

enipower s.p.a.

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



Bilancio al 31 dicembre 2019

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.

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

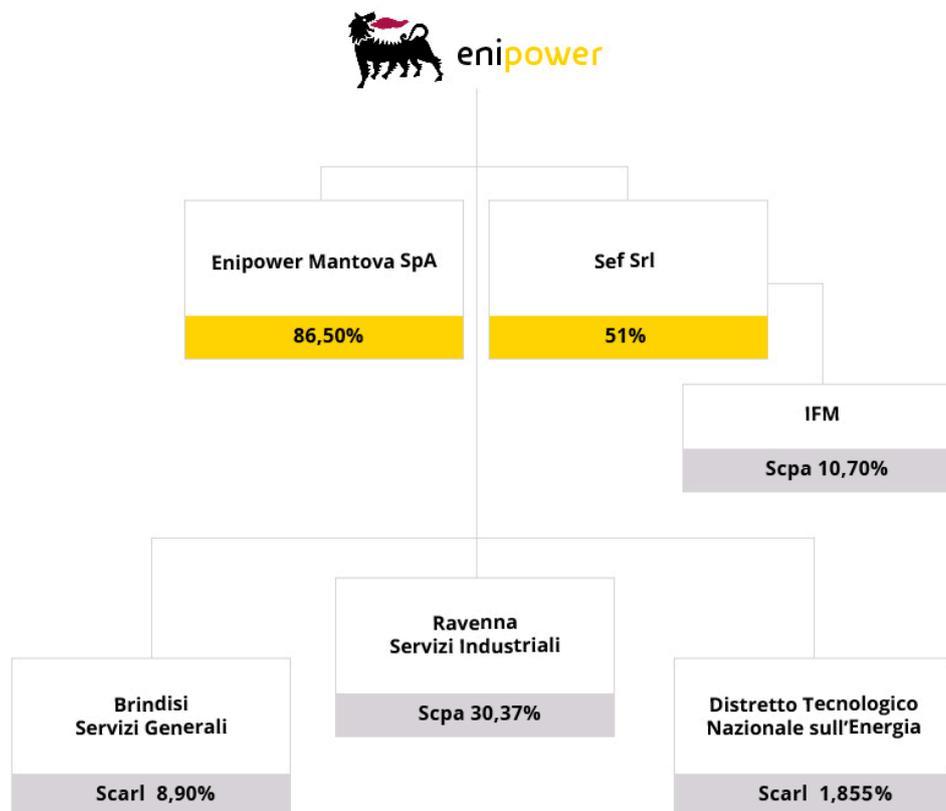
Enipower S.p.A.

Relazione sulla gestione

Le partecipazioni di Enipower	4
Identità aziendale	5
Profilo dell'anno	6
Scenario macro-economico e di mercato	8
Evoluzione del quadro normativo	11
Governance	13
Salute, ambiente, sicurezza e qualità	14
Ricerca scientifica e tecnologica	15
Rapporti con le Comunità	15
Andamento operativo	
Generazione e vendita	16
Investimenti tecnici	16
Risorse umane	17
Commento ai risultati e altre informazioni	
Conto economico	18
Stato patrimoniale riclassificato	21
Rendiconto finanziario riclassificato	25
Andamento economico delle società partecipate	26
Fattori di rischio e incertezza	27
Evoluzione prevedibile della gestione	28
Altre informazioni	29
Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori	31
Bilancio di esercizio	
Schemi di bilancio	34
Note al bilancio	39
Proposta del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli Azionisti	90
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.	91
Relazione della società di revisione	94
Deliberazioni dell'Assemblea degli Azionisti	98

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.

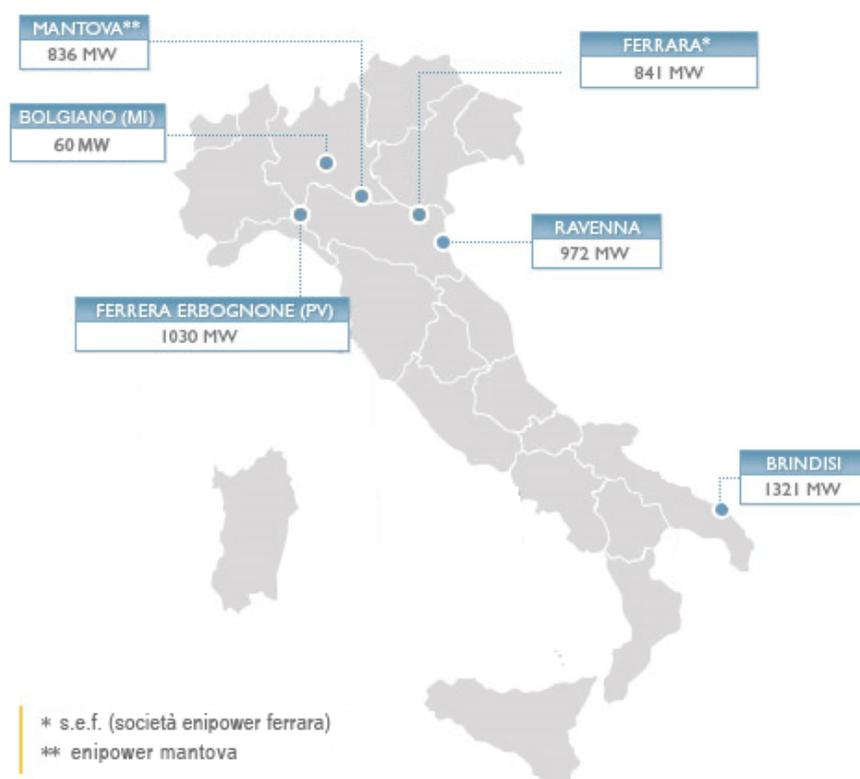
Nel gennaio 2010 Enipower ha acquistato da EniServizi S.p.A. la proprietà e la gestione della centrale di cogenerazione di Bolgiano e delle sue reti di distribuzione.

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 Ferrara 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

Nel Consiglio di Amministrazione del 22 Maggio 2019 è stata rinnovata la Convenzione per la prestazione del servizio di tesoreria accentrata con Eni S.p.A..

Nel Consiglio di Amministrazione del 23 Luglio 2019 è stato approvato il Bilancio di Sostenibilità 2018 ed è stata rinnovata l'opzione per il regime fiscale del consolidato nazionale per il triennio 2019, 2020 e 2021 con la controllante Eni S.p.A..

Nel Consiglio di Amministrazione del 23 settembre 2019 Mercante Andrea Haruo ha rassegnato le dimissioni dalla carica di Consigliere. In sostituzione per cooptazione è stato nominato Gazzotti Dimitri che rimarrà in carica fino alla prossima Assemblea degli Azionisti.

Con il decreto del 28 giugno 2019 il Ministero dello Sviluppo Economico ha approvato la "Disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica" ("Mercato della Capacità") e i relativi allegati che ne costituiscono parte integrante ("Disciplina"), definita da Terna S.p.A. in base ai criteri stabiliti dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente ("Autorità") con la delibera ARG/elt 98/11 e s.m.i.. Il Mercato della Capacità, già previsto dal D. Lgs. n. 379/03, ("Disposizioni in materia di remunerazione della capacità di produzione di energia elettrica") ha visto la luce dopo una lunga gestazione nel corso della quale è attivo un meccanismo transitorio disciplinato dall'art. 5 del predetto decreto legislativo. E' prevista l'istituzione di un sistema di remunerazione, basato su meccanismi di mercato (aste), della disponibilità di capacità di generazione di energia elettrica atto ad assicurare il raggiungimento e il mantenimento dell'adeguatezza della capacità produttiva con la finalità di garantire la copertura della domanda nazionale e dei necessari margini di riserva. Terna S.p.A. ha avviato le procedure previste dalla Disciplina per le aste competitive che riguardano le annualità 2022 e 2023 con un impegno annuale per la capacità degli impianti esistenti e di 15 anni per la nuova capacità. Nel Consiglio di Amministrazione del 11 settembre 2019 la società ha conferito ad Eni S.p.A. mandato senza rappresentanza per la partecipazione a tutte le fasi del Mercato della Capacità, come definite all'interno della Disciplina e per lo svolgimento di tutte le attività necessarie a tale partecipazione.

La società, pertanto, ha individuato nella centrale nello Stabilimento di Ravenna il sito dove installare due nuove turbine a gas naturale denominate "Peaker". Il nuovo Peaker ha partecipato con esito positivo all'asta del 28 novembre 2019 come "nuova capacità non autorizzata" per la consegna di potenza a partire dal 1° gennaio 2023 per 15 anni.

Nel Consiglio di Amministrazione del 17 dicembre 2019 è stato sottoscritto l'addendum al contratto di Tolling con le seguenti principali modifiche aventi efficacia retroattiva dal 1° gennaio 2018:

- l'estensione della durata del Contratto dal 31/12/2027 al 31/12/2033 per allineare la durata contrattuale alla vita utile delle centrali;
- l'adeguamento delle componenti di remunerazione del capitale investito e di riconoscimento dei costi operativi, scorporando da queste rispettivamente il valore associato agli asset di distribuzione e i costi operativi dell'attività di distribuzione in RIU, in accordo con la sopracitata delibera 539/2015/R/eel;
- il riconoscimento del margine per la partecipazione al Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) fino al termine della vita utile originaria ventennale (come previsto dal contratto vigente) e per gli anni successivi il riconoscimento di un corrispettivo per il numero di accensioni/spegnimenti richiesti da Terna e da Eni.

E' stato inoltre sottoscritto l'addendum al contratto di tolling per la centrale di Bolgiano in seguito al subentro dal 2020 di Eni S.p.A. ad EniServizi S.p.A. in qualità di toller, al fine di adeguare il contratto di Conto Lavorazione per la consegna di energia elettrica da effettuarsi al netto degli autoconsumi.

Destinazione dell'utile d'esercizio

In data 17 aprile 2019 sulla base dei risultati conseguiti nel 2018, l'Assemblea degli Azionisti ha deliberato la distribuzione di euro 113.393.741,88 quale dividendo in ragione di 0,12 euro per ciascuna delle 944.947.849 azioni del valore nominale di 1,00 euro.

I risultati

Nel 2019 il risultato netto evidenzia un utile di 115.356 migliaia di euro che riflette il miglioramento del risultato operativo (+49.543 migliaia di euro), fenomeno compensato parzialmente dal peggioramento della gestione finanziaria/partecipazioni (-11.902 migliaia di euro), per effetto principalmente dei minori dividendi incassati rispetto all'anno 2018 e da maggiori imposte dell'esercizio (-10.655 migliaia di euro).

Di seguito i principali dati relativi al periodo 2017-2019:

Principali dati economici, patrimoniali e finanziari		2017	2018	2019
Ricavi della gestione caratteristica	(migliaia di euro)	433.319	421.221	436.017
Utile operativo		107.197	85.414	134.957
Utile netto		102.764	88.370	115.356
Flusso di cassa netto da attività operativa		202.858	153.070	197.476
Investimenti tecnici		27.819	41.824	28.128
Capitale investito netto a fine periodo		936.987	900.596	864.423
Patrimonio netto		1.145.749	1.174.539	1.176.388
Indebitamento finanziario netto a fine periodo		(208.762)	(273.943)	(311.965)

Scenario macro-economico e di mercato

A partire dalla seconda metà del 2018 l'economia mondiale è entrata in una fase di decelerazione e per il 2019 si pre-consuntiva una crescita del Pil significativamente inferiore a quella del 2018: +2,5% vs +3,2%. Il commercio mondiale, che aveva guidato la ripresa di inizio 2018, nel 2019 è cresciuto dell'1%, al di sotto delle peggiori stime.

La principale causa è l'intensificarsi e l'estendersi ad altri paesi del conflitto commerciale tra Stati Uniti e Cina che ha provocato incertezza sulla scena internazionale scoraggiando gli scambi con l'estero e gli investimenti.

Nel 2019 hanno registrato tassi di crescita più bassi delle attese gran parte delle economie avanzate e di quelle emergenti (complessivamente +1,7% e +4,1%). Anche gli Stati Uniti e la Cina, i principali motori dello sviluppo economico globale, hanno iniziato a manifestare segnali di frenata.

L'economia degli Stati Uniti è rimasta solida (+2,3% la crescita nel 2019) ma la politica protezionistica ha inciso negativamente sulle esportazioni e sugli investimenti (quest'ultimi hanno manifestato nel 2019 l'andamento peggiore degli ultimi tre anni). Tra le altre economie avanzate, rispetto al 2018, è accelerata la crescita in Giappone (+1,1%) mentre nel Regno Unito si è mantenuta stabile (+1,3%).

La crisi del settore industriale, elemento distintivo di questa fase economica, nel 2019 è stata evidente soprattutto nell'area dell'euro (+1,2% la crescita del Pil), dove il settore manifatturiero (*in primis* automobilistico) ha risentito particolarmente della decelerazione della domanda globale. La Germania e l'Italia, con forte vocazione all'export, sono state le economie più colpite (rispettivamente +0,5% e +0,2% nel 2019) mentre Francia e Spagna hanno mostrato più solidità (+1,3% e +1,9%).

In Italia il quadro economico debole è scaturito anche dallo scarso sostegno della domanda interna, frenata dal clima di sfiducia delle famiglie e delle imprese; bisogna però sottolineare positivamente le condizioni nel complesso favorevoli del mercato del lavoro (l'occupazione, a novembre, ha raggiunto i massimi storici dal 1977) e il miglioramento, a dicembre, degli indicatori di fiducia.

Nel 2019 le economie emergenti sono state particolarmente colpite, oltre che dalla decelerazione della domanda internazionale complessiva, dalla frenata della Cina, dato il ruolo centrale giocato dall'economia cinese come snodo nelle catene di subfornitura e negli scambi tra paesi asiatici.

La Cina lo scorso anno è cresciuta ai ritmi più bassi da quasi trent'anni (+6,1%), per la decelerazione delle esportazioni e il modesto contributo della domanda interna che si sono accompagnati ad una frenata degli investimenti e della produzione industriale. E' risultato inoltre insufficiente il sostegno alla crescita da parte delle autorità governative cinesi, più indirizzate verso obiettivi di stabilità e di crescita qualitativa. Considerando che la Cina ha un'influenza amplificata su tutto l'andamento economico mondiale, rappresentando circa il 18% del Pil globale, appaiono molto positivi i segnali di una ripresa sul finire dell'anno che escludono scenari di *hard landing*.

Riguardo agli altri paesi BRIC, nel 2019 la crescita è significativamente rallentata in India e in Russia (+4,8% e +1,2%) mentre si è mantenuta piuttosto stabile in Brasile (+1,1%).

Per far fronte al rallentamento globale, lo scorso anno le principali banche centrali hanno intrapreso una nuova fase di politica monetaria molto accomodante con manovre di riduzione dei tassi di interesse e di acquisto di titoli. Ciò ha provocato un'abbondante liquidità sul mercato e un rialzo delle quotazioni degli asset ma non un aumento dell'inflazione internazionale che ha toccato livelli piuttosto bassi nel corso dell'anno.

Negli Stati Uniti la Federal Reserve ha abbassato i tassi di interesse per la prima volta dal 2008 mentre in Europa la BCE ha iniziato un nuovo ciclo di **Quantitative Easing** a tempo indeterminato. Il cambiamento di rotta della politica monetaria statunitense non è stato molto di sostegno all'euro, che ha continuato a deprezzarsi nel corso dell'anno rispetto al dollaro per la debolezza dell'area dell'euro, per il calo del commercio internazionale e per il tono più accomodante della politica della BCE rispetto a quello della Fed.

Il rafforzamento del dollaro è stato comunque determinato, oltre che dalla politica tariffaria statunitense, dal clima di incertezza predominante sulla scena economica internazionale che ha provocato un aumento dei flussi finanziari verso la valuta USA e un deflusso dei capitali dai paesi considerati più rischiosi.

Nel corso dell'anno, gli spazi per un allargamento delle misure monetarie espansive sono apparsi sempre più ridotti richiamando l'importanza del ruolo delle politiche di bilancio per contrastare il rallentamento economico globale. Positivamente, è maturata soprattutto nell'area dell'euro l'intenzione di sostenere la domanda anche con misure fiscali e della spesa. Riguardo a quest'ultima, sono emersi sentimenti comuni sulla necessità di accelerare gli investimenti nell'ambito della transizione energetica, al fine di favorire uno sviluppo più sostenibile.

Nel 2019 il prezzo medio del Brent è stato pari a 64,3 \$/b, inferiore di circa 7 \$/b al valore medio del 2018 di 71 \$/b.

Nel biennio 2017-2018 i prezzi del gas hanno registrato variazioni positive su tutti i principali mercati perché la crescita dell'economia globale e le politiche per il controllo dell'inquinamento locale in alcuni paesi asiatici hanno favorito il consumo mondiale di gas e in particolare di LNG. A partire da ottobre 2018 e per tutto il 2019 si è innescato un cambiamento di tali dinamiche provocato da un rapido aumento dell'offerta. Nel 2019 infatti lo startup dei numerosi nuovi impianti di liquefazione si è attestato su un valore elevato (circa 40 Mtpa) che si è aggiunto agli impianti entrati in esercizio nel corso del 2018 (circa 30 Mtpa). Lo sviluppo della domanda asiatica non è stato in grado di assorbire questi volumi e l'oversupply di gas a livello globale ha depresso le quotazioni spot. In particolare nel 2019:

- sul mercato asiatico il prezzo JKM è stato pari a 5,5 \$/MBtu (-43% rispetto al 2018), in forte flessione per la diminuzione della domanda gas dei tradizionali paesi importatori (Giappone e Corea) e soprattutto per il rallentamento della crescita dei consumi in Cina, riconducibile quest'ultima ad un rallentamento della crescita dell'economia e dell'implementazione di politiche volte a favorire il coal-to-gas switching negli usi finali;
- il surplus di LNG su scala globale ha trovato destinazione in Europa (record di importazioni) andandosi ad aggiungere ai flussi via tubo dei tradizionali paesi fornitori, con la Russia che ha cercato di difendere propria quota di mercato, innescando così una gara al ribasso ed una spirale negativa dei prezzi gas (es. prezzo al NBP 4,7 \$/MBtu, -42% rispetto al 2018);
- negli USA l'Henry Hub si è attestata su una media annuale di 2,5 \$/MBtu (-19% rispetto al 2018). Nonostante l'aumento delle esportazioni, prevalentemente di LNG, l'eccesso di offerta di gas è confermato anche dal marker americano che oltretutto riflette un mercato ancora isolato e caratterizzato da una crescita della produzione interna che prosegue a ritmo sostenuto.

Il mercato del carbone ha risentito a partire dalla seconda metà del 2016 della diminuzione delle produzioni in Cina e del graduale assorbimento dell'oversupply a livello mondiale. Al pari delle altre commodity, nel 2019 il trend si inverte anche per il prezzo spot CIF ARA, che in media si è attestato su un valore di circa 60 \$/ton (vs 93 \$/ton del 2018). In Europa nel settore della generazione elettrica, il boom del costo della CO2 ha sfavorito il carbone nella competizione col gas, consentendo solo agli impianti più efficienti il mantenimento dei livelli produttivi degli anni precedenti.

Il prezzo dell'European Union Allowance (EUA), nel 2019 si è consolidato su una media di 24,8 €/ton (vs la media 2018 di 15,9 €/ton). Tra gennaio e luglio i prezzi hanno continuato a crescere, con quote che hanno raggiunto un picco di quasi 30 €/ton nel mese di luglio, proseguendo il trend rialzista iniziato a maggio 2017. Ciò è avvenuto principalmente a causa dell'avvio della Riserva di Stabilità del Mercato (MSR) entrata in funzione a gennaio 2019.

Dal mese di agosto il prezzo è cominciato a diminuire, risentendo anche delle negoziazioni relative all'eventualità di una "Hard Brexit", che ha causato incertezza sui mercati finanziari. Nel corso del IV trimestre, i prezzi si sono attestati su una media di 24,8 €/ton risentendo della minor produzione da carbone a favore di gas e rinnovabili e dalle pressioni da parte dell'UE per annullare le quote in Germania al fine di sostenere prezzi ETS.

Dopo la battuta d'arresto del 2018, nel 2019 la domanda gas europea riprende il trend positivo che ha caratterizzato il triennio 2015-2017. I dati preliminari mostrano un aumento dei consumi di circa il 4% rispetto al 2018, concentrato principalmente nel termoelettrico. Il maggiore uso del gas nel power è riconducibile in parte ad un incremento della competitività nei confronti del carbone (sia per il basso costo della materia prima sia per la maggiore rilevanza del costo dei certificati di emissione), in parte alle produzioni idroelettriche e nucleari sotto la norma. La domanda gas negli altri settori appare pressoché invariata. L'Italia, terzo paese europeo per consumo di gas, nel 2019 presenta consumi in crescita di circa il 2% rispetto al 2018. Il trend, in linea col resto d'Europa, appare ancora una volta determinato dall'andamento del settore power. A fronte di una domanda elettrica relativamente stabile, le importazioni e l'apporto dell'idro, entrambi inferiori alla media, favoriscono l'utilizzo degli impianti di generazione alimentati a gas.

Evoluzione del quadro normativo

Con la delibera **30/2019/R/eel** l'Autorità intende aggiornare alcuni parametri della disciplina transitoria della specifica remunerazione della disponibilità di capacità di generazione elettrica per l'anno 2018. In particolare Terna, per l'anno 2018, ha determinato il valore del parametro GCAP1 pari a 129.500.000 euro.

Con la delibera **83/2019/R/eel** vengono verificate positivamente le proposte di modifica del Codice di rete formulate da Terna, in relazione al sistema di garanzie che devono essere prestate a Terna dagli utenti del dispacciamento in prelievo (Allegato A.61 al Codice di rete), al fine di irrobustire il sistema di garanzie e contenere l'esposizione del sistema al rischio di controparte.

Con la delibera **103/2019/R/eel** l'Autorità completa il processo di revisione delle zone di mercato avviato con la deliberazione 22/2018/R/eel, definendo la nuova configurazione zonale che troverà applicazione a partire dal 2021.

Con la delibera **107/2019/R/eel** l'Autorità prevede l'aggiornamento, a decorrere dal 1° aprile 2019, delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema e di ulteriori componenti tariffarie relativamente ai settori dell'energia elettrica e del gas.

Con la delibera **131/2019/R/eel** l'Autorità definisce l'ambito territoriale della RIU sita nel Comune di Brindisi (BR), gestita dalla società Enipower S.p.A. individuata con il codice distributore 720 nel Registro delle RIU di cui all'Allegato A alla deliberazione 426/2018/R/eel.

Con la delibera **206/2019/R/eel** l'Autorità aggiorna la disciplina transitoria dell'ulteriore remunerazione della disponibilità di capacità di generazione elettrica per l'anno 2018.

E' stato destinato al riconoscimento del corrispettivo S per l'anno 2019 un importo pari a quello previsto per l'anno 2018 (60 milioni di euro).

Gli importi del corrispettivo dovranno essere riconosciuti da Terna entro il giorno 30 giugno 2019.

Con la delibera **222/2019/R/eel** l'Autorità intende determinare i valori dei parametri tecnico-economici rilevanti ai fini dell'applicazione della disciplina di remunerazione alternativa ai regimi tipici, con riferimento all'impianto essenziale nella disponibilità di Sorgenia S.p.A..

Con la delibera **233/2019/R/eel** l'Autorità intende aggiornare alcuni parametri della disciplina transitoria della specifica remunerazione della disponibilità di capacità di generazione elettrica, per l'anno 2019. In particolare Terna ha determinato il valore del parametro GCAP1 pari a 127.200.000 euro (cifra allineata al valore del 2018, pari a 129.500.000 euro).

Con la delibera **269/2019/R/eel** l'Autorità intende aggiornare l'elenco delle reti private rientranti nel Registro degli ASDC di cui al comma 9.1, lettera b), dell'Allegato A alla deliberazione 539/2015/R/eel (Testo Integrato Sistemi di Distribuzione Chiusi) e l'elenco delle reti private rientranti nel Registro delle RIU di cui al comma 9.1, lettera a), del TISDC.

Come richiesto da Enipower, la rete di Bolgiano è stata eliminata dall'elenco degli ASDC poiché nel corso del 2018 sono state avviate delle attività finalizzate al passaggio ad una configurazione di ASSPC di tipo ASE.

Il 28 giugno 2019, il Ministero dello Sviluppo Economico ha pubblicato il decreto che approva la **disciplina del Capacity Market**, che prevede aste di capacità entro il 2019 per gli anni 2022-2023. Contestualmente Terna ha pubblicato sul proprio sito i vari allegati tecnici relativi alla disciplina.

Con la delibera **281/2019/R/eel** l'Autorità ha rilasciato parere favorevole sullo schema di decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, per l'approvazione della disciplina del mercato della capacità.

Con la delibera **289/2019/R/eel** l'Autorità ha aggiornato la disciplina transitoria dell'ulteriore remunerazione della disponibilità di capacità di generazione elettrica, per l'anno 2019.

Entrando maggiormente nel dettaglio, è stato destinato al riconoscimento del corrispettivo S per l'anno 2019 un importo pari a quello previsto per l'anno 2018 (60 mln€).

Con la delibera **339/2019/R/eel** l'Autorità ha definito l'ambito territoriale della RIU sita nel Comune di Ravenna (RA), gestita dalla Società Enipower S.p.A. individuata con il codice distributore 721 nel Registro delle RIU di cui all'Allegato A alla deliberazione 426/2018/R/eel.

Con la delibera **363/2019/R/eel** l'Autorità ha definito 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 2022 e 2023.

Con la delibera **437/2019/R/eel** l'Autorità ha aggiornato la disciplina transitoria della remunerazione della disponibilità di capacità di generazione elettrica, per gli anni 2020 e 2021.

In particolare:

- per il 2020 Terna ha determinato il valore dei parametri:
 - GCAP1 pari a 120.200.000 € (cifra leggermente inferiore rispetto al 2019, pari a 127.200.000 €), che verrà riconosciuto da Terna entro 31 dicembre 2020;
 - GCAPs pari a 60.000.000 € (come gli anni passati), che verrà riconosciuto da Terna entro il 30 giugno 2021;
- per il 2021 Terna ha determinato il valore dei parametri:
 - GCAP1 pari a 121.500.000 €, che verrà riconosciuto da Terna entro 31 dicembre 2021;
 - GCAPs pari a 60.000.000 € (come gli anni passati), che verrà riconosciuto da Terna entro il 30 giugno 2022.

Con la delibera **557/2019/R/eel** l'Autorità, accettando la proposta di Enipower, ha definito l'ambito territoriale della RIU sita nei Comuni di Ferrera Erbognone (PV), Sannazzaro dè Burgundi (PV) e Pieve Albignola (PV), gestita da Enipower S.p.A. individuata con il codice distributore 718 nel Registro delle RIU di cui all'Allegato A alla deliberazione 426/2018/R/eel.

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 2020:

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 2019.

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 2019 sono state svolte le attività finalizzate al mantenimento delle registrazioni EMAS e delle certificazioni del sistema di gestione di salute e sicurezza (OHSAS 18001), ambiente (ISO 14001) e energia (ISO 50001) a copertura di tutte le attività e siti produttivi di Enipower.

Tutti gli stabilimenti termoelettrici di Enipower sono dotati di Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA). Gli stabilimenti sono oggetto dei periodici sopralluoghi da parte delle Autorità Competenti, come ad esempio l'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale o le Agenzie Regionali per la Protezione dell'Ambiente, che verificano il rispetto dei Piani di Monitoraggio e Controllo dei dati ambientali. Le verifiche effettuate nel corso del 2019 si sono tutte concluse con esito positivo.

Nel 2019 è stato avviato il processo di riesame di tutte le AIA degli stabilimenti Enipower, il cui iter si è concluso solo per l'impianto di Bolgiano con emissione della nuova autorizzazione n. 7334 del 31/10/2019, mentre è ancora in corso per gli altri stabilimenti.

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.

In continuità con gli interventi effettuati lo scorso anno, con l'avvio del nuovo impianto di produzione di demineralizzazione e finissaggio dell'acqua presso lo stabilimento di Brindisi, sono terminati i lavori di collegamento che consentiranno di trattare su tale impianto le acque provenienti dal TAF di Eni Rewind (ex Syndial), altrimenti scaricate in mare, riducendo ulteriormente i prelievi idrici di acqua di mare.

Nel 2019 sono stati completati interventi tecnici sugli impianti finalizzati ad una riduzione dei consumi energetici stimati in 125 tep/anno a regime, corrispondenti a 292 tonnellate di CO₂ equivalente evitate a parità di produzione.

Nell'ambito della partecipazione al terzo 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 2019 ha ottenuto, nei tempi previsti, la certificazione delle emissioni dell'anno 2018 su tutti i propri siti da parte di SGS (Société Générale de Surveillance S.A.), azienda svizzera leader mondiale nei servizi di ispezione, verifica, analisi e certificazione, e ha raggiunto la conformità con la restituzione delle quote per l'anno 2018.

Le emissioni di CO₂ per l'anno 2019, soggette a regolamento Emission Trading System, sono state complessivamente pari a 6.970.292 quote. Per il Piano di Bilanciamento 2019 la società ha potuto disporre di 80.472 quote di CO₂, così come previsto dalle ultime delibere ministeriali. A dicembre 2019 sono state acquistate 4.947.545 quote di CO₂. Le restanti quote di CO₂ che andranno a coprire l'intera restituzione delle quote 2019 saranno acquistate entro il 30 aprile 2020.

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

Nel 2019 si è verificato un infortunio di un contrattista presso lo stabilimento di Ferrera Erbognone. L'evento è stato analizzato ed il piano di azione che ne è scaturito è stato diffuso agli altri siti in ottica preventiva.

Durante l'anno sono proseguite le iniziative di "verifica tra pari" (cd. "HSE peer review") con competitor, sia in Italia che all'estero, anche in ambito dell'associazione di categoria (Elettricità Futura), con il fine di confrontarsi su best practice adottate in materia di sicurezza. Da tali confronti sono emerse diverse opportunità di miglioramento che sono confluite in un piano di miglioramento applicato poi a tutti gli stabilimenti.

Nell'ambito del processo di Digital Transformation di Eni, nel 2019 si è completata l'implementazione degli Smart DPI presso il sito di Ferrera Erbognone e si è estesa l'iniziativa al sito di Ravenna.

In ambito Salute, Enipower ha aderito al Piano di diagnosi precoce, che offre la possibilità di sottoporsi a visite per la diagnosi di alcuni dei tumori più frequenti presso gli ambulatori della Lega Italiana per la Lotta contro i Tumori (LILT) su tutto il territorio nazionale o presso altre strutture sanitarie convenzionate.

Proseguendo quanto fatto nel 2018, anche nel 2019 è stata realizzata un'iniziativa finalizzata alla sensibilizzazione sui temi della "Alimentazione sana", presso lo stabilimento di Brindisi, in cui Enipower ha messo a disposizione dei lavoratori e relativi familiari, per una settimana, la consulenza specialistica di un dietologo.

Nel corso del 2019 è stato inoltre pubblicato il Bilancio di Sostenibilità relativo alle performance HSE per l'anno 2018.

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 2019 la società ha prodotto energia elettrica, al netto degli autoconsumi, per 16.011 gigawattora in incremento del 2,6% rispetto all'anno precedente (15.604 gigawattora nel 2018). La maggior produzione di energia elettrica rispetto all'esercizio precedente è riconducibile alla diversa attività di manutenzione, alla modulazione e per le differenti fermate opportunistiche.

La produzione di vapore per usi industriali è stata di 4.769 migliaia di tonnellate, in diminuzione rispetto al 2018 (4.993 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 58,75%.

Principali dati operativi e di sostenibilità		2017	2018	2019
Capacità produttiva installata	(gigawatt)	3,6	3,6	3,6
Produzione di energia elettrica ¹	(gigawattora)	16.530	15.604	16.011
Vendite di energia elettrica ²		-	-	-
Produzione di vapore	(migliaia di tonnellate)	4.753	4.993	4.769
Vendite di vapore		-	-	-

(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.

(2) A seguito dell'entrata in vigore del contratto di conto lavorazione, attraverso il quale Enipower S.p.A. mette a disposizione di eni spa tutta l'energia prodotta. Con Energia Elettrica venduta si intende l'energia riacquistata da eni spa e rivenduta ai clienti coinsediati.

Investimenti tecnici

Investimenti in immobilizzazioni materiali

Nel 2019 gli investimenti in immobilizzazioni materiali della società ammontano a 28.128 migliaia di euro (41.825 migliaia di euro nel 2018). Gli investimenti hanno riguardato:

- le iniziative destinate a garantire l'operatività, l'upgrading e l'efficienza energetica degli impianti per 21.609 migliaia di euro. Tra i principali interventi si annoverano l'acquisto del rotore a scorta a Ravenna, la sostituzione della cabina a giorno a Brindisi, l'adeguamento e il revamping dei sistemi e della rete elettrica a Brindisi, il revamping dei sistemi di controllo del CC1 e del CC3 e la flessibilizzazione del CC1 a Ferrera Erbognone, gli studi sul carico di punta (Peakers) a Ravenna;
- l'acquisto di palette delle turbine a gas (2.878 migliaia di euro) e ricambi strategici per complessivi 3.641 migliaia di euro relativi principalmente all'acquisto di un rotore a scorta.

Investimenti in immobilizzazioni immateriali e finanziarie

Nel 2019 non sono stati effettuati investimenti in immobilizzazioni immateriali e finanziarie.

Risorse umane

Al 31 dicembre 2019 i dipendenti a ruolo della società sono 304 (301 al 31 dicembre 2018). I dipendenti distaccati presso Enipower da altre società del Gruppo sono 10, i dipendenti di Enipower in distacco presso altre società del Gruppo sono 4.

La ripartizione dei dipendenti per qualifica contrattuale è la seguente:

DIPENDENTI A RUOLO FINE PERIODO (per qualifica)	2017	2018	2019	Var. ass.
DIRIGENTI	11	9	9	
QUADRI	62	62	56	(6)
IMPIEGATI	169	167	171	4
OPERAI	62	63	68	5
TOTALE	304	301	304	3

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

- 14 risorse sono state assunte da mercato esterno;
- 5 risorse sono state trasferite da altre società del gruppo Eni;
- 7 risorse sono state trasferite ad altre società del gruppo Eni;
- 8 risorse hanno risolto il rapporto di lavoro per pensionamento;
- 1 risorsa ha dato le dimissioni.

Nel 2019, a livello organizzativo, si evidenzia la creazione, nell'ambito della struttura di 'Produzione' di sede, di una nuova unità dedicata ai temi del permitting (ottenimento delle autorizzazioni necessarie allo svolgimento delle attività operative), delle attività regolamentate in ambito industriale e dei collegamenti per le relazioni esterne, con contestuale soppressione dell'unità CORE (Collegamenti per le Relazione Esterne) precedentemente collocata alle dipendenze del vertice societario.

Inoltre, le responsabilità delle unità dedicate ai 'Servizi Tecnici' di sede e di Stabilimento sono state maggiormente focalizzate sulla tematica dell'asset integrity; in particolare, nell'ambito della struttura di sede, è stata creata apposita unità denominata 'Coordinamento Asset Integrity e Best Practice Industriali'.

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

2017	(migliaia di euro)	2018	2019	Var. ass.	Var. %
433.319	Ricavi della gestione caratteristica	421.221	436.017	14.796	3,5
10.141	Altri ricavi e proventi	10.256	19.340	9.084	88,6
443.460	Ricavi	431.477	455.357	23.880	5,5
(211.406)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(257.372)	(267.140)	(9.768)	(3,8)
(1.618)	Riprese di valore (svalutazioni nette) di crediti commerciali e altri crediti	(480)	223	703	146,5
(24.174)	Costo lavoro	(25.031)	(26.304)	(1.273)	(5,1)
(98.551)	Ammortamenti	(63.131)	(64.862)	(1.731)	(2,7)
(520)	Riprese di valore (svalutazioni nette) di attività materiali		38.383	38.383	100,0
6	Radiazioni	(49)	(700)	(651)	(1.328,6)
107.197	Utile operativo	85.414	134.957	49.543	58,0
(75)	Proventi (oneri) finanziari netti	(514)	(2.216)	(1.702)	(331,1)
30.414	Proventi netti su partecipazioni	28.884	18.684	(10.200)	35,3
137.536	Utile prima delle imposte	113.784	151.425	37.641	33,1
(34.772)	Imposte sul reddito	(25.414)	(36.069)	(10.655)	(41,9)
(25,3)	Tax rate (%)	(22,3)	(23,8)	(1,5)	
102.764	Utile netto	88.370	115.356	26.986	30,5

Utile Operativo

Nel 2019 la società ha registrato un utile operativo di 134.957 migliaia di euro.

L'utile operativo evidenzia un risultato superiore a quello registrato nell'esercizio precedente per 49.543 migliaia di euro, derivante dai seguenti fenomeni:

- +38,4 milioni di euro è riconducibile alla ripresa di valore degli impianti di generazione elettrica, in seguito all'Addendum al contratto di Conto Lavorazione con Eni il cui orizzonte temporale è stato esteso ed allineato alla vita utile delle centrali;
- +7,9 milioni di euro derivanti da fenomeni non ricorrenti relativi principalmente a passati esercizi, in particolare dovuti ai conguagli della componente di remunerazione del capitale investito dell'anno 2018, a seguito dell'Addendum al contratto di Conto Lavorazione;
- +7,7 milioni di euro derivanti dalle attività di Conto Lavorazione. L'incremento è principalmente riconducibile ai maggiori margini per attività sul Mercato dei servizi di Dispacciamento (+2,1 milioni), al conseguimento del corrispettivo pro-quota del Capacity Payment 2019 (+3,4 milioni) e alla maggiore componente a remunerazione del capitale (+9,1 milioni), parzialmente compensato dalla minore efficienza realizzata sui costi operativi (-8,6 milioni di euro);
- +2,0 milioni di euro derivanti da altri fenomeni non ricorrenti relativi a passati esercizi, di cui +3,1 milioni di euro afferenti al Capacity Payment del 2018;
- -4,1 milioni di euro derivanti dalle attività di Gestione delle RIU per l'applicazione delle tariffe differenziate praticate ai clienti energivori;
- -0,7 milioni di euro per radiazione di quote CO2 capitalizzate in anni precedenti.

Risultato netto

Nel 2019 il risultato netto evidenzia un utile di 115.356 migliaia di euro che riflette il miglioramento del risultato operativo (+49.543 migliaia di euro), fenomeno compensato parzialmente dal peggioramento della gestione finanziaria/partecipazioni (-11.902 migliaia di euro), per effetto principalmente dei minori dividendi incassati rispetto all'anno 2018, e da maggiori imposte dell'esercizio (-10.655 migliaia di euro).

Analisi delle voci del conto economico

Ricavi

Nel 2019 la società ha registrato ricavi nella gestione caratteristica per 436.017 migliaia di euro in aumento di 14.796 migliaia di euro rispetto al 2018 (421.221 migliaia di euro nel 2018).

A partire dal 1° gennaio 2018, in seguito all'applicazione del principio IFRS 15, i ricavi per la partecipazione al Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) sono registrati direttamente a riduzione dei relativi costi (130.612 migliaia di euro nel 2019, 117.034 migliaia di euro nel 2018).

I ricavi dell'esercizio sono essenzialmente così composti:

- 395.112 migliaia di euro (366.027 migliaia di euro nel 2018) per il contratto di Conto Lavorazione con Eni determinati sulla base del nuovo addendum al contratto di Tolling;
- 20.194 migliaia di euro (27.141 migliaia di euro nel 2018) per il contratto di tolling con EniServizi. Si segnala che dal 2020 Eni subentrerà ad EniServizi in qualità di toller per la centrale di Bolgiano;
- 14.688 migliaia di euro per l'erogazione di servizi di connessione, misura e trasporto (21.963 migliaia di euro nel 2018).

Gli altri ricavi per 19.340 migliaia di euro (10.256 migliaia di euro nel 2018) si riferiscono principalmente a:

- proventi da cessione di diritti di emissione per 9.809 migliaia di euro;
- proventi per cessione di certificati bianchi per 8.718 migliaia di euro.

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

Nel 2019 la società ha sostenuto costi per 267.140 migliaia di euro in aumento di 9.768 migliaia di euro rispetto al 2018 (257.372 migliaia di euro nel 2018).

A partire dal 1° gennaio 2018, in seguito all'applicazione del principio IFRS 15, i ricavi per la partecipazione al Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) sono registrati direttamente a riduzione dei relativi costi (130.612 migliaia di euro nel 2019, 117.034 migliaia di euro nel 2018).

I costi dell'esercizio sono principalmente così articolati:

- 176.624 migliaia di euro (157.051 migliaia di euro nel 2018) per gli oneri associati all'acquisto di emission rights;
- 38.789 migliaia di euro (49.998 migliaia di euro nel 2018) per materiali e servizi di manutenzione.

Si evidenziano inoltre:

- costi verso Eni per servizi di supporto al business per 14.148 migliaia di euro (14.102 migliaia di euro nel 2018);
- riaddebiti per servizi manageriali prestati alle società controllate Enipower Mantova (3.014 migliaia di euro) e SEF (3.564 migliaia di euro);
- oneri per l'Imposta Municipale sugli Immobili di 957 migliaia di euro.

Tra gli accantonamenti netti a fondi rischi e oneri figurano 90 migliaia di euro per l'utilizzo per esubero del fondo rischi e oneri ambientali e 35 migliaia di euro per l'utilizzo per esubero del fondo smantellamento e ripristino siti.

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

Nel 2019 il fondo svalutazione crediti commerciali si è decrementato per 391 migliaia di euro e si sono registrate perdite su crediti commerciali per 168 migliaia di euro.

Costo lavoro

Nel 2019 il costo lavoro sostenuto dalla società è stato di 26.304 migliaia di euro (25.031 migliaia di euro nel 2018) in aumento di 1.273 migliaia di euro. L'aumento è riconducibile principalmente alle variazioni intervenute nel numero di dipendenti e nella composizione del personale per qualifica contrattuale.

Ammortamenti

Nel 2019 gli ammortamenti sono stati di 64.862 migliaia di euro (63.131 migliaia di euro nel 2018).

Gli ammortamenti sono relativi per 63.364 migliaia di euro alle immobilizzazioni materiali e per 1.498 migliaia di euro ai diritti di utilizzo di attività in leasing.

Riprese di valore (svalutazioni nette) di attività materiali

Nel 2019 in seguito alle risultanze dell'impairment test effettuato sulle immobilizzazioni materiali si è effettuata la ripresa di valore di cespiti in precedenza svalutati per 38.383 migliaia di euro (19.977 migliaia di euro sulla Cash Generating Unit di Ferrera Erbognone e 18.406 migliaia di euro sulla Cash Generating Unit di Ravenna).

Proventi (oneri) finanziari netti

Nel 2019 la società ha sostenuto oneri finanziari netti per 2.216 migliaia di euro in aumento di 1.702 migliaia di euro rispetto al 2018 (514 migliaia di euro). Il saldo della gestione finanziaria si articola principalmente in:

- 931 migliaia di euro relativi a commissioni sulla giacenza media dei conti correnti presso Eni;
- 802 migliaia di euro relativi a interessi passivi per debiti finanziari verso Eni;
- 305 migliaia di euro relativi a interessi passivi per debiti finanziari per leasing;
- 186 migliaia di euro riferiti essenzialmente a oneri su TFR e Fidej (59 migliaia di euro), all'attualizzazione dei fondi oneri ambientali e smantellamento impianti (123 migliaia di euro) e all'adeguamento dei fondi mobilità (4 migliaia di euro).

Proventi netti su partecipazione

Nel 2019 la società ha registrato proventi da partecipazione distribuiti da Enipower Mantova per 18.684 migliaia di euro (18.864 migliaia di euro nel primo semestre 2018). SEF non ha distribuito dividendi nel 2019 (10.200 migliaia di euro nel primo semestre 2018).

Imposte sul reddito

La gestione fiscale ammonta a 36.069 migliaia di euro (25.414 migliaia di euro nel 2018, di cui imposte correnti per 11.624 migliaia di euro e oneri per fiscalità differita per 13.790 migliaia di euro) e comprende imposte correnti Ires e Irap per 25.844 migliaia di euro, a cui si aggiungono oneri per la fiscalità differita per 10.225 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)	31.12.2018	31.12.2019	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	756.029	753.492	(2.537)
Attività immateriali	604		(604)
Diritto di utilizzo di attività in leasing		12.156	12.156
Partecipazioni	179.153	179.153	
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	165	143	(22)
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(19.986)	(10.525)	9.461
	915.965	934.419	18.454
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	12.534	15.532	2.998
Crediti commerciali	253.531	124.641	(128.890)
Debiti commerciali	(208.348)	(117.694)	90.654
Debiti tributari e fondo imposte netto	(16.279)	(41.908)	(25.629)
Fondi per rischi e oneri	(21.084)	(19.738)	1.346
Altre a (passività) d'esercizio	(30.801)	(25.734)	5.067
	(10.447)	(64.901)	(54.454)
Fondi per benefici ai dipendenti	(4.922)	(5.095)	(173)
Attività e passività destinate alla vendita			
CAPITALE INVESTITO NETTO	900.596	864.423	(36.173)
PATRIMONIO NETTO	1.174.539	1.176.388	1.849
Indebitamento finanziario netto	(273.943)	(311.965)	(38.022)
COPERTURE	900.596	864.423	(36.173)

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

Capitale immobilizzato

Il capitale immobilizzato al 31 dicembre 2019 è pari a 934.419 migliaia di euro, in aumento di 18.454 migliaia di euro per effetto principalmente dell'iscrizione del diritto di utilizzo di attività in leasing per First Application del principio IFRS 16 (8.302 migliaia di euro), delle riprese di valore di cespiti in precedenza svalutati effettuate in seguito a impairment test (38.383 migliaia di euro), degli investimenti tecnici dell'esercizio (28.128 migliaia di euro) e della diminuzione dei debiti per attività di investimento (9.461 migliaia di euro), fenomeni compensati in parte dagli ammortamenti di periodo (64.862 migliaia di euro).

Gli immobili, impianti e macchinari al 31 dicembre 2019 sono 753.492 migliaia di euro (756.029 migliaia di euro a fine 2018) ed evidenziano una riduzione di 2.537 migliaia di euro principalmente dovuta agli ammortamenti dell'anno per 63.364 migliaia di euro, compensati dalle riprese di valore di cespiti in precedenza svalutati effettuate in seguito a impairment test (38.383 migliaia di euro), dagli investimenti dell'anno per 28.128 migliaia di euro, e dalla riclassifica dell'impianto di demineralizzazione e finissaggio dell'acqua presso lo stabilimento di Brindisi tra i diritti di utilizzo di attività in leasing secondo quanto previsto dal principio IFRS 16 (5.195 migliaia di euro al 31 dicembre 2018).

I diritti di utilizzo di attività in leasing comprendono le reti elettriche presso Brindisi e Ravenna in locazione da Versalis e Eni Rewind (ex Syndial) per 6.979 migliaia di euro, l'impianto di demineralizzazione e finissaggio dell'acqua presso lo stabilimento di Brindisi per 4.924 migliaia di euro e le auto in leasing per 253 migliaia di euro.

Le immobilizzazioni immateriali al 31 dicembre 2019 risultano pari a zero in seguito alla radiazione di costi capitalizzati nei precedenti esercizi sostenuti per l'acquisto di emission rights (604 migliaia di euro nel 2018).

Le partecipazioni al 31 dicembre 2019 sono pari a 179.153 migliaia di euro (medesimo valore del 2018).

Al 31 dicembre 2019 i debiti netti relativi all'attività d'investimento ammontano a 10.525 migliaia di euro in diminuzione di 9.461 migliaia di euro rispetto al 31 dicembre 2018.

Capitale di esercizio netto

Al 31 dicembre 2019 il capitale d'esercizio netto è di -64.901 migliaia di euro in aumento di 54.454 migliaia di euro rispetto al 31 dicembre 2018 (-10.477 migliaia di euro). L'aumento è prevalentemente riconducibile alla diminuzione dei crediti commerciali e all'aumento dei debiti tributari e del fondo imposte netto, compensati in parte dalla diminuzione dei debiti commerciali e dalle variazioni intervenute nelle altre voci del capitale di esercizio netto.

Il capitale di esercizio netto si articola in:

- rimanenze per 15.532 migliaia di euro, in aumento di 2.998 migliaia di euro;
- crediti commerciali per 124.641 migliaia di euro in diminuzione di 128.890 migliaia di euro principalmente verso Eni e verso altre imprese del gruppo;
- debiti commerciali per 117.694 migliaia di euro, in diminuzione di 90.654 migliaia di euro costituiti principalmente da debiti verso fornitori terzi (33.931 migliaia di euro) e verso il mercato per acquisto di emission rights (48.653 migliaia di euro) e verso la controllante Eni (25.128 migliaia di euro);
- debiti tributari e fondo imposte netto per -41.908 migliaia di euro, in aumento di 25.629 migliaia di euro per effetto principalmente:
 - dall'aumento delle passività per imposte differite per 10.189 migliaia di euro principalmente per l'iscrizione di imposte differite relative alla ripresa di valore operata su cespiti in precedenza svalutati per 38.383 migliaia di euro;
 - dell'aumento dei debiti tributari per 15.366 migliaia di euro, principalmente per la variazione dei debiti verso Eni per consolidato fiscale Ires per 15.482 migliaia di euro;
 - della diminuzione dei crediti tributari per 74 migliaia di euro, riconducibile principalmente all'incasso di crediti per ritenute di acconto relativi alla dichiarazione 2018;
- fondi per rischi e oneri di 19.738 migliaia di euro (21.084 migliaia di euro a fine 2018) in diminuzione di 1.346 migliaia di euro per effetto principalmente:
 - della diminuzione di 850 migliaia di euro dei fondi smantellamento e ripristino siti e dei fondi per rischi e oneri ambientali;
 - della diminuzione di 371 migliaia di euro a fronte oneri del fondo imposte per contenziosi relativamente all'accise del sito di Ravenna anno 2004.

- altre passività nette di esercizio di -25.734 migliaia di euro (-30.801 migliaia di euro a fine 2018) che diminuiscono di 5.067 migliaia di euro principalmente in seguito alla restituzione parziale per 3.571 migliaia di euro del deposito cauzionale infruttifero ricevuto da Eni, 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 Utente.

Tra le altre passività figurano inoltre gli oneri per 1.107 migliaia di euro (1.298 migliaia di euro nel 2018) 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 5.095 migliaia di euro (4.922 migliaia di euro nel 2018) si riferiscono al trattamento di fine rapporto (TFR) per 3.400 migliaia di euro, al fondo integrativo sanitario dirigenti (FISDE) per 783 migliaia di euro e ad altri fondi per benefici definiti a dipendenti per 912 migliaia di euro.

Riconduzione dell’utile complessivo

(migliaia di euro)	2018	2019
Utile netto dell'esercizio	88.370	115.356
Altre componenti dell'utile complessivo:		
- Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti	(73)	(189)
- Effetto fiscale	13	77
Totale altre componenti dell'utile complessivo, al netto dell'effetto fiscale	(60)	(112)
Totale utile complessivo dell'esercizio	88.310	115.244

Indebitamento finanziario netto

(migliaia di euro)	31.12.2018	31.12.2019	Var. ass.
Debiti finanziari	5.195	11.765	6.570
Debiti finanziari a lungo termine	4.367	9.712	5.345
Debiti finanziari a breve termine	828	2.053	1.225
Disponibilità liquide ed equivalenti	(279.138)	(43.828)	235.310
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa		(279.902)	(279.902)
Indebitamento finanziario netto	(273.943)	(311.965)	(38.022)
Patrimonio netto	1.174.539	1.176.388	1.849
Leverage	(0,23)	(0,27)	(0,04)

Al 31 dicembre 2019 l'indebitamento finanziario netto ammonta a -311.965 migliaia di euro (-273.943 migliaia di euro al 31 dicembre 2018) in aumento di 38.022 migliaia di euro rispetto al 31 dicembre 2018. L'indebitamento finanziario netto a lungo termine unitamente alla quota a breve di debiti finanziari a lungo è di 11.765 migliaia di euro, in aumento di 6.570 migliaia di euro rispetto al 31 dicembre 2018 principalmente in seguito all'iscrizione tra le immobilizzazioni in leasing finanziario delle reti elettriche, presso Brindisi e Ravenna, in locazione da Versalis e Eni Rewind (ex Syndial) per 8.000 migliaia di euro, e delle auto in leasing per 302 migliaia di euro secondo quanto previsto dal principio IFRS 16.

Le disponibilità liquide ed equivalenti sono pari a 43.828 migliaia di euro, in diminuzione di 235.310 migliaia di euro rispetto al 31 dicembre 2018 in seguito principalmente alla costituzione di un deposito a breve termine presso Eni per 279.902 migliaia di euro, generando complessivamente un saldo positivo della gestione finanziaria.

Patrimonio netto

Al 31 dicembre 2019 il patrimonio netto è pari a 1.176.388 migliaia di euro ed è composto da: capitale sociale (944.948 migliaia di euro), riserva legale (63.812 migliaia di euro), altre riserve (6.759 migliaia di euro), utili/perdite portati a nuovo (45.513 migliaia di euro) e utile dell'esercizio (115.356 migliaia di euro).

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)

2017	(migliaia di euro)	2018	2019	Var. ass.
102.764	Utile netto	88.370	115.356	26.986
	Rettifiche per ricondurre l'utile al flusso di cassa da attività operativa:			
99.245	- ammortamenti e altri componenti non monetari	63.139	27.330	(35.809)
	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(3)		3
4.285	- dividendi, interessi e imposte	(3.600)	19.417	23.017
(14.280)	Variazione del capitale di esercizio	(24.259)	28.951	53.210
10.844	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	29.423	6.422	(23.001)
202.858	Flusso di cassa netto da attività operativa	153.070	197.476	44.406
(27.819)	Investimenti tecnici	(41.824)	(28.128)	13.696
(3)	Dismissioni di attività materiali	127		(127)
15.300	Dismissioni di partecipazioni	14.032		(14.032)
(52)	Crediti finanziari strumentali all'attività operativa - investimento	22	22	
1.060	Altre variazioni relative all'attività di investimento	4.993	(9.461)	(14.454)
191.344	Free cash flow	130.420	159.909	29.489
	Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa - investimento		(279.902)	(279.902)
	Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa - disinvestimento	90		(90)
(54.550)	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	(512)		512
	Rimborso debiti per leasing		(1.923)	(1.923)
(100.164)	Flusso di cassa del capitale proprio	(59.532)	(113.394)	(53.862)
36.630	FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	70.466	(235.310)	(305.776)

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

31.12.2017	(migliaia di euro)	31.12.2018	31.12.2019	Var. ass.
191.344	Free cash flow	130.420	159.909	29.489
	Altre variazioni dell'indebitamento finanziario netto (iscrizione leasing finanziario)	(5.707)	(8.302)	(2.595)
	Incremento debiti per leasing		(123)	(123)
	Altre variazioni dell'indebitamento finanziario netto		(68)	(68)
(100.164)	Flusso di cassa del capitale proprio	(59.532)	(113.394)	(53.862)
91.180	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	65.181	38.022	(27.159)

(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 2019 la società ha generato un free cash flow per 159.909 migliaia di euro risultante dalla differenza tra la cassa generata dall'attività operativa per 197.476 migliaia di euro, compensata da quella impiegata per l'attività di investimento per 37.567 migliaia di euro.

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)	31.12.2018	31.12.2019	Var. ass.
Utile operativo		49.453	49.737	284
Utile netto		35.741	35.842	101

Società Enipower Ferrara Srl

	(migliaia di euro)	31.12.2018	31.12.2019	Var. ass.
Utile operativo		18.560	13.745	(4.815)
Utile netto		12.534	9.073	(3.461)

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 tolling in essere con Enipower Mantova S.p.A., stipulato nel 2006.

Nel 2019 Enipower Mantova ha conseguito l'utile netto di 35.842 migliaia di euro (35.741 migliaia di euro nel 2018). Si registrano un miglioramento della performance operativa rispetto all'esercizio precedente (+284 migliaia di euro), un lieve peggioramento della gestione finanziaria (-157 migliaia di euro) e maggiori imposte di competenza dell'esercizio (-26 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 tolling con Eni S.p.A..

Nel 2019 la società ha conseguito un utile netto di 9.073 migliaia di euro in diminuzione di 3.461 migliaia di euro rispetto all'anno precedente (12.534 migliaia di euro). Rispetto al 2018 si registrano principalmente un peggioramento della performance operativa (-4.815 migliaia di euro) e minori imposte di competenza dell'esercizio (+1.372 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:
 - a. indisponibilità/ mancata affidabilità di impianti o asset;
 - b. innovazione tecnologica;
 - c. infortuni a dipendenti e/o contrattisti;
 - d. rischio normativo/regolatorio Gas & Power;
 - e. criticità gestione rifiuti;
 - f. impatti legati alla complessità e all'evoluzione della Normativa HSE;
 - g. danni da eventi naturali.

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 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.

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. 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 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".

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.

Evoluzione prevedibile della gestione

La società prosegue nell'attività di generazione elettrica in regime di Conto Lavorazione per Eni, alla quale si è affiancata dal 1° gennaio 2018 l'attività di Distribuzione e Misura di energia elettrica a seguito dell'entrata in vigore del testo Integrato dei Sistemi di Distribuzione Chiusi (TISDC).

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 del 2020-2023 si segnalano l'installazione di una nuova caldaia e la realizzazione di interventi per incrementare l'affidabilità dell'impianto TG501 e il progetto di installazione di due nuove turbine nel sito di Ravenna denominate Peakers per cogliere l'opportunità della richiesta di nuova capacità. Inoltre proseguono le attività di revamping dei sistemi e della rete elettrica e la sostituzione a Brindisi, il revamping dei sistemi di controllo delle turbine a gas, all'acquisto dei materiali per la sostituzione delle palette e le iniziative per incrementare l'affidabilità e la flessibilità degli impianti.

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 Enipower 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.

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 2019, 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 1 dicembre 2019 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.

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Dopo la chiusura dell'esercizio 2019 non si sono verificati eventi riconducibili alla società che possono avere effetti rilevanti sul bilancio della stessa.

Va tuttavia evidenziato che, alla data di redazione del bilancio, non debbano essere sottovalutati alcuni fattori di criticità collegati l'emergenza e la diffusione del Covid 19 (di seguito "Coronavirus") che, nelle prime settimane del 2020, ha inizialmente impattato l'attività economica in Cina e successivamente negli

altri Paesi, e in modo particolare in Italia. Tali fattori sono stati considerati come eventi che non comportano rettifiche sui saldi del bilancio 2019.

Alla fine del mese di gennaio 2020 l'Organizzazione Mondiale della Sanità ha dichiarato l'epidemia da COVID-19 un'emergenza di sanità pubblica di rilevanza internazionale con la diffusione del virus che ha accelerato bruscamente nelle ultime settimane, con focolai in Italia e un numero crescente di paesi dell'Unione Europea e del mondo.

A fronte dei decreti governativi emanati in queste settimane, Eni S.p.A. ha emesso il documento denominato "Piano di Preparazione e Risposta all'Epidemia di COVID-19 - Template per le Linee Datoriali in Italia". Questo documento descrive un approccio operativo al fine di identificare e contenere la diffusione del COVID-19. La società in data 17.03.2020, ha integrato il Medical Emergency Response Plan (MERP), emesso in data 16 gennaio 2017, con il Template di Eni sopracitato. Gli stabilimenti hanno emesso circolari operative coerenti con il MERP societario, al fine di cogliere specificità locali, con particolare riferimento alla "gestione multisito".

Tutti i documenti sopra citati sono passibili di continue variazioni legate alle direttive governative.

Al fine di contenere le occasioni di contagio, le attività nei siti produttivi sono state riprogrammate con l'obiettivo di minimizzare la presenza fisica delle nostre persone negli uffici e di salvaguardare la salute delle persone.

Tenuto conto degli elementi di assoluta aleatorietà riguardo alla diffusione dell'epidemia e delle conseguenti manovre che sono state messe in atto dai Governi per contrastarla, si verificheranno effetti significativamente negativi sull'economia internazionale ed italiana, che potrebbero riflettersi sui risultati del 2020.

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 2018		31 dicembre 2019	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Capitale immobilizzato				
Immobili, impianti e macchinari		756.029		753.492
Attività immateriali		604		
Diritti di utilizzo di attività in leasing				12.156
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e Altre partecipazioni		179.153		179.153
Crediti finanziari e Titoli strumentali all'attività operativa		165		143
Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:		(19.986)		(10.525)
- crediti relativi all'attività di investimento/disinvestimento				
- debiti per attività di investimento	(19.986)		(10.525)	
Totale Capitale immobilizzato		915.965		934.419
Capitale di esercizio netto				
Rimanenze		12.534		15.532
Crediti commerciali		253.531		124.641
Debiti commerciali		(208.348)		(117.694)
Debiti tributari e fondo imposte netto, composti da:		(16.279)		(41.908)
- debiti verso controllanti per consolidato fiscale	(7.850)		(23.192)	
- debiti verso controllanti per liquidazione iva di gruppo	(9)		(6)	
- passività per imposte sul reddito correnti				
- passività per altre imposte correnti	(684)		(712)	
- passività per imposte differite	(44.397)		(53.263)	
- attività per imposte sul reddito non correnti	409		416	
- attività per imposte sul reddito correnti	1.062		1.043	
- attività per altre imposte correnti	65		2	
- attività per imposte anticipate compensabili	35.125		33.804	
Fondi per rischi ed oneri		(21.084)		(19.738)
Altre attività (passività), composte da:		(30.801)		(25.734)
- altri crediti	1.917		1.271	
- altre attività correnti	1.281		1.231	
- altri crediti e altre attività non correnti	924		56	
- acconti e anticipi, altri debiti	(6.530)		(5.360)	
- altre passività correnti	(16.587)		(15.307)	
- altri debiti e altre passività non correnti	(11.806)		(7.625)	
Totale Capitale di esercizio netto		(10.447)		(64.901)
Fondi per benefici ai dipendenti		(4.922)		(5.095)
CAPITALE INVESTITO NETTO		900.596		864.423
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		1.174.539		1.176.388
Indebitamento finanziario netto				
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:		5.195		11.765
- passività finanziarie a lungo termine	4.367		9.712	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	828		2.053	
a dedurre:				
Disponibilità liquide ed equivalenti		(279.138)		(43.828)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa				(279.902)
Totale Indebitamento finanziario netto		(273.943)		(311.965)
COPERTURE		900.596		864.423

Rendiconto finanziario riclassificato

Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale	2018		2019	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
(migliaia di euro)				
Utile netto		88.370		115.356
Rettifiche per ricondurre l'utile al flusso di cassa da attività operativa:				
Ammortamenti e altri componenti non monetari		63.139		27.330
- ammortamenti	63.131		64.862	
- rivalutazioni nette di attività materiali			(38.383)	
- radiazioni	49		700	
- altre variazioni			(4)	
- variazione fondo per benefici ai dipendenti	(41)		155	
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(3)		0
Dividendi, interessi e imposte		(3.600)		19.417
- dividendi	(28.884)		(18.684)	
- interessi attivi	(136)		(7)	
- interessi passivi	6		2.039	
- imposte sul reddito	25.414		36.069	
Variazione del capitale di esercizio		(24.259)		28.951
- rimanenze	(1.134)		(2.998)	
- crediti commerciali	(51.423)		128.890	
- debiti commerciali	94.769		(90.430)	
- fondi per rischi e oneri	(5.888)		(1.346)	
- altre attività e passività	(60.583)		(5.165)	
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati		29.423		6.422
- dividendi incassati	28.884		18.684	
- interessi incassati	129			
- interessi pagati	(6)		(1.883)	
- imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	416		(10.379)	
Flusso di cassa netto da attività operativa		153.070		197.476
Investimenti tecnici		(41.824)		(28.128)
- attività materiali	(41.824)		(28.128)	
- attività immateriali				
Dismissioni		14.159		0
- attività materiali	127			
- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda				
- partecipazioni	14.032			
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa - investimento		22		22
Altre variazioni relative all'attività di investimento		4.993		(9.461)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	4.993		(9.461)	
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento				
Free cash flow		130.420		159.909
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa - investimento				(279.902)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa - disinvestimento		90		
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		(512)		
- rimborsi di debiti finanziari non correnti	(512)			
- variazione di debiti finanziari correnti				
Rimborso debiti per leasing				(1.923)
Flusso di cassa del capitale proprio		(59.532)		(113.394)
- dividendi pagati	(59.532)		(113.394)	
Altre variazioni delle disponibilità liquide (conguaglio scissione Livorno)				
Flusso di cassa netto del periodo		70.466		(235.310)



Bilancio 2019

Stato patrimoniale

(in euro)	Note	31.12.2018		31.12.2019	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
ATTIVITA'					
ATTIVITA' CORRENTI					
Disponibilità liquide ed equivalenti	(5)	279.138.771	279.126.948	43.828.314	43.818.828
Altre attività finanziarie	(6)			279.902.459	279.902.459
Crediti commerciali e altri crediti	(7)	255.448.359	255.652.260	125.912.227	126.488.002
Rimanenze	(8)	12.534.680		15.531.601	
Attività per imposte sul reddito	(9)	1.061.798		1.043.316	
Attività per altre imposte	(9)	64.823		1.843	
Altre attività	(10)	1.281.217	1.191.217	1.231.633	1.141.663
		549.529.648		467.451.393	
ATTIVITA' NON CORRENTI					
Immobili, impianti e macchinari	(11)	750.427.500		753.492.452	
Diritto di utilizzo di attività in leasing	(13)	5.601.700		12.155.913	
Attività immateriali	(12)	603.547			
Partecipazioni in imprese controllate, collegate e a controllo congiunto	(15)	179.010.033		179.010.033	
Altre partecipazioni	(16)	142.866		142.866	
Altre attività finanziarie	(17)	165.151		142.988	
Attività per imposte sul reddito	(9)			416.439	
Altre attività	(10)	1.332.604	911.918	55.694	38.437
		937.283.401		945.416.386	
TOTALE ATTIVITA'		1.486.813.049		1.412.867.779	
PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO					
PASSIVITA' CORRENTI					
Passività finanziarie a breve termine	(20)	157		140	
Passività per leasing a breve termine	(21)	828.000		2.053.415	1.105.096
Debiti commerciali e altri debiti	(18)	242.723.923	152.862.048	156.776.305	47.294.673
Passività per altre imposte	(9)	685.446		712.280	
Altre passività	(19)	16.587.489	16.165.567	15.307.188	14.885.267
		260.825.015		174.849.328	
PASSIVITA' NON CORRENTI					
Passività finanziarie a lungo termine	(20)				
Passività per leasing a lungo termine	(21)	4.367.352		9.712.199	6.353.749
Fondi per rischi e oneri	(23)	21.083.925		19.738.405	
Fondi per benefici ai dipendenti	(24)	4.922.047		5.095.409	
Passività per imposte differite	(25)	9.270.635		19.459.375	
Altre passività non correnti	(19)	11.805.816	7.069.414	7.624.974	3.501.667
		51.449.776		61.630.362	
TOTALE PASSIVITA'		312.274.790		236.479.691	
PATRIMONIO NETTO					
Capitale sociale	(26)	944.947.849		944.947.849	
Riserva sovrapprezzo azioni		2.329.765		2.329.765	
Riserva legale		59.393.674		63.812.158	
Altre riserve		4.541.703		4.429.638	
Utili relativi a esercizi precedenti		74.955.585		45.513.042	
Utile (Perdita) dell'esercizio		88.369.683		115.355.636	
TOTALE PATRIMONIO NETTO		1.174.538.259		1.176.388.088	
TOTALE PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO		1.486.813.049		1.412.867.779	

I dati presenti nella colonna 2019 differiscono da quanto pubblicato lo scorso anno in seguito all'applicazione del principio IFRIC23.

Le voci impattate sono: le altre attività non correnti, le attività per imposte sul reddito non correnti

Conto economico

(in euro)	Note	2018		2019	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
RICAVI	(28)				
Ricavi della gestione caratteristica		421.220.915	420.434.413	436.016.910	435.712.971
Altri ricavi e proventi		10.256.096	8.607.755	19.340.633	18.792.609
Totale ricavi		431.477.011		455.357.543	
COSTI OPERATIVI	(29)				
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		257.372.226	256.795.742	267.139.787	217.741.361
Riprese di valore (Svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti		479.493		(223.320)	
Costo lavoro		25.030.914	(50.946)	26.304.207	414.026
AMMORTAMENTI		63.131.168		64.861.997	
RIPRESE DI VALORE (SVALUTAZIONI) NETTE DI ATTIVITA' MATERIALI ED IMMATERIALI				(38.382.849)	
RADIAZIONI		(49.227)		(700.262)	
UTILE OPERATIVO		85.413.984		134.957.460	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	(30)				
Proventi finanziari		136.450	129.203	8.058	
Oneri finanziari		(650.709)	(6.932)	(2.224.468)	2.012.443
		(514.259)		(2.216.409)	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(31)				
- Altri proventi (oneri) su partecipazioni		28.884.000	28.884.000	18.684.000	18.684.000
		28.884.000		18.684.000	
Utile prima delle imposte		113.783.725		151.425.050	
Imposte sul reddito	(32)	(25.414.042)		(36.069.414)	
Utile (Perdita) netta dell'esercizio		88.369.683		115.355.636	

Prospetto dell'utile complessivo

(migliaia di euro)	note	2018	2019
Utile/Perdita netto dell'esercizio		88.370	115.356
Altre componenti dell'utile complessivo:			
- Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti	(23)	(73)	(189)
- Effetto fiscale	(23)	13	77
Totale altre componenti dell'utile complessivo, al netto dell'effetto fiscale		(60)	(112)
Totale utile/perdita complessivo dell'esercizio		88.310	115.244

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

Patrimonio netto di Enipower										
	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 /m perdita a nuovo	Utile dell'esercizio	Totale
(migliaia di euro)										
Saldi al 31 dicembre 2016	944.948	48.663	2.330	19	418		4.106	30.752	111.855	1.143.091
Utile dell'esercizio									102.764	102.764
Altre componenti dell'utile complessivo:										
IAS 19 OCI 2017							57			57
IFRS 2 incentivo lungo termine azionario						1				1
Totale utile complessivo esercizio 2017						1	57			58
Operazioni con gli azionisti:										
Attribuzione dividendo									(100.164)	(100.164)
Destinazione utile residuo		5.593						6.098	(11.691)	
Totale operazioni con gli azionisti:		5.593						6.098	(111.855)	(100.164)
Saldi al 31 dicembre 2017	944.948	54.256	2.330	19	418	1	4.163	36.850	102.763	1.145.748

Patrimonio netto di Enipower										
	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
(migliaia di euro)										
Saldi al 31 dicembre 2017	944.948	54.256	2.330	19	418		4.163	36.850	102.763	1.145.748
Modifiche criteri contabili IFRS 9								12		12
Saldi al 31 dicembre 2017 rettificati	944.948	54.256	2.330	19	418		4.163	36.862	102.763	1.145.759
Utile dell'esercizio									88.370	88.370
Altre componenti dell'utile complessivo:										
IAS 19 OCI 2018							(60)			(60)
Totale utile complessivo esercizio 2018							(60)			(60)
Operazioni con gli azionisti:										
Attribuzione dividendo									(59.532)	(59.532)
Destinazione utile residuo		5.138						38.094	(43.232)	
Totale operazioni con gli azionisti:		5.138						38.094	(102.764)	(59.532)
Saldi al 31 dicembre 2018	944.948	59.394	2.330	19	418		4.104	74.956	88.370	1.174.539

Patrimonio netto di Enipower										
	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
(migliaia di euro)										
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)	(1)
Totale altri movimenti di patrimonio netto									(1)	(1)
Saldi al 31 dicembre 2019	944.948	63.812	2.330	19	418		3.992	45.513	115.356	1.176.388

Rendiconto finanziario

(migliaia di euro)	note	2018	2019
Utile (Perdita) netto dell'esercizio		88.370	115.356
Rettifiche per ricondurre l'utile al flusso di cassa netto da attività operativa:			
Ammortamenti	(11)	63.131	64.862
Svalutazioni (Riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali		-	(38.383)
Radiazioni		49	700
Plusvalenze nette su cessioni di attività (Dividendi)		(3)	0
(Interessi attivi)		(28.884)	(18.684)
(136)		(7)	
Interessi passivi		6	2.039
Imposte sul reddito	(32)	25.414	36.069
Altre variazioni		-	(4)
Variazioni del capitale di esercizio:			
Rimanenze		(1.134)	(2.998)
Crediti commerciali		(51.423)	128.890
Debiti commerciali		94.769	(90.430)
Fondi per rischi e oneri		(5.888)	(1.346)
Altre attività e passività		(60.583)	(5.165)
Flusso di cassa del capitale di esercizio		(24.259)	28.951
Variazione fondi per benefici ai dipendenti		(41)	155
Dividendi incassati		28.884	18.684
Interessi incassati		129	
Interessi pagati		(6)	(1.883)
Imposte sul reddito pagate, al netto dei crediti d'imposta rimborsati		416	(10.379)
Flusso di cassa netto da attività operativa		153.070	197.476
<i>di cui verso parti correlate</i>	(33)	<i>49.478</i>	<i>235.850</i>
Investimenti:			
Attività materiali	(11)	(41.824)	(28.128)
<i>Flusso di cassa degli investimenti</i>		<i>(41.824)</i>	<i>(28.128)</i>
Disinvestimenti:			
Attività materiali		127	-
Attività immateriali		14.032	-
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa		22	22
Variazione crediti e debiti relativi all'attività di disinvestimento		4.993	(9.461)
<i>Flusso di cassa dei disinvestimenti</i>		<i>19.174</i>	<i>(9.439)</i>
Flusso di cassa netto da attività di investimento		(22.650)	(37.567)
<i>di cui verso parti correlate</i>	(33)	<i>13.914</i>	<i>(1.778)</i>
Rimborso di debiti finanziari a lungo termine		(512)	-
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa		90	(279.902)
Rimborso debiti per leasing		-	(1.923)
Dividendi pagati		(59.532)	(113.394)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		(59.954)	(395.219)
<i>di cui verso parti correlate</i>	(33)	<i>(59.532)</i>	<i>(393.886)</i>
Flusso di cassa netto dell'esercizio		70.466	(235.310)
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio		208.672	279.138
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio		279.138	43.828

Note al bilancio

1 Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi

Criteri di redazione

Il bilancio di esercizio è redatto secondo gli *International Financial Reporting Standards* (nel seguito "IFRS" o "principi contabili internazionali") 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 2019.

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.

Il progetto di bilancio di esercizio al 31 dicembre 2019, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Enipower S.p.A nella riunione del marzo 2020 è sottoposto alla revisione contabile da parte di PricewaterhouseCoopers S.p.A.

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 sulla base 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 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 seguenti 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. Tali valori sono rilevati in contropartita a uno specifico fondo. Il trattamento contabile delle

revisioni di stima di questi costi, del trascorrere del tempo e del tasso di attualizzazione è indicato al punto "Fondi, passività e attività potenziali".

Non è ammesso effettuare rivalutazioni delle attività materiali, neanche in applicazione di leggi specifiche.

I costi per migliorie, ammodernamento e trasformazione, aventi natura incrementativa delle attività materiali, sono rilevati all'attivo patrimoniale quando è probabile che essi incrementino i benefici economici futuri attesi dal bene. Sono rilevati all'attivo patrimoniale anche gli elementi acquistati per ragioni di sicurezza o ambientali che, seppur non incrementando direttamente i benefici economici futuri delle attività esistenti, sono necessari per lo svolgimento dell'attività aziendale.

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 a quote costanti 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 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.

Quando si verificano eventi che fanno presumere una riduzione del valore delle attività materiali, la loro recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile rappresentato dal maggiore tra il *fair value*, al netto degli oneri di dismissione e il valore d'uso. Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso del bene e, se significativi, e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione al termine della sua vita utile al netto degli oneri di dismissione. I flussi di cassa attesi sono, a loro volta, determinati sulla base di assunzioni ragionevoli e dimostrabili rappresentative della migliore stima delle future condizioni economiche che si verificheranno nella residua vita utile del bene, dando maggiore rilevanza alle indicazioni provenienti dall'esterno. L'attualizzazione è effettuata a 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). I WACC sono differenziati in funzione della rischiosità espressa dai business in cui opera l'attività. 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. La valutazione è effettuata per singola attività o per il più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata autonomi derivanti dall'utilizzo continuativo dei beni (c.d. *cash generating unit*).

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 al minore tra il valore recuperabile e il valore d'iscrizione al lordo delle svalutazioni precedentemente effettuate e ridotto delle quote di ammortamento che sarebbero state stanziare qualora non si fosse proceduto alla svalutazione.

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.

Leasing in qualità di lessee^{1 2}

Alla inception date di un contratto³, l'impresa verifica se tale contratto contiene o rappresenta un leasing, ossia se conferisce il diritto di controllare l'utilizzo di un asset identificato per un periodo di tempo stabilito in cambio di un corrispettivo. Tale diritto sussiste se si detiene lungo il periodo di utilizzo sia il diritto di ottenere sostanzialmente tutti i benefici economici derivanti dall'utilizzo dell'asset, che il diritto di dirigerne l'uso.

Alla commencement date del contratto di leasing (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 dal contratto (di seguito anche "passività per leasing" o "lease liability").⁴

In particolare, la passività per leasing è rilevata inizialmente ad un ammontare pari al valore attuale dei seguenti pagamenti dovuti per il leasing, 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 tassi⁵; (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.⁶ 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 facilmente 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 al 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 essenzialmente di: (i) rinegoziazioni contrattuali che non rappresentano un 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 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 locatario⁷; (iii) eventuali pagamenti effettuati alla o prima della commencement date, al netto di eventuali incentivi ricevuti da parte del locatore; e (iv) la stima dei costi che il locatario prevede di sostenere per lo smantellamento, la rimozione dell'asset sottostante e la bonifica del sito ovvero per riportare l'asset nelle condizioni stabilite dal contratto. Successivamente alla rilevazione iniziale, il right-of-use asset è rettificato

¹ 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, descritte nella Relazione Finanziaria Annuale dell'esercizio precedente, a cui si rinvia, prevedevano essenzialmente: (i) che i beni assunti in leasing finanziario, ovvero 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, 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, tra le attività materiali in contropartita, per un ammontare corrispondente, 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.

² I criteri indicati nel seguente paragrafo non sono applicati ai leasing aventi ad oggetto attività immateriali.

³ L'inception date è la data più recente tra la data di stipula del contratto e la data in cui le parti si impegnano a rispettare i principali termini contrattuali.

⁴ 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.

⁵ 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.

⁶ La società si avvale dell'espedito pratico, previsto dal principio contabile, in base al quale le non-lease component non sono oggetto di separata rilevazione in bilancio.

⁷ 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.

per tener conto delle quote di ammortamento cumulate⁸, delle eventuali perdite di valore cumulate e degli effetti legati ad eventuali rideterminazioni della passività per leasing.

Differentemente, quando il contratto di leasing è sottoscritto da tutti i partecipanti all'iniziativa mineraria, la società rileva la quota di spettanza del right-of-use asset e della lease liability sulla base del working interest detenuto.

Nessuna rilevazione di attività e passività per leasing è effettuata nei casi in cui la società non sia considerata "primary responsible" dell'adempimento delle obbligazioni del contratto di leasing.

Stime contabili e giudizi significativi: leasing

La determinazione della ragionevole certezza di esercitare o meno un'opzione di estensione e/o di risoluzione prevista da un contratto di leasing è frutto di un processo che comporta giudizi complessi da parte della Direzione Aziendale. Al riguardo, la ragionevole certezza di esercitare tali opzioni è verificata alla commencement date, considerando tutti i fatti e le circostanze che generano un incentivo economico ad esercitarle, nonché quando si verificano eventi o modifiche significativi nelle circostanze che sono sotto il controllo del locatario e che influenzano la valutazione precedentemente effettuata.

Inoltre, la determinazione del tasso di attualizzazione da utilizzare sia nella valutazione iniziale della passività per leasing sia nelle valutazioni successive è frutto di un processo che comporta giudizi complessi da parte della Direzione Aziendale.

Attività immateriali

Le attività immateriali riguardano le attività prive di consistenza fisica identificabile, 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 e la recuperabilità del valore di iscrizione valgono i criteri indicati al punto "Attività materiali".

Le altre attività immateriali aventi vita utile indefinita non sono oggetto di ammortamento. La recuperabilità del loro valore di iscrizione è verificata almeno annualmente e comunque quando si verificano eventi che fanno presupporre una riduzione del valore.

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.

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: svalutazioni di attività non finanziarie

Le attività non finanziarie sono svalutate quando eventi o modifiche delle circostanze fanno ritenere che il valore di iscrizione in bilancio non sia recuperabile.

⁸ 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.

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'andamento futuro dei prezzi l'impatto dell'inflazione e dei miglioramenti tecnologici sui costi di produzione, i profili produttivi e le condizioni della domanda e dell'offerta su scala globale o regionale.

I flussi di cassa attesi utilizzati per la definizione 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– e sono attualizzati utilizzando un tasso che tiene conto del rischio inerente all'attività interessata.

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; 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 svalutazioni ⁹ (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.

Un'attività finanziaria rappresentativa di uno strumento di debito che non è valutata al costo ammortizzato o al FVTOCI è valutata al fair value con imputazione degli effetti a conto economico (di seguito FVTPL); rientrano in tale categoria le attività finanziarie possedute con finalità di trading. Gli interessi attivi maturati su attività finanziarie destinate al trading concorrono alla valutazione complessiva del fair value dello strumento e sono rilevati, all'interno dei "Proventi (oneri) finanziari", nella sottovoce "Proventi netti su attività finanziarie destinate al trading".

Quando l'acquisto o la vendita di attività finanziarie avviene secondo un contratto che prevede il regolamento dell'operazione e la consegna dell'attività entro un determinato numero di giorni, stabiliti dagli organi di controllo del mercato o da convenzioni del mercato (es. acquisto di titoli su mercati regolamentati), l'operazione è rilevata alla data del regolamento.

⁹ I crediti e le altre attività finanziarie valutati al costo ammortizzato sono esposti al netto del relativo fondo svalutazione.

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 model.

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".

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.

Partecipazioni

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; diversamente, i dividendi provenienti da tali partecipazioni sono rilevati a conto economico alla voce "Proventi (oneri) su partecipazioni". 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.

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 adempita, 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.

Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti comprendono la cassa, i depositi a vista, nonché le attività finanziarie originariamente esigibili, generalmente, entro 90 giorni, prontamente convertibili in cassa e sottoposte ad un irrilevante rischio di variazione di valore.

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'incremento del fondo connesso al trascorrere del tempo è rilevato a conto economico alla voce "Proventi (oneri) finanziari".

Quando la passività è relativa ad attività materiali (es. smantellamento e ripristino siti), il fondo è rilevato in contropartita all'attività a cui si riferisce. L'imputazione a conto economico avviene attraverso il processo di ammortamento.

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.

Le 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; nell'esercizio in cui l'ottenimento dei benefici è diventato virtualmente certo, sono rilevati l'attività e il relativo provento.

Stime contabili e giudizi significativi: fondi smantellamento e ripristino siti, passività ambientali e altri fondi

La società sostiene delle passività significative connesse agli obblighi di smantellamento delle attività materiali e di ripristino ambientale dei terreni al termine dell'attività di produzione. La stima dei costi futuri di smantellamento e di ripristino è un processo complesso e richiede l'apprezzamento e il giudizio della Direzione Aziendale nella valutazione delle passività da sostenersi a distanza di molti anni per l'adempimento di obblighi di smantellamento e di ripristino, spesso non compiutamente definiti da leggi, regolamenti amministrativi o clausole contrattuali. Inoltre, questi obblighi risentono del costante aggiornamento delle tecniche e dei costi di smantellamento e di ripristino, nonché della continua evoluzione della sensibilità politica e pubblica in materia di salute e di tutela ambientale. In considerazione dell'ampio

arco temporale intercorrente tra il momento in cui sorge l'obbligazione e il relativo regolamento, le stime degli oneri da sostenere sono rilevate sulla base del loro valore attuale. Successivamente alla rilevazione iniziale, il valore dei fondi rilevanti è aggiornato per riflettere il trascorrere del tempo e le eventuali variazioni di stima a seguito di modifiche dei flussi di cassa attesi, della tempistica della loro realizzazione, nonché dei tassi di attualizzazione adottati. La determinazione del tasso di attualizzazione da utilizzare sia nella valutazione iniziale dell'onere sia nelle valutazioni successive è frutto di un processo complesso che comporta l'esercizio di un giudizio professionale da parte della Direzione Aziendale.

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.

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 programmi, ancorché non formalizzati, che in funzione delle loro caratteristiche sono distinti in programmi "a contributi definiti" e programmi "a benefici definiti". Nei programmi 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 programmi 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.

Stime contabili e giudizi significativi: benefici per i dipendenti

I programmi 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; (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, determinati sulla base dei prezzi di mercato, sono rilevati limitatamente alla quota di emissioni di anidride carbonica eccedenti le quote assegnate. 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. In caso di cessione, ove presenti, si ritengono venduti per primi i diritti di emissione acquistati. I crediti monetari assegnati in sostituzione dell'assegnazione gratuita di quote di emissione sono rilevati in contropartita alla voce "Altri ricavi e proventi".

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.

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito correnti sono calcolate sulla base della stima del reddito imponibile; il debito previsto è rilevato alla voce "Passività per imposte sul reddito correnti". I debiti e i crediti per imposte sul reddito correnti sono rilevati al valore che si prevede di pagare/recuperare alle/dalle autorità fiscali applicando le aliquote e le normative fiscali vigenti o sostanzialmente approvate alla data di chiusura dell'esercizio.

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 rilevate al patrimonio netto.

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 massimizzano 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, fatta eccezione per le modifiche conseguenti all'applicazione delle disposizioni previste da IFRS16 e da IFRIC 23, come di seguito indicato:

- **nel conto economico**, sono rilevati, tra i costi operativi, gli ammortamenti dell'attività per diritto d'uso e nella sezione finanziaria, gli interessi passivi maturati sulla lease liability, se non oggetto di capitalizzazione, in luogo dei canoni di leasing operativi precedentemente rilevati tra i costi operativi secondo le previsioni dello IAS 17. Nel caso in cui gli ammortamenti dell'attività per diritto d'uso e gli interessi passivi maturati sulla lease liability siano direttamente associati alla realizzazione di

asset, essi sono capitalizzati su tali asset e successivamente rilevati a conto economico tramite il processo di ammortamento/svalutazione ovvero come radiazione, essenzialmente nel caso di asset esplorativi. Inoltre, il conto economico include: (i) i canoni relativi ai contratti di leasing di breve durata e di modico valore; e (ii) i canoni variabili di leasing, non inclusi nella determinazione della lease liability (ad es. canoni basati sull'utilizzo del bene locato);

- **nello stato patrimoniale**, sono rilevati il right-of-use asset e la lease liability e presentati in voci distinte rispetto alle altre componenti patrimoniali;

nella sezione non corrente, è stato integrato per prevedere le nuove voci "Attività per imposte sul reddito" e "Passività per imposte sul reddito" al fine di presentare le attività e le passività relative a imposte sul reddito (diverse da anticipate e differite) in voci specifiche e non residuali;

le attività e passività per imposte anticipate e differite continuano ad essere rilevate nelle relative voci. Per effetto di detta modifica si è reso necessario riclassificare: (i) le attività per imposte sul reddito, rilevate nella sezione non corrente dello stato patrimoniale (ad es. crediti fiscali), dalla voce "Altre attività" non correnti alla nuova voce "Attività per imposte sul reddito" non correnti; (ii) le passività per imposte sul reddito, rilevate nella sezione non corrente dello stato patrimoniale, dalla voce "Altre passività" non correnti alla nuova voce "Passività per imposte sul reddito" non correnti; (iii) le passività correlate a contenziosi tributari per imposte sul reddito dalla voce "Fondi per rischi e oneri" alla nuova voce "Passività per imposte sul reddito" non correnti. Oltre a ciò sono state effettuate minimali modifiche di wording (essenzialmente è stata eliminata la locuzione "corrente/non corrente" dal label delle voci dello stato patrimoniale);

- **nel rendiconto finanziario**, i rimborsi della quota capitale della lease liability sono rilevati all'interno del flusso di cassa netto da attività di finanziamento, mentre gli interessi passivi sono rilevati nel flusso di cassa netto da attività operativa, se imputati a conto economico, ovvero nel flusso di cassa netto da attività di investimento se oggetto di capitalizzazione in quanto riferibili a beni assunti in leasing e utilizzati per la realizzazione di altri asset. Conseguentemente, rispetto alle disposizioni dello IAS 17 con riferimento ai contratti di leasing operativo, l'applicazione dell'IFRS 16 comporta un significativo impatto sul rendiconto finanziario determinando: (a) un miglioramento del flusso di cassa netto da attività operativa che non accoglie più i pagamenti per canoni di leasing non oggetto di capitalizzazione, ma gli esborsi per interessi passivi sulla lease liability non oggetto di capitalizzazione; (b) un minor assorbimento di cassa nell'ambito del flusso di cassa netto da attività di investimento che non accoglie più i pagamenti relativi a canoni di leasing capitalizzati su attività materiali e immateriali, ma solo gli esborsi per interessi passivi sulla lease liability oggetto di capitalizzazione; (c) un peggioramento del flusso di cassa netto da attività di finanziamento che accoglie gli esborsi connessi al rimborso della quota capitale della lease liability.

Le voci dello stato patrimoniale 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; (iii) sono detenute principalmente con finalità di trading.

Gli strumenti derivati non di copertura, posti in essere con finalità di mitigazione di rischi ma privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting sono classificati come correnti quando la loro realizzazione è prevista entro i dodici mesi successivi alla data di chiusura dell'esercizio; diversamente sono classificati tra le componenti non correnti.

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

A partire dal 1° gennaio 2019 la società ha applicato il principio IFRS 16, omologato con il Regolamento n. 2017/1986 emesso dalla Commissione Europea in data 31 ottobre 2017, che sostituisce lo IAS 17 "Leasing" (di seguito IAS 17) e le relative interpretazioni. In particolare, l'IFRS 16 elimina la classificazione dei leasing come operativi o finanziari ai fini della redazione del bilancio delle imprese che operano quali locatari (lessee). Differentemente, ai fini della redazione del bilancio dei locatori (lessor), è mantenuta la distinzione tra leasing operativi e finanziari. L'IFRS 16 rafforza l'informativa di bilancio sia per i lessee che per i lessor.

La complessità delle fattispecie contrattuali, nonché la loro durata ultrannuale ha richiesto l'esercizio di un complesso giudizio professionale da parte della Direzione Aziendale per la definizione delle assunzioni da adottare ai fini della determinazione degli impatti connessi con le nuove disposizioni del principio. In particolare, le principali assunzioni adottate hanno riguardato:

- la valutazione dei periodi coperti da opzioni di estensione o di risoluzione ai fini della determinazione della durata del contratto di leasing;

- l'identificazione dei pagamenti variabili e delle loro caratteristiche ai fini della stima per l'inclusione, o meno⁴, nella determinazione della lease liability e del right-of-use asset;

- il tasso di attualizzazione utilizzato per la determinazione della lease liability, rappresentato dal tasso di finanziamento incrementale del locatario. Tale tasso è stato definito tenendo conto della durata dei contratti di leasing, della valuta nella quale sono denominati nonché delle caratteristiche dell'ambiente economico in cui operano i lessee (sintetizzate dal country risk premium attribuito all'Italia, paese in cui opera la società).

L'IFRS 16 è stato applicato dal 1° gennaio 2019, avvalendosi della possibilità, consentita dalle disposizioni transitorie del principio contabile, di rilevare l'effetto connesso alla rideterminazione retroattiva dei valori nel patrimonio netto al 1° gennaio 2019, senza effettuare il restatement dei periodi precedenti posti a confronto (in applicazione del cd. modified retrospective approach). In particolare, l'adozione dell'IFRS 16 ha comportato la rilevazione di right-of-use asset per 8.302 migliaia di euro e di lease liability per 8.302 migliaia di euro. Al riguardo, in sede di prima applicazione, la società si è avvalsa dei seguenti espedienti pratici e/o opzioni previsti dal principio contabile:

- possibilità di non riesaminare ogni contratto già esistente al 1° gennaio 2019, applicando l'IFRS 16 ai contratti precedentemente identificati come leasing (ex IAS 17 e IFRIC 4) e non applicando l'IFRS 16 ai contratti che non erano classificati come leasing;

- possibilità, con riferimento ai contratti precedentemente classificati come leasing operativi, di rilevare l'attività per diritto d'uso ad un importo corrispondente alla lease liability, rettificato, ove necessario, per tener conto di eventuali importi prepagati già rilevati nello stato patrimoniale;

- possibilità di verificare la recuperabilità delle attività per diritto d'uso al 1° gennaio 2019 avuto riguardo all'eventuale esistenza, al 31 dicembre 2018, di fondi per contratti onerosi;

- possibilità di non considerare i costi diretti iniziali nella determinazione del valore d'iscrizione delle attività per diritto d'uso al 1° gennaio 2019.

Inoltre, in sede di transizione, la società non si è avvalsa della facoltà di assimilare i leasing che presentavano una durata residua al 1° gennaio 2019 inferiore a 12 mesi ai leasing di breve durata.

4 Principi contabili di recente emanazione

Principi contabili e interpretazioni emessi dallo IASB e omologati dalla Commissione Europea

Con il regolamento n. 2019/2075 emesso dalla Commissione Europea in data 29 novembre 2019 sono state omologate le modifiche agli IFRS "Modifiche ai riferimenti al Quadro concettuale negli IFRS" (di seguito modifiche agli IFRS), essenzialmente di natura tecnica e redazionale, volte a recepire il nuovo framework di riferimento degli IFRS (cd. Conceptual Framework for Financial Reporting). Le modifiche agli IFRS sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2020.

Con il regolamento n. 2019/2104 emesso dalla Commissione Europea in data 29 novembre 2019 sono state omologate le modifiche allo IAS 1 e allo IAS 8 "Definizione di rilevante" (di seguito modifiche allo IAS 1 e allo IAS 8), volte a chiarire, e a rendere uniforme all'interno degli IFRS e di altre pubblicazioni, la definizione di rilevante con la finalità di supportare le imprese in sede di formulazione di giudizi in merito alla rilevanza di un'informazione. In particolare, un'informazione deve considerarsi rilevante se si può ragionevolmente presumere che la relativa omissione, errata presentazione o occultamento influenzi gli utilizzatori principali del bilancio in sede di assunzione di decisioni sulla base dello stesso. Le modifiche allo IAS 1 e allo IAS 8 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2020.

Con il regolamento n. 2020/34 emesso dalla Commissione Europea in data 15 gennaio 2020 sono state omologate le modifiche all'IFRS 9, allo IAS 39 e all'IFRS 7 contenute nel documento "Riforma degli indici di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse" (di seguito modifiche all'IFRS 9, allo IAS 39 e all'IFRS 7), volte a fornire delle esenzioni temporanee dall'applicazione di alcune disposizioni in materia di hedge accounting per tutte le relazioni di copertura impattate direttamente dalla riforma sui tassi di interesse benchmark. Le modifiche all'IFRS 9, allo IAS 39 e all'IFRS 7 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2020.

Principi contabili e interpretazioni emessi dallo IASB e non ancora omologati dalla Commissione Europea

In data 18 maggio 2017, lo IASB ha emesso l'IFRS 17 "Insurance Contracts" (di seguito IFRS 17), che definisce l'accounting dei contratti assicurativi emessi e dei contratti di riassicurazione posseduti. Le disposizioni dell'IFRS 17, che superano quelle attualmente previste dall'IFRS 4 "Contratti assicurativi", sono efficaci a partire dagli esercizi aventi inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2021.

In data 22 ottobre 2018, lo IASB ha emesso le modifiche all'IFRS 3 "Business Combinations" (di seguito modifiche all'IFRS 3), volte a fornire chiarimenti sulla definizione di business. Le modifiche all'IFRS 3 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2020.

In data 23 gennaio 2020, lo IASB ha emesso le modifiche allo IAS 1 "Presentation of Financial Statements: Classification of Liabilities as Current or Non-current" (di seguito modifiche allo IAS 1), volte a fornire dei chiarimenti in materia di classificazione delle passività come correnti o non correnti. Le modifiche allo IAS 1 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2022.

Enipower S.p.A. sta analizzando i principi indicati e valutando se la loro adozione avrà un impatto significativo sul bilancio.

Attività

5 Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti di 43.828 migliaia di euro, in diminuzione di 235.310 migliaia di euro rispetto al 31 dicembre 2018 (279.138 migliaia di euro) 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 di 91.049 migliaia di euro mentre la giacenza media passiva è di 66 migliaia di euro con un tasso passivo pari al 5%.

6 Altre attività finanziarie

Le altre attività finanziarie di 279.902 migliaia di euro sono relative a crediti finanziari a breve termine non strumentali costituiti da depositi in euro presso Eni S.p.A. con giacenza media di 206.668 migliaia di euro e un tasso negativo di -0,386%.

7 Crediti commerciali e altri crediti

I crediti commerciali e gli altri crediti di 125.912 migliaia di euro (255.448 migliaia di euro al 31 dicembre 2018) si analizzano come segue:

(migliaia di euro)	31.12.2018	31.12.2019
Crediti commerciali	253.531	124.641
Altri crediti:		
Altri	1.917	1.271
	1.917	1.271
	255.448	125.912

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 124.641 migliaia di euro riguardano: crediti verso controllanti per 89.355 migliaia di euro, crediti verso altre imprese del gruppo Eni per 18.138 migliaia di euro, crediti verso clienti terzi per 10.345 migliaia di euro, crediti verso la joint venture SEF per 3.696 migliaia di euro, crediti verso la controllata EniPower Mantova per 3.105 migliaia di euro e crediti verso imprese collegate per 2 migliaia di euro.

Gli altri crediti di 1.271 migliaia di euro (1.917 migliaia di euro al 31 dicembre 2018) riguardano principalmente: (i) acconti per servizi a fornitori per 4 migliaia di euro; (ii) crediti verso il personale per ferie godute in anticipo per 51 migliaia di euro; (iii) crediti verso istituti di previdenza e sicurezza sociale per 48 migliaia di euro e (iv) altri crediti per 1.152 migliaia di euro.

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		
31.12.2018					
Clientela Business / oggetto di valutazione analitica	45	7.553		5.525	13.123
National Oil Company e Pubbliche Amministrazioni		62		63	125
Partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione					
Altre controparti valutate con il modello generico	247.563		10		247.573
Valore contabile lordo al 31 dicembre 2018	247.608	7.615	10	5.588	260.821
Fondo svalutazione		(4)		(5.369)	(5.373)
Valore contabile netto al 31 dicembre 2018	247.608	7.615	10	5.588	255.448

(migliaia di euro)	<u>Crediti in bonis</u>			<u>Default</u>	<u>Totale</u>
	Rischio basso	Rischio medio	Rischio alto		
31.12.2019					
Clientela Business / oggetto di valutazione analitica	60	10.539	0	4.585	15.184
National Oil Company e Pubbliche Amministrazioni					0
Partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione					
Altre controparti valutate con il modello generico	115.586				115.586
Valore contabile lordo al 31 dicembre 2019	115.646	10.539	0	4.585	130.770
Fondo svalutazione		(276)		(4.582)	(4.858)
Valore contabile netto al 31 dicembre 2019	115.646	10.263	0	3	125.912

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 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 4.858 migliaia di euro (5.373 migliaia di euro al 31 dicembre 2018). La seguente tabella illustra le variazioni di tale fondo: svalutazione intervenute nell'esercizio 2019:

(migliaia di euro)	<u>Crediti commerciali</u>	<u>Altri crediti</u>
	Fondo svalutazione al 1° gennaio 2017 ex IAS 39	5.052
Modifiche criteri contabili (IFRS 9)	(16)	
Fondo svalutazione al 1° gennaio 2018 ex IAS 39	5.036	
- accantonamenti netti su crediti commerciali e altri crediti in bonis		
- accantonamenti netti su crediti commerciali e altri crediti in default	337	
- altre variazioni		
Fondo svalutazione al 31 dicembre 2018	5.373	
	<u>Crediti commerciali</u>	<u>Altri crediti</u>
Fondo svalutazione al 1° gennaio 2019 ex IAS 39	5.373	
- accantonamenti netti su crediti commerciali e altri crediti in bonis		
- accantonamenti netti su crediti commerciali e altri crediti in default		
- utilizzi su crediti commerciali e altri crediti in bonis	272	
- utilizzi su crediti commerciali e altri crediti in default	(663)	
- altre variazioni	(124)	
Fondo svalutazione al 31 dicembre 2019	4.858	

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 n. 33 Rapporti con parti correlate.

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

Nel 2019 il fondo svalutazione crediti commerciali si è decrementato per 515 migliaia di euro in seguito a utilizzi per 391 migliaia di euro e a stralci di crediti per 124 migliaia di euro.

Si sono registrate perdite su crediti commerciali per 168 migliaia di euro.

8 Rimanenze

Le rimanenze di 15.532 migliaia di euro (12.534 migliaia di euro al 31 dicembre 2018) si compongono come segue:

(migliaia di euro)	31.12.2018				Totale	31.12.2019				
	Prodotti petroliferi	Prodotti chimici	Lavori in corso su ordinazione	Materiali tecnici		Prodotti petroliferi	Prodotti chimici	Lavori in corso su ordinazione	Materiali tecnici	
Materie prime, sussidiarie e di consumo	13	239		12.282	12.534	10	25		15.497	15.532
Totale rimanenze correnti	13	239		12.282	12.534	10	25		15.497	15.532

Le rimanenze relative all'attività di produzione di energia elettrica sono costituite da greggio, gas naturale, e prodotti petroliferi per 10 migliaia di euro, prodotti chimici per 25 migliaia di euro e altre materie prime, sussidiarie e di consumo per 15.497 migliaia di euro.

Tali rimanenze riguardano essenzialmente i materiali diversi disponibili per l'attività di produzione di energia elettrica.

Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di 127 migliaia di euro (282 migliaia di euro al 31 dicembre 2018).

(migliaia di euro)	2018	2019
Valore iniziale - Fondo svalutazione rimanenze correnti	(455)	(282)
Svalutazioni		
Riprese di valore		155
Altre variazioni	173	
Valore finale - Fondo svalutazione rimanenze correnti	(282)	(127)

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)	31.12.2018				31.12.2019			
	Attività		Passività		Attività		Passività	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Imposte sul reddito	1.062	409	-	-	1.043	416	-	-
- IRAP	1.062				1.043			
- Crediti per istanze di rimborso		409				416		

* I dati presenti nella colonna 2018 differiscono da quanto pubblicato lo scorso anno in seguito all'applicazione del principio IFRIC23.

Le attività per imposte sul reddito correnti di 1.043 migliaia di euro (1.062 migliaia di euro al 31 dicembre 2018) riguardano i versamenti degli acconti IRAP risultanti eccedenti rispetto all'imposta calcolata al 31 dicembre 2019.

Le attività non correnti di 416 migliaia di euro (409 migliaia di euro al 31 dicembre 2018) espongono i crediti comprensivi di interessi per istanze di rimborso relativi ad imposte sul reddito presentate negli anni 2009 e 2013.

Le attività passività per altre imposte si analizzano come segue:

(migliaia di euro)	2018		2019	
	Attività	Passività	Attività	Passività
Altre imposte e tasse	65	684	2	712
-Ritenute Irpef su lavoro dipendente				710
- Altre imposte e tasse	65	684	2	2

Le passività per altre imposte sono costituite prevalentemente da debiti verso l'erario per trattenute ai dipendenti e trattenute a lavoratori autonomi. Le attività sono relative a imposte sostitutive per rivalutazioni del T.F.R.

10 Altre attività

Le altre attività correnti di 1.231 migliaia di euro (1.281 migliaia di euro al 31 dicembre 2018) si analizzano come segue:

(migliaia di euro)	31.12.2018		31.12.2019	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Fair value su strumenti finanziari derivati				
Altre attività	1.281	1.333	1.231	56
	1.281	1.333	1.231	56

* I dati presenti nella colonna 2019 differiscono da quanto pubblicato lo scorso anno in seguito all'applicazione del principio IFRIC23.

Le altre attività correnti sono costituite principalmente: (i) da risconti attivi per 1.141 migliaia di euro che si riferiscono essenzialmente ai risconti attivi riguardanti la quota anticipata e non di competenza dell'esercizio relativa al contratto con Eni Divisione Refining & Marketing per la compensazione delle emissioni in atmosfera della centrale termoelettrica del sito di Ferrera Erbognone e (ii) dal conto corrente vincolato presso Banca Intesa di 90 migliaia di euro.

Le altre attività non correnti ammontano a 56 migliaia di euro (1.333 migliaia di euro al 31 dicembre 2018) e riguardano: (i) il risconto per il diritto di superficie acquisito da Eni Rewind S.p.A. (ex Syndial S.p.A.) nel mese di settembre 2019 con durata 35 anni per 38 migliaia di euro e (ii) i depositi cauzionali verso fornitori terzi per 18 migliaia di euro.

11 Immobili, impianti e macchinari

Gli immobili, impianti e macchinari di 753.492 migliaia di euro (756.029 migliaia di euro al 31 dicembre 2018) si compongono come segue:

(migliaia di €)										
	Valore iniziale netto al 31.12.2017		Incrementi	Ammortamenti	Riprese di valore	Trasferimenti	Altre variazioni	Valore finale netto al 31.12.2018	Valore finale lordo al 31.12.2018	Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2018
31.12.2018			Investimenti	Capitalizzazione ammortamenti						
Attività destinate all'utilizzo:										
Terreni e fabbricati	31.318			(1.010)		7.393	(1.164)	36.537	60.272	23.735
Altri impianti e macchinari	719.730		5.707	(61.590)		36.508	(4.334)	696.021	2.288.459	1.592.438
Attrezzature industriali e commerciali	2.112		174	(281)		36		2.041	5.088	3.047
Altri beni	682		45	(249)		104		582	3.756	3.174
Altre immobilizzazioni in corso e acconti	23.185		41.718			(44.041)	(14)	20.848	20.798	(50)
TOTALE	777.027		47.644	(63.130)			(5.512)	756.029	2.378.373	1.622.344

	Valore iniziale netto al 31.12.2018	Riclassificati che IFRS 16	Valore iniziale netto al 01.01.2019	Incrementi	Ammortamenti	Riprese di valore	Trasferimenti	Altre variazioni	Valore finale netto al 31.12.2019	Valore finale lordo al 31.12.2019	Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2019
31.12.2019				Investimenti	Capitalizzazione ammortamenti						
Attività destinate all'utilizzo:											
Terreni e fabbricati	36.537		36.537		(1.089)		2.257	(4)	37.701	62.522	24.821
Altri impianti e macchinari	696.021	(5.602)	690.419	(191)	(61.717)	38.383	22.293	(274)	688.913	2.280.291	1.591.378
Attrezzature industriali e commerciali	2.041		2.041	162	(331)		131	(62)	1.941	5.258	3.317
Altri beni	582		582	47	(227)		61	52	515	3.957	3.442
Altre immobilizzazioni in corso e acconti	20.848		20.848	28.110			(24.742)	206	24.422	24.472	50
TOTALE	756.029	(5.602)	750.427	28.128	(63.364)	38.383		(82)	753.492	2.376.500	1.623.008

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

I fabbricati (14.858 migliaia di euro) riguardano fabbricati industriali e commerciali.

Gli impianti e macchinari (688.913 migliaia di euro) riguardano essenzialmente le centrali termoelettriche di Brindisi, Ferrera Erbognone, Ravenna e Bolgiano (594.422 migliaia di euro), le palette delle turbine a gas (29.137 migliaia di euro), le linee di trasporto Alta Tensione (26.453 migliaia di euro), la rete di distribuzione di teleriscaldamento di Bolgiano (21.565 migliaia di euro), le sottostazioni di trasformazione delle centrali (14.415 migliaia di euro), gli impianti di depurazione e trattamento delle acque industriali (1.737 migliaia di euro).

Fra gli impianti e macchinari sono inclusi impianti ammortizzati con il metodo UOP (Units of Production), determinato in base alle ore di marcia degli impianti.

Le attrezzature industriali e commerciali (1.941 migliaia di euro) riguardano attrezzatura d'officina e di laboratorio.

Gli altri beni (515 migliaia di euro) riguardano mobili ed arredi e macchine d'ufficio elettroniche.

Le immobilizzazioni in corso e acconti (24.173 migliaia di euro) riguardano principalmente le seguenti attività:

- per la centrale di Bolgiano interventi sugli impianti esistenti per 1.184 migliaia di euro;
- per la centrale di Brindisi interventi sugli impianti esistenti per 9.819 migliaia di euro;
- per la centrale di Ferrera Erbognone interventi sugli impianti esistenti per 7.408 migliaia di euro;
- per la centrale di Ravenna interventi sugli impianti esistenti per 5.580 migliaia di euro.

Gli acconti al 31 dicembre 2019 sono pari a 249 migliaia di euro (410 migliaia di euro al 31 dicembre 2018).

In fase di prima applicazione IFRS16 è stato inoltre riclassificato nei diritti d'uso l'impianto di demineralizzazione e finissaggio dell'acqua presso lo stabilimento di Brindisi per 5.602 migliaia di euro (valore esposto in tabella al netto del fondo ammortamento di 105 migliaia di euro), presente nel Bilancio 2018 nelle immobilizzazioni materiali come leasing finanziario secondo quanto previsto dal principio IAS 17.

Al 31 dicembre 2019 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 e sulla base del contratto di Conto Lavorazione con la controllante Eni S.p.A. valido fino al 31.12.2033.

In seguito alle risultanze dell'impairment test effettuato sulle immobilizzazioni materiali si è effettuata la ripresa di valore di cespiti in precedenza svalutati per 38.383 migliaia di euro (19.977 migliaia di euro sulla Cash Generating Unit di Ferrera Erbognone e 18.406 migliaia di euro sulla Cash Generating Unit di Ravenna).

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

	(%)
Fabbricati	4
Impianti e macchinari	UOP
Impianti generici fotovoltaico	10
Impianti (CTE)	5
Impianti (sottostazioni)	7
Altri impianti specifici	16
Attrezzature industriali e commerciali	20
Arredi e macchine d'ufficio	12
Macchine elettroniche	20

12 Attività immateriali

Le attività immateriali di 604 migliaia di euro al 31 dicembre 2018 risultano azzerate al 31 dicembre 2019 in seguito alla radiazione di costi capitalizzati nei precedenti esercizi sostenuti per l'acquisto di emission rights.

	Valore iniziale netto	Investimenti	Ammortamenti	Radiazioni	Valore finale netto al 31/12/2018	Valore finale lordo al 31/12/2018	Fondo Ammortamento e svalutazione al 31/12/2018
31.12.2018							
Attività immateriali a vita utile definita							
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno						6805	(6.805)
- Altre attività immateriali	604				604	839	(235)
	604				604	7.644	(7.040)
31.12.2019							
Attività immateriali a vita utile definita							
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno						6805	6805
- Altre attività immateriali	604			(604)			
	604			(604)		6.805	6.805

13 Operazioni di leasing in qualità di lessee

Le operazioni in leasing di 12.156 migliaia di euro riguardano: (i) contratti di leasing per reti elettriche con Versalis S.p.A e Eni Rewind S.p.A. (ex Syndial S.p.A.) con scadenza che varia tra i 7 anni e i 18 anni e (ii) contratti di leasing per autoveicoli con il fornitore terzo Ald Automotive con termine di consegna che varia da 1 anno e 5 mesi a 4 anni.

In fase di prima applicazione è stato inoltre riclassificato nei diritti d'uso l'impianto di demineralizzazione e finissaggio dell'acqua presso lo stabilimento di Brindisi per 5.602 migliaia di euro (valore esposto in tabella al netto del fondo ammortamento di 105 migliaia di euro), presente nel Bilancio 2018 nelle immobilizzazioni materiali come leasing finanziario secondo quanto previsto dal principio IAS 17.

Gli ammortamenti pari a 1.498 migliaia di euro sono calcolati sulla base della durata dei contratti.

	Terreni e fabbricati	Impianti e macchinari	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Totale
(migliaia di euro)					
Prima applicazione IFRS 16		8.000		302	8.302
Riclassifiche		5.602			5.602
Valore netto al 01.01.2019		13.602		302	13.904
Incrementi				123	123
Ammortamenti		(1.336)		(162)	(1.498)
Riprese di valore					
Svalutazioni					
Radiazioni					
Cessioni					
Differenze di cambio da conversione					
Altre variazioni		(363)		(10)	(373)
Valore netto al 31.12.2019		11.903		253	12.156
Valore lordo al 31.12.2019		13.345		397	13.742
Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2019		1.442		144	1.586

Le passività per leasing di 11.765 migliaia di euro sono state iscritte in sede di prima applicazione per 827 migliaia di euro tra le passività a breve per i canoni in scadenza nel corso del 2019 e per 7.475 migliaia di euro tra le passività a lungo per le quote capitali con scadenza a lungo termine. L'incremento annuo riguarda esclusivamente l'interesse maturato sulle quote capitali. Il totale dei flussi finanziari in uscita per leasing ammonta a 1.758 migliaia di euro e si analizza come di seguito indicato: (i) pagamenti per il rimborso della quota capitale della passività per leasing per 1.507 migliaia di euro; (ii) pagamenti per interessi passivi per 251 migliaia di euro. Nel corso dell'anno si registrano altre variazioni di 402 migliaia di euro per: i) l'adeguamento del tasso di attualizzazione utilizzato per l'impianto di demineralizzazione e finissaggio dell'acqua presso lo stabilimento di Brindisi al fine di considerare anche il rischio paese; ii) la chiusura anticipata di 3 contratti relativi agli automezzi aziendali.

(migliaia di euro)	Passività per leasing		Totale
	Breve termine	Lungo termine	
Prima applicazione IFRS16	827	7.475	8.302
Riclassifiche	828	4.367	5.195
Saldo iniziale 01.01.2019	1.655	11.842	13.497
Incrementi	305	123	428
Decrementi	(1.758)		(1.758)
Differenze di cambio			0
Altre variazioni	1.851	(2.253)	(402)
Valore al 31.12.2019	2.053	9.712	11.765

Gli ammontari rilevati a conto economico si analizzano come segue:

	(migliaia di euro)
	2019
Altri ricavi e proventi	
- plusvalenze da operazioni di sale-and-leaseback	3
Importo rilevato a conto economico	3
Ammortamenti	
amm. Diritto d'uso - impianti	1.336
amm. Diritto d'uso - altri beni	162
Importo rilevato a conto economico	1.498
Proventi e oneri finanziari	
- interessi passivi su passività per beni in leasing	305
Importo rilevato a conto economico	305
	1.800

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

(migliaia di euro)	2018	2019
Riprese di valore:		
- attività materiali	0	38.383
- attività immateriali		
	0	38.383
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali	0	38.383

In seguito alle risultanze dell'impairment test effettuato sulle immobilizzazioni materiali si è registrata la ripresa di valore di cespiti in precedenza svalutati per 38.383 migliaia di euro (19.977 migliaia di euro sulla Cash Generating Unit di Ferrara Erbognone e 18.406 migliaia di euro sulla Cash Generating Unit di Ravenna).

15 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 al fair value	Altre variazioni	Valore netto al 31.12.2019	Fondo svalutazione al 31.12.2019
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 31.12.2019	Fondo copertura perdite	Valore netto al 31.12.2019	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	244.329	35.842	86,50%	90.610				-
Imprese collegate:												
Ravenna Servizi Industriali*	Ravenna	Ravenna	EUR	5.597	5.599	0	30,37%	1.700				-
Joint venture:												
SEF S.r.l	San Donato Milanese	Ferrara	EUR	140.000	206.620	9.073	51,00%	86.700				-

(*) Dati disponibili al 31 dicembre 2018

16 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:

(migliaia di euro)	Saldo iniziale	Aquisizioni e sottoscrizioni	Alienazioni	Effetto valutazione al fair value	Differenze di cambio	Altre variazioni	Valore finale
31.12.2019							
- Brindisi Servizi Generali S.c.a.r.l.	138						138
- D.T.N.E. S.c.a.r.l.	5						5
	143						143

17 Altre attività finanziarie

Le altre attività finanziarie per 143 migliaia di euro (165 migliaia di euro al 31 dicembre 2018) si riferiscono al c/c vincolato per prestiti ai dipendenti.

(migliaia di euro)	31.12.2018	31.12.2019
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa	165	143
	165	143

Passività**18 Debiti commerciali e altri debiti**

I debiti commerciali e gli altri debiti di 156.776 migliaia di euro (242.724 migliaia di euro al 31 dicembre 2018) si analizzano come segue:

(migliaia di euro)	31.12.2018	31.12.2019
Debiti commerciali	208.348	117.694
Altri debiti:		
Debiti per attività di investimento	19.986	10.525
Debiti verso altri	14.390	28.558
	34.376	39.083
	242.724	156.777

I debiti commerciali di 117.694 si riferiscono a debiti verso Eni per 25.128 migliaia di euro, verso l'impresa controllata Enipower Mantova per 45 migliaia di euro, verso imprese del gruppo Eni per 9.077 migliaia di euro, verso imprese collegate per 840 migliaia di euro, verso la joint venture SEF per 20 migliaia di euro e debiti verso fornitori terzi per 82.584.

I debiti sono tutti in valuta euro.

Gli altri debiti di 39.083 migliaia di euro si analizzano nel seguente modo: (i) debiti verso fornitori per attività di investimento per 10.525 migliaia di euro (19.986 migliaia di euro al 31 dicembre 2018); (ii) debiti verso il personale per 2.270 migliaia di euro (1.801 migliaia di euro al 31 dicembre 2018); debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale per 1.613 migliaia di euro (1.652 al 31 dicembre 2018); debiti verso consulenti e professionisti per 605 migliaia di euro (637 migliaia di euro al 31 dicembre 2018); debiti verso controllanti per consolidato fiscale IRES per 23.192 migliaia di euro (7.850 migliaia di euro al 31 dicembre 2018); debiti verso controllanti per Iva di Gruppo per 6 migliaia di euro (9 migliaia di euro al 31 dicembre 2018); altri debiti per 872 migliaia di euro (2.441 migliaia di euro al 31 dicembre 2018).

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 n. 33 Rapporti con parti correlate.

19 Altre passività

Le altre passività correnti di 15.307 migliaia di euro (16.587 migliaia di euro al 31 dicembre 2018) si riferiscono a risconti passivi di proventi diversi, in particolare verso Eni Trading Shipping S.p.A. per 14.885 migliaia di euro per operazioni di vendita di swap EUA vs CER.

(migliaia di euro)	31.12.2018		31.12.2019	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Depositi cauzionali		7.970		4.402
risconti passivi a lungo termine		2.538		2.116
Altre passività	16.587	1.298	15.307	1.107
	16.587	11.806	15.307	7.625

Le altre passività non correnti di 7.625 migliaia di euro (11.806 migliaia di euro al 31 dicembre 2018) si riferiscono a: (i) risconti passivi a lungo termine di proventi diversi (2.116 migliaia di euro); (ii) depositi cauzionali a lungo termine ricevuti da clienti che si decrementano di 3.568 migliaia di euro principalmente per effetto della restituzione parziale da Eni Divisione Gas&Power della garanzia a fronte del contratto di Trasporto e Misura (3.572 migliaia di euro); (iii) altre passività costituite dagli oneri che si sosterranno in futuro per le attività di separazione delle cabine elettriche con utenza promiscua presso lo stabilimento di Bologniano (1.107 migliaia di euro).

20 Passività Finanziarie

Le passività finanziarie a lungo termine presenti al 31 dicembre 2018, comprensive delle quote a breve termine, relative all'impianto di demineralizzazione e finissaggio dell'acqua presso lo stabilimento di Brindisi, il cui contratto ha la durata di 6 anni, sono state riclassificate tra le passività per leasing a lungo termine, comprensive delle quote a breve termine, in seguito dell'applicazione del principio contabile IFRS16.

(migliaia di euro)	31.12.2018				31.12.2019			
	Passività finanziarie a breve termine	Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività finanziarie a lungo termine	Totale	Passività finanziarie a breve termine	Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività finanziarie a lungo termine	Totale
Altri finanziatori		828	4.367	5.195				0
	0	828	4.367	5.195	0	0	0	0

21 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:

	(migliaia di euro)									
	31.12.2018	Riclassifiche IFRS16	01.01.2019	Variazioni dei flussi di cassa	Variazioni senza impatti sui flussi di cassa			Variazioni di fair Value	Altre variazioni	31.12.2019
				Acquisizioni	Nuovi leasing	Differenze cambio da conversione				
Passività finanziarie a lungo termine e relative quote a breve	5.195	(5.195)	0							0
Passività per leasing a breve termine		828	828	(1.453)	827				1.851	2.053
Passività per leasing a lungo termine		4.367	4.367	123	7.475				(2.253)	9.712
Totale passività nette derivanti da attività di finanziamento	5.195		5.195	(1.453)	8.302				(402)	11.765

La società non ha debiti finanziari a lungo termine in valuta diversa dall'euro.
Al 31 dicembre 2019 non vi sono passività finanziarie garantite da depositi vincolati.

22 Analisi dell'indebitamento finanziario netto

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

(migliaia di euro)	31.12.2018			31.12.2019		
	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità liquide ed equivalenti	279.138		279.138	43.828		43.828
B. Attività finanziarie				279.902		279.902
C. Liquidità (A+B)	279.138		279.138	323.730		323.730
D. Altre passività finanziarie a breve termine	828		828			
M. Altre passività finanziarie a lungo termine		4.367	4.367			
E. Indebitamento finanziario lordo con esclusione delle passività per leasing (D)	828	4.367	5.195			
F. Indebitamento finanziario netto con esclusione delle passività per leasing (C-D)	(278.310)	4.367	(273.943)	(323.730)		(323.730)
G. Passività per leasing a breve termine				2.053		2.053
H. Passività per leasing a lungo termine				9.712		9.712
I. Passività per leasing (G+H)				11.765		11.765
L. Indebitamento finanziario netto con passività per leasing (F-I)	(278.310)		(273.943)	(311.965)		(311.965)

23 Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri di 19.738 migliaia di euro (21.084 migliaia di euro al 31 dicembre 2018) si compongono come segue:

(migliaia di euro)	Fondo abbandono e ripristino siti e social project	Fondo rischi e oneri ambientali	Fondo rischi per contenziosi	Fondo per imposte	Fondo esodi agevolati	Fondo mutua assicurazione OIL	Altri fondi (*)	Totale
Valore al 31.12.2018	663	3.423	707	4.846	394	140	10.911	21.084
Accantonamenti							56	56
Variazione stima								
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo		122			4			126
Utilizzi a fronte oneri	(629)	(219)		(365)	(45)		(58)	(1.316)
Utilizzi per esuberanza	(34)	(90)			(30)	(23)	(35)	(212)
Differenze cambio da conversione								
Altre variazioni								
Valore al 31.12.2019		3.236	707	4.481	323	117	10.874	19.738

(*) Di importo unitario: Fondo riduzione prezzo eccedenze incentivate anno2006 10.694, Fondo oneri sociali e Ift 180

Il fondo smantellamento e ripristino siti relativo ai costi che si presume di sostenere al momento della rimozione di vecchi impianti e del ripristino dei siti si è completamente azzerato nel corso dell'anno per effetto degli utilizzi a fronte di oneri di 629 migliaia di euro e degli utilizzi per esuberanza di 34 migliaia di euro.

Il fondo rischi e oneri ambientali di 3.236 migliaia di euro riguarda i costi ambientali relativi a bonifiche presso i siti produttivi dove sono presenti le centrali Enipower. Tale fondo varia di 187 migliaia di euro per effetto degli utilizzi a fronte di oneri di 219 migliaia di euro, degli utilizzi per esuberanza di 90 migliaia di euro e per effetto dell'attualizzazione degli oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo per 122 migliaia di euro.

Il fondo include:

- le attività di bonifica da eseguire sulla rete di teleriscaldamento di Bolgiano (469 migliaia di euro);
- le attività di bonifica da eseguire presso il sito di Brindisi (2.767 migliaia di euro).

Il fondo riduzione prezzo eccedenze incentivate di 10.694 migliaia di euro è relativo a oneri previsti a fronte di un contenzioso promosso avanti al TAR circa le pretese avanzate dalla Cassa Conguaglio del Settore

Elettrico per la restituzione dei ricavi relativi agli anni 2004-2006 per l'incentivazione CIP6/92 dell'impianto di Ravenna.

Il fondo rischi per vertenze legali e contenziosi di 707 migliaia di euro si riferisce prevalentemente a un contenzioso legale relativo alla realizzazione di impianti fotovoltaici, pretese di terzi a seguito della costituzione di servitù per la posa di elettrodotti e per l'incorporazione di Enipower Trasmissione avvenuta nel 2009.

Il fondo rischi per contenzioso "Altre imposte" di 4.481 migliaia di euro si riferisce a contenziosi che riguardano imposte di consumo sull'energia elettrica per 1.624 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 365 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 2004.

Il fondo per esodi agevolati di 323 migliaia di euro si decrementa per utilizzi a fronte oneri e per esubero riferiti prevalentemente per la mobilità relativa agli anni 2010 e 2011.

Il fondo unfunded losses (Mutua Assicurazione OIL) di 117 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 23 migliaia di euro per l'adeguamento apportato nell'esercizio.

Il fondo oneri sociali e TFR su incentivo monetario di 180 migliaia di euro riguarda gli oneri che si prevedono di sostenere a fronte degli oneri accessori da corrispondere sugli incentivi monetari differiti assegnati ai dirigenti della società.

24 Fondi per benefici ai dipendenti

I fondi per benefici ai dipendenti di 5.095 migliaia di euro (4.922 migliaia di euro al 31 dicembre 2018) si articolano come segue:

(migliaia di euro)	31.12.2018	31.12.2019
Piani a benefici definiti:		
- TFR	3.423	3.400
- Fisd, altri piani medici esteri e altri	623	783
	4.046	4.183
Altri fondi per benefici ai dipendenti	876	912
	4.922	5.095

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 dall' 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 all' 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 S.p.A.. 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 viene 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 piani a benefici definiti per premi di anzianità e Fondo gas per 370 migliaia di euro, e benefici a lungo termine per incentivo monetario differito per 542 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:

	31.12.2018					31.12.2019				
	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	3.495	579	4.074	1.155	5.229	3.423	636	4.059	863	4.922
Costo corrente		21	21	239	260		19	19	174	193
Interessi passivi	50	8	58	5	63	50	9	59	5	64
Rivalutazioni:										
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche										
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie			0	132	132	105	3	108	(1)	107
- Effetto dell'esperienza passata	8	66	74	(2)	72	(45)	126	81	48	129
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione							41	41		41
Benefici pagati	(44)	(15)	(59)	(438)	(497)		(16)	(16)	(174)	(190)
Aggregazioni aziendali, dimissioni e trasferimenti	(86)	(23)	(109)	(228)	(337)	(133)	(24)	(158)	(13)	(171)
Valore attuale dell'obbligazione alla fine dell'esercizio (a)	3.423	636	4.059	863	4.922	3.400	794	4.194	902	5.095
Attività a servizio del piano all'inizio dell'esercizio										
Contributi al piano:										
- Contributi del datore di lavoro	44	15	59		59		16	16		16
Benefici pagati	(44)	(15)	(59)		(59)		(16)	(16)		(16)
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)	3.423	636	4.059	863	4.922	3.400	794	4.194	902	5.095

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

	31.12.2018					31.12.2019				
	TFR	Fisde, altri piani medici esteri e	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale	TFR	Fisde, altri piani medici esteri e	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
(migliaia di euro)										
Costo corrente		21	21	239	260		19	19	174	193
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione							41	41		41
Interessi passivi (attivi) netti:										
- Interessi passivi sull'obbligazione	50	8	58	5	63	50	9	59	5	64
- Interessi attivi sulle attività a servizio del piano										
Totale interessi passivi (attivi) netti	50	8	58	5	63	50	9	59	5	64
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"				5	5				5	5
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	50	8	58		58	50	9	59		59
Rivalutazioni dei piani a lungo termine										
Altri costi/spese amministrative pagate										
Totale	50	29	79	244	323	50	69	119	179	298
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"		21	21	244	265		60	60	179	239
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	50	8	58		58	50	9	59		59

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

	2018				2019			
	TFR	Fisde, altri piani medici esteri e altri	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale piani a benefici definiti	TFR	Fisde, altri piani medici esteri e altri	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale piani a benefici definiti
(migliaia di euro)								
Rivalutazioni:								
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche								
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie					105	3		
- Effetto dell'esperienza passata	8	66	(2)	72	(45)	126		
- Rendimento delle attività a servizio del piano								
	8	66	(2)	72	60	129	0	0

Le principali ipotesi attuariali adottate sono di seguito indicate:

	31.12.2018	31.12.2019
Tasso di sconto	1,50%	1,50%
Tasso tendenziale di crescita dei salari	2,50%	2,50%
Tasso d'inflazione	1,50%	1,50%
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 Fisde 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%
31.12.2018							
Effetto sull'obbligazione (DBO)							
TFR	3.240	3.622	3.547		3.423		
Fisde, altri piani medici esteri e altri	570	682					666
Altri fondi per benefici ai dipendenti	860	890	327		395	352	
31.12.2019							
Effetto sull'obbligazione (DBO)							
TFR	3.222	3.593		3.520	3.400		
Fisde, altri piani medici esteri e altri	729	867					854
Altri fondi per benefici ai dipendenti	887	912	370		572	512	

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 477 migliaia di euro, di cui 222 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
31.12.2018			
2019	162	16	181
2020	201	16	239
2021	171	16	223
2022	74	17	25
2023	98	17	27
Oltre	915	104	188
Durata media ponderata (anni)	12,0	19,0	4,0
31.12.2019			
2020	200	22	255
2021	168	22	236
2022	71	22	175
2023	95	22	28
2024	69	24	62
Oltre	811	134	173
Durata media ponderata (anni)	11,0	23,0	12,0

La durata media ponderata delle obbligazioni per piani a benefici per i dipendenti alla fine dell'esercizio è di anni 13 (12 anni nel 2018) di cui 14 anni per i piani a benefici a dipendenti.

25 Passività e attività per imposte differite

Le passività per imposte differite di 19.459 migliaia di euro (9.272 migliaia di euro al 31 dicembre 2018) sono indicate al netto delle attività per imposte anticipate compensabili di 33.804 di euro (35.125 migliaia di euro al 31 dicembre 2018).

(migliaia di euro)	31.12.2018	31.12.2019
Passività per imposte differite lorde	(44.397)	(53.263)
Attività per imposte anticipate compensabili	35.125	33.804
Passività per imposte differite	(9.272)	(19.459)

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

(migliaia di euro)	Valore al 31.12.2018	Incrementi	Decrementi	Differenze cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2019
Passività per imposte differite	(44.397)	(9.143)	276	-	1	(53.263)
Attività per imposte anticipate compensabili	35.125	3.022	(4.281)	-	(62)	33.804
	(9.272)	(6.121)	(4.005)	-	(61)	(19.459)

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

(migliaia di euro)	Valore iniziale	Accantona menti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore finale
31.12.2018					
Imposte anticipate:					
- fondi per rischi ed oneri	4.856	303	(930)	(244)	3.985
- svalutazione non deducibili	759	4	(37)	(73)	653
- ammortamenti non deducibili	15446	3.393	(1.408)	(113)	17.318
- svalutazione cespiti	17.555		(1.116)	(3.593)	12.846
- altre	356	89	(74)	(48)	323
- perdite fiscali pemunerate dal consolidato fiscale	14.132		(14.616)	484	0
	53.104	3.789	(18.181)	(3.587)	35.125
Imposte differite:					
- ammortamenti eccedenti	(44.128)		239	(25)	(43.914)
- capitalizzazione canoni manutenzione	(409)		76		(333)
- altre	(211)		85	(24)	(150)
	(44.748)	0	400	(49)	(44.397)
	8.356	3.789	(17.781)	(3.636)	(9.272)
31.12.2019					
Imposte anticipate:					
- fondi per rischi ed oneri	3.985	195	(246)	309	4.243
- svalutazione non deducibili	653		(24)	(82)	547
- ammortamenti non deducibili	17.318	2.739	(1.029)	(45)	18.983
- svalutazione cespiti	12.846		(2.894)	(33)	9.919
- altre	323	88	(88)	(211)	112
	35.125	3.022	(4.281)	(62)	33.804
Imposte differite:					
- ammortamenti eccedenti	(43.914)	(9.143)	273		(52.784)
- capitalizzazione oneri finanziari	(333)				(333)
- altre	(150)		3	1	(146)
	(44.397)	(9.143)	276	1	(53.263)
	(9.272)	(6.121)	(4.005)	(61)	(19.459)

26 Patrimonio netto

Il patrimonio netto di Enipower S.p.A. si analizza come segue:

(migliaia di euro)	31.12.2018	31.12.2019
Capitale sociale	944.948	944.948
Riserva legale	59.394	63.812
Riserva per sovrapprezzo azioni	2.330	2.330
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)	(962)	(1.074)
- riserva ex-art.13 DLGS 124/93	19	19
Utili relativi a esercizi precedenti	124.575	95.132
Perdite relative a esercizi precedenti	(49.619)	(49.619)
Utile/Perdita dell'esercizio	88.370	115.356
	1.174.539	1.176.388

Capitale sociale

Al 31 dicembre 2019, 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 2019 risulta interamente posseduto da Eni che è pertanto l'unico azionista.

Riserva legale

La riserva legale di 63.812 migliaia di euro si incrementa di 4.418 migliaia di euro a seguito di quanto disposto dall'assemblea degli azionisti del 17 aprile 2019 relativamente alla distribuzione del dividendo per l'esercizio 2018.

Riserva da sovrapprezzo azioni

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

Altre riserve

Le altre riserve ammontano a 4.429 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 95.132 migliaia di euro hanno subito una diminuzione di 29.443 migliaia di euro rispetto all'esercizio precedente a seguito di quanto disposto dall'Assemblea degli Azionisti del 17 aprile 2019 relativamente alla distribuzione del dividendo per l'esercizio 2018 (29.443 migliaia di euro) tramite utilizzo della riserva di utili a nuovo.

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.

Analisi del patrimonio netto per origine, possibilità di utilizzazione e distribuibilità

(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	63.812	B	63.812
Riserve disponibili	5.085	A, B, C	
Riserve facoltative	418	A, B, C	418
Riserva per remeasurement included in OCI	(1.074)	-	
Utili / perdite portati a nuovo	45.513	A, B, C	45.513
	1.061.032		112.073
Quota non distribuibile			63.831
Residua quota distribuibile			48.242

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 2019 (63.812 migliaia di euro), dalla riserva ex art. 13 D. Lgs. 124/93 (19 migliaia di euro) e dalle riserve Total Remeasurement Included in OCI per TFR e FISDE (- 1.074 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 (116.066 migliaia di euro) e l'utile dell'esercizio (115.356 migliaia di euro), possono essere distribuiti senza concorrere alla formazione del reddito imponibile ai fini IRES fino a 92.154 migliaia di euro. La differenza 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.

27 Garanzie, impegni e rischi

Garanzie

Le garanzie di 12.127 migliaia di euro (13.173 migliaia di euro al 31 dicembre 2018) si analizzano come segue:

(migliaia di euro)	31.12.2018			31.12.2019		
	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale
Altri	13.176	(3)	13.173	12.127		12.127
	13.176	(3)	13.173	12.127		12.127

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)	31.12.2018	31.12.2019
Impegni		
- Acquisto di beni	67.519	51.222
	67.519	51.222

Gli impegni per acquisti di beni e servizi ammontano a 51.222 migliaia di euro e si riferiscono principalmente a contratti di manutenzione per 37.363 migliaia di euro e a progetti di investimento per 13.859 migliaia di euro, di cui 2.366 migliaia di euro si riferiscono a interventi effettuati presso il sito di Brindisi, 4.444 migliaia di euro a interventi effettuati presso il sito di Ravenna, 4.791 migliaia di euro a interventi effettuati presso il sito di Ferrera Erbognone e 2.258 migliaia di euro a interventi di adeguamento della centrale di Bolgiano.

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:
 - a. indisponibilità/ mancata affidabilità di impianti o asset;
 - b. innovazione tecnologica;
 - c. infortuni a dipendenti e/o contrattisti;
 - d. rischio normativo/regolatorio Gas & Power;
 - e. criticità gestione rifiuti;
 - f. impatti legati alla complessità e all'evoluzione della Normativa HSE;
 - g. danni da eventi naturali.

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 2019 non vi sono concentrazioni significative di rischio di credito nei confronti di soggetti terzi; i crediti sono prevalentemente verso Eni Divisione Gas & Power.

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. Si precisa che a seguito dell'applicazione del IFRS16 le passività finanziarie, presenti nel anno 2018 relative all'impianto di demineralizzazione di Brindisi (5.195 migliaia di euro) e la relativa quota interessi, sono stati riclassificati nelle Passività per leasing, sommandosi ai valori rilevati a seguito della prima applicazione del nuovo principio contabile.

(migliaia di euro)	Anni di scadenza						Totale
	2019	2020	2021	2022	2023	Oltre	
31.12.2018							
Passività finanziarie a lungo termine		828	828	828	828	1.055	4.367
Passività finanziarie a breve termine	828						828
	828	828	828	828	828	1.055	5.195
Interessi su debiti finanziari		1	7	17	33	67	125

(migliaia di euro)	Anni di scadenza					Oltre	Totale
	2020	2021	2022	2023	2024		
31.12.2019							
Passività finanziarie per leasing	2.053	1.825	1.822	1.827	2.112	2.126	11.765
	2.053	1.825	1.822	1.827	2.112	2.126	11.765
Interessi su passività per beni in leasing	294	278	263	105	181	111	1.232

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

(migliaia di euro)	Anni di scadenza		
	2019	Oltre	Totale
31.12.2018			
Debiti commerciali	207.923	425	208.348
Altri debiti e anticipi	34.376		34.376
	242.299	425	242.724

(migliaia di euro)	Anni di scadenza		
	2020	Oltre	Totale
31.12.2019			
Debiti commerciali	117.139	555	117.694
Altri debiti e anticipi	39.082		39.082
	156.221	555	156.776

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:

	2019		
	Proventi (oneri) rilevati a		
	Valore di iscrizione	Conto economico	Patrimonio netto
(migliaia di euro)			
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato:			
- Crediti commerciali e altri crediti (b)	125.912	(391)	
- Altre attività correnti (b)	1.232		

(b) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nelle "Riprese di valore(svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri

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

1. 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 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 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. All'udienza del 4 febbraio 2020 il giudice ha riservato la causa in decisione con il termine di 60 giorni per il deposito delle comparse conclusionali e di ulteriori 20 giorni per eventuali repliche.

2. In data 10 dicembre 2015 la società Agricola Garofalo S.r.l. ha notificato ad Enipower un atto di citazione lamentando danni di varia natura derivanti dalla fornitura e posa di un impianto fotovoltaico presso la sede di Francolise (CE). Tali danni sono stati complessivamente quantificati nell'importo di euro 3.024.193,48. La vicenda processuale trae origine da un contratto sottoscritto tra le parti in data 25 marzo 2010, con cui Enipower s'impegnava a progettare, fornire i materiali e posare in opera un impianto fotovoltaico dietro corrispettivo del prezzo pattuito in contratto. La società Agricola Garofalo S.r.l. a seguito della posa e collaudo dell'impianto eseguita da Enipower in linea con quanto pattuito, lamentava una scarsa produttività dello stesso rispetto alle aspettative, nonché asseriti vizi e difetti dell'impianto che costringevano la società ad attività di manutenzione straordinaria. Pertanto la società Agricola Garofalo S.r.l. ha citato in giudizio Enipower chiedendo al giudice presso il Tribunale di Milano di accertare il diritto al risarcimento dei danni patiti a causa dei vizi asseriti dell'impianto fotovoltaico fornito da Enipower. Con sentenza del 6 settembre 2018 il Tribunale di Milano ha rigettato tutte le domande avanzate da Agricola Garofalo S.r.l.. La sentenza è passata in giudicato nel marzo 2019 in seguito al decorso dei termini per la relativa impugnazione.

3. In data 25 gennaio 2016, la società Buffalo Beef soc. agricola a.r.l. ha notificato ad Enipower un atto di citazione richiedendo il risarcimento danni di varia natura, derivanti da un precedente contratto di fornitura e posa di un impianto fotovoltaico presso la sede in Galluccio (CE). La società pretende da Enipower la somma pari a euro 1.632.970,59. La vicenda processuale trae origine da un contratto sottoscritto tra le parti in data 25 marzo 2010, con cui Enipower s'impegnava a progettare, fornire i materiali e posare in opera un impianto fotovoltaico, dietro corrispettivo del prezzo pattuito in contratto. La Buffalo Beef soc. agricola a.r.l. in seguito alla posa e collaudo dell'impianto, eseguita da Enipower in linea con quanto pattuito, lamentava una scarsa produttività dello stesso rispetto alle aspettative, nonché asseriti vizi e difetti dell'impianto che la costringevano ad attività di manutenzione straordinaria. Pertanto la società ha citato in giudizio Enipower chiedendo al giudice presso il Tribunale di Milano di accertare il diritto al risarcimento dei danni patiti a causa dei vizi asseriti dell'impianto fotovoltaico fornito da Enipower. Dopo la concessione dei termini istruttori ex art. 183 c.p.c., con ordinanza del 22 dicembre 2016 il giudice ha

rigettato le istanze istruttorie fissando l'udienza all'11 dicembre 2018 per la precisazione delle conclusioni. Detta udienza è stata rinviata al 23 settembre 2020.

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".

Il provvedimento è fortemente 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. Il ricorso è in attesa di discussione nel merito e negli anni è stato integrato con motivi aggiunti.

In data 26/11/2013 la società ha presentato ricorso per motivi aggiunti, facendo rilevare l'emanazione del DM 24 aprile 2013 da parte del Ministro della Salute di concerto con il Ministro dell'Ambiente, contenente criteri nazionali sulla VDS (il decreto è stato confermato dallo stesso TAR Lazio che con sentenze del 13 agosto 2014, nn. 8982 e 8983, ha respinto le impugnazioni presentate dall'ARPA Puglia e dalla Regione Puglia e affermato la competenza statale).

Nell'ambito dei contenziosi promossi dalle altre società del gruppo Eni contro il medesimo Regolamento Regione Puglia sulla VDS, con sentenze emanate in data 5 luglio 2018 il TAR della Puglia ha dichiarato inammissibili i ricorsi presentati, stante "l'insussistenza di una lesione concreta e attuale", in quanto i giudici hanno ritenuto non ancora verificata in modo diretto ed automatico una lesione degli interessi delle parti ricorrenti. 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 ricorrenti, queste formulino eventuali osservazioni e la Giunta Regionale prenda atto formalmente del rapporto, così da determinare gli sviluppi del procedimento in grado di obbligare gli stabilimenti alla riduzione dei valori di emissione. Tali contenziosi, giunti in appello, sono stati discussi dinanzi al Consiglio di Stato all'udienza del 19 dicembre 2019 e sono in attesa di sentenza di secondo grado.

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. Cionondimeno il Rapporto conclude ritenendo di dover applicare in via generalizzata gli obiettivi di riduzione delle emissioni di cui all'art. 6 della legge L.R. 21/2012 per la diminuzione del rischio. Il Rapporto è stato impugnato dalla società con ulteriori motivi aggiunti nell'ambito del ricorso instaurato al TAR Lazio.

28 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:

	2018	2019
(migliaia di euro)		
Per tipologia di prodotto/servizio:		
Energia elettrica	437	(47)
Corrispettivi di Conto Lavorazione	393.168	415.306
Vapore	45	-
Ricavi per somministrazione acqua industriale, altre utilities e servizi	1.495	1.658
Dispacciamento, trasporto e altri oneri accessori energia elettrica	3.443	4.150
Pannelli e sistemi fotovoltaici	571	
Ricavi per servizi di connessione, misura e trasporto	21.963	14.688
Ricavi per attività diverse	99	262
Totale	421.221	436.017
Per area geografica:		
Italia	421.221	436.017
Totale	421.221	436.017
Tempistiche di trasferimento beni/servizi:		
Beni/servizi trasferiti in uno specifico momento	421.221	436.017
Beni/servizi trasferiti lungo un arco temporale (es. stato avanzamento lavori)		

I corrispettivi di conto lavorazione riguardano prevalentemente il contratto di Conto Lavorazione con Eni e in misura marginale l'analogo contratto con EniServizi S.p.A..

I ricavi per connessione, misura e trasporto di 14.688 migliaia di euro (21.963 migliaia di euro nel 2018) sono relativi alla nuova attività partita dall' 1 Gennaio 2018 relativa all'erogazione di servizi di connessione, misura e trasporto per i Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC), di cui fanno parte anche le Reti Interne di Utenza (RIU) stabilite dalla delibera 539/2015.

L'impresa opera sostanzialmente in Italia.

Altri ricavi e proventi

(migliaia di euro)	2018	2019
Cessione di Emission Rights	7.155	9.809
Penalità contrattuali e altri proventi relativi a rapporti commerciali*	234	4
Contributi in conto esercizio	707	
Proventi per prescrizione di debiti	365	63
Plusvalenze da vendite di attività materiali e immateriali	3	
Cessione di certificati verdi e TEE	(8)	8.718
Altri proventi	1.800	746
	10.256	19.340

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

Gli altri ricavi e proventi si analizzano come segue:

29 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)	2018	2019
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	39.760	34.123
Costi per servizi	62.683	57.806
Costi per godimento di beni di terzi	2.096	498
Variazioni delle rimanenze	(1.134)	(2.997)
Altri oneri	161.251	178.660
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	(6.522)	(147)
	258.134	267.943
a dedurre:		
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(762)	(803)
	257.372	267.140

I costi per servizi di 57.806 migliaia di euro riguardano:

(migliaia di euro)	2018	2019
Utilizzo fondi a fronte costi di esercizio per servizi	(4.051)	(848)
Progettazione e direzione lavori	1.144	1.102
Costruzioni	3.407	2.332
Manutenzioni	37.127	27.509
Trasporti e movimentazioni	3.280	3.525
Assicurazioni	1.509	1.550
Altri servizi di carattere operativo	18.495	19.953
Costi per servizi relativi al personale	1.520	1.779
Consulenze e prestazioni professionali	7.337	7.959
Pubblicità, propaganda e rappresentanza	115	152
Riaddebiti costi di manutenzione	(611)	(553)
Riaddebiti trasporti e movimentazioni	(17)	(10)
Riaddebiti altri servizi di carattere operativo	(6.552)	(6.632)
Riaddebiti per servizi al personale	(20)	(12)
Acquisti prestazioni per costruzione impianti	20.771	20.172
Servizi per investimento	(20.771)	(20.172)
	62.683	57.806

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. (3.014 migliaia di euro) e SEF S.r.l. (3.564 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 498 migliaia di euro e sono riferibili prevalentemente a affitti di spazi e uffici per 264 migliaia di euro e a locazioni non rientranti nell'applicazione del principio IFRS16.

La variazione delle rimanenze di 2.997 migliaia di euro riguarda principalmente i materiali diversi dei siti di produzione.

Gli oneri diversi di gestione, pari a 178.660 migliaia di euro, riguardano principalmente gli oneri associati all'acquisto di emission rights per 176.624 migliaia di euro (157.051 migliaia di euro nel 2018).

Le informazioni relative ai fondi rischi e oneri sono indicate alla nota n. 23 a cui si rinvia.

Costo lavoro

Il costo lavoro si analizza come segue:

(migliaia di euro)	2018	2019
Salari e stipendi	18.460	18.135
Oneri sociali	5.277	5.310
Oneri per programmi a benefici e contributi definiti	1.476	1.397
Altri costi	(117)	1.037
Comandati e borsisti	(65)	425
	25.031	26.304

Gli oneri per programmi a benefici definiti pari a 1.397 migliaia di euro includono oneri per programmi a contributi definiti per 1.178 migliaia di euro e oneri per programmi a benefici definiti per 219 migliaia di euro.

Gli oneri per programmi a benefici definiti sono analizzati alla nota n.24 relativa ai Fondi per benefici ai dipendenti.

Numero medio dei dipendenti

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

(numero)	2018	2019
Dirigenti	9	10
Quadri	61	59
Impiegati	168	170
Operai	62	66
	300	305

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 del 13 aprile 2017 ha approvato il Piano di Incentivazione di Lungo Termine 2017-2019, conferendo al Consiglio di Amministrazione ogni potere necessario per l'attuazione del Piano e autorizzando lo stesso a disporre fino a un massimo di 11 milioni di azioni proprie al servizio del Piano. Il Piano di Incentivazione di Lungo Termine 2017-2019 prevede tre attribuzioni di azioni ordinarie negli anni 2017, 2018 e 2019 ed è destinato 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. Il Piano prevede 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 del piano 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. 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")¹⁰ rapportato anch'esso con il TSR delle rispettive borse valori di riferimento¹¹; e (ii) per il 50%, dalla

¹⁰ Il Peer Group è composto dalle seguenti società: Anadarko, Apache, BP, Chevron, ConocoPhillips, ExxonMobil, Marathon Oil, Royal Dutch Shell, Statoil e Total.

¹¹ La condizione di performance connessa con il TSR ai sensi dei principi contabili internazionali rappresenta una cd market condition.

variazione percentuale annuale del Net Present Value (NPV) delle riserve certe confrontata con l'analogha variazione di ciascuna società del Peer Group. 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 sottoposta 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 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.

La determinazione del fair value è stata operata adottando appropriate tecniche di valutazione avuto riguardo ai differenti parametri di performance previsti dal piano (metodo stocastico per la componente del piano afferente al TSR e modello Black-Scholes per la componente afferente al NPV delle riserve) tenendo conto, essenzialmente, del valore del titolo Eni alla data di attribuzione (€13,714, per l'attribuzione 2019) ridotto dei dividendi attesi nel vesting period (ca 6,1% per l'attribuzione 2019), considerando la volatilità del titolo (ca 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).

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 2018). I compensi spettanti ai sindaci ammontano a 112 migliaia di euro (112 migliaia di euro al 31 dicembre 2018). 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.

30 Proventi (oneri) finanziari

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(migliaia di euro)	2018	2019
Proventi (oneri) finanziari		
Proventi finanziari	137	8
Oneri finanziari	(651)	(2.224)
	(514)	(2.216)

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

(migliaia di euro)	2018	2019
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto		
- Interessi e altri oneri verso controllante		(1.733)
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	129	
- Altri interessