamenti variabili e delle loro caratteristiche ai fini della stima per l'inclusione, o meno, nella determinazione della lease liability.

⁵ La società si avvale della possibilità, prevista dal principio contabile, di rilevare a conto economico i canoni relativi ai contratti di leasing di breve durata (per determinate classi di asset sottostanti) e a quelli di modico valore.

⁶ Come consentito dalle previsioni del principio contabile, le non-lease component non sono generalmente oggetto di separata rilevazione.

⁷ Differentemente, le altre tipologie di pagamenti variabili (ad es. canoni basati sull'utilizzo del bene locato) non sono incluse nel valore di iscrizione della lease liability, ma sono rilevate a conto economico come costi operativi lungo la durata del contratto di leasing.

⁸ I costi diretti iniziali sono costi incrementali sostenuti dal locatario per l'ottenimento del leasing che non sarebbero stati sostenuti se il contratto di leasing non fosse stato sottoscritto.

⁹ L'ammortamento è effettuato sistematicamente a partire dalla commencement date e fino alla data più recente tra: (i) il termine della vita utile del right-of-use asset; e (ii) la fine della durata del leasing. Tuttavia, nel caso in cui il leasing trasferisca la proprietà dell'asset locato al locatario alla fine della durata del leasing, o se il valore dell'attività per diritto di utilizzo considera anche il fatto che il locatario eserciterà l'opzione di acquisto, il right-of-use asset è ammortizzato sistematicamente lungo la vita utile dell'asset sottostante.

Attività immateriali

Le attività immateriali riguardano le attività prive di consistenza fisica identificabili, controllate dall'impresa e in grado di produrre benefici economici futuri. Le attività immateriali sono iscritte al costo determinato secondo i criteri indicati per le attività materiali. Non è ammesso effettuare rivalutazioni, neanche in applicazione di leggi specifiche.

Le attività immateriali aventi vita utile definita sono ammortizzate sistematicamente lungo la loro vita utile; per il valore da ammortizzare valgono i criteri indicati al punto "Attività materiali".

Le attività immateriali aventi vita utile indefinita non sono oggetto di ammortamento. Per la recuperabilità del valore di iscrizione delle altre attività immateriali valgono i criteri indicati al punto "Impairment delle attività non finanziarie".

Le attività immateriali sono eliminate contabilmente al momento della loro dismissione o quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro utilizzo o dismissione; il relativo utile o perdita è rilevato a conto economico.

Impairment delle attività non finanziarie

La recuperabilità delle attività non finanziarie (attività materiali, attività immateriali e right-of-use asset) è verificata quando eventi o modifiche delle circostanze fanno ritenere che il valore di iscrizione in bilancio non sia recuperabile.

La valutazione di recuperabilità è effettuata per singola cash generating unit (di seguito anche "CGU") rappresentata dal più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata ampiamente indipendenti da quelli generati da altre attività.

Le cash generating unit possono includere i corporate asset, ossia attività che non generano flussi di cassa autonomi, attribuibili su basi ragionevoli e coerenti. I corporate asset non attribuibili ad una specifica cash generating unit sono allocati ad un aggregato più ampio costituito da più cash generating unit. I right-of-use asset, che generalmente non producono flussi di cassa autonomi, sono allocati alla CGU a cui si riferiscono; i right-of-use asset che non sono specificatamente allocabili alle CGU sono considerati corporate asset.

La recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto dei costi di dismissione, e il valore d'uso. Quest'ultimo è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso della cash generating unit e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione al termine della relativa vita utile al netto dei costi di dismissione. I flussi di cassa attesi sono determinati sulla base di assunzioni ragionevoli e supportabili rappresentative della migliore stima delle future condizioni economiche che si verificheranno nella residua vita utile della cash generating unit, dando maggiore rilevanza alle indicazioni provenienti dall'esterno.

Ai fini della verifica della recuperabilità di cash generating unit che includono right-of-use asset significativi, la determinazione del valore d'uso avviene, generalmente, escludendo dalla stima dei flussi di cassa futuri, oggetto di attualizzazione, gli esborsi relativi ai pagamenti dei canoni di leasing considerati ai fini della determinazione della lease liability.

Per quanto riguarda i prezzi delle commodity, il management assume lo scenario prezzi adottato per le proiezioni economico-finanziarie e per la valutazione a vita intera degli investimenti. In particolare, per i flussi di cassa associati al greggio, al gas naturale e ai prodotti petroliferi (e a quelli da essi derivati) lo scenario prezzi è oggetto di approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione e si basa sulle ipotesi relative all'evoluzione dei fondamentali e, nel breve-medio termine, considera anche le previsioni degli analisti di mercato e, laddove ci sia un sufficiente livello di liquidità e affidabilità, sulla rilevazione dei prezzi a termine desumibili dal mercato.

Ai fini dell'impairment test, si considerano anche gli esborsi che si prevede di sostenere per assicurare la compliance con la normativa in materia di emissioni di CO₂ (ad es. Emission Trading Scheme).

Ai fini della determinazione del valore d'uso, i flussi di cassa previsti sono oggetto di attualizzazione ad un tasso che riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività non riflesse nelle stime dei flussi di cassa. In particolare, il tasso di sconto utilizzato è il Weighted Average Cost of Capital (WACC).

Per il business della società, tenuto conto della sostanziale coincidenza della rischiosità con quella complessiva Eni, è utilizzato il medesimo tasso di sconto. Il valore d'uso è determinato al netto dell'effetto

fiscale in quanto questo metodo produce valori sostanzialmente equivalenti a quelli ottenibili attualizzando i flussi di cassa al lordo delle imposte ad un tasso di sconto ante imposte derivato, in via iterativa, dal risultato della valutazione post imposte.

Quando il valore di iscrizione della cash generating unit comprensivo del goodwill a essa attribuito, determinato tenendo conto delle eventuali svalutazioni degli asset non correnti che fanno parte della cash generating unit, è superiore al valore recuperabile, la differenza è oggetto di svalutazione ed è attribuita in via prioritaria al goodwill fino a concorrenza del suo ammontare; l'eventuale eccedenza della svalutazione rispetto al goodwill è imputata pro quota al valore di libro degli asset che costituiscono la cash generating unit, fino all'ammontare del valore recuperabile delle attività a vita utile definita.

Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le attività sono rivalutate e la rettifica è rilevata a conto economico; la ripresa di valore è effettuata per un importo pari al minore tra il valore recuperabile e il valore di iscrizione al lordo delle svalutazioni precedentemente effettuate e ridotto delle quote di ammortamento che sarebbero state rilevate qualora non si fosse proceduto alla svalutazione.

Rimanenze

Le rimanenze sono valutate al minore tra il costo di acquisto o di produzione e il valore netto di realizzo, quest'ultimo valore è rappresentato dall'ammontare che l'impresa si attende di ottenere dalla loro vendita nel normale svolgimento dell'attività al netto dei costi stimati per il completamento e per realizzare la vendita. Il costo delle rimanenze è determinato applicando il metodo del costo medio ponderato.

Stime contabili e giudizi significativi: impairment delle attività non finanziarie

La recuperabilità delle attività non finanziarie è verificata quando eventi o modifiche delle circostanze fanno ritenere che il valore di iscrizione in bilancio non sia recuperabile.

Gli eventi che possono determinare una svalutazione di attività non finanziarie sono variazioni nei piani industriali, variazioni nei prezzi di mercato che possono determinare minori performance operative, ridotto utilizzo degli impianti. La decisione se procedere a una svalutazione e la quantificazione della stessa dipendono dalle valutazioni della Direzione Aziendale su fattori complessi e altamente incerti, tra i quali l'evoluzione dei prezzi, l'evoluzione dei tassi di attualizzazione, le previsioni in merito ai costi di sviluppo e produzione, l'impatto dell'inflazione e dell'evoluzione tecnologica, le previsioni sui profili produttivi sulle condizioni della domanda e dell'offerta su scala globale o regionale anche in relazione ai processi di decarbonizzazione, gli impatti delle modifiche normative e regolamentari ecc.

I flussi di cassa attesi utilizzati per la determinazione del valore recuperabile sono quantificati alla luce delle informazioni disponibili al momento della stima sulla base di giudizi soggettivi sull'andamento di variabili future – quali i prezzi, i costi, i tassi di crescita della domanda, i profili produttivi – e sono attualizzati utilizzando un tasso che tiene conto del rischio inerente all'attività interessata.

Maggiori dettagli in merito alle principali assunzioni sottostanti la determinazione del valore recuperabile delle attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing sono forniti nella nota "Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing".

Strumenti finanziari

Attività finanziarie

In funzione delle caratteristiche dello strumento e del modello di business adottato per la relativa gestione, le attività finanziarie sono classificate nelle seguenti categorie: (i) attività finanziarie valutate al costo ammortizzato; (ii) attività finanziarie valutate al fair value con imputazione degli effetti tra le altre componenti dell'utile complessivo (di seguito anche OCI); (iii) attività finanziarie valutate al fair value con imputazione degli effetti a conto economico.

La rilevazione iniziale avviene al fair value incrementato, per le attività finanziarie diverse da quelle valutate al fair value con imputazione degli effetti a conto economico, dei costi di transazione direttamente attribuibili. Per i crediti commerciali privi di una significativa componente finanziaria, il valore di rilevazione iniziale è rappresentato dal prezzo della transazione.

Successivamente alla rilevazione iniziale, le attività finanziarie che generano flussi di cassa contrattuali rappresentativi esclusivamente di pagamenti di capitale e interessi sono valutate al costo ammortizzato se possedute con la finalità di incassarne i flussi di cassa contrattuali (cd. business model hold to collect). L'applicazione del metodo del costo ammortizzato comporta la rilevazione a conto economico degli interessi attivi determinati sulla base del tasso di interesse effettivo, delle differenze di cambio e delle eventuali svalutazioni¹⁰ (v. punto "Svalutazioni di attività finanziarie").

Differentemente, sono valutate al fair value con imputazione degli effetti a OCI (di seguito anche FVTOCI) le attività finanziarie rappresentative di strumenti di debito il cui modello di business prevede la possibilità sia di incassare i flussi di cassa contrattuali sia di realizzarne il valore attraverso la cessione (cd. business model hold to collect and sell). In tal caso sono rilevati: (i) a conto economico gli interessi attivi, calcolati utilizzando il tasso di interesse effettivo, le differenze di cambio e le svalutazioni (v. punto "Svalutazioni di attività finanziarie"); (ii) a patrimonio netto, tra le altre componenti dell'utile complessivo, le variazioni di fair value dello strumento. L'ammontare cumulato delle variazioni di fair value, imputato nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile complessivo, è oggetto di reversal a conto economico all'atto dell'eliminazione contabile dello strumento. Allo stato, la società non detiene attività finanziarie rappresentative di strumenti di debito valutate al FVTOCI.

Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti comprendono la cassa, i depositi a vista, nonché le attività finanziarie originariamente esigibili, generalmente, entro 3 mesi, prontamente convertibili in cassa e sottoposte ad un irrilevante rischio di variazione di valore.

Svalutazioni di attività finanziarie

La valutazione della recuperabilità delle attività finanziarie rappresentative di strumenti di debito non valutate al fair value con effetti a conto economico è effettuata sulla base del cosiddetto expected credit loss model¹¹

In particolare, le perdite attese sono determinate, generalmente, sulla base del prodotto tra: (i) l'esposizione vantata verso la controparte al netto delle relative mitiganti (c.d. Exposure At Default o EAD); (ii) la probabilità che la controparte non ottemperi alla propria obbligazione di pagamento (c.d. Probability of Default o PD); (iii) la stima, in termini percentuali, della quantità di credito che non si riuscirà a recuperare in caso di default (c.d. Loss Given Default o LGD) definita, sulla base delle esperienze pregresse (serie storiche della capacità di recupero) e delle possibili azioni di recupero esperibili (ad es. azioni stragiudiziali, contenziosi legali, ecc.).

Con riferimento ai crediti commerciali e agli altri crediti, per la determinazione della Probability of Default delle controparti sono stati adottati i rating interni già utilizzati ai fini dell'affidamento commerciale, oggetto di verifica periodica, anche tramite analisi di back-testing; per le controparti rappresentate da Entità Statali ed in particolare per le National Oil Company, la Probability of Default, rappresentata essenzialmente dalla probabilità di un ritardato pagamento, è determinata utilizzando, quale dato di input, i Country Risk Premium adottati ai fini della determinazione dei WACC per l'impairment degli asset non finanziari.

Considerate le caratteristiche dei mercati di riferimento, si considerano in default le esposizioni creditizie scadute da oltre 180 giorni ovvero, in ogni caso, le esposizioni creditizie in contenzioso o per le quali sono in corso azioni di ristrutturazione/rinegoziazione. Sono definite in contenzioso le esposizioni per le quali sono stati attivati o si è in procinto di attivare interventi di recupero del credito tramite procedimenti legali/giudiziali. Le svalutazioni dei crediti commerciali e degli altri crediti sono rilevate nel conto economico, al netto delle eventuali riprese di valore, nella voce "Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti".

¹⁰ I crediti e le altre attività finanziarie valutati al costo ammortizzato sono esposti al netto del relativo fondo svalutazione.

¹¹ L'expected credit loss model si applica anche a contratti di garanzia finanziaria emessi non valutati al FVTPL. Le expected credit loss rilevate con riferimento alle garanzie finanziarie emesse non sono rilevanti.

Stime contabili e giudizi significativi: svalutazioni di attività finanziarie

La quantificazione delle svalutazioni di attività finanziarie comporta valutazioni del management su fattori complessi e altamente incerti quali, tra l'altro, la probabilità di default delle controparti (PD), l'esistenza delle eventuali mitiganti dell'esposizione, la previsione sulle quantità di credito che non si riuscirà a recuperare in caso di default (LGD), nonché il processo di clusterizzazione della clientela.

Maggiori dettagli in merito alle principali assunzioni sottostanti la determinazione delle svalutazioni di attività finanziarie sono forniti nella nota "Crediti commerciali e altri crediti".

Partecipazioni

Le partecipazioni in imprese controllate, in joint venture e in imprese collegate sono valutate al costo di acquisto.

Le attività finanziarie rappresentative di partecipazioni minoritarie, non possedute per finalità di trading, sono valutate al *fair value* con imputazione degli effetti nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile complessivo, senza previsione del loro rigiro a conto economico in caso di realizzo; differentemente, i dividendi provenienti da tali partecipazioni sono rilevati a conto economico alla voce "Proventi (oneri) su partecipazioni" a meno che non rappresentino chiaramente un recupero di parte dell'investimento. La valutazione al costo di una partecipazione minoritaria è consentita nei limitati casi in cui il costo rappresenti un'adeguata stima del fair value.

Passività finanziarie

Le passività finanziarie, diverse dagli strumenti derivati, sono rilevate inizialmente al fair value del corrispettivo ricevuto, al netto dei costi di transazione direttamente attribuibili, e sono successivamente valutate al costo ammortizzato.

Strumenti finanziari derivati

Gli strumenti finanziari derivati, oggetto di separazione dal contratto principale, sono attività e passività rilevate al fair value.

Le variazioni del fair value dei 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".

Compensazione di attività e passività finanziarie

Le attività finanziarie cedute sono eliminate dall'attivo patrimoniale quando i diritti contrattuali connessi all'ottenimento dei flussi di cassa associati allo strumento finanziario scadono ovvero sono trasferiti a terzi. Le passività finanziarie sono eliminate quando sono estinte, ovvero quando l'obbligazione specificata nel contratto è adempiuta, cancellata o scaduta.

Eliminazione contabile di attività e passività finanziarie

Le attività finanziarie cedute sono eliminate dall'attivo patrimoniale quando i diritti contrattuali connessi all'ottenimento dei flussi di cassa associati allo strumento finanziario scadono ovvero sono trasferiti a terzi. Le passività finanziarie sono eliminate quando sono estinte, ovvero quando l'obbligazione specificata nel contratto è adempiuta, cancellata o scaduta.

Fondi, passività e attività potenziali

I fondi per rischi e oneri riguardano costi e oneri di natura determinata e di esistenza certa o probabile che alla data di chiusura dell'esercizio sono indeterminati nell'ammontare o nella data di sopravvenienza. Gli accantonamenti sono rilevati quando: (i) è probabile l'esistenza di un'obbligazione attuale, legale o

implicita, derivante da un evento passato; (ii) è probabile che l'adempimento dell'obbligazione sia oneroso; (iii) l'ammontare dell'obbligazione può essere stimato attendibilmente.

Gli accantonamenti sono iscritti al valore rappresentativo della migliore stima dell'ammontare che l'impresa razionalmente pagherebbe per estinguere l'obbligazione ovvero per trasferirla a terzi alla data di chiusura dell'esercizio. Quando l'effetto finanziario del tempo è significativo e le date di pagamento delle obbligazioni sono attendibilmente stimabili, l'accantonamento è determinato attualizzando al tasso medio del debito dell'impresa i flussi di cassa attesi determinati tenendo conto dei rischi associati all'obbligazione; l'adeguamento del fondo connesso al trascorrere del tempo è rilevato a conto economico alla voce "Proventi (oneri) finanziari".

I fondi sono periodicamente aggiornati per riflettere le variazioni delle stime dei costi, dei tempi di realizzazione e del tasso di attualizzazione. Le revisioni di stima sono imputate alla medesima voce di conto economico che ha precedentemente accolto l'accantonamento ovvero, quando la passività è relativa ad attività materiali (es. smantellamento e ripristino siti), le variazioni di stima del fondo sono rilevate in contropartita all'attività a cui si riferiscono nei limiti dei relativi valori di iscrizione; l'eventuale eccedenza è rilevata a conto economico.

La società non ha passività potenziali rappresentate da: (i) obbligazioni possibili derivanti da eventi passati la cui esistenza sarà confermata solo al verificarsi o meno di uno o più eventi futuri incerti non totalmente sotto il controllo dell'impresa; (ii) obbligazioni attuali derivanti da eventi passati il cui ammontare non può essere stimato attendibilmente o il cui adempimento è probabile che non sia oneroso.

La società non ha attività potenziali, ossia attività possibili che derivano da eventi passati e la cui esistenza sarà confermata solo dal verificarsi o meno di uno o più eventi futuri incerti non totalmente sotto il controllo dell'impresa, non sono rilevate salvo che l'ottenimento dei relativi benefici sia virtualmente certo. Nel caso in cui l'ottenimento dei benefici sia probabile, le attività potenziali sono illustrate nelle note al bilancio. Le attività potenziali sono periodicamente riesaminate al fine di valutare la probabilità di ottenere benefici economici da parte dell'impresa.

Fondi per rischi ambientali

Le passività ambientali sono rilevate in presenza di obbligazioni attuali, legali o implicite, connesse 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, sempreché la bonifica sia considerata probabile e i relativi costi e tempistiche di sostenimento possano essere attendibilmente stimati. La passività è valutata sulla base dei costi che si presume di sostenere per adempiere all'obbligazione in relazione alla situazione esistente alla data di bilancio, tenendo conto degli sviluppi tecnici e legislativi futuri, virtualmente certi, di cui si è a conoscenza.

Stime contabili e giudizi significativi: passività ambientali e altri fondi

Come per le altre società del settore, la società è soggetta a numerose leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente a livello comunitario, nazionale, regionale e locale. I relativi costi sono accantonati quando è probabile l'esistenza di una passività onerosa e l'ammontare può essere stimato attendibilmente.

Sebbene la società attualmente non ritenga che vi saranno effetti negativi particolarmente rilevanti sul bilancio dovuti al mancato rispetto della normativa ambientale – anche tenuto conto degli interventi già effettuati, delle polizze assicurative stipulate e dei fondi rischi accantonati – tuttavia non può essere escluso con certezza che la società possa incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti perché, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto, tra l'altro, dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione delle leggi vigenti in materia; (iii) gli eventuali effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente; (iv) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (v) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.

La società rileva passività ambientali, obblighi di rimozione delle attività materiali e di ripristino dei siti e le passività relative ai benefici per i dipendenti e fondi connessi a contenziosi legali. La stima degli

accantonamenti in queste materie è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte della Direzione Aziendale con particolare riferimento agli ammontari da rilevare in bilancio e al timing degli esborsi. Successivamente alla rilevazione iniziale, i fondi sono periodicamente aggiornati per riflettere le variazioni delle stime effettuate.

Benefici per i dipendenti

I benefici per i dipendenti sono le remunerazioni erogate dall'impresa in cambio dell'attività lavorativa svolta dal dipendente o in virtù della cessazione del rapporto di lavoro.

I benefici successivi al rapporto di lavoro sono definiti sulla base di piani, ancorché non formalizzati, che in funzione delle loro caratteristiche sono distinti in piani "a contributi definiti" e piani "a benefici definiti". Nei piani a contributi definiti l'obbligazione dell'impresa, limitata al versamento dei contributi allo Stato ovvero a un patrimonio o a un'entità giuridicamente distinta (c.d. fondo), è determinata sulla base dei contributi dovuti.

La passività relativa ai piani a benefici definiti, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, è determinata sulla base di ipotesi attuariali ed è rilevata per competenza coerentemente al periodo lavorativo necessario all'ottenimento dei benefici.

Gli interessi netti (cd. net interest) includono la componente di rendimento delle attività al servizio del piano e del costo per interessi da rilevare a conto economico.

Il net interest è determinato applicando alle passività, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, il tasso di sconto definito per le passività; il net interest di piani a benefici definiti è rilevato tra i "Proventi (oneri) finanziari".

Per i piani a benefici definiti sono rilevate nel prospetto dell'utile complessivo le variazioni di valore della passività netta (cd rivalutazioni) derivanti da utili (perdite) attuariali, conseguenti a variazioni delle ipotesi attuariali utilizzate o a rettifiche basate sull'esperienza passata, e dal rendimento delle attività al servizio del piano differente dalla componente inclusa nel net interest. In presenza di attività nette sono inoltre rilevate nel prospetto dell'utile complessivo le variazioni di valore differenti dalla componente inclusa nel net interest.

Le rivalutazioni della passività netta per benefici definiti, rilevate nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile complessivo, non sono successivamente riclassificate a conto economico.

Le obbligazioni relative a benefici a lungo termine sono determinate adottando ipotesi attuariali; gli effetti derivanti dalle rivalutazioni sono rilevati interamente a conto economico.

Le passività per benefici dovuti ai dipendenti per la cessazione anticipata del rapporto di lavoro (cd. passività per termination benefit) sono iscritte nella data più immediata tra le seguenti: (a) il momento in cui l'impresa non è più in grado di ritirare l'offerta di tali benefici offerti ai dipendenti; e (b) il momento in cui l'impresa rileva i costi di una ristrutturazione che implica il pagamento di benefici dovuti per la cessazione del rapporto di lavoro. Tali passività sono valutate sulla base della natura del beneficio concesso. La passività per termination benefit è determinata applicando le disposizioni previste: (i) per i benefici a breve termine, se ci si attende che i termination benefit siano corrisposti ai dipendenti interamente entro dodici mesi dalla data di chiusura dell'esercizio in cui sono stati rilevati; o (ii) per i benefici a lungo termine se ci si attende che i termination benefit non siano corrisposti ai dipendenti interamente entro i dodici mesi dalla data di chiusura dell'esercizio in cui sono stati rilevati.

Pagamenti basati su azioni

Il costo lavoro include, coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione che assume, il costo del piano di incentivazione con pagamento basato su azioni.¹² Il costo dell'incentivazione è determinato con riferimento al fair value degli strumenti attribuiti e alla previsione del numero di azioni che saranno effettivamente assegnate; la quota di competenza dell'esercizio è determinata pro-rata temporis lungo il vesting period, ossia il periodo intercorrente tra la data dell'attribuzione (cd. grant date) e la data di assegnazione. Il fair value delle azioni sottostanti il piano di incentivazione è determinato alla grant date

¹² I piani di incentivazione basati su azioni attualmente in essere sono stati approvati dall'Assemblea Eni, nelle sedute del 13 aprile 2017 e del 13 maggio 2020, e prevedono il regolamento tramite azioni proprie.

tenendo conto delle previsioni in merito al raggiungimento dei parametri di performance associati a condizioni di mercato (ad es. Total Shareholder Return) e non è oggetto di rettifica negli esercizi successivi; quando l'ottenimento del beneficio è connesso anche a condizioni diverse da quelle di mercato, la stima relativa a tali condizioni è riflessa adeguando, lungo il vesting period, il numero di azioni che si prevede saranno effettivamente assegnate. Al termine del vesting period, nel caso in cui il piano non assegni azioni ai partecipanti per il mancato raggiungimento delle condizioni di performance, la quota del costo afferente le condizioni di mercato non è oggetto di reversal a conto economico.

Stime contabili e giudizi significativi: benefici per i dipendenti

I piani a benefici definiti sono valutati sulla base di eventi incerti e di ipotesi attuariali che comprendono, tra le altre, i tassi di sconto, il livello delle retribuzioni future, i tassi di mortalità, l'età di pensionamento e gli andamenti futuri delle spese sanitarie coperte.

Le principali assunzioni utilizzate per la quantificazione di tali benefici sono determinate come segue: (i) i tassi di sconto e di inflazione, si basano sui tassi che maturano su titoli obbligazionari corporate di elevata qualità (ovvero, in assenza di un "deep market" di tali titoli, sui rendimenti dei titoli di stato) e sulle aspettative inflazionistiche dell'area valutaria di riferimento; (ii) il livello delle retribuzioni future è determinato sulla base di elementi quali le aspettative inflazionistiche, la produttività, gli avanzamenti di carriera e di anzianità; (iii) il costo futuro delle prestazioni sanitarie è determinato sulla base di elementi quali l'andamento presente e passato dei costi delle prestazioni sanitarie, comprese assunzioni sulla crescita inflativa di tali costi, e le modifiche nelle condizioni di salute degli aventi diritto e il livello delle contribuzioni operate ai fondi sanitari; (iv) le assunzioni demografiche riflettono la migliore stima dell'andamento di variabili, quali ad esempio la mortalità, il turnover e l'invalidità relative alla popolazione degli aventi diritto. Normalmente si verificano differenze nel valore della passività (attività) netta dei piani per benefici ai dipendenti derivanti dalle cd. rivalutazioni rappresentate, tra l'altro, dalle modifiche delle ipotesi attuariali utilizzate, dalla differenza tra le ipotesi attuariali precedentemente adottate e quelle che si sono effettivamente realizzate e dal differente rendimento delle attività al servizio del piano rispetto a quello considerato nel net interest.

Ricavi da contratti con la clientela

La rilevazione dei ricavi da contratti con la clientela è basata sui seguenti cinque step: (i) identificazione del contratto con il cliente; (ii) identificazione delle performance obligation, rappresentate dalle promesse contrattuali a trasferire beni e/o servizi a un cliente; (iii) determinazione del prezzo della transazione; (iv) allocazione del prezzo della transazione alle performance obligation identificate sulla base del prezzo di vendita stand alone di ciascun bene o servizio; (v) rilevazione del ricavo quando la relativa performance obligation risulta soddisfatta, ossia all'atto del trasferimento al cliente del bene o servizio promesso; il trasferimento si considera completato quando il cliente ottiene il controllo del bene o del servizio, che può avvenire nel continuo (over time) o in uno specifico momento temporale (at a point in time).

I ricavi sono rilevati per l'ammontare pari al fair value del corrispettivo a cui l'impresa ritiene di aver diritto in cambio dei beni e/o servizi promessi al cliente, con esclusione degli importi incassati per conto di terzi.

I ricavi sono rilevati per l'ammontare pari al fair value del corrispettivo a cui l'impresa ritiene di aver diritto in cambio dei beni e/o servizi promessi al cliente, con esclusione degli importi incassati per conto di terzi. Nel determinare il prezzo della transazione, l'ammontare del corrispettivo è rettificato per tener conto dell'effetto finanziario del tempo, nel caso in cui il timing dei pagamenti concordato tra le parti attribuisce ad una di esse un significativo beneficio finanziario. Il corrispettivo non è oggetto di rettifica per tener conto dell'effetto finanziario del tempo se all'inizio del contratto si stima che la dilazione di pagamento sia pari o inferiore ad un anno. In presenza di un corrispettivo variabile, l'impresa stima l'ammontare del corrispettivo a cui avrà diritto in cambio del trasferimento dei beni e/o servizi promessi al cliente; in particolare, l'ammontare del corrispettivo può variare in presenza di sconti, rimborsi, incentivi, concessioni sul prezzo, bonus di performance, penalità o qualora il prezzo stesso dipenda dal verificarsi o meno di taluni eventi futuri.

Se un contratto assegna al cliente un'opzione ad acquistare beni o servizi aggiuntivi, gratuitamente o a prezzi scontati (ad es. incentivi di vendita, punti premio del cliente, ecc.), tale opzione rappresenta una

performance obligation distinta del contratto solo se l'opzione attribuisce al cliente un diritto significativo che non potrebbe vantare se non avesse sottoscritto il contratto.

Costi

I costi sono iscritti quando associati a beni e servizi venduti o consumati nell'esercizio o per ripartizione sistematica, ovvero, quando non è possibile identificare l'utilità futura degli stessi.

I costi relativi alle quote di emissione connessi al rispetto delle normative di riferimento (ad es. Emission Trading Scheme), determinati sulla base dei prezzi di mercato, sono rilevati limitatamente alle quote di emissione di anidride carbonica eccedenti le assegnazioni gratuite. I costi relativi all'acquisto di diritti di emissione, in eccesso rispetto alla quantità necessaria a soddisfare gli obblighi normativi, sono capitalizzati e rilevati tra le attività immateriali. I proventi relativi alle quote di emissione sono rilevati all'atto del realizzo attraverso la cessione. I diritti di emissione acquistati con finalità di negoziazione sono rilevati tra le rimanenze.

Differenze cambio

I ricavi e i costi relativi a operazioni in valuta diversa da quella funzionale sono iscritti al cambio corrente del giorno in cui l'operazione è compiuta.

Le attività e passività monetarie in valuta diversa da quella funzionale sono convertite nella valuta funzionale applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio di riferimento con imputazione dell'effetto a conto economico nella voce "Proventi (oneri) finanziari" o, se qualificate come strumenti di copertura dal rischio di cambio, nella voce che accoglie gli effetti economici prodotti dall'oggetto della copertura.

Le attività e passività non monetarie espresse in valuta diversa da quella funzionale, valutate al costo, sono iscritte al cambio di rilevazione iniziale; quando la valutazione è effettuata al fair value ovvero al valore recuperabile o di realizzo, è adottato il cambio corrente alla data di determinazione di tale valore.

Dividendi

Le distribuzioni da società controllate, joint venture e collegate sono imputate a conto economico quando è stabilito il diritto incondizionato a ricevere il pagamento. Una distribuzione eccedente il risultato economico complessivo dell'esercizio in cui è deliberata la distribuzione, rappresenta un evento che fa presumere una perdita di valore e, pertanto, comporta la necessità di verificare la recuperabilità del valore di iscrizione della partecipazione. I dividendi pagabili agli Azionisti sono rappresentati come movimenti di patrimonio netto alla data in cui sono approvati dall'Assemblea degli Azionisti.

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito correnti sono calcolate sulla base della stima del reddito imponibile.

La società congiuntamente con Eni S.p.A., ha esercitato l'opzione per il regime fiscale del Consolidato fiscale nazionale che consente di determinare l'Ires su una base imponibile corrispondente alla somma algebrica degli imponibili positivi e negativi delle singole società che partecipano al consolidato. I rapporti economici, oltre che le responsabilità e gli obblighi reciproci, fra l'Eni SpA e le altre società del Gruppo che hanno aderito al consolidato fiscale sono definiti nel "Regolamento di partecipazione al regime di tassazione del Consolidato fiscale nazionale per le società del Gruppo Eni", secondo il quale: (i) le società controllate con imponibile positivo trasferiscono a Eni le risorse finanziarie corrispondenti alla maggiore imposta da questa dovuta per effetto della loro partecipazione al Consolidato nazionale, (ii) quelle con imponibile negativo ricevono una compensazione, su base proporzionale, pari al relativo risparmio d'imposta realizzato dall'Eni SpA se e nella misura in cui hanno prospettive di redditività che avrebbero consentito, in assenza del Consolidato fiscale nazionale, di rilevare imposte anticipate; l'eventuale importo non remunerato dall'Eni è rilevato nei limiti della sua recuperabilità. La società, in assenza di prospettive di reddito risultanti dai piani pluriennali, non rileva attività per imposte anticipate.

Conseguentemente la relativa imposta, al netto degli acconti versati, delle ritenute subite e in genere dei crediti d'imposta, è rilevata come debito o credito verso la controllante.

Le imposte sul reddito differite e anticipate sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori delle attività e delle passività iscritte in bilancio e i corrispondenti valori riconosciuti fiscalmente sulla base delle aliquote e della normativa applicabili negli esercizi in cui la differenza temporanea si annullerà, approvate o sostanzialmente approvate alla data di chiusura dell'esercizio di riferimento del bilancio. Le attività per imposte anticipate sono rilevate quando il loro recupero è considerato probabile, ossia quando si prevede la disponibilità di un reddito imponibile, nell'esercizio in cui si annullerà la differenza temporanea, tale da consentire di attivare la deduzione fiscale. Analogamente, nei limiti della loro recuperabilità, sono rilevati i crediti di imposta non utilizzati e le imposte anticipate sulle perdite fiscali. La recuperabilità delle attività per imposte anticipate è verificata con periodicità, almeno, annuale.

In presenza di incertezze nell'applicazione della normativa fiscale, l'impresa: (i) nei casi in cui ritenga probabile che l'autorità fiscale accetti il trattamento fiscale incerto, determina le imposte sul reddito (correnti e/o differite) da rilevare in bilancio in funzione del trattamento fiscale applicato o che prevede di applicare in sede di dichiarazione dei redditi; (ii) nei casi in cui ritenga non probabile che l'autorità fiscale accetti il trattamento fiscale incerto, riflette tale incertezza nella determinazione delle imposte sul reddito (correnti e/o differite) da rilevare in bilancio.

Le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite sono classificate tra le attività e le passività non correnti e sono compensate a livello di singola impresa se riferite a imposte compensabili. Il saldo della compensazione, se attivo, è iscritto alla voce "Attività per imposte anticipate"; se passivo, alla voce "Passività per imposte differite". Quando i risultati delle operazioni sono rilevati direttamente a patrimonio netto, le imposte correnti, anticipate e differite sono anch'esse imputate al patrimonio netto.

Stime contabili e giudizi significativi: imposte sul reddito

La corretta determinazione delle imposte sul reddito richiede l'interpretazione delle normative fiscali applicabili. Sebbene la società intenda mantenere con le autorità fiscali rapporti improntati alla trasparenza, al dialogo e alla collaborazione (ad es. rifiutando di attuare pianificazioni fiscali aggressive e utilizzando, ove presenti, gli istituti previsti per mitigare il rischio di contenzioso fiscale), non si può escludere, con certezza, l'insorgenza di contestazioni con le autorità fiscali a seguito di interpretazioni non univoche delle normative fiscali. La composizione di una controversia fiscale, mediante un processo di negoziazione con le autorità fiscali o a seguito della definizione di un contenzioso, può richiedere diversi anni.

La stima dell'ammontare delle passività relative a trattamenti fiscali incerti è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte della Direzione Aziendale. Successivamente alla rilevazione iniziale, tali passività sono periodicamente aggiornate per riflettere le variazioni delle stime effettuate, a seguito di modifiche di fatti e circostanze rilevanti. La necessità di operare valutazioni complesse ed esercitare un giudizio manageriale riguarda inoltre le attività connesse con la verifica della recuperabilità delle imposte anticipate, afferenti a differenze temporanee e perdite fiscali, che richiede di operare stime e valutazioni in merito all'ammontare di redditi imponibili futuri e al relativo timing di realizzazione.

Valutazioni al fair value

Il *fair value* è il prezzo che si percepirebbe per la vendita di un'attività ovvero che si pagherebbe per il trasferimento di una passività in una regolare transazione tra operatori di mercato (ossia non in una liquidazione forzata o in una vendita sottocosto) alla data di valutazione (*exit price*).

La determinazione del *fair value* è basata sulle condizioni di mercato esistenti alla data della valutazione e sulle assunzioni degli operatori di mercato (*market-based*). La valutazione del *fair value* suppone che l'attività o la passività sia scambiata nel mercato principale o, in assenza dello stesso, nel più vantaggioso a cui l'impresa ha accesso, indipendentemente dall'intenzione della società di vendere l'attività o di trasferire la passività oggetto di valutazione.

La determinazione del *fair value* di un'attività non finanziaria è effettuata considerando la capacità degli operatori di mercato di generare benefici economici impiegando tale attività nel suo massimo e migliore utilizzo, o vendendola ad un altro operatore di mercato che la impiegherebbe nel suo massimo e migliore utilizzo.

La determinazione del massimo e migliore utilizzo dell'asset è effettuata dal punto di vista degli operatori di mercato anche nell'ipotesi in cui l'impresa intenda effettuare un utilizzo differente; si presume che l'utilizzo corrente da parte della società di un'attività non finanziaria sia il massimo e migliore utilizzo della stessa, a meno che il mercato o altri fattori non suggeriscano che un differente utilizzo da parte degli operatori di mercato sia in grado di massimizzarne il valore.

La valutazione del *fair value* di una passività, sia finanziaria che non finanziaria, o di un proprio strumento di equity, in assenza di un prezzo quotato, è effettuata considerando la valutazione della corrispondente attività posseduta da un operatore di mercato alla data della valutazione.

Il *fair value* degli strumenti finanziari è determinato considerando il rischio di credito della controparte di un'attività finanziaria (cd Credit Valuation Adjustment o CVA) e il rischio di inadempimento di una passività finanziaria da parte dell'entità stessa (cd Debit Valuation Adjustment o DVA).

In assenza di quotazioni di mercato disponibili, il *fair value* è determinato utilizzando tecniche di valutazione, adeguate alle circostanze, che massimizzino l'uso di input osservabili rilevanti, riducendo al minimo l'utilizzo di input non osservabili.

Stime contabili e giudizi significativi: fair value

La determinazione del *fair value* ancorché basata sulle migliori informazioni disponibili e sull'adozione di adeguate metodologie e tecniche di valutazione, risulta intrinsecamente caratterizzata da elementi di aleatorietà e dall'esercizio di un giudizio professionale e potrebbe determinare previsioni di valori differenti rispetto a quelli che si andranno effettivamente a realizzare.

2 Schemi di bilancio

Gli schemi di Bilancio sono gli stessi adottati nell'ultimo bilancio di esercizio.

Le attività e passività sono classificate in correnti e non correnti, quelle del conto economico sono classificate per natura. Le attività e le passività sono classificate come correnti se: (i) la loro realizzazione/estinzione è prevista nel normale ciclo operativo aziendale o nei dodici mesi successivi alla chiusura dell'esercizio; (ii) sono costituite da disponibilità liquide o disponibilità liquide equivalenti che non presentano vincoli tali da limitarne l'utilizzo nei dodici mesi successivi alla data di chiusura dell'esercizio; o (iii) sono detenute principalmente con finalità di trading.

Il prospetto dell'utile (perdita) complessivo indica il risultato economico integrato dei proventi e oneri che per espressa disposizione degli IFRS non sono rilevati a conto economico.

Il prospetto delle variazioni nelle voci del patrimonio netto presenta l'utile (perdita) complessivo dell'esercizio, le operazioni con gli azionisti e le altre variazioni del patrimonio netto.

Lo schema di rendiconto finanziario è predisposto secondo il "metodo indiretto", rettificando l'utile dell'esercizio delle componenti di natura non monetaria.

3 Modifiche dei criteri contabili

Le modifiche ai principi contabili internazionali entrate in vigore dal 1° gennaio 2021 non hanno prodotto effetti.

4 Principi contabili di recente emanazione

PRINCIPI CONTABILI E INTERPRETAZIONI EMESSI DALLO IASB E OMOLOGATI DALLA COMMISSIONE EUROPEA

Con il Regolamento n. 2021/1080 emesso dalla Commissione Europea in data 28 giugno 2021, sono state omologate:

- le modifiche allo IAS 37, volte a fornire chiarimenti in merito alle modalità di determinazione dell'onerosità di un contratto;
- le modifiche allo IAS 16, volte a definire che i ricavi derivanti dalla vendita di beni prodotti da un asset prima che lo stesso sia pronto per l'uso previsto siano imputati a conto economico unitamente ai relativi costi di produzione;
- le modifiche all'IFRS 3, volte a: (i) completare l'aggiornamento dei riferimenti al Conceptual Framework for Financial Reporting presenti nel principio contabile; (ii) fornire chiarimenti in merito ai presupposti per la rilevazione, all'acquisition date, di fondi, passività potenziali e passività per tributi (cd. levy) assunti nell'ambito di un'operazione di business combination; (iii) esplicitare la circostanza che le attività potenziali non possono essere rilevate nell'ambito di una business combination;
- il documento "Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2018-2020", contenente modifiche, essenzialmente di natura tecnica e redazionale, dei principi contabili internazionali.

Tali modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2022.

Con il Regolamento n. 2021/2036 emesso dalla Commissione Europea in data 19 novembre 2021 è stato omologato l'IFRS 17 "Contratti assicurativi" (di seguito IFRS 17), ivi incluse le relative modifiche, emesse nel 2020, volte, tra l'altro, a differirne di due anni l'entrata in vigore. In particolare, l'IFRS 17, che sostituisce l'IFRS 4 "Contratti assicurativi", definisce l'accounting dei contratti assicurativi emessi e dei contratti di riassicurazione posseduti. Le disposizioni dell'IFRS 17 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2023.

PRINCIPI CONTABILI E INTERPRETAZIONI EMESSI DALLO IASB E NON ANCORA OMOLOGATI DALLA COMMISSIONE EUROPEA

In data 23 gennaio 2020, lo IASB ha emesso le modifiche allo IAS 1 "Classification of Liabilities as Current or Non-current" (di seguito le modifiche), volte a fornire dei chiarimenti in materia di classificazione delle passività come correnti o non correnti che, per effetto del differimento definito con le modifiche apportate in data 15 luglio 2020 ("Classification of Liabilities as Current or Non-current—Deferral of Effective Date"), entreranno in vigore il, o dopo il, 1° gennaio 2023.

In data 12 febbraio 2021, lo IASB ha emesso:

- le modifiche allo IAS 1 e all'IFRS Practice Statement 2 "Disclosure of Accounting Policies" (di seguito le modifiche), volte a fornire chiarimenti nell'individuazione delle accounting policy rilevanti da descrivere in bilancio. Le modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2023;
- le modifiche allo IAS 8 "Definition of Accounting Estimates" (di seguito le modifiche) che introducono la definizione di stime contabili essenzialmente al fine di agevolare la distinzione tra cambiamenti di stime contabili e cambiamenti di principi contabili. Le modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2023.

In data 7 maggio 2021, lo IASB ha emesso le modifiche allo IAS 12 "Deferred Tax related to Assets and Liabilities arising from a Single Transaction" (di seguito le modifiche), volte a richiedere la rilevazione della fiscalità differita per le transazioni che, in sede di rilevazione iniziale, danno origine a differenze temporanee imponibili e deducibili di uguale importo. Le modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2023.

Enipower sta analizzando i principi contabili sopra indicati e valutando se la loro adozione avrà un impatto significativo sul bilancio.

Attività

5 Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti sono pari a 259.338 migliaia di euro, in aumento di 199.754 migliaia di euro rispetto al 31 dicembre 2020 in seguito principalmente all'estinzione del deposito a breve termine presso Eni, presente nei crediti finanziari non strumentali all'attività operativa nel 2020, per 299.947 migliaia di euro. Il saldo negativo di disponibilità e crediti finanziari risulta pari a 100.193 migliaia di euro è al pagamento dei dividendi agli azionisti (163.996 migliaia di euro), compensato in parte dalla generazione di cassa dell'esercizio.

Le disponibilità corrispondono ad attività finanziarie costituite da depositi di conto corrente ordinari presso Eni S.p.A.. Per il conto corrente ordinario la giacenza media attiva è pari a 22.656 migliaia di euro.

6 Altre attività finanziarie

Le altre attività finanziarie relative a crediti finanziari a breve termine non strumentali costituiti da depositi in euro presso Eni S.p.A. non sono presenti al 31 dicembre 2021 (299.947 migliaia di euro al 31 dicembre 2020).

7 Crediti commerciali e altri crediti

I crediti commerciali e gli altri crediti di 277.836 migliaia di euro (108.207 migliaia di euro al 31 dicembre 2020) si analizzano come segue:

(migliaia di euro)	31.12.2020	31.12.2021
Crediti commerciali	106.885	277.401
Altri crediti:		
Altri	1.322	435
	1.322	435
	108.207	277.836

I crediti commerciali non sono generalmente produttivi di interessi e prevedono termini di pagamento che vanno mediamente da 15 giorni a 60 giorni.

I crediti commerciali di 277.401 migliaia di euro riguardano principalmente: crediti verso Eni per 244.125 migliaia di euro principalmente per le attività di Conto Lavorazione, tra cui il riaddebito di costi relativi a emission rights, crediti verso altre imprese del gruppo Eni per 387 migliaia di euro, crediti verso clienti terzi per 29.415 migliaia di euro, crediti verso SEF per 3.439 migliaia di euro relativi a riaddebiti per servizi manageriali incassati a gennaio 2022 e crediti verso Enipower Mantova per 34 migliaia di euro.

Gli altri crediti di 435 migliaia di euro (1.322 migliaia di euro al 31 dicembre 2020) si analizzano nella tabella sottostante.

(migliaia di euro)	31.12.2020	31.12.2021
Crediti per attività di disinvestimento		
Altri crediti:		
- acconti per servizi	3	3
- crediti verso il personale	66	80
- crediti verso istituti di previdenza	19	23
- altri crediti	1.234	321
- compagnie di assicurazione		8
	1.322	435

I crediti sono tutti in valuta euro.

La seguente tabella illustra le informazioni sull'esposizione lorda al rischio di credito e sul fondo svalutazione con riferimento a crediti commerciali e altri crediti per i quali è stata effettuata una valutazione analitica e/o sulla base del modello generico, elaborata sulla base di rating interni:

(migliaia di euro)	<u>Crediti in bonis</u>			<u>Default</u>	<u>Totale</u>
	Rischio basso	Rischio medio	Rischio alto		
31.12.2020					
Clientela Business / oggetto di valutazione analitica	2.060	16.858	63	4.733	23.714
National Oil Company e Pubbliche Amministrazioni					0
Partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione					
Altre controparti valutate con il modello generico	89.278				89.278
Valore contabile lordo al 31 dicembre 2020	91.338	16.858	63	4.733	112.992
Fondo svalutazione		(306)		(4.479)	(4.785)
Valore contabile netto al 31 dicembre 2020	91.338	16.552	63	254	108.207

(migliaia di euro)	<u>Crediti in bonis</u>			<u>Default</u>	<u>Totale</u>
	Rischio basso	Rischio medio	Rischio alto		
31.12.2021					
Clientela Business / oggetto di valutazione analitica	1.755	28.964	587	4.716	36.022
National Oil Company e Pubbliche Amministrazioni					0
Partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione					
Altre controparti valutate con il modello generico	246.735				246.735
Valore contabile lordo al 31 dicembre 2021	248.490	28.964	587	4.716	282.757
Fondo svalutazione		(228)	(12)	(4.681)	(4.921)
Valore contabile netto al 31 dicembre 2021	248.490	28.736	575	35	277.836

In "Altre controparti - rischio basso" sono inclusi crediti verso società del Gruppo Eni per i quali è stato considerato un Expected loss pari a zero.

I crediti verso altre controparti includono i crediti per i quali è adottato il modello generico, nonché, al fine di salvaguardare le esigenze di quadratura con la voce di bilancio, i crediti per i quali non è stata determinata l'expected loss (perché fuori dall'ambito di applicazione definito internamente).

I crediti commerciali e altri crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di 4.921 migliaia di euro (4.785 migliaia di euro al 31 dicembre 2020). La seguente tabella illustra le variazioni di tale fondo svalutazione intervenute nell'esercizio 2021:

(migliaia di euro)	<u>Crediti commerciali</u>	<u>Altri crediti</u>
Fondo svalutazione al 1° gennaio 2020 ex IAS 39	4.858	
- accantonamenti netti su crediti commerciali e altri crediti in bonis		
- accantonamenti netti su crediti commerciali e altri crediti in default	10	
- utilizzi su crediti commerciali e altri crediti in bonis		
- utilizzi su crediti commerciali e altri crediti in default	(10)	
- altre variazioni	(73)	
Fondo svalutazione al 31 dicembre 2020	4.785	
	<u>Crediti commerciali</u>	<u>Altri crediti</u>
Fondo svalutazione al 1° gennaio 2021 ex IAS 39	4.785	
- accantonamenti netti su crediti commerciali e altri crediti in bonis		
- accantonamenti netti su crediti commerciali e altri crediti in default	151	
- utilizzi su crediti commerciali e altri crediti in bonis		
- utilizzi su crediti commerciali e altri crediti in default		
- altre variazioni	(15)	
Fondo svalutazione al 31 dicembre 2021	4.921	

Le altre variazioni si riferiscono allo stralcio di crediti in seguito a passaggi a perdita.

La valutazione al fair value dei crediti commerciali e altri crediti non produce effetti significativi, considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del credito e la sua scadenza.

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota 32.

Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti

Nel 2021 il fondo svalutazione crediti commerciali si è incrementato per 136 migliaia di euro in seguito all'accantonamento di periodo per 151 migliaia di euro, compensato in parte dagli stralci per passaggi a perdita per 15 migliaia di euro.

8 Rimanenze

Le rimanenze di 22.976 migliaia di euro (23.060 migliaia di euro al 31 dicembre 2020) si analizzano come segue:

(migliaia di euro)	31.12.2020					31.12.2021				
	Prodotti petroliferi	Prodotti chimici	Lavori in corso su ordinazione	Materiali tecnici	Totale	Prodotti petroliferi	Prodotti chimici	Lavori in corso su ordinazione	Materiali tecnici	Totale
Materie prime, sussidiarie e di consumo	16	100		22.944	23.060	19	88		22.869	22.976
Totale rimanenze correnti	16	100		22.944	23.060	19	88		22.869	22.976

Le rimanenze relative all'attività di produzione di energia elettrica sono costituite da greggio, gas naturale, prodotti petroliferi per 19 migliaia di euro, prodotti chimici per 88 migliaia di euro e materiali tecnici e ricambi per 22.869 migliaia di euro. Tali rimanenze riguardano essenzialmente i materiali diversi disponibili per l'attività di produzione di energia elettrica e manutenzione degli impianti.

La diminuzione di 84 migliaia di euro rispetto al 2020 è riconducibile ai consumi dell'anno per attività manutentive e alla svalutazione di 506 migliaia di euro riferito alla verifica e valutazione di materiali e ricambi a disposizione per l'attività di manutenzione ciclica pluriennale non movimentati da oltre 60 mesi. Tali fenomeni sono stati parzialmente compensati dall'acquisto di materiali da Enipower Mantova per 1.727 migliaia di euro al fine di ottimizzare la gestione del magazzino di Parma.

Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di 565 migliaia di euro (121 migliaia di euro al 31 dicembre 2020).

(migliaia di euro)	2020	2021
Valore iniziale - Fondo svalutazione rimanenze correnti	(127)	(121)
Svalutazioni	(55)	(506)
Riprese di valore	61	62
Altre variazioni		
Valore finale - Fondo svalutazione rimanenze correnti	(121)	(565)

Il fondo svalutazione è così composto: 8 migliaia di euro per il sito di Bolgiano, 144 migliaia di euro per il sito di Brindisi, 180 migliaia di euro per il sito di Ferrera Erbognone, 233 migliaia di euro per il sito di Ravenna.

Sulle rimanenze non sono costituite garanzie reali.

9 Attività e passività per imposte

Le attività passività per imposte sul reddito correnti si analizzano come segue:

(migliaia di euro)	31.12.2020				31.12.2021			
	Attività		Passività		Attività		Passività	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Imposte sul reddito	0	60	25.315	-	461	61	21.136	-
- Ires			24.660		-		21.136	
- Irap		-	655		461	-		
- Crediti per istanze di rimborso		60				61		

Le passività per imposte sul reddito correnti di 21.136 migliaia di euro (25.315 migliaia di euro al 31 dicembre 2020) si riferiscono al debito per consolidato fiscale nei confronti di Eni per l'Ires di periodo.

Le attività per imposte sul reddito correnti di 461 migliaia di euro si riferiscono ai crediti verso l'erario per Irap corrente (nel 2020 erano presenti passività per 655 migliaia di euro).

Le attività per crediti per istanza di rimborso per 61 migliaia di euro sono relative a crediti per imposte sul reddito per gli anni 2009 e 2013 (60 migliaia di euro nel 2020).

10 Attività passività per altre imposte

Si analizzano come segue:

(migliaia di euro)	31.12.2020				31.12.2021			
	Attività		Passività		Attività		Passività	
	Correnti	Non Correnti						
Altre imposte e tasse	148	0	693	0	362	0	861	0
-Altri crediti verso l'amministrazione finanziaria	148				362			
-Ritenute Irpef su lavoro dipendente			691				859	
- Altre imposte e tasse			2				2	

Le attività di 362 migliaia di euro (148 migliaia di euro nel 2020) sono relative a crediti di imposta verso l'amministrazione finanziaria per investimenti (320 migliaia di euro) e per emergenza Covid-19 (42 migliaia di euro).

Le passività per altre imposte di 861 migliaia di euro (691 migliaia di euro al 31 dicembre 2020) sono costituite prevalentemente da debiti verso l'erario per trattenute ai dipendenti e trattenute a lavoratori autonomi.

11 Altre attività e altre passività

Le altre attività correnti di 12 migliaia di euro (16 migliaia di euro al 31 dicembre 2020) si analizzano come segue:

(migliaia di euro)	31.12.2020				31.12.2021			
	Attività		Passività		Attività		Passività	
	Correnti	Non Correnti						
Fair value su strumenti finanziari derivati					5			
Attività e passività da contratti con la clientela	16	36	422	1.694	7	35	426	1.333
Depositi cauzionali		18		4.845		21		3.333
Altre			130			145		486
	16	54	422	6.669	12	201	426	5.152

Il fair value su strumenti finanziari derivati è relativo alla stipulazione del derivato di copertura su cambi per la realizzazione entro l'anno 2023 di due nuove turbine a Ravenna (progetto Peakers) per le quali il fornitore ha richiesto il pagamento in dollari.

Le altre attività correnti sono costituite principalmente da risconti su commissioni di garanzie verso Eni per 5 migliaia di euro.

Le altre attività non correnti ammontano a 201 migliaia di euro (54 migliaia di euro al 31 dicembre 2020) e riguardano: (i) il risconto per il diritto di superficie acquisito da Eni Rewind con durata 35 anni per 35 migliaia di euro; (ii) i depositi cauzionali verso fornitori terzi per 21 migliaia di euro; (iii) altri crediti non correnti al netto del relativo fondo svalutazione per 145 migliaia di euro.

Le altre passività correnti di 426 migliaia di euro (422 migliaia di euro al 31 dicembre 2020) si riferiscono a risconti passivi di proventi diversi.

Le altre passività non correnti di 5.152 migliaia di euro (6.669 migliaia di euro al 31 dicembre 2020) si riferiscono principalmente a risconti passivi a lungo termine di proventi diversi (1.333 migliaia di euro) e a depositi cauzionali ricevuti da Eni per 2.425 migliaia di euro come garanzia a fronte del contratto di Trasporto e Misura.

12 Immobili, impianti e macchinari

Gli immobili, impianti e macchinari di 748.589 migliaia di euro (738.202 migliaia di euro al 31 dicembre 2020) si compongono come segue:

	Valore iniziale netto al 31.12.2019	Incrementi	Ammortamenti	Cessioni	Svalutazioni	Riprese di valore	Riduzioni	Trasferimenti	Altre variazioni	Valore finale netto al 31.12.2020	Valore finale lordo al 31.12.2020	Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2020
31.12.2020												
Investimenti												
Attività destinate all'utilizzo:												
Terreni e fabbricati	37.701		(1.136)				(40)	1.113		37.638	63.593	25.955
Altri impianti e macchinari	688.913		(58.400)			6.657	(60)	29.863	(4.160)	662.813	2.296.562	1.633.749
Attrezzature industriali e commerciali	1.941	69	(341)							1.669	5.328	3.659
Altri beni	515	8	(189)					24		358	3.989	3.631
Altre immobilizzazioni in corso e acconti	24.422	42.260					42	(31.000)		35.724	35.724	
TOTALE	753.492	42.337	(60.066)			6.657	(58)		(4.160)	738.202	2.405.196	1.666.994
	Valore iniziale netto al 31.12.2020	Incrementi	Ammortamenti	Cessioni	Svalutazioni	Riprese di valore	Riduzioni	Trasferimenti	Altre variazioni	Valore finale netto al 31.12.2021	Valore finale lordo al 31.12.2021	Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2021
31.12.2021												
Investimenti												
Attività destinate all'utilizzo:												
Terreni e fabbricati	37.638		(1.160)					1.231		37.709	64.824	27.115
Altri impianti e macchinari	662.813		(58.919)	(596)	(444)	18.868	(693)	52.226		673.255	2.322.612	1.649.357
Attrezzature industriali e commerciali	1.669	132	(349)					161		1.613	5.672	4.059
Altri beni	358	20	(127)					12		263	3.968	3.705
Altre immobilizzazioni in corso e acconti	35.724	73.385			(19.529)		(53.630)	(201)		35.749	55.279	19.530
TOTALE	738.202	73.537	(60.555)	(596)	(19.973)	18.868	(693)		(201)	748.589	2.452.355	1.703.766

I terreni (22.843 migliaia di euro) riguardano terreni industriali.

I fabbricati (14.866 migliaia di euro) riguardano fabbricati industriali e commerciali.

Gli impianti e macchinari (673.555 migliaia di euro) riguardano principalmente le centrali termoelettriche di Brindisi, Ferrera Erbognone, Ravenna e Bolgiano (574.837 migliaia di euro), le palette delle turbine a gas degli impianti di ricondizionamento (28.984 migliaia di euro), le linee di trasporto A.T. (23.658 migliaia di euro), la rete di distribuzione di teleriscaldamento di Bolgiano (20.201 migliaia di euro), le sottostazioni di trasformazione delle centrali (11.786 migliaia di euro), impianti specifici (11.323 migliaia di euro) gli impianti di depurazione e trattamento delle acque industriali (1.389 migliaia di euro).

Le attrezzature industriali e commerciali (1.613 migliaia di euro) riguardano attrezzatura d'ufficio e di laboratorio, nonché mezzi di trasporto interno.

Gli altri beni (263 migliaia di euro) riguardano mobili ed arredi e macchine d'ufficio elettroniche.

Le immobilizzazioni in corso e acconti (35.749 migliaia di euro) riguardano principalmente le seguenti attività:

- per la centrale di Bolgiano interventi di manutenzione degli impianti esistenti per 308 migliaia di euro;
- per la centrale di Brindisi interventi di manutenzione degli impianti esistenti per 8.344 migliaia di euro;
- per la centrale di Ferrera Erbognone interventi di manutenzione degli impianti esistenti per 2.607 migliaia di euro;
- per la centrale di Ravenna interventi di manutenzione degli impianti esistenti per 19.957 migliaia di euro.

Al 31 dicembre 2021 gli Amministratori hanno effettuato un "test di impairment" al fine di verificare la recuperabilità del valore delle centrali elettriche sulla base dei flussi di cassa attesi attualizzati e rinvenienti

dai piani della società. Per calcolare il valore recuperabile delle CGU si sono considerate le seguenti ipotesi: (i) l'orizzonte temporale considerato per i flussi di cassa coincide con la vita utile di ogni Centrale termoelettrica; (ii) i ricavi e il risultato operativo lordo fanno riferimento all'evoluzione del contratto di tolling con Eni e dei contratti di trasporto e misura; (iii) la manovra investimenti è quella ipotizzata nel piano quadriennale e per gli anni successivi fino al termine della vita utile di ogni CGU ed è stata inserita la programmazione degli investimenti in continuità a garanzia dell'esercizio delle centrali; (iv) i costi di smantellamento a fine vita utile della centrale al netto dei costi di recupero di materiali; (v) il terminal value della CGU considera il valore dei terreni e dei fabbricati, il valore residuo delle degli asset delle RIU e la rete elettrica di Ferrera Erbognone, le caldaie di Brindisi e Ravenna; (vi) il tasso di sconto per attualizzare i flussi di cassa attesi della società è calcolato ponderando i seguenti tassi: 4,90% che rappresenta il rischio dell'attività di tolling, 7% che rappresenta il rischio delle altre attività (RIU e utilities) per i rispettivi ebitda della CGU. Il tasso di sconto risultante è pari a 4,99%; (vii) il tax rate teorico applicato ai flussi è composto da Irap e Ires pari rispettivamente al 4,4% e 24%.

In seguito alle risultanze dell'impairment test effettuato sulle immobilizzazioni materiali si è effettuata una svalutazione netta di cespiti pari a 814 migliaia di euro. Si evidenziano una ripresa di valore di 6.702 migliaia di euro sulla Cash Generating Unit di Brindisi, una ripresa di valore di 12.166 migliaia di euro sulla Cash Generating Unit di Ferrera Erbognone, una svalutazione di (153) migliaia di euro sulla Cash Generating Unit di Ravenna e una svalutazione di (19.529) migliaia di euro sulla Cash Generating Unit costituita da due nuove future turbine nel sito di Ravenna (Progetto Peakers).

Inoltre, sono state effettuate ulteriori svalutazioni per 292 migliaia relative a cespiti facenti parte della Rete Interna di Utenza di Brindisi che saranno oggetto di demolizione nel prossimo biennio e che non sono più utilizzabili nell'ambito dei processi produttivi.

Gli acconti al 31 dicembre 2021, al netto delle svalutazioni operate in seguito a impairment test, sono pari a 3.791 migliaia di euro (1.771 migliaia di euro al 31 dicembre 2020) e sono relativi principalmente alla realizzazione di due nuove turbine a Ravenna per 2.716 migliaia di euro (Progetto Peakers).

Le cessioni di 596 migliaia di euro hanno riguardato principalmente la vendita di cespiti a SEF per la riparazione del guasto del trasformatore elevatore TRM2 del Ciclo Combinato 2 che hanno originato una plusvalenza di 904 migliaia di euro.

Tra le altre variazioni sono presenti crediti di imposta per investimenti agevolati per -320 migliaia di euro.

I principali coefficienti di ammortamento annui adottati, rimasti invariati dall'anno precedente sono i seguenti:

	(%)
Fabbricati	3 - 15
Impianti e Macchinari (CTE)	2 - 52
Impianti e Macchinari	2 - UOP
Impianti specifici	4 - 12
Attrezzature industriali e commerciali	6 - 35
Arredi e macchine d'ufficio	12
Macchine Elettroniche	20

13 Attività immateriali

Le attività immateriali pari a 132 migliaia di euro (177 migliaia di euro al 31 dicembre 2020) si compongono come segue:

	Valore iniziale netto	Investimenti	Ammortamenti	Radiazioni	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo Ammortamento e svalutazione
31.12.2020								
Attività immateriali a vita utile definita								
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno			(44)		221	177	7026	(6.849)
- Altre attività immateriali								
			(44)		221	177	7.026	(6.849)
31.12.2021								
Attività immateriali a vita utile definita								
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	177		(45)			132	7.026	(6.894)
- Altre attività immateriali								
	177		(45)			132	7.026	(6.894)

Le attività immateriali sono costituite dal software per la gestione del servizio di Unità Virtuali Abilitate Miste (UVAM). La società, in virtù di un contratto di servizi, si vedrà riconosciuto da Eni l'investimento e i costi operativi.

14 Operazioni di leasing in qualità di lessee

I diritti d'uso per 16.181 migliaia di euro riguardano: (i) contratti di leasing per reti elettriche con Versalis S.p.A e Eni Rewind S.p.A. per 11.509 migliaia di euro; (ii) il contratto per l'impianto di demineralizzazione e finissaggio dell'acqua presso lo stabilimento di Brindisi per 4.333 migliaia di euro; (iii) contratti di leasing per autoveicoli per 339 migliaia di euro.

Si segnala che nel primo semestre 2021 si è proceduto al rinnovo dei contratti relativi alle reti elettriche presso Brindisi e Ravenna in locazione da Versalis. Ciò ha comportato l'iscrizione di nuovi debiti per 12.465 migliaia di euro e la chiusura di debiti per i vecchi contratti per 5.988 migliaia di euro in contropartita ai diritti di utilizzo di beni in leasing.

(migliaia di euro)	Diritto di utilizzo beni in leasing				Totale
	Terreni e fabbricati	Impianti e macchinari	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	
Valore netto al 01.01.2020		11.903		253	12.155
Incrementi				88	88
Ammortamenti		(1.316)		(142)	(1.458)
Altre variazioni				(11)	(11)
Valore netto al 31.12.2020		10.586		188	10.774
Valore lordo al 31.12.2020		13.345		386	13.731
Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2020		(2.759)		(198)	(2.957)

(migliaia di euro)	Diritto di utilizzo beni in leasing				Totale
	Terreni e fabbricati	Impianti e macchinari	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	
Valore netto al 01.01.2021		10.586		188	10.773
Incrementi		12.471		300	12.771
Ammortamenti		(1.374)		(114)	(1.488)
Altre variazioni		(5.840)		(35)	(5.875)
Valore netto al 31.12.2021		15.842		339	16.181
Valore lordo al 31.12.2021		18.011		481	18.492
Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2021		(2.169)		(142)	(2.311)

Gli ammortamenti pari a 1.488 migliaia di euro sono calcolati sulla base della durata dei contratti. Le passività per leasing ammontano a 15.029 migliaia di euro (9.815 migliaia di euro nel 2020) e si analizzano come segue:

(migliaia di euro)	Passività per leasing		Totale
	Breve termine	Lungo termine	
Saldo iniziale 01.01.2020	2.053	9.712	11.765
Incrementi	401		401
Decrementi	(2.173)		(2.173)
Altre variazioni	1.620	(1.798)	(178)
Valore al 31.12.2020	1.901	7.914	9.815

(migliaia di euro)	Passività per leasing		Totale
	Breve termine	Lungo termine	
Saldo iniziale 01.01.2021	1.901	7.914	9.815
Incrementi		12.770	12.770
Decrementi	(1.751)		(1.751)
Altre variazioni	1.960	(7.765)	(5.805)
Valore al 31.12.2021	2.110	12.919	15.029

Gli ammontari rilevati a conto economico si analizzano come segue:

	(migliaia di euro)	
	2020	2021
Altri ricavi e proventi		
- plusvalenze da operazioni di sale-and-leaseback	3	203
Importo rilevato a conto economico	3	203
Ammortamenti		
amm. Diritto d'uso - impianti	1317	1.374
amm. Diritto d'uso - altri beni	141	114
Importo rilevato a conto economico	1458	1.488
Proventi e oneri finanziari		
- interessi passivi su passività per beni in leasing	291	523
Importo rilevato a conto economico	291	523
	1746	1.808

15 Riprese di valore (Svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali e di diritti di utilizzo di beni in leasing

(migliaia di euro)	2.020	2.021
Svalutazioni:		
- attività materiali in corso		(19.529)
- attività immateriali		
	0	(19.529)
Riprese di valore:		
- attività materiali	6.657	18.423
- attività immateriali		
- attività materiali in corso		
	6.657	18.423
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali	6.657	(1.106)

In seguito alle risultanze dell'impairment test effettuato sulle immobilizzazioni materiali si è effettuata la svalutazione netta di cespiti per 814 migliaia di euro. Si evidenziano una ripresa di 6.702 migliaia di euro sulla Cash Generating Unit di Brindisi, una ripresa di 12.166 migliaia di euro sulla Cash Generating Unit di Ferrera Erbognone, una svalutazione di (153) migliaia di euro sulla Cash Generating Unit di Ravenna e una svalutazione di (19.529) migliaia di euro sulla Cash Generating Unit costituita da due future nuove turbine a Ravenna (Progetto Peakers).

Inoltre si è effettuata la svalutazione di 3 stalli con interruttori facenti parte della Rete Interna di Utente di Brindisi per un valore di 292 migliaia di euro che saranno oggetto di demolizione nel prossimo biennio e che non sono più utilizzabili nell'ambito dei processi produttivi.

16 Partecipazioni

Le partecipazioni in imprese controllate, collegate e joint venture sono di seguito indicate.

Il valore delle partecipazioni risulta invariato rispetto all'esercizio precedente.

	Saldo iniziale	Acquisizioni e sottoscrizioni	Cessioni e rimborsi	Rettifiche di valore	Effetto di valutazione al fair value	Altre variazioni	Valore netto al 31.12.2021	Fondo svalutazione al 31.12.2021
(migliaia di €)								
Partecipazioni in:								
- imprese controllate	90.610						90.610	(145)
- imprese collegate e joint venture	86.700						86.700	(106)
- imprese controllate	1.700						1.700	
totale	179.010						179.010	(251)

Le partecipazioni in imprese controllate, collegate e joint venture sono di seguito indicate:

Denominazione	Sede legale	Sede operativa principale	Valuta	Capitale	Patrimonio netto	Utile (perdita)	Quota % posseduta	Valore di iscrizione al 31.12.2021	Fondo copertura perdite	Valore netto al 31.12.2021	Valore al patrimonio netto	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto
Imprese controllate:												
Enipower Mantova S.p.A.	San Donato Milanese	Mantova	EUR	144.000	272.222		86,50%	90.610				-
Imprese collegate:												
Ravenna Servizi Industriali	Ravenna	Ravenna	EUR	5.597	5.599		30,37%	1.700				-
Joint venture:												
SEF S.r.l	San Donato Milanese	Ferrara	EUR	140.000	224.176		51,00%	86.700				-

17 Altre partecipazioni

Le altre partecipazioni per le quali il fair value non è determinabile in modo attendibile sono valutate al costo e si analizzano come di seguito indicato:

	Saldo iniziale	Acquisizioni e sottoscrizioni	Alienazioni	Effetto di valutazione al fair value	Differenze di cambio	Altre variazioni	Valore finale
(migliaia di euro)							
31.12.2021							
- Brindisi Servizi Generali S.c.a.r.l.	138						138
- D.T.N.E. S.c.a.r.l.	5						5
	143						143

Passività

18 Debiti commerciali e altri debiti

I debiti commerciali e gli altri debiti di 328.158 migliaia di euro (172.070 migliaia di euro al 31 dicembre 2020) si analizzano come segue:

(migliaia di euro)	31.12.2020	31.12.2021
Debiti commerciali	130.999	278.724
Altri debiti:		
Debiti per attività di investimento	12.350	23.528
Debiti verso altri	28.721	25.906
	41.071	49.434
	172.070	328.158

I debiti commerciali di 278.724 migliaia di euro (130.999 migliaia di euro nel 2020) si riferiscono a debiti verso Eni per 36.932 migliaia di euro, verso Enipower Mantova per 4.433 migliaia di euro, verso imprese del gruppo Eni per 7.934 migliaia di euro, verso imprese collegate per 805 migliaia di euro, verso SEF per 19 migliaia di euro, verso il mercato per acquisto di emission rights (186.218 migliaia di euro) e verso fornitori terzi (42.383 migliaia di euro).

I debiti sono tutti in valuta euro.

Gli altri debiti di 49.434 migliaia di euro (41.071 migliaia di euro nel 2020) si analizzano come segue:

(migliaia di euro)	31.12.2020	31.12.2021
Debiti verso:		
- fornitori per attività di investimento	12.350	23.528
- personale	2.046	2.441
- istituti di previdenza e di sicurezza sociale	1.588	1.742
- consulenti e professionisti	176	121
- debiti verso Eni per consolidato fiscale Ires	24.660	21.136
- debiti verso Eni per Iva di Gruppo	68	
- altri debiti	183	466
	41.071	49.434

La valutazione al fair value dei debiti commerciali e altri debiti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza.

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota 32.

19 Variazioni delle passività finanziarie derivanti da attività di finanziamento

Di seguito è fornita una riconciliazione delle passività finanziarie derivanti da attività di finanziamento che evidenzia le variazioni monetarie e non monetarie di tali passività:

	31.12.2020	Variazioni dei flussi di cassa	Variazioni senza impatti sui flussi di cassa				Altre variazioni	31.12.2021
			Acquisizioni/ Cessioni di	Nuovi leasing	Differenze cambio da conversione	Variazioni di fair Value		
Passività finanziarie a lungo termine e relative quote a breve							0	
Passività per leasing a breve termine	1.901	(1.751)				1.960	2.110	
Passività per leasing a lungo termine	7.914			12.770		(7.765)	12.919	
Totale passività nette derivanti da attività di finanziamento	9.815	(1.751)		12.770		(5.805)	15.029	

La società non ha debiti finanziari a lungo termine in valuta diversa dall'euro.
Al 31 dicembre 2021 non vi sono passività finanziarie garantite da depositi vincolati.

20 Analisi dell'indebitamento finanziario netto

L'indebitamento finanziario netto indicato nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione sulla gestione" è così articolato:

	31.12.2020			31.12.2020		
	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità liquide	59.584		59.584	259.338		259.338
B. Mezzi equivalenti a disponibilità liquide			-			
C. Altre attività finanziarie correnti	299.947		299.947			
D. Liquidità (A+B+C)	359.531		359.531	259.338		259.338
E. Debito finanziario corrente	1.901		1.901	2.110		2.110
F. Parte corrente del debito finanziario non corrente	-		-			
G. Indebitamento finanziario corrente (E+F)	1.901		1.901	2.110		2.110
H. Indebitamento finanziario corrente netto (G-D)	(357.630)		(357.630)	(257.228)		(257.228)
I. Debito finanziario non corrente		7.914	7.914		12.919	12.919
J. Strumenti di debito						
K. Debiti commerciali e altri debiti non correnti						
L. Indebitamento finanziario non corrente (I+J+K)	-	7.914	7.914		12.919	12.919
M. Totale indebitamento finanziario (H+L)	(357.630)	7.914	(349.716)	(257.228)	12.919	(244.309)

21 Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri di 7.490 migliaia di euro (8.572 migliaia di euro al 31 dicembre 2020) si compongono come segue:

(Migliaia di €)

	Valore al 31.12.2020	Accantonam enti	Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo	Utilizzi a fronte oneri	Utilizzi per esuberanz a	Altre variazioni	Valore al 31.12.2021
Fondo abbandono e ripristino siti							
Fondo rischi ambientali	3.567	9		447			3.129
Fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione							
Fondo rischi per contenziosi	295				40		254
Fondo dismissioni e ristrutturazioni							
Fondo per imposte non sul reddito	4.320				439		3.881
Fondo esodi agevolati	183	7		94	41		55
Fondo contratti onerosi							
Fondo mutua assicurazione OIL	71				9		62
Fondo copertura perdite di imprese partecipate							
Altri fondi	136	75		69		33	109
totale	8.572	91		610	529	33	7.490

Il fondo rischi e oneri ambientali di 3.129 migliaia di euro riguarda i costi ambientali relativi a bonifiche presso i siti produttivi dove sono presenti le centrali Enipower. Tale fondo varia di 438 migliaia di euro principalmente per effetto dell'utilizzo a fronte oneri di 447 migliaia di euro, parzialmente compensato dall'accantonamento di 9 migliaia di euro.

Il fondo include:

- le attività di bonifica da eseguire presso il sito di Bolgiano (400 migliaia di euro);
- le attività di bonifica da eseguire presso il sito di Brindisi (2.729 migliaia di euro).

Il fondo rischi per vertenze legali e contenziosi di 254 migliaia di euro si riferisce principalmente a pretese di terzi a seguito della costituzione di servitù per la posa di elettrodotti, acquisite con l'incorporazione di Enipower Trasmissione avvenuta nel 2009.

Il fondo rischi per contenzioso "Altre imposte" di 3.881 migliaia di euro si riferisce a contenziosi che riguardano imposte di consumo sull'energia elettrica per 1.464 migliaia di euro, a IVA per maggior imposta erariale per 440 migliaia di euro e a contenziosi relativi ad avvisi di accertamento riguardanti ICI per 2.196 migliaia di euro relativi al sito di Brindisi per gli anni 2006, 2007 e 2008. La diminuzione di 439 migliaia di euro è relativa principalmente all'utilizzo a fronte oneri del fondo per un contenzioso riguardante l'accise del sito di Ravenna per l'anno 2002.

Il fondo per esodi agevolati di 183 migliaia di euro si decrementa per utilizzi a fronte oneri e per esubero riferiti prevalentemente alla mobilità relativa agli anni 2010 /2011 e 2013/2014.

Il fondo unfunded losses (Mutua Assicurazione OIL) di 71 migliaia di euro si riferisce agli oneri accertati, ma differiti temporalmente negli esercizi successivi, dell'"unfunded losses" attribuito da Eni S.p.A. alla società sulla base dei weighted gross assets US GAAP dichiarati alla Oil Insurance Ltd (Oil) e si decrementa di 9 migliaia di euro per l'adeguamento apportato nell'esercizio.

Gli altri fondi di 109 sono composti dal fondo oneri sociali e TFR su incentivo monetario per 75 migliaia di euro, che riguarda gli oneri che si prevedono di sostenere a fronte dei costi accessori da corrispondere sugli incentivi monetari differiti assegnati ai dirigenti della società, e dal fondo per contenzioso lavoro per 34 migliaia di euro.

22 Fondi per benefici ai dipendenti

I fondi per benefici ai dipendenti di 4.465 migliaia di euro (5.146 migliaia di euro al 31 dicembre 2020) si articolano come segue:

(migliaia di euro)	31.12.2020	31.12.2021
Piani a benefici definiti:		
- TFR	3.470	3.142
- Fisd, altri piani medici esteri e altri	872	722
	4.342	3.864
Altri fondi per benefici ai dipendenti	804	601
	5.146	4.465

Il fondo trattamento di fine rapporto, disciplinato dall'art. 2120 del codice civile, accoglie la stima dell'obbligazione, determinata sulla base di tecniche attuariali, relativa all'ammontare da corrispondere ai dipendenti delle imprese italiane all'atto della cessazione del rapporto di lavoro. L'indennità, erogata sotto forma di capitale, è pari alla somma di quote di accantonamento calcolate sulle voci retributive corrisposte in dipendenza del rapporto di lavoro e rivalutate fino al momento della cessazione dello stesso. Per effetto delle modifiche legislative introdotte a partire dal 1° gennaio 2007, il trattamento di fine rapporto maturando sarà destinato ai fondi pensione, al fondo di tesoreria istituito presso l'Inps ovvero, nel caso di imprese aventi meno di 50 dipendenti, potrà rimanere in azienda. Questo comporta che una quota significativa del trattamento di fine rapporto maturando sia classificato come un piano a contributi definiti in quanto l'obbligazione dell'impresa è rappresentata esclusivamente dal versamento dei contributi al fondo pensione ovvero all'Inps. La passività relativa al trattamento di fine rapporto antecedente al 1° gennaio 2007 continua a rappresentare un piano a benefici definiti da valutare secondo tecniche attuariali.

Il Fondo gas è un fondo pensione integrativo istituito negli anni 70 e gestito dall'Inps per i dipendenti del settore della distribuzione gas. Nel corso del 2015 è stata emanata una modifica normativa che interessa anche il gruppo Eni in quanto risultano risorse iscritte al fondo gas sebbene trattasi di dipendenti di Enipower. La modifica normativa sancisce che il Fondo gas sarà destinato esclusivamente al pagamento dei benefit previsti dei pensionati attuali. Per i dipendenti ancora in servizio iscritti al Fondo gas è previsto un benefit sostitutivo parametrato all'1% della retribuzione annuale lorda del 2014 moltiplicato per gli anni di servizio prestati. Sono previsti complessi meccanismi di rivalutazione di questo importo iniziale fasati per fasce di anzianità lavorativa; è inoltre prevista la facoltà da parte del dipendente di mantenere questo benefit in azienda e riceverlo alla risoluzione del rapporto di lavoro o di farlo confluire nel fondo pensione di appartenenza. Il benefit sostitutivo rappresenta un nuovo piano a benefici dipendenti da valutarsi secondo ipotesi attuariali. Dopo la prima iscrizione avvenuta nel 2015 la passività sarà aggiornata per tener conto dell'evoluzione delle ipotesi attuariali.

Il fondo integrativo sanitario dirigenti aziende Gruppo Eni (FISDE) accoglie la stima, determinata su basi attuariali, degli oneri relativi ai contributi da corrispondere al fondo integrativo sanitario a beneficio dei dirigenti in servizio e pensione.

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti riguardano: (i) piani a benefici definiti per premi di anzianità e Fondo gas per 382 migliaia di euro; (ii) benefici a lungo termine per incentivo monetario differito per 219 migliaia di euro.

I piani di incentivazione monetaria differita assegnati ai dirigenti che hanno conseguito gli obiettivi prefissati, e i piani di incentivazione a lungo termine, che saranno erogati al termine del *vesting period*, accolgono la stima dei compensi variabili in relazione alle performance aziendali.

I premi di anzianità sono benefici erogati al raggiungimento di un periodo minimo di servizio in azienda e, per quanto riguarda l'Italia, sono erogati in natura.

I piani di incentivazione monetaria differita e a lungo termine, nonché i premi di anzianità rappresentano piani per benefici a lungo termine.

I fondi per benefici ai dipendenti, valutati applicando tecniche attuariali, si analizzano come di seguito indicato:

	31.12.2020					31.12.2021				
	TFR	Fisde, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale	TFR	Fisde, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
(migliaia di euro)										
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	3.400	783	4.183	912	5.095	3.470	872	4.342	804	5.146
Costo corrente		24	24	181	205		20	20	144	164
Interessi passivi	23	5	28	4	32	10	2	12	1	13
Rivalutazioni:										
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche	(45)	9	(36)	25	(11)	9	(18)	(9)	(5)	(14)
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	146	72	218	29	247	(30)	24	(6)	9	3
- Effetto dell'esperienza passata	6	16	22	4	26	47	3	50	(3)	47
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione								0		0
Benefici pagati	(77)	(23)	(100)	(273)	(373)	(250)	(22)	(272)	(183)	(455)
Aggregazioni aziendali, dimissioni e trasferimenti	17	(14)	3	(78)	(75)	(114)	(159)	(273)	(166)	(439)
Valore attuale dell'obbligazione alla fine dell'esercizio (a)	3.470	872	4.342	804	5.146	3.142	722	3.864	601	4.465
Attività a servizio del piano all'inizio dell'esercizio										
Contributi al piano:										
- Contributi del datore di lavoro	77	23	100			250	22	272		
Benefici pagati	(77)	(23)	(100)			(250)	(22)	(272)		
Attività a servizio del piano alla fine dell'esercizio (b)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diritti di rimborso all'inizio dell'esercizio										
Diritti di rimborso alla fine dell'esercizio (c)										
Massimale di attività/passività onerosa all'inizio dell'esercizio										
Massimale di attività/passività onerosa alla fine dell'esercizio (d)										
Passività netta rilevata in bilancio (a-b-c±d)										
Passività netta rilevata in bilancio (a-b-c±d)	3.470	872	4.342	804	5.146	3.142	722	3.864	601	4.465

I costi per benefici ai dipendenti, determinati utilizzando ipotesi attuariali, rilevati a conto economico si analizzano come di seguito indicato:

	31.12.2020					31.12.2021				
	TFR	Fisde, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale	TFR	Fisde, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
(migliaia di euro)										
Costo corrente		24	24	181	205		20	20	144	164
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione										
Interessi passivi (attivi) netti:										
- Interessi passivi sull'obbligazione	23	5	28	4	32	10	2	12	1	13
- Interessi attivi sulle attività a servizio del piano										
Totale interessi passivi (attivi) netti	23	5	28	4	32	10	2	12	1	13
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"				4	4				1	1
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	23	5	28		28	10	2	12		12
Rivalutazioni dei piani a lungo termine										
Altri costi/spese amministrative pagate										
Totale	23	29	52	185	237	10	22	32	145	177
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"		24	24	185	209		20	20	145	165
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	23	5	28		28	10	2	12		12

I costi per piani a benefici definiti rilevati tra le altre componenti dell'utile complessivo si analizzano come di seguito indicato:

	2020			2021		
	TFR	Fisde, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici definiti	TFR	Fisde, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici definiti
(migliaia di euro)						
Rivalutazioni:						
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche	(45)	9	(36)	9	(18)	(9)
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	146	71	217	(30)	24	(6)
- Effetto dell'esperienza passata	6	14	20	47	3	50
- Rendimento delle attività a servizio del piano						
	107	94	201	26	9	35

Le principali ipotesi attuariali adottate sono di seguito indicate:

	31.12.2020	31.12.2021
Tasso di sconto	1,50%	1,00%
Tasso tendenziale di crescita dei salari	2,50%	2,75%
Tasso d'inflazione	1,50%	1,75%
Aspettativa di vita all'età di 65 anni:		
- donne	26,0	26,0
- uomini	22,0	22,0

Il tasso di sconto adottato è stato determinato considerando i rendimenti di titoli obbligazionari di aziende Corporate con rating AA; sono state adottate le tavole di mortalità redatte dalla Ragioneria Generale dello Stato (RG48) con eccezione del piano medico Fide per il quale sono state adottate le tavole di mortalità Istat Proiettate e Selezionate (IPS55).

Gli effetti derivanti da una modifica ragionevolmente possibile delle principali ipotesi attuariali alla fine dell'esercizio sono di seguito indicati:

(migliaia di euro)	Tasso di sconto		Tasso di inflazione		Tasso di crescita dei salari		Tasso di crescita del costo sanitario
	Incremento dello 0,5%	Riduzione dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Riduzione dello 0,5%	Incremento dello 0,1%	Riduzione dello 0,1%	Incremento dello 0,5%
31.12.2020							
Effetto sull'obbligazione (DBO)							
TFR	3.313	3.567	3.575		3.470		
Piani esteri a benefici definiti							
Fide, altri piani medici esteri e altri	808	928					950
Altri fondi per benefici ai dipendenti	780	803	404		426	384	
31.12.2021							
Effetto sull'obbligazione (DBO)							
TFR	2.996	3.299	3.237		3.142		
Piani esteri a benefici definiti							
Fide, altri piani medici esteri e altri	668	783					781
Altri fondi per benefici ai dipendenti	588	614	385		209	231	

Tale analisi è stata eseguita sulla base di una metodologia che estrapola l'effetto sull'obbligazione netta derivante da modifiche ragionevolmente possibili delle principali ipotesi attuariali alla data di chiusura dell'esercizio.

L'ammontare dei contributi che si prevede di versare ai piani per benefici ai dipendenti nell'esercizio successivo ammonta a 250 migliaia di euro, di cui 159 migliaia di euro relativi ai piani a benefici definiti.

Il profilo di scadenza delle obbligazioni per piani a benefici per i dipendenti è di seguito indicato:

(migliaia di euro)	TFR	Fisde, altri piani medici esteri e altri	Altri fondi per benefici ai dipendenti
31.12.2020			
2020	173	24	192
2021	147	24	166
2022	187	24	159
2023	144	24	69
2024	205	24	14
Oltre	1.022	144	213
<i>Durata media ponderata (anni)</i>	9,0	23,0	12,0
31.12.2021			
2021	136	23	91
2022	172	23	135
2023	129	23	129
2024	179	24	16
2025	225	24	26
Oltre	1.103	139	235
<i>Durata media ponderata (anni)</i>	10	16	5

La durata media ponderata delle obbligazioni per piani a benefici per i dipendenti alla fine dell'esercizio è di anni 10 (12 anni nel 2020) di cui 11 anni per i piani a benefici definiti.

23 Passività e attività per imposte differite

Le passività per imposte differite di 25.831 euro sono indicate al netto delle attività per imposte anticipate compensabili di 28.072 di euro (rispettivamente 24.869 e 27.271 migliaia di euro al 31 dicembre 2020).

(migliaia di euro)	31.12.2020	31.12.2021
Passività per imposte differite lorde	(52.140)	(53.903)
Passività per imposte differite	(52.140)	(53.903)
Attività per imposte anticipate compensabili	27.271	28.072
Attività per imposte anticipate	27.271	28.072

La movimentazione delle passività per imposte differite e delle attività per imposte anticipate si analizza come segue:

(migliaia di euro)	Valore al 31.12.2020	Incrementi	Decrementi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2021
Passività per imposte differite	(52.140)	(3.026)	1.263		(53.903)
Attività per imposte anticipate compensabili	27.271	10.179	(9.378)		28.072
	(24.869)	7.153	(8.115)		(25.831)

La natura delle differenze temporanee più significative che hanno determinato le passività nette per imposte differite è la seguente:

(migliaia di euro)	Valore iniziale	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore finale
31.12.2020					
Imposte anticipate:					
- fondi per rischi ed oneri	4.243	933	(3.780)	(859)	537
- svalutazione non deducibili	547		(70)		477
- ammortamenti non deducibili	18.983	1.490	(2.131)	(7)	18.335
- svalutazione cespiti	9.919	119	(3.129)		6.909
- altre	112	266	(231)	866	1.013
	33.804	2.808	(9.341)	0	27.271
Imposte differite:					
- ammortamenti eccedenti	(52.784)	(262)	1.353	(41)	(51.734)
- capitalizzazione oneri finanziari	(333)		19	41	(273)
- altre	(146)		13		(133)
	(53.263)	(262)	1.385	0	(52.140)
	(19.459)	2.546	(7.956)	0	(24.869)
31.12.2021					
Imposte anticipate:					
- fondi per rischi ed oneri	537	36	(133)		440
- svalutazione non deducibili	477		(3)		474
- ammortamenti non deducibili	18.335	1.247	(2.844)		16.738
- svalutazione cespiti	6.909	3.256	(6.261)		3.904
- altre	1.013	5.640	(137)		6.516
	27.271	10.179	(9.378)	0	28.072
Imposte differite:					
- ammortamenti eccedenti	(51.734)	(3.009)	1.260	(152)	(53.635)
- capitalizzazione oneri finanziari	(273)	(17)	3	153	(134)
- altre	(133)			(1)	(134)
	(52.140)	(3.026)	1.263	0	(53.903)
	(24.869)	7.153	(8.115)	0	(25.831)

24 Strumenti finanziari derivati e hedge accounting

In data 16 dicembre 2021 è stato stipulato un derivato di copertura su cambi in valuta di 46.869 migliaia di dollari (controvalore pari a 41.380 migliaia di euro al 31 dicembre 2021) per la realizzazione entro l'anno 2023 di due nuove turbine a Ravenna (progetto Peakers) per le quali il fornitore ha richiesto il pagamento in dollari.

	31.12.2020		31.12.2021		
	Fair value passivo	Gerarchia del fair value -	Fair value attivo	Fair value passivo	Gerarchia del fair value - Livello
Contratti derivati cash flow hedge			5		
Contratti su valute			5		
- Outright			5		

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari info-provider, per gli strumenti non quotati, sulla base di tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario

Il fair value su strumenti finanziari derivati è pari a 5 migliaia di euro al 31 dicembre 2021.

Gli strumenti finanziari designati come strumenti di copertura si analizzano come di seguito indicato:

31.12.2020				31.12.2021			
	Variazione di fair value dello strumento di copertura utilizzata per il calcolo dell'inefficacia (*)	Variazioni di fair value "efficaci" rilevate in OCI/conto economico per fair value hedge	Variazioni di fair value "inefficaci" rilevate a conto economico	Valore nominale dello strumento di copertura	Variazione di fair value dello strumento di copertura utilizzata per il calcolo dell'inefficacia (*)	Variazioni di fair value "efficaci" rilevate in OCI /conto economico per fair value hedge	Variazioni di fair value "inefficaci" rilevate a conto economico
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge (a)							
<i>Contratti su merci</i>							
- Over the counter							
- Future							
<i>Contratti su valute</i>							
- Outright				41.380		(5)	12

Gli strumenti finanziari derivati di copertura CFH sono rilevati nelle voci "Altre attività correnti" per 5 migliaia di euro.

La quota inefficace di tali strumenti finanziari è rilevata nella voce di conto economico "Proventi (oneri) finanziari" con riferimento alle coperture del rischio di cambio per 12 migliaia di euro.

25 Patrimonio netto

Il patrimonio netto della società si analizza come segue:

(migliaia di euro)	31.12.2020	31.12.2021
Capitale sociale	944.948	944.948
Riserva legale	69.580	74.888
Riserva per sovrapprezzo azioni	2.330	2.330
Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale		(7)
Altre riserve:		
- riserve facoltative	418	418
- riserva per business combination under common control	5.066	5.066
- total remeasurement included in OCI (TFR e FISDE)	(1.220)	(1.243)
- riserva ex-art.13 DLGS 124/93	19	19
Utili relativi a esercizi precedenti	112.777	49.644
Perdite relative a esercizi precedenti	(49.619)	(49.619)
Utile/Perdita dell'esercizio	106.171	91.445
	1.190.470	1.117.889

Capitale sociale

Al 31 dicembre 2020, il capitale sociale di Enipower S.p.A. è rappresentato da n. 944.947.849 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro cadauna. Il capitale sociale al 31 dicembre 2020 risulta interamente posseduto da Eni che è pertanto l'unico azionista.

Riserva legale

La riserva legale di 74.888 migliaia di euro si incrementa di 5.308 migliaia di euro a seguito di quanto disposto dall'assemblea degli azionisti del 24 aprile 2021 relativamente alla distribuzione del dividendo per l'esercizio 2020.

Riserva da sovrapprezzo azioni

La riserva da sovrapprezzo azioni di 2.330 migliaia di euro non ha subito variazioni nel corso dell'esercizio.

Riserva da effetti di valutazione al fair value di strumenti finanziari derivati cash flow hedge

La riserva di fair Value del valore di -7 migliaia di euro si è generata in seguito in seguito alla stipulazione del derivato di copertura su cambi per la realizzazione entro l'anno 2023 di due nuove turbine a Ravenna (progetto Peakers) per le quali il fornitore ha richiesto il pagamento in dollari.

Altre riserve

Le altre riserve ammontano a 4.260 migliaia di euro.

La riserva da conferimento di 5.066 migliaia di euro, costituitasi nell'anno 2010 e riferita al conguaglio del prezzo della cessione del ramo di Bolgiano (7.550 migliaia di euro), al valore di cessione del ramo amministrativo ad Eni-ex Eniadfin (126 migliaia di euro) e al relativo stanziamento di imposte (-2.610 migliaia di euro), è stata riclassificata nella riserva 'Business Combination Under Common Control' nel 2016 e non ha subito variazioni nel corso dell'esercizio.

La riserva ex articolo 13 D.Lgs. 124/93 di 19 migliaia di euro non ha subito variazioni rispetto all'esercizio precedente.

Utili portati a nuovo

Gli utili portati a nuovo di 49.644 migliaia di euro hanno subito un decremento di 63.133 migliaia di euro rispetto all'esercizio precedente a seguito di quanto disposto dall'Assemblea degli Azionisti del 24 aprile 2021 relativamente alla distribuzione del dividendo per l'esercizio 2020.

Perdite portate a nuovo

Le perdite portate a nuovo sono pari a 49.619 migliaia di euro e si riferiscono alla perdita dell'esercizio 2013 di pari importo come stabilito a seguito della delibera dell'Assemblea degli Azionisti dell'11 aprile 2014.

(migliaia di euro)	Importo	Possibilità di utilizzazione	Quota disponibile
Capitale sociale	944.948		
Riserve di capitale			
Riserva per sovrapprezzo azioni	2.330	A, B	2.330
Riserve di utili			
Riserva legale	74.888	B	74.888
Riserve disponibili	5.085	A, B, C	
Riserve facoltative	418	A, B, C	418
Riserva per remeasurement included in OCI	(1.243)	-	
Riserva da effetti di valutazione al fair value di strumenti finanziari derivati cash flow hedge	(7)	-	
Utili / perdite portati a nuovo	25	A, B, C	25
	1.026.444		77.661
Quota non distribuibile			73.664
Residua quota distribuibile			3.997

Legenda:

- A: disponibile per aumento di capitale
- B: disponibile per copertura perdite
- C: disponibile per distribuzione ai soci

Relativamente alle variazioni nei due esercizi precedenti delle riserve, si rinvia al "Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto".

La quota non distribuibile risulta costituita dalla riserva legale al 31 dicembre 2021 (74.888 migliaia di euro), dalla riserva ex art. 13 D. Lgs. 124/93 (19 migliaia di euro), dalle riserve Total Remeasurement Included in OCI per TFR e FISDE (- 1.243 migliaia di euro) e dalla riserva da effetti di valutazione al fair value di strumenti finanziari derivati cash flow hedge (-7 migliaia di euro).

Non vi sono limitazioni alla distribuzione delle riserve a norma dell'art. 2426, comma 1°, n. 5 del Codice Civile perché non vi sono costi di impianto e di ampliamento e costi di ricerca e sviluppo non ammortizzati.

La quota non distribuibile risulta costituita dalla riserva legale al 31 dicembre 2021 (74.888 migliaia di euro), dalla riserva ex art. 13 D. Lgs. 124/93 (19 migliaia di euro), dalle riserve Total Remeasurement Included in OCI per TFR e FISDE (-1.243 migliaia di euro) e dalla riserva da effetti di valutazione al fair value di strumenti finanziari derivati cash flow hedge (-7 migliaia di euro).

Non vi sono limitazioni alla distribuzione delle riserve a norma dell'art. 2426, comma 1°, n. 5 del Codice Civile perché non vi sono costi di impianto e di ampliamento e costi di ricerca e sviluppo non ammortizzati.

Secondo quanto prevede l'art. 109, comma 4 lettera b del DPR n. 917/1986 le riserve diverse da quelle in sospensione d'imposta (172.922 migliaia di euro) possono essere distribuite senza concorrere alla formazione del reddito imponibile ai fini Ires fino a 36.386 migliaia di euro. La differenza di 136.536 migliaia di euro corrisponde agli ammortamenti, alle rettifiche di valore e agli accantonamenti dedotti ai soli fini fiscali e, dall'esercizio 2004, solo nella dichiarazione dei redditi, al netto della relativa fiscalità differita.

26 Garanzie, impegni e rischi

Garanzie

Le garanzie di 10.384 migliaia di euro (10.451 migliaia di euro al 31 dicembre 2020) si analizzano come segue:

(migliaia di euro)	31.12.2020			31.12.2021		
	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale
Altri	10.451		10.451	10.384		10.384
	10.451		10.451	10.384		10.384

Le fidejussioni prestate dalla società, tramite Eni, a favore di terzi sono principalmente rilasciate a garanzia di rapporti commerciali.

Impegni e rischi

Gli impegni e rischi si analizzano come segue:

(migliaia di euro)	31.12.2020	31.12.2021
Impegni		
- Acquisto di beni	86.459	179.407
	86.459	179.407

Gli impegni per acquisti di beni e servizi ammontano a 179.407 migliaia di euro (86.459 migliaia di euro al 31 dicembre 2020) e si riferiscono principalmente a contratti di manutenzione per 38.769 migliaia di euro e a progetti di investimento per 140.638 migliaia di euro, di cui 118.290 migliaia di euro per interventi effettuati presso il sito di Ravenna, 16.743 migliaia di euro per interventi effettuati presso il sito di Brindisi, 2.854 migliaia di euro per interventi effettuati presso il sito di Ferrera Erbognone, 1.970 migliaia di euro per interventi effettuati presso il magazzino di Parma, 722 migliaia di euro per interventi di adeguamento della centrale di Bolgiano e 59 migliaia di euro per interventi effettuati presso la sede di San Donato Milanese.

Gestione dei rischi d'impresa

Nell'ambito dei rischi d'impresa, i principali rischi identificati e monitorati sono i seguenti:

- (i) rischi finanziari:
 - rischio di mercato derivante dalle variazioni nei prezzi;
 - rischio tasso di interesse associato alla fluttuazione dei tassi che influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie e sul livello degli oneri finanziari netti;
 - rischio di credito rappresentato dall'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalle controparti;
 - rischio di liquidità derivante dalla mancanza di risorse finanziarie per far fronte agli impegni a breve termine;

- (ii) rischi legati all'attività industriale di natura esterna:
 - a. rischio normativo/regolatorio Gas & Power;
 - b. impatti legati alla complessità e all'evoluzione della Normativa HSE;
 - c. rischio biologico;
 - d. danni da eventi naturali;

- (iii) rischi legati all'attività industriale di natura strategica:
 - a. innovazione tecnologica;

- (iv) rischi legati all'attività industriale di natura operativa:
 - a. incidenti process safety e asset integrity;
 - b. indisponibilità/ mancata affidabilità di impianti o asset;
 - c. infortuni a dipendenti e/o contrattisti.

La gestione dei rischi finanziari si basa su Linee Guida emanate centralmente da Eni S.p.A., con l'obiettivo di uniformare e coordinare le politiche Eni in materia di rischi finanziari ("Linee Guida in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari").

I rischi legati all'attività industriale sono descritti nella Relazione sulla gestione al capitolo "Fattori di rischio e incertezza".

Di seguito è fornita la descrizione dei principali rischi finanziari e delle relative modalità di gestione.

Rischio di mercato

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di interesse o dei prezzi delle commodity possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi.

La società svolge l'attività di produzione nell'ambito del settore elettrico con esposizione ai rischi di mercato in connessione a modifiche nei tassi d'interesse e nei prezzi delle merci. Il rischio di variazione dei prezzi e dei flussi finanziari è strettamente connesso alla natura stessa del business ed è solo parzialmente mitigabile attraverso l'utilizzo di appropriate politiche di gestione del rischio.

Il modello di business di Enipower con il contratto di Conto Lavorazione implica una precisa ripartizione dei ruoli, delle responsabilità e dei rischi tra Enipower ed il *Toller*. Con il contratto di Conto Lavorazione Enipower assume il ruolo di trasformatore del combustibile di proprietà del *Toller*. Pertanto i rischi tipici di chi opera nel mercato elettrico, quali l'approvvigionamento del combustibile e la vendita di energia, sono a carico del *Toller* e non hanno un impatto diretto sulle attività della società.

Inoltre, i flussi finanziari della società sono esposti alle oscillazioni dei tassi di cambio e di interesse in relazione allo sfasamento temporale tra il momento degli acquisti e delle vendite. In particolare, l'esposizione ai tassi di cambio deriva dalla circostanza che i prezzi di una parte rilevante dei prodotti venduti (acquistati) sono quotati o legati al dollaro USA. Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie della società e sul livello degli oneri finanziari netti.

Rischio di tasso d'interesse

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'impresa e sul livello degli oneri finanziari netti.

Rischio di credito

Il rischio credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Eni approccia con policy differenziate i rischi riferiti a controparti per transazioni commerciali, rispetto a quelli riferiti a controparti per transazioni finanziarie, in funzione anche, per quanto attiene a questi ultimi, del modello di finanza accentrato adottato. Per quanto attiene al rischio di controparte in contratti di natura commerciale la gestione del credito è affidata alla responsabilità delle unità di *business* e alle funzioni specialistiche Eni dedicate, sulla base di procedure formalizzate di valutazione e di affidamento dei *partner* commerciali, ivi comprese le attività di recupero crediti e dell'eventuale gestione del contenzioso. A livello Eni vengono definiti gli indirizzi e le metodologie per la qualificazione e il controllo della rischiosità del cliente. Per quanto attiene al rischio di controparte finanziaria derivante dall'impiego della liquidità, dalle posizioni in contratti derivati e da transazioni con sottostante fisico con controparti finanziarie, le sopra indicate "Linee Guida" individuano come obiettivo di *risk management* l'ottimizzazione del profilo di rischio nel perseguimento degli obiettivi operativi. I limiti massimi di rischio sono espressi in termini di massimo affidamento per classi di controparti, definite a livello di Consiglio di Amministrazione e basate sul *rating* fornito dalle principali Agenzie. Il rischio è gestito dalle Strutture di Finanza Operativa Eni nonché da Eni Trading & Shipping per l'attività in derivati su *commodity*, nonché dalle società e divisioni limitatamente alle operazioni su fisico con controparti finanziarie, in coerenza con il modello accentrato. Nell'ambito dei massimali definiti per classe di *rating*, sono individuati per ciascuna struttura operativa gli elenchi nominativi delle controparti abilitate, assegnando a ciascuna un limite massimo di affidamento, che viene monitorato e controllato giornalmente. La situazione di criticità verificatasi sui mercati finanziari ha determinato l'adozione di più stringenti disposizioni, quali la diversificazione del rischio e la rotazione delle controparti finanziarie, e di selettività per le operazioni in strumenti derivati di durata superiore a tre mesi. L'impresa non ha avuto casi significativi di mancato adempimento delle controparti.

La società gestisce il rischio credito sulla base delle *policy* emesse da Eni.

Al 31 dicembre 2021 non vi sono concentrazioni significative di rischio di credito nei confronti di soggetti terzi; i crediti sono prevalentemente verso Eni.

Rischio di liquidità

Il rischio liquidità rappresenta il rischio che, a causa della difficoltà di reperire nuovi fondi (*funding liquidity risk*) o di liquidare attività sul mercato (*asset liquidity risk*), l'impresa non riesca a far fronte ai propri impegni di pagamento e, più in generale, a esigenze finanziarie di breve termine.

Allo stato attuale, la società ritiene, data l'ampia disponibilità di accedere a linee di credito, di avere accesso a fonti di finanziamento sufficienti a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie.

Pagamenti futuri a fronte di passività finanziarie, debiti commerciali e altri debiti

Nella tavola che segue sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari compresi i pagamenti per interessi.

(migliaia di euro)	Anni di scadenza						Totale
	2021	2022	2023	2024	2025	Oltre	
31.12.2020							
Passività finanziarie per leasing	1.926	1.814	1.826	2.116	877	1.256	9.815
		1.814	1.826	2.116	877	1.256	7.889
Interessi su passività per beni in leasing	280	264	247	283	63	34	1.171

(migliaia di euro)	Anni di scadenza						Totale
	2022	2023	2024	2025	2026	Oltre	
31.12.2021							
Passività finanziarie a breve termine	2.110	1.926	2.093	1.045	1.025	6.830	15.029
		1.926	2.093	1.045	1.025	6.830	12.919
Interessi su passività per beni in leasing	263	220	175	142	124	363	1.287

Nella tavola che segue è rappresentato il timing degli esborsi a fronte dei debiti commerciali e diversi:

(migliaia di euro)	Anni di scadenza		
	2021	Oltre	Totale
31.12.2020			
Debiti commerciali	130.494	505	130.999
Altri debiti e anticipi	41.071		41.071
	171.565	505	172.070

(migliaia di euro)	Anni di scadenza		
	2022	Oltre	Totale
31.12.2021			
Debiti commerciali	278.269	455	
Altri debiti e anticipi	49.434		
	327.703	455	328.158

Altre informazioni sugli strumenti finanziari

Categorie di strumenti finanziari - Valore di iscrizione e relativi effetti economici e patrimoniali

Il valore di iscrizione degli strumenti finanziari e i relativi effetti economici e patrimoniali sono di seguito illustrati:

(migliaia di euro)	2020			2021		
	Proventi (oneri) rilevati a			Proventi (oneri) rilevati a		
	Valore di iscrizione	Conto economico	Patrimonio netto	Valore di iscrizione	Conto economico	Patrimonio netto
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato:						
- Crediti commerciali e altri crediti (b)	108.207	10		277.836	662	
- Altre attività correnti (b)	16			12		

Valori di mercato degli strumenti finanziari

Nell'espletamento della sua attività, l'impresa utilizza diverse tipologie di strumenti finanziari. Le informazioni concernenti il valore di mercato degli strumenti finanziari dell'impresa sono riportate di seguito.

Crediti commerciali e altri crediti: il valore di mercato dei crediti commerciali e altri crediti esigibili oltre l'esercizio successivo è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri.

Altre attività finanziarie non correnti: il valore di mercato delle altre attività finanziarie non correnti è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri.

Altre attività non correnti: il valore di mercato delle altre attività non correnti è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri.

Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine: il valore di mercato delle passività finanziarie esigibili oltre l'esercizio successivo, inclusa la quota a breve, è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri.

Altre passività non correnti: il valore di mercato delle altre passività non correnti è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri.

Contenziosi

La società è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati al normale svolgimento delle sue attività. Di seguito è indicata una sintesi dei procedimenti più significativi.

Contenzioso civile

Nel 2003 il sig. Mitrotta, locatario di un terreno attiguo al comprensorio industriale del Comune di Brindisi, aveva citato presso il Tribunale di Brindisi, Enipower S.p.A. e altre società coinsediate per asseriti danni alle sue coltivazioni provocati, a sua detta, dalle emissioni dal sito petrolchimico di Brindisi. Il valore del risarcimento richiesto è di euro 232.000. Nel settembre 2013, il giudice ha aderito alle eccezioni sollevate dai convenuti e con sentenza parziale ha dichiarato l'illegittimità dell'acquisizione della documentazione, nominando nel gennaio 2014 nuovi Consulenti Tecnici d'Ufficio. La relazione dei nuovi consulenti, depositata in data 25 luglio 2014, ha ribadito le conclusioni dei consulenti precedenti sostenendo la "ragionevole verosimiglianza" dell'esistenza di un nesso di causalità tra le emissioni del sito e i danni alle colture lamentati dal sig. Mitrotta. La nuova relazione è stata profondamente contestata da Enipower S.p.A. e dalle altre società coinsediate che all'udienza del 19 giugno 2015 hanno ottenuto un ulteriore contraddittorio con il CTU per la verifica delle conclusioni. Il giudizio si è concluso con sentenza del 15 settembre 2016 con cui il Tribunale di Brindisi ha ritenuto fondata la domanda di risarcimento del sig. Mitrotta e condannato in solido le società Dow Italia e Basell al risarcimento dei danni subiti e quantificati in circa 88.000 euro. Tutte le società del gruppo Eni sono state ritenute invece non responsabili. In seguito alla sentenza del 15 settembre 2016 una delle società soccombenti, la Dow Italia, ha proposto appello e si è provveduto alla costituzione in giudizio nell'interesse di Enipower S.p.A.. Il contenzioso si è concluso con sentenza definitiva della Corte d'Appello di Lecce che ha confermato l'estraneità della società rispetto ai fatti.

Contenzioso ambientale

La società, nell'interesse dello stabilimento di Brindisi, ha presentato ricorso presso il Tar Lazio per l'impugnazione del Regolamento Regionale - Regione Puglia del 3 ottobre 2012, n. 24 "Linee guida per l'attuazione della Legge regionale n. 21 del 24 luglio 2012", recante "Norme a tutela della salute, dell'ambiente e del territorio sulle emissioni industriali inquinanti per le aree pugliesi già dichiarate a elevato rischio ambientale", nonché, negli anni successivi, per l'impugnazione con motivi aggiunti di atti correlati attuativi del Regolamento Regionale. Il provvedimento della Regione Puglia è potenzialmente lesivo degli interessi della società poiché prevede l'applicazione della VDS (Valutazione di Danno Sanitario) come procedura regionale di valutazione degli impatti delle emissioni industriali sulla popolazione. Tale approccio non corrisponde ad alcuno schema discusso in letteratura scientifica ed è fortemente ambiguo in relazione ai metodi impiegati, oltre che travalicare la competenza statale in materia. In data 11 marzo 2019 ARPA Puglia ha inviato alla società il "Rapporto di Valutazione del Danno Sanitario nell'area di Brindisi ai sensi della L.R. 21/2012 - Scenario Emissivo AIA, a cura di ARPA Puglia - AreSS - ASL BR - febbraio 2019". Nelle considerazioni finali del Rapporto si afferma che la quasi totalità delle criticità rilevate sono da attribuirsi ad un'installazione diversa da quella di Enipower S.p.A.. Il Rapporto conclude ritenendo di dover applicare, in via generalizzata e senza specifiche ulteriori, gli obiettivi di riduzione delle emissioni per la diminuzione del rischio, rimandando ad approfondimenti successivi da parte degli enti le proposte in tal senso. Il Rapporto è anch'esso stato impugnato con motivi aggiunti nell'ambito del ricorso instaurato al TAR Lazio.

Conformemente alle decisioni assunte dal Consiglio di Stato nel gennaio e febbraio 2020 sulla medesima vicenda - nell'ambito di un gruppo di contenziosi promossi dalle altre società/divisioni del gruppo Eni contro il Regolamento Regione Puglia sulla VDS - con sentenza n. 6025 del 24 maggio 2021 il TAR Lazio ha dichiarato inammissibile il ricorso presentato, ritenendo insussistente al momento una lesione concreta e attuale, in automatico, degli interessi della società. Infatti, sempre secondo i giudici, il Regolamento Regionale relativo alla VDS potrebbe condurre all'applicazione di misure di riduzione delle emissioni solo laddove le amministrazioni competenti elaborino un rapporto di VDS a carico delle aziende, queste formulino eventuali osservazioni e la Giunta Regionale, quale atto finale, prenda atto formalmente del rapporto e delle proposte degli enti, così concludendo il procedimento in grado di obbligare gli stabilimenti alla riduzione dei valori di emissione, mentre attualmente vi sarebbero solo dei rapporti allo stato istruttorio.

27 Ricavi

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i "Ricavi". I motivi delle variazioni più significative sono indicati nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione sulla gestione".

Ricavi della gestione caratteristica

I ricavi della gestione caratteristica composti esclusivamente da ricavi delle vendite e delle prestazioni, si analizzano come segue:

	2020	2021
(migliaia di euro)		
Per tipologia di prodotto/servizio:		
Energia elettrica	535	660
Corrispettivi di Conto Lavorazione	425.433	846.260
Ricavi per somministrazione acqua industriale, altre utilities e servizi	1.180	1.657
Dispacciamento, trasporto e altri oneri accessori energia elettrica	4.586	4.464
Ricavi per servizi di connessione, misura e trasporto	16.464	20.836
Ricavi per attività diverse	4.744	5.046
Totale	452.942	878.923
Per area geografica:		
Italia	452.942	878.923
Totale	452.942	878.923
Tempistiche di trasferimento beni/servizi:		
Beni/servizi trasferiti in uno specifico momento	452.942	878.923
Beni/servizi trasferiti lungo un arco temporale (es. stato avanzamento lavori)		

I corrispettivi di Conto Lavorazione riguardano il contratto di Conto Lavorazione con Eni per 846.260 migliaia di euro.

Rispetto al 2020 il miglioramento dei ricavi è principalmente dovuto all'incremento del prezzo dei diritti di emissione che non si riflette nell'utile operativo.

I ricavi per connessione, misura e trasporto di energia elettrica per la rete interna di utenza (20.836 migliaia di euro) sono stati fatturati fino a luglio secondo la normativa vigente e da agosto secondo quanto previsto dalla delibera 321/2021/R/eel che ha fissato, in via transitoria, la non applicazione degli oneri di dispacciamento. In seguito alla delibera 27/2022, che ha prorogato i termini per la definizione degli oneri di dispacciamento fino al 17 maggio 2022, la società prevede che gli oneri di dispacciamento non potranno essere applicati nella loro misura massima e valuta sul 2021 un possibile impatto positivo.

L'impresa opera sostanzialmente in Italia.

I ricavi della gestione caratteristica derivanti da operazioni con parti correlate sono indicati nella nota 32 "Rapporti con parti correlate".

Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi si analizzano come segue:

	2020	2021
(migliaia di euro)		
Cessione di Emission Rights	15.337	3.365
Penalità contrattuali e altri proventi relativi a rapporti commerciali*	38	152
Proventi per prescrizione di debiti		134
Cessione di certificati verdi e TEE	(8)	(8)
Altri proventi	7.878	1.726
	23.245	5.369

* Limitatamente a fattispecie che non rappresentano ricavi da contratti con la clientela

Gli altri proventi comprendono la plusvalenza di 904 migliaia di euro realizzata per la vendita di cespiti a SEF per la riparazione del guasto del trasformatore elevatore TRM2 del Ciclo Combinato 2.

Gli altri ricavi e proventi derivanti da operazioni con parti correlate sono indicati nella nota "Rapporti con parti correlate".

28 Costi operativi

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i "Costi operativi". I motivi delle variazioni più significative sono indicati nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione sulla gestione".

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi si analizzano come segue:

(migliaia di euro)	2020	2021
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	37.542	50.334
Costi per servizi	62.129	65.166
Costi per godimento di beni di terzi	876	432
Variazioni delle rimanenze	(3.707)	84
Altri oneri	184.378	586.519
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	(10.263)	(479)
	270.955	702.056
a dedurre:		
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(2.233)	(5.398)
	268.722	696.658

I costi per servizi di 65.166 migliaia di euro riguardano:

(migliaia di euro)	2020	2021
Utilizzo fondi a fronte costi di esercizio per servizi	(736)	(447)
Progettazione e direzione lavori	640	(3.736)
Costruzioni	1.637	1.882
Manutenzioni	34.506	41.485
Trasporti e movimentazioni	3.108	148
Assicurazioni	1.393	1.228
Altri servizi di carattere operativo	20.245	18.531
Costi per servizi relativi al personale	1.096	1.405
Consulenze e prestazioni professionali	7.551	11.409
Pubblicità, propaganda e rappresentanza	106	131
Riaddebiti costi di manutenzione	(405)	(288)
Riaddebiti trasporti e movimentazioni	(358)	(127)
Riaddebiti altri servizi di carattere operativo	(6.647)	(6.438)
Riaddebiti per servizi al personale	(7)	(17)
Acquisti prestazioni per costruzione impianti	29.104	27.071
Servizi per investimento	(29.104)	(27.071)
	62.129	65.166

Nei riaddebiti per altri servizi di carattere operativo sono inclusi i corrispettivi dei contratti per servizi manageriali prestati per conto delle società controllate Enipower Mantova S.p.A. (2.948 migliaia di euro) e SEF S.r.l. (3.352 migliaia di euro).

L'informativa in merito ai compensi spettanti alla società di revisione è omessa in quanto è fornita all'interno della relazione finanziaria annuale Eni.

I costi per godimento beni di terzi ammontano a 432 migliaia di euro e sono riferibili prevalentemente a affitti di spazi e uffici per 171 migliaia di euro, a canoni per concessioni pluriennali per 254 migliaia di euro per canoni cunicoli Bolgiano e a locazioni non rientranti nell'applicazione del principio contabile IFRS16.

Si segnalano costi sostenuti per l'emergenza Covid-19 per 381 migliaia di euro (585 migliaia di euro nel 2020).

La variazione delle rimanenze di 84 migliaia è relativa ai consumi dell'anno per attività manutentive e alla svalutazione di 506 migliaia di euro per materiali e ricambi presenti a magazzino ma non movimentati da oltre 60 mesi, fenomeni parzialmente compensati dall'acquisto di materiali da Enipower Mantova per 1.727 migliaia di euro al fine di ottimizzare la gestione del magazzino di Parma.

Gli oneri diversi di gestione, pari a 586.519 migliaia di euro, riguardano principalmente gli oneri associati all'acquisto di emission rights per 584.949 migliaia di euro (182.866 migliaia di euro nel 2020).

Le informazioni relative ai fondi rischi e oneri sono indicate alla nota 22 a cui si rinvia.

Costo lavoro

Il costo lavoro si analizza come segue:

(migliaia di euro)	2020	2021
Salari e stipendi	18.510	18.571
Oneri sociali	5.396	5.606
Oneri per programmi a benefici e contributi definiti	1.522	949
Altri costi	385	1.273
Comandati e borsisti	1.091	1.416
	26.904	27.815

Gli oneri per programmi a benefici definiti pari a 949 migliaia di euro includono oneri per programmi a contributi definiti per 922 migliaia di euro e oneri per programmi a benefici definiti per 27 migliaia di euro.

Gli oneri per programmi a benefici definiti sono analizzati alla nota 23 relativa ai Fondi per benefici ai dipendenti.

Numero medio dei dipendenti

Il numero medio dei dipendenti ripartito per categoria è il seguente:

(numero)	2020	2021
Dirigenti	11	10
Quadri	59	58
Impiegati	177	176
Operai	67	66
	314	310

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come semisomma dei dipendenti all'inizio e alla fine del periodo.

Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni

L'Assemblea di Eni S.p.A. nelle sedute del 13 aprile 2017 e del 13 maggio 2020 ha approvato i Piani di Incentivazione di Lungo Termine 2017-2019 e 2020-2022, conferendo al Consiglio di Amministrazione ogni potere necessario per l'attuazione dei Piani e autorizzando lo stesso a disporre fino a un massimo di 11 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2017-2019 e di 20 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2020-2022. I Piani di Incentivazione di Lungo Termine prevedono tre attribuzioni di azioni ordinarie ciascuno (rispettivamente, negli anni 2017, 2018 e 2019 e negli anni 2020, 2021 e 2022) e sono destinati all'Amministratore Delegato di Eni e ai dirigenti di Eni e delle sue società controllate rientranti nell'ambito delle "risorse manageriali critiche per il business", individuate tra coloro che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati aziendali o che sono di interesse strategico, compresi i dirigenti con responsabilità strategiche. I Piani prevedono l'assegnazione di azioni Eni a titolo gratuito ai beneficiari al termine di un periodo di vesting triennale a condizione che gli stessi siano rimasti in servizio. Coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione, ai sensi delle disposizioni dei principi contabili

internazionali, il costo dei piani è determinato con riferimento al fair value degli strumenti attribuiti e alla previsione del numero di azioni da assegnare al termine del vesting period; il costo è rilevato pro-rata temporis lungo il vesting period. Con riferimento al Piano 2017-2019, il numero di azioni che verrà assegnato a scadenza dipende: (i) per il 50%, dall'andamento del Total Shareholder Return (TSR) del titolo Eni, rapportato al TSR dell'indice FTSE Mib di Borsa Italiana, confrontato con quello registrato da un gruppo di competitors di Eni ("Peers Group")¹³ rapportato anch'esso con il TSR delle rispettive borse valori di riferimento ¹⁴; e (ii) per il 50%, dalla variazione percentuale annuale del Net Present Value (NPV) delle riserve certe confrontata con l'analoga variazione di ciascuna società del Peer Group. Con riferimento al Piano 2020-2022, il numero di azioni che verrà assegnato a scadenza dipende: (i) per il 25%, da un obiettivo di mercato di tipo relativo connesso al Total Shareholder Return (TSR) triennale misurato dalla differenza, nel triennio, tra il TSR del Titolo Eni e il TSR dell'indice FTSE Mib di Borsa Italiana, corretto per l'indice di correlazione di Eni, confrontata con le analoghe differenze registrate per ciascuna società di un gruppo di competitors di Eni ("Peer Group"); (ii) per il 20% da un obiettivo industriale di tipo relativo misurato in termini di valore unitario annuale (\$/boe) del Net Present Value delle riserve certe (NPV), confrontato con gli analoghi valori registrati per le società del Peer Group, con risultato finale pari alla media dei risultati annuali nel triennio; (iii) per il 20% da un obiettivo economico/finanziario di tipo assoluto misurato dal Free Cash Flow organico (FCF) cumulato nel triennio di riferimento, consuntivato rispetto all'omologo valore cumulato previsto nei primi 3 anni del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance. La consuntivazione del FCF viene effettuata al netto degli effetti delle variabili esogene, in applicazione di una metodologia di analisi degli scostamenti predeterminata e approvata dal Comitato Remunerazione, allo scopo di valorizzare l'effettiva performance aziendale derivante dall'azione del management; (iv) per la restante parte (35%) da un obiettivo di sostenibilità ambientale e transizione energetica articolato in tre obiettivi triennali di tipo assoluto e precisamente: (a) per il 15% da un obiettivo di decarbonizzazione misurato dal valore consuntivato a fine triennio dell'Intensità delle Emissioni di GHG upstream Scope 1 e Scope 2 equity (tCO₂eq/kboe), rispetto all'omologo valore previsto al 3° anno del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance; (b) per il 10% da un obiettivo di transizione energetica misurato a fine triennio in termini di Megawatt di capacità installata di generazione elettrica da fonti rinnovabili rispetto all'omologo valore previsto al 3° anno del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance; (c) per il 10% da un obiettivo di economia circolare misurato in termini di stato avanzamento a fine triennio di tre progetti rilevanti rispetto allo stato avanzamento previsto al 3° anno del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance.

In base all'andamento dei parametri di performance sopra indicati, il numero di azioni che saranno offerte a titolo gratuito dopo tre anni dall'attribuzione potrà essere compreso tra lo 0% e il 180% del numero delle azioni attribuite inizialmente; il 50% delle azioni che saranno effettivamente assegnate a ciascun beneficiario in servizio sarà sottoposto ad una clausola di lock-up che ne impedisce il trasferimento per un anno dalla data di assegnazione.

Alla grant date sono state attribuite a dipendenti a ruolo della società: (i) nel 2019, n.1.355 azioni Eni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a 9,88 euro per azione; (ii) nel 2020, n. 2.315 azioni Eni. Il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a euro 4,67 per azione. Il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a 9,88 euro per azione.

La determinazione del fair value è stata operata adottando appropriate tecniche di valutazione avuto riguardo ai differenti parametri di performance previsti dai piani (con riferimento al Piano 2017-2019, metodo stocastico per la componente del piano afferente al TSR e modello Black-Scholes per la componente afferente al NPV delle riserve; con riferimento al Piano 2020-2022 metodo stocastico) tenendo conto, essenzialmente, del valore del titolo Eni alla data di attribuzione (€11,642 e €12,164 a seconda della grant date per l'attribuzione 2021; €5,885 e €8,303 a seconda della grant date per l'attribuzione 2020; €13,714, per l'attribuzione 2019), ridotto dei dividendi attesi nel vesting period (7,1% e 7,4% per l'attribuzione 2021, 7,1% e 10,0% per l'attribuzione 2020 e 6,1% per l'attribuzione 2019 del prezzo dell'azione alla data di

¹³ Il Peer Group è composto dalle seguenti società: Apache, BP, Chevron, ConocoPhillips, Equinor, ExxonMobil, Marathon Oil, Occidental, Royal Dutch Shell e Total.

¹⁴ La condizione di performance connessa con il TSR ai sensi dei principi contabili internazionali rappresenta una cd market condition.

attribuzione), considerando la volatilità del titolo (44% e 45% per l'attribuzione 2021; 41% e 44% per l'attribuzione 2020; 19% per l'attribuzione 2019), le previsioni relative all'andamento dei parametri di performance, nonché il minor valore attribuibile alle azioni caratterizzate dal vincolo di cedibilità al termine del vesting period (cd lock-up period).

I costi relativi ai Piani di Incentivazione di Lungo Termine, rilevati come componente del costo lavoro in quanto afferenti a dipendenti della società, ammontano a 14 migliaia di euro (5 migliaia di euro nel 2020) con contropartita alle riserve di patrimonio netto.

Compensi spettanti agli amministratori e ai sindaci

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a 290 migliaia di euro (290 migliaia di euro al 31 dicembre 2020). I compensi spettanti ai sindaci ammontano a 109 migliaia di euro (111 migliaia di euro al 31 dicembre 2020). I compensi comprendono gli emolumenti e ogni altra somma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuti per lo svolgimento della funzione di amministratore o di sindaco, che abbiano costituito un costo per la società, anche se non soggetti all'imposta sul reddito delle persone fisiche.

29 Proventi (oneri) finanziari

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(migliaia di euro)	2020	2021
Proventi (oneri) finanziari		
Proventi finanziari	1	18
Oneri finanziari	(1.647)	(2.628)
	(1.646)	(2.610)
Strumenti finanziari derivati		12
	(1.646)	(2.598)

Il valore netto dei proventi e oneri finanziari si analizza come segue:

(migliaia di euro)	2020	2021
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto		
- Interessi e altri oneri verso controllante	(1.296)	(2.018)
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari non strumentali all'attività operativa		
- Altri interessi e altri proventi	(291)	(523)
Differenze attive (passive) di cambio		
- Differenze attive di cambio		17
- Differenze passive di cambio	(2)	(75)
Strumenti finanziari derivati		12
Altri proventi (oneri) finanziari		
- Interessi su crediti d'imposta	1	1
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo	(29)	
- Oneri finanziari su piani a benefici definiti	(29)	(12)
	(1.646)	(2.598)

30 Proventi (oneri) su partecipazioni

I proventi (oneri) su partecipazioni si analizzano come segue:

(migliaia di euro)	2020	2021
Dividendi	18.684	24.912
	18.684	24.912

Nel 2021 la società ha registrato proventi da partecipazione distribuiti da Enipower Mantova per 24.912 migliaia di euro (18.684 migliaia di euro nel 2020). SEF non ha distribuito dividendi nel 2021.

(migliaia di euro)	2020			2021		
	Dividendi	Plusvalenze da cessione	Altri proventi (oneri) netti	Dividendi	Plusvalenze da cessione	Altri proventi (oneri) netti
Partecipazioni in controllate						
- Enipower Mantova S.p.A.	18.684			24.912		
Partecipazioni in Joint Venture						
- SEF S.r.l.						
	18.684			24.912		

31 Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

(migliaia di euro)	2020	2021
Imposte correnti:		
-Ires	24.699	20.944
-Irap	6.313	4.230
	31.012	25.174
Imposte differite e anticipate nette:		
Imposte differite	(1.124)	(1.257)
Imposte anticipate	6.561	2.222
	5.437	965
	36.449	26.139

L'incidenza delle imposte dell'esercizio sul risultato prima delle imposte è del 22,23% (25,56% nell'esercizio 2020).

L'analisi della differenza tra l'aliquota fiscale teorica e quella effettiva è la seguente:

(migliaia di euro)	2020		2021	
	Aliquota	Imposta	Aliquota	Imposta
Utile prima delle imposte	24,00%	34.229	24,00%	28.220
Differenza tra valore e costi della produzione rettificata	4,38%	5.500	4,40%	4.192
Aliquota teorica¹	27,86%	39.729	27,56%	32.412
Effetto delle variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica:				
- imposte anno precedente	1,21%	1.737	(0,13)%	(144)
-dividendi	(2,98)%	(4.260)	(4,83)%	(5.680)
-cespiti	(0,80)%	(1.140)	(1,06)%	(1.247)
- imponibili e imposte in deducibili	0,10%	142	0,12%	143
- altre variazioni	(0,14)%	(205)	(0,07)%	(92)
-costi fuori competenza	0,31%	446	0,64%	747
Aliquota effettiva	25,56%	36.449	22,23%	26.139

⁽¹⁾ L'aliquota teorica è determinata rapportando le imposte calcolate applicando le aliquote delle imposte sul reddito (Ires e Irap) all'utile prima delle imposte.

32 Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute da Enipower S.p.A. con le parti correlate riguardano essenzialmente lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le imprese controllate, collegate e a controllo congiunto nonché con altre società possedute o controllate dallo Stato. Tutte le operazioni fanno parte dell'ordinaria gestione, sono generalmente regolate a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti e sono state compiute nell'interesse della società.

Rapporti commerciali e diversi

I rapporti commerciali più rilevanti riguardano i contratti di Conto Lavorazione stipulati con Eni e con EniServizi.

Enipower ha inoltre rapporti commerciali con società di scopo finalizzati alla prestazione di servizi al Gruppo Eni, tra le principali: Eni che fornisce servizi ICT, di approvvigionamento, servizi amministrativi, finanziari e servizi centralizzati; Eni Insurance Limited per assicurazioni responsabilità civile verso terzi, EniServizi che svolge servizi generali quali la gestione di immobili, la ristorazione, la guardiania, l'approvvigionamento dei beni non strategici e la gestione di magazzini; Eni Global Energy Markets per l'acquisto di quote di diritto emissioni per attività di negoziazione, Serfactoring per le prestazioni relative al personale dipendente e Eni Rewind per la fornitura di servizi ambientali. In considerazione dell'attività svolta e della natura della correlazione (società possedute interamente o pressoché interamente da Eni), i servizi forniti da queste società sono regolati sulla base di tariffe definite con riferimento ai costi specifici sostenuti e al margine minimo per il recupero dei costi generali e la remunerazione del capitale investito.

La società intrattiene rapporti anche con Terna per l'acquisto e la vendita di energia elettrica.

Enipower riceve anche servizi industriali nei propri siti da Eni Divisione Refining & Marketing e da Versalis, i cui rapporti sono regolati da contratti che contengono tariffe differenziate in relazione ai servizi utilizzati.

Sul fronte attivo, la società fornisce servizi manageriali alle proprie controllate a fronte di appositi contratti, i cui corrispettivi annui sono determinati annualmente commisurandoli al costo del lavoro medio delle risorse equivalenti dedicate all'attività a cui si aggiungono i costi indiretti e una congrua remunerazione.

I rapporti commerciali e diversi sono di seguito analizzati:

Esercizio 2020

(migliaia di euro)

Denominazione	31.12.2020			Costi		2020		Ricavi	
	Crediti	Debiti	Garanzie	Beni	Servizi	Beni	Servizi	Beni	Servizi
Imprese controllanti:									
Eni Corporate	168	321		24	524				1.268
Eni Divisione Gas & Power	82.173	58.567		50.387	16.035				444.336
Eni Divisione Downstream Gas		(134)							
Eni Divisione Refining & Marketing	115	1.897		2.909	5.465				1.598
Eni Divisione Exploration & Production		1.834			4.515				
	82.456	62.485	0	53.320	26.539			0	447.202
Impresa controllata									
Enipower Mantova S.p.A.	3.129	64		11	(3.015)			57	
	3.129	64		11	(3.015)			57	0
Imprese sotto comune controllo									
Eni Corporate University S.p.A.		10			32				
Eni Gas Transport Service	55				(264)				
Eni Insurance Limited		17			1.129				
Enimed S.p.A.		21			51				
Eni new Energy	(140)	(14)			(14)				
EniServizi S.p.A.	120	238		(31)	894				(110)
Eni Trading & Shipping		326			180.614				15.336
Ing. Luigi Conti Vecchi spa		26		104					
Lng Shipping S.p.A.		44			83				
Versalis S.p.A.	118	1.749		6.683	957		1.056		102
Serfactoring S.p.A.		7.236			18				
Eni Rewind S.p.A.	411	1.541		(4)	4.148				233
Raffineria di Gela S.p.A.		50			61				
Eni gas e luce S.p.A.	5	30			21				29
Eirl italian branch		(5)			19				
Eni fuel S.p.A.					7				
	569	11.269	0	6.759	187.749		1.056		15.590
Altre società									
SEF S.r.l.	3.994	271		203	(3.443)			622	
Ravenna Servizi Industriali S.p.A.	2	724		5.101	825		15		
Termica Milazzo S.r.l.					7				
Saipem		5			38				
Mariconsult spa	9				(67)				
Brindisi Servizi Generali		90		1	1.165				
Centro Padano int.merci spa		43			274				
Distretto Tecnologico Nz. Energia S.C.A.R.L.					5				
I.S.A.F Spa		495							
	4.005	1.628	0	5.305	(1.196)		637		0
Gruppi a partecipazione statale									
Gruppo Cassa Depositi e prestiti	2	22.929		14.772	16.285				
Gruppo Enel	3	(71)			1				
GSE- Gestore Servizi Elettrici	2.154			99	46				5.592
Gruppo TERNA	14.138	7.690	161	(43.737)	574				(15)
Gruppo Poste Italiane					1				
Gruppo Ferrovie dello Stato					6				
Gruppo SNAM	118								316
	16.415	30.548	161	(28.866)	16.913		0		5.893
Fondi Pensione									
Fopdire		13							
	106.574	106.007	161	36.529	226.990		1.750		468.685

Esercizio 2021

(migliaia di euro)

Denominazione	31.12.2021			2021			
	Crediti	Debiti	Garanzie	Costi		Ricavi	
				Beni	Servizi	Beni	Servizi
Imprese controllanti:							
Eni Corporate	128	65		102	335		1.268
Eni Divisione Gas & Power	243.901	58.610		35.028	28.129		869.661
Eni Divisione Refining & Marketing	107	1.742		2.682		13	1.598
Eni Divisione Exploration & Production		641			1.380		
	244.135	61.058	0	37.812	29.845	13	872.527
Impresa controllata							
Enipower Mantova S.p.A.	34	4.433		4.246	(2.702)	330	
	34	4.433		4.246	(2.702)	330	0
Imprese sotto comune controllo							
Eni Corporate University S.p.A.		104			195		
Eni Gas Transport Service	51				(136)		
Eni Insurance Limited					992		
Enimed S.p.A.					64		
Eni new Energy	(140)	(2)			2.365		
EniServizi S.p.A.	123	156		4	1.270		
Ing. Luigi Conti Vecchi spa		5		32			
Ecofuel S.p.A.						51	
Lng Shipping S.p.A.		7			7		
Versalis S.p.A.	155	1.908		7.355	572	1.443	265
Serfactoring S.p.A.		4.451			25		
Eni Rewind S.p.A.	322	1.402			3.815	96	37
Raffineria di Gela S.p.A.		50			139		
Sergaz	1						
Eniprogetti S.p.A.					62		
Eni Global Energy Makets S.p.A.		222			450.249		2.860
Eni gas e luce S.p.A.	6	26			18		31
EirI italian branch		27			32		
Eni fuel S.p.A.				4			
Petroven S.r.l.	27				(92)		
	543	8.357	0	7.395	459.577	1.591	3.193
Altre società							
SEF S.r.l.	3.439	19		75	(3.519)	(43)	903
Ravenna Servizi Industriali S.p.A.	1	669		5.288	529	25	
Saipem					64		
Mariconsult spa					(16)		
Brindisi Servizi Generali		140		(1)	1.077		
Centro Padano int.merci spa		42			297		
Distretto Tecnologico Nz. Energia S.C.A.R.L.					5		
I.S.A.F Spa		450					
	3.440	1.320	0	5.363	(1.563)	(17)	903
Gruppi a partecipazione statale							
Gruppo Cassa Depositi e prestiti		15.170		20.892	20.117		150
Gruppo Enel	3	(71)					
GSE- Gestore Servizi Elettrici	14.762			77	(11.966)		498
Gruppo TERNA	14.435	14.473	38	(16.202)	289		48
Gruppo Ferrovie dello Stato	2				5		
Gruppo SNAM	52				(28)		316
	29.253	29.572	38	4.767	8.417	0	1.012
Fondi Pensione							
Fopdire		9					
	277.406	104.748	38	59.584	493.574	1.917	877.636

Rapporti finanziari

I rapporti finanziari sono di seguito analizzati:

Esercizio 2020

(migliaia di euro)	31.12.2020			2020	
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi
Impresa controllante					
Eni	59.574			1.298	
Imprese controllate					
Enipower Mantova S.p.A.					18.684
Imprese sotto comune controllo					
Versalis S.p.A.				231	
Eni Rewind S.p.A.				16	
	59.574			1.545	18.684

Esercizio 2021

(migliaia di euro)	31.12.2021			2021	
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi
Impresa controllante					
Eni	259.328			2.092	16
Imprese controllate					
Enipower Mantova S.p.A.					24.912
Imprese sotto comune controllo					
Versalis S.p.A.				214	
Eni Rewind S.p.A.				14	
	259.328			2.320	24.928

Incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi finanziari

L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulle voci dello stato patrimoniale è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(migliaia di euro)	31.12.2020			31.12.2021		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Crediti commerciali e altri crediti	108.207	106.574	98,49	277.836	277.406	99,85
Altre attività finanziarie correnti	299.947	299.947	100,00	-	-	-
Altre attività correnti	16	7	43,75	12	10	83,33
Altre attività non correnti	54	37	68,52	201	123	61,19
Passività per leasing a breve termine	1.901	975	51,29	2.110	1.013	48,01
Debiti commerciali e altri debiti	172.070	106.007	61,61	328.158	104.748	31,92
Altre passività correnti	422			426	4	0,94
Passività per leasing a lungo termine	7.914	5.388	68,08	12.919	10.881	84,22
Altre passività non correnti	6.669	3.945	59,15	5.152	2.949	57,24

L'incidenza delle operazioni con parti correlate sulle voci del conto economico è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(migliaia di euro)	31.12.2020			31.12.2021		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Ricavi della gestione caratteristica	452.942	449.257	99,19	878.398	874.842	99,60
Altri ricavi e proventi	23.245	21.177	91,10	5.369	4.711	87,74
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	296.625	265.008	89,34	696.658	551.892	79,22
costo lavoro				27.815	1.266	4,55
Riprese di valore (Svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	10	-	-	662	11	1,66
Proventi finanziari	1	-	-	18	16	88,89
Oneri finanziari	1.647	1.545	93,81	2.628	2.320	88,28
Strumenti derivati				12	12	100,00
Altri proventi (oneri) su partecipazioni	18.684	18.684	100,00	24.912	24.912	100,00

I principali flussi finanziari con parti correlate sono indicati nella seguente tabella di sintesi:

(migliaia di euro)	2020	2021
Ricavi e proventi	470.434	879.553
Costi e oneri	(265.008)	(553.158)
Variazione dei crediti commerciali e diversi	21.049	(170.921)
Variazione dei debiti commerciali e diversi	43.269	(3.919)
Dividendi incassati	(18.684)	(24.912)
Interessi incassati		
Interessi pagati	(1.530)	(2.286)
Flusso di cassa netto da attività operativa	249.530	124.357
Investimenti:		
- immobilizzazioni materiali	(15.220)	(24.806)
- variazione crediti finanziari	143	
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	1.002	1.668
<i>Flusso di cassa degli investimenti</i>	<i>(14.075)</i>	<i>(23.138)</i>
Disinvestimenti:		
- partecipazioni		
<i>Flusso di cassa dei disinvestimenti</i>		
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(14.075)	(23.138)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(20.045)	299.947
Dividendi pagati	(91.943)	(163.996)
Rimborsi di passività per leasing	(1.113)	(739)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(113.101)	135.212
Totale flussi finanziari verso entità correlate	122.354	236.431

L'incidenza dei flussi finanziari con parti correlate è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(migliaia di euro)	2020			2021		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa da attività operativa	170.287	249.530	146,53	126.413	124.357	98,37
Flusso di cassa da attività di investimento	(40.370)	(14.075)	34,86	(60.859)	(23.138)	38,02
Flusso di cassa da attività di finanziamento	(114.161)	(113.101)	99,07	134.200	135.212	100,75

33 Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

Non si rilevano eventi e/o operazioni significative non ricorrenti che abbiano incidenza sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi finanziari della società.

34 Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Non si rilevano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali che abbiano incidenza sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi finanziari della società.

35 Attività di direzione e coordinamento

A norma dell'articolo 2497-bis si indicano i dati essenziali del bilancio al 31 dicembre 2020 approvato disponibile della società che esercita sull'impresa attività di direzione e coordinamento.

Stato patrimoniale

(€)	Note	31.12.2020		31.12.2019	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
ATTIVITÀ					
Attività correnti					
Disponibilità liquide ed equivalenti	(5)	8.111.215.941	148.064.138	4.752.470.760	110.988.773
Altre attività finanziarie destinate al trading	(6)	5.020.000.942		6.229.958.835	
Altre attività finanziarie	(16)	4.822.091.843	4.818.254.040	4.692.864.012	4.688.843.170
Crediti commerciali e altri crediti	(7)	3.755.913.387	2.259.846.477	4.980.639.428	2.981.395.714
Rimanenze	(8)	1.098.685.672		1.663.573.673	
Attività per imposte sul reddito	(9)	22.138.940		63.343.576	
Altre attività	(10)	1.322.120.444	963.299.411	1.532.342.642	993.956.577
		24.152.167.169		23.915.192.926	
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	(11)	6.568.559.866		7.482.764.775	
Diritto di utilizzo beni in leasing	(12)	1.888.129.130		2.027.023.519	
Attività immateriali	(13)	100.610.608		157.547.351	
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	(8)	993.584.286		1.413.226.422	
Partecipazioni	(15)	46.854.796.677		42.534.715.849	
Altre attività finanziarie	(16)	4.355.079.257	4.335.201.428	4.168.637.337	4.148.763.021
Attività per imposte anticipate	(17)	113.439.722		993.402.181	
Attività per imposte sul reddito	(9)	77.577.010		79.752.834	
Altre attività	(10)	909.664.462	295.753.995	521.877.781	279.072.941
		61.861.441.018		59.378.948.049	
Attività destinate alla vendita	(25)	1.818.699		1.588.442	
TOTALE ATTIVITÀ		86.015.426.886		83.295.729.417	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
Passività finanziarie a breve termine	(19)	3.929.488.904	3.730.962.826	4.621.894.240	4.413.058.546
Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine	(19)	1.848.002.204	119.785.353	3.080.748.473	978.335
Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	(12)	422.865.118	207.609.107	337.189.259	160.555.668
Debiti commerciali e altri debiti	(18)	4.153.295.991	1.917.841.952	5.544.690.061	3.082.138.817
Passività per imposte sul reddito	(9)	4.192.107		2.746.560	
Altre passività	(10)	2.614.236.326	1.549.634.789	3.065.257.148	1.454.017.809
		12.972.080.650		16.652.525.741	
Passività non correnti					
Passività finanziarie a lungo termine	(19)	20.065.902.826	789.167.000	17.240.044.117	718.834.000
Passività per beni in leasing a lungo termine	(12)	2.157.524.259	1.472.542.617	2.319.525.918	1.543.535.746
Fondi per rischi e oneri	(22)	4.890.082.308		4.308.691.031	
Fondi per benefici ai dipendenti	(23)	376.262.838		376.267.163	
Passività per imposte sul reddito	(9)	9.276.000		15.455.000	
Altre passività	(10)	837.504.979	308.957.298	747.701.416	151.563.615
		28.336.553.210		25.007.684.645	
TOTALE PASSIVITÀ		41.308.633.860		41.660.210.386	
PATRIMONIO NETTO					
Capitale sociale		4.005.358.876		4.005.358.876	
Riserva legale		959.102.123		959.102.123	
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale		39.145.108.890		36.216.209.281	
Acconto sul dividendo		(428.705.958)		(1.541.829.734)	
Azioni proprie		(581.047.644)		(981.047.639)	
Utile (perdita) dell'esercizio		1.606.976.739		2.977.726.124	
TOTALE PATRIMONIO NETTO		44.706.793.026		41.635.519.031	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		86.015.426.886		83.295.729.417	

Conto economico

(€)	Note	2020		2019	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
Ricavi della gestione caratteristica		18.017.275.217	7.640.612.530	28.496.142.053	11.076.717.103
Altri ricavi e proventi		405.211.908	183.830.866	429.985.627	186.165.602
Totale Ricavi	(28)	18.422.487.125		28.926.127.680	
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(29)	(18.396.881.872)	(7.729.416.261)	(27.534.272.260)	(14.432.576.776)
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(7)	(9.745.436)		(65.165.504)	
Costo lavoro	(29)	(1.238.076.683)		(1.185.076.676)	
Altri proventi (oneri) operativi	(24)	(175.744.436)	(595.058.490)	112.722.000	(1.478.378.238)
Ammortamenti	(11),(12),(13)	(1.013.552.241)		(1.137.371.082)	
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(14)	(1.573.456.339)		(1.144.400.696)	
Radiazioni	(11),(13)	(124.003)		(2.401.456)	
UTILE (PERDITA) OPERATIVO		(3.985.093.885)		(2.029.837.994)	
Proventi finanziari		2.212.522.760	230.642.035	1.625.147.595	244.817.589
Oneri finanziari		(2.748.914.676)	(97.687.249)	(2.015.741.083)	(81.182.872)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading		26.124.850		116.895.080	
Strumenti finanziari derivati		210.774.295	(140.562.185)	(5.111.273)	8.590.077
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	(30)	(299.492.771)		(278.809.681)	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(31)	6.519.070.297		5.676.830.609	
UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE		2.234.483.641		3.368.182.934	
Imposte sul reddito	(32)	(627.506.902)		(390.456.810)	
UTILE (PERDITA) DELL'ESERCIZIO		1.606.976.739		2.977.726.124	

Prospetto dell'utile (perdita) complessivo

(€ milioni)	Note	2020	2019
Utile (perdita) dell'esercizio		1.607	2.978
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:			
Componenti non riclassificabili a conto economico			
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	(26)	(12)	(16)
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	(26)	(8)	
Effetto fiscale	(26)	3	4
		(17)	(12)
Componenti riclassificabili a conto economico			
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(26)	702	(767)
Differenze cambio da conversione Joint Operation	(26)	(31)	9
Effetto fiscale	(26)	(203)	222
		468	(536)
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo		451	(548)
Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio		2.058	2.430

I dati essenziali della controllante Eni S.p.A. esposti nel prospetto riepilogativo richiesto dall'art. 2497-bis del codice civile sono stati estratti dal relativo bilancio chiuso al 31 dicembre 2020. Per un'adeguata e completa comprensione della situazione patrimoniale e finanziaria di Eni S.p.A. al 31 dicembre 2020, nonché del risultato economico conseguito dalla società a tale data, si rinvia alla lettura del bilancio che, corredato della relazione della società di revisione, è disponibile presso la sede della società.

36 Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del periodo

Si rinvia a quanto indicato nella relazione sulla gestione.

Informativa sulle erogazioni pubbliche

La disciplina relativa alla trasparenza delle erogazioni pubbliche (già contenuta nell'art. 1, commi 125-129 della Legge n. 124/2017 e successive modificazioni) è stata riformulata per alcuni aspetti dall'art. 35 del D.L. 30 aprile 2019, n. 34 "Misure urgenti di crescita economica e per la risoluzione di specifiche situazioni di crisi" (cd. Decreto crescita), modificato dalla legge di conversione del 28 giugno 2019, n. 58.

Nel corso dell'esercizio 2021 Enipower S.p.A. non ha ricevuto/concesso erogazioni pubbliche, rientranti nell'ambito di applicazione della sopra citata normativa.

In particolare, non rientrano negli obblighi di pubblicazione:

- le transazioni che costituiscono un corrispettivo per prestazioni di opera/servizi (ad esempio, forniture di beni/servizi, prestazioni professionali, ecc.), anche nel caso in cui sia presente una componente di "contributo" pubblico non distinguibile dalla normale operazione commerciale;
- le retribuzioni per un incarico ricevuto o che sono dovute a titolo di risarcimento;
- le sponsorizzazioni, tenuto conto del fatto che la giurisprudenza le qualifica come contratti a prestazioni corrispettive;
- i vantaggi economici non selettivi (ad es. agevolazioni fiscali) e gli aiuti di Stato ricevuti in applicazione di un regime generale di agevolazione, ossia i vantaggi economici rivolti a tutti i soggetti che soddisfano determinate condizioni, sulla base di criteri predeterminati (ad es. contributi rivolti a specifici settori); in questa prospettiva, a titolo di esempio, sono escluse le attribuzioni di certificati ambientali, regimi fiscali agevolativi, regimi di finanziamenti agevolati aperti ad una pluralità di imprese o a un complessivo settore, ecc.;
- i rimborsi e le indennità corrisposti a soggetti impegnati in tirocini formativi e di orientamento;
- i contributi ricevuti dalle imprese per la formazione continua da parte di fondi interprofessionali costituiti nella forma giuridica di associazione (ad es. Fondimpresa);
- i contributi erogati ad associazioni, fondazioni e altri enti del terzo settore, con finalità di advocacy (tutela degli interessi aziendali), ivi inclusa l'adesione a Confindustria e associazioni similari, e con finalità tecniche/di business, perché è ravvisabile un beneficio, derivante dall'attività dell'associazione/organizzazione a cui si partecipa, connesso con il business svolto.

Proposta del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli Azionisti

Signori Azionisti,

il conto economico della Vostra società presenta un utile di 91.444.828,08 euro.

Si propone di deliberare in merito all'attribuzione dell'utile dell'esercizio 2021 come segue:

- destinare alla riserva legale l'importo di 4.572.241,40 euro;
- destinare a utili a nuovo l'importo di 86.872.586,68 euro

EniPower S.p.A.*Sede legale: San Donato Milanese (MI) - Piazza Ezio Vanoni n. 1**Capitale sociale Euro 700.000.000,00 i.v.**Iscritta al Registro delle Imprese di Milano - R.E.A. n. 1600596**C.F./P.IVA 12958270154**Società soggetta all'attività di direzione e coordinamento di ENI S.p.A.*

**RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE
ALL'ASSEMBLEA DEGLI AZIONISTI
AI SENSI DELL'ART. 2429 C.C.
BILANCIO AL 31 DICEMBRE 2021**

Spettabile Azionista,

nel corso dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2021 il Collegio Sindacale ha svolto, in conformità ai principi enunciati dagli organi professionali, l'attività di vigilanza prevista dalla legge; la Revisione Legale dei Conti è stata svolta, ai sensi dell'art. 2409 *bis* del Codice Civile, da PwC S.p.A..

Il Collegio Sindacale, in particolare:

- ha vigilato sull'osservanza della Legge e dello Statuto Sociale e sul rispetto dei principi di corretta amministrazione;
- ha partecipato alle adunanze del Consiglio di Amministrazione, svoltesi nel rispetto delle norme statutarie, legislative e regolamentari che ne disciplinano il funzionamento, potendo ragionevolmente assicurare che: (i) potenziali conflitti di interesse sono stati correttamente dichiarati; (ii) le azioni deliberate sono conformi alla Legge ed allo Statuto Sociale e non sono manifestamente imprudenti, azzardate, o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale;
- ha vigilato sull'attuazione delle delibere del Consiglio di Amministrazione;
- ha ottenuto, nel corso delle proprie riunioni, informazioni sul generale andamento della gestione e sulla sua prevedibile evoluzione nonché sulle operazioni di maggiore rilievo, per le loro dimensioni o caratteristiche, effettuate dalla Società e, a tal riguardo, non ha osservazioni da riferire nella presente relazione;
- non ha rilevato l'esistenza di operazioni atipiche o inusuali con società del gruppo, con terzi o con parti correlate, queste ultime illustrate nella Relazione sulla Gestione e nelle Note al Bilancio con riguardo alla natura e ai criteri utilizzati per la determinazione dei corrispettivi ad esse afferenti;
- ha incontrato PwC S.p.A., società incaricata della Revisione Legale dei Conti, con la quale ha avuto modo di scambiare periodicamente informazioni sul lavoro rispettivamente svolto, e da tali incontri non sono emersi dati ed informazioni da riferire nella presente relazione;

- ha preso visione del Rapporto annuale del Direttore Amministrativo approvato dall'Amministratore Delegato da cui risulta che il sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria risulta "monitorato";
- ha esaminato la *Check List* al 31 dicembre 2021 inerente i *company entity level controls*, che non evidenzia carenze;
- ha acquisito conoscenza e vigilato, per quanto di competenza, sull'adeguatezza dell'assetto organizzativo, del sistema amministrativo, contabile e di controllo interno, nonché sull'affidabilità di quest'ultimo a rappresentare correttamente i fatti di gestione, mediante le informazioni ricevute dagli organi delegati e dai responsabili delle funzioni, e da tale attività non sono emersi rilievi da evidenziare nella presente relazione;
- ha ottenuto conferma dai Sindaci delle società controllate che dalla loro attività di vigilanza non sono emersi dati ed informazioni da riferire nella presente relazione;
- con riguardo ai controlli e all'adeguatezza del sistema di controllo dei servizi centralizzati presso la Capogruppo, ha ottenuto conferma che non sono state rilevate carenze e/o non conformità;
- ha ottenuto informazioni sull'attività svolta dall'Organismo di Vigilanza della Società, che non ha evidenziato situazioni di criticità;
- ha esaminato le risultanze delle attività di controllo, svolte dalla funzione *Internal Audit* di Eni S.p.A., monitorando l'esecuzione delle eventuali azioni correttive emerse e non ravvisando criticità meritevoli di segnalazione;
- ha acquisito conoscenze e vigilato, per quanto di competenza, sull'applicazione delle norme e dei regolamenti emanati a seguito della pandemia da Covid 19;
- non è dovuto intervenire per omissioni dell'organo di amministrazione ai sensi dell'art. 2406 c.c.;
- non ha ricevuto denunce ai sensi dell'art. 2408 c.c.;
- non ha formulato denunce ai sensi dell'art. 2409, co. 7, c.c.;
- non ha rilasciato pareri e/o proposte motivate previsti dalla Legge.

Il Collegio Sindacale ha esaminato il Progetto di Bilancio d'esercizio chiuso al 31 dicembre 2021 approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'adunanza del 9 marzo 2022 e, a tale riguardo, il Collegio Sindacale:

- non essendo responsabile del controllo analitico di merito sul contenuto del Bilancio, ha vigilato sull'impostazione generale data allo stesso, sulla sua generale conformità alla Legge con riguardo alla sua formazione e struttura;
- ha verificato l'osservanza delle norme di Legge riguardanti la predisposizione della Relazione sulla Gestione;
- ha verificato la rispondenza del Bilancio ai fatti ed alle informazioni di cui è venuto a conoscenza nell'espletamento dei propri doveri.

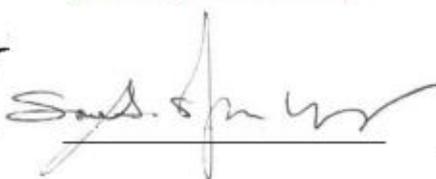
Tenuto conto di quanto sopra riferito, considerando le risultanze dell'attività svolta dalla Società incaricata della Revisione Legale dei Conti che nella propria relazione del 6 aprile 2022 ha espresso un giudizio senza rilievi né richiami di informativa, il Collegio Sindacale non rileva motivi ostativi all'approvazione del Bilancio al 31 dicembre 2021 ed alle proposte di delibera formulate dal Consiglio di Amministrazione.

San Donato, 6 aprile 2022

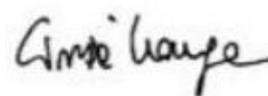
Il Collegio Sindacale



(Michele Casò)
(Presidente)



(Sara Speranza)
(Sindaco Effettivo)



(Cinzia Cravagna)
(Sindaco Effettivo)



Relazione della società di revisione indipendente

ai sensi dell'articolo 14 del DLgs 27 gennaio 2010, n° 39

All'Azionista Unico della Enipower SpA

Relazione sulla revisione contabile del bilancio d'esercizio

Giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio d'esercizio della società Enipower SpA (la Società), costituito dallo stato patrimoniale al 31 dicembre 2021, dal conto economico, dal prospetto dell'utile complessivo, dal prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario per l'esercizio chiuso a tale data e dalle note al bilancio che includono anche la sintesi dei più significativi principi contabili applicati.

A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria della Società al 31 dicembre 2021, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea.

Elementi alla base del giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia). Le nostre responsabilità ai sensi di tali principi sono ulteriormente descritte nella sezione *Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio d'esercizio* della presente relazione. Siamo indipendenti rispetto alla Società in conformità alle norme e ai principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano alla revisione contabile del bilancio. Riteniamo di aver acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio.

Responsabilità degli amministratori e del collegio sindacale per il bilancio d'esercizio

Gli amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio d'esercizio che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea e, nei termini previsti dalla legge, per quella parte del controllo interno dagli stessi ritenuta necessaria per consentire la redazione di un bilancio che non contenga errori significativi dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali.

Gli amministratori sono responsabili per la valutazione della capacità della Società di continuare ad operare come un'entità in funzionamento e, nella redazione del bilancio d'esercizio, per l'appropriatezza dell'utilizzo del presupposto della continuità aziendale, nonché per una adeguata informativa in materia. Gli amministratori utilizzano il presupposto della continuità aziendale nella

PricewaterhouseCoopers SpA

Sede legale: **Milano** 20145 Piazza Tre Torri 2 Tel. 02 77851 Fax 02 7785240 Capitale Sociale Euro 6.890.000,00 i.v. C.F. e P.IVA e Reg. Imprese Milano Monza Brianza Lodi 12979880155 Iscritta al n° 119644 del Registro dei Revisori Legali - Altri Uffici: **Ancona** 60131 Via Sandro Totti 1 Tel. 071 2132311 - **Bari** 70122 Via Abate Gimma 72 Tel. 080 5640211 - **Bergamo** 24121 Largo Belotti 5 Tel. 035 229691 - **Bologna** 40126 Via Angelo Finelli 8 Tel. 051 6186211 - **Brescia** 25121 Viale Duca d'Aosta 28 Tel. 030 3697501 - **Catania** 95129 Corso Italia 302 Tel. 095 7532311 - **Firenze** 50121 Viale Gramsci 15 Tel. 055 2482811 - **Genova** 16121 Piazza Piccapietra 9 Tel. 010 29041 - **Napoli** 80121 Via dei Mille 16 Tel. 081 36181 - **Padova** 35138 Via Vicenza 4 Tel. 049 873481 - **Palermo** 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091 349737 - **Parma** 43121 Viale Tanara 20/A Tel. 0521 275911 - **Pescara** 65127 Piazza Ettore Troilo 8 Tel. 085 4545711 - **Roma** 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06 570251 - **Torino** 10122 Corso Palestro 10 Tel. 011 556771 - **Trento** 38122 Viale della Costituzione 33 Tel. 0461 237004 - **Treviso** 31100 Viale Felissent 90 Tel. 0422 696911 - **Trieste** 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 040 3480781 - **Udine** 33100 Via Poscolle 43 Tel. 0432 25789 - **Varese** 21100 Via Albuzzi 43 Tel. 0332 285039 - **Verona** 37135 Via Francia 21/C Tel. 045 8263001 - **Vicenza** 36100 Piazza Pontelandolfo 9 Tel. 0444 393311

www.pwc.com/it



redazione del bilancio d'esercizio a meno che abbiano valutato che sussistono le condizioni per la liquidazione della Società o per l'interruzione dell'attività o non abbiano alternative realistiche a tali scelte.

Il collegio sindacale ha la responsabilità della vigilanza, nei termini previsti dalla legge, sul processo di predisposizione dell'informativa finanziaria della Società.

Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio d'esercizio

I nostri obiettivi sono l'acquisizione di una ragionevole sicurezza che il bilancio d'esercizio nel suo complesso non contenga errori significativi, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali, e l'emissione di una relazione di revisione che includa il nostro giudizio. Per ragionevole sicurezza si intende un livello elevato di sicurezza che, tuttavia, non fornisce la garanzia che una revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) individui sempre un errore significativo, qualora esistente. Gli errori possono derivare da frodi o da comportamenti o eventi non intenzionali e sono considerati significativi qualora ci si possa ragionevolmente attendere che essi, singolarmente o nel loro insieme, siano in grado di influenzare le decisioni economiche prese dagli utilizzatori sulla base del bilancio d'esercizio.

Nell'ambito della revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia), abbiamo esercitato il giudizio professionale e abbiamo mantenuto lo scetticismo professionale per tutta la durata della revisione contabile. Inoltre:

- abbiamo identificato e valutato i rischi di errori significativi nel bilancio d'esercizio, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali; abbiamo definito e svolto procedure di revisione in risposta a tali rischi; abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio. Il rischio di non individuare un errore significativo dovuto a frodi è più elevato rispetto al rischio di non individuare un errore significativo derivante da comportamenti o eventi non intenzionali, poiché la frode può implicare l'esistenza di collusioni, falsificazioni, omissioni intenzionali, rappresentazioni fuorvianti o forzature del controllo interno;
- abbiamo acquisito una comprensione del controllo interno rilevante ai fini della revisione contabile allo scopo di definire procedure di revisione appropriate nelle circostanze e non per esprimere un giudizio sull'efficacia del controllo interno della Società;
- abbiamo valutato l'appropriatezza dei principi contabili utilizzati nonché la ragionevolezza delle stime contabili effettuate dagli amministratori, inclusa la relativa informativa;
- siamo giunti ad una conclusione sull'appropriatezza dell'utilizzo da parte degli amministratori del presupposto della continuità aziendale e, in base agli elementi probativi acquisiti, sull'eventuale esistenza di una incertezza significativa riguardo a eventi o circostanze che possono far sorgere dubbi significativi sulla capacità della Società di continuare ad operare come un'entità in funzionamento. In presenza di un'incertezza significativa, siamo tenuti a richiamare l'attenzione nella relazione di revisione sulla relativa informativa di bilancio ovvero, qualora tale informativa sia inadeguata, a riflettere tale circostanza nella formulazione del nostro giudizio. Le nostre conclusioni sono basate sugli elementi probativi acquisiti fino alla data della presente relazione. Tuttavia, eventi o circostanze successivi possono comportare che la Società cessi di operare come un'entità in funzionamento;



- abbiamo valutato la presentazione, la struttura e il contenuto del bilancio d'esercizio nel suo complesso, inclusa l'informativa, e se il bilancio d'esercizio rappresenti le operazioni e gli eventi sottostanti in modo da fornire una corretta rappresentazione.

Abbiamo comunicato ai responsabili delle attività di governance, identificati ad un livello appropriato come richiesto dagli ISA Italia, tra gli altri aspetti, la portata e la tempistica pianificate per la revisione contabile e i risultati significativi emersi, incluse le eventuali carenze significative nel controllo interno identificate nel corso della revisione contabile.

Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

Giudizio ai sensi dell'articolo 14, comma 2, lettera e), del DLgs 39/10

Gli amministratori della Enipower SpA sono responsabili per la predisposizione della relazione sulla gestione della Enipower SpA al 31 dicembre 2021, incluse la sua coerenza con il relativo bilancio d'esercizio e la sua conformità alle norme di legge.

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n° 720B al fine di esprimere un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione con il bilancio d'esercizio della Enipower SpA al 31 dicembre 2021 e sulla conformità della stessa alle norme di legge, nonché di rilasciare una dichiarazione su eventuali errori significativi.

A nostro giudizio, la relazione sulla gestione è coerente con il bilancio d'esercizio della Enipower SpA al 31 dicembre 2021 ed è redatta in conformità alle norme di legge.

Con riferimento alla dichiarazione di cui all'articolo 14, comma 2, lettera e), del DLgs 39/10, rilasciata sulla base delle conoscenze e della comprensione dell'impresa e del relativo contesto acquisite nel corso dell'attività di revisione, non abbiamo nulla da riportare.

Milano, 6 aprile 2022

PricewaterhouseCoopers SpA

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'S. Pizzarelli', written over a light blue horizontal line.

Sergio Pizzarelli
(Revisore legale)

Deliberazioni dell'Assemblea degli Azionisti

L'Assemblea degli Azionisti di Enipower S.p.A. si è riunita il giorno 21 aprile 2022, in San Donato Milanese, Piazza Vanoni 1.

L'Assemblea degli Azionisti, preso atto delle Relazioni degli Amministratori sulla gestione e del Collegio Sindacale nonché della Relazione della Società di Revisione PricewaterhouseCoopers S.p.A. sul bilancio d'esercizio chiuso al 31 dicembre 2021, con voto favorevole espresso verbalmente dal delegato dell'Azionista Eni, ha deliberato di approvare il bilancio di esercizio al 31 dicembre 2021 che presenta un utile di 91.444.828,08 euro e di attribuire l'utile dell'esercizio 2021 come segue:

- destinare alla riserva legale l'importo di 4.572.241,40 euro;
- riportare a nuovo utili per l'importo di 86.872.586,68 euro.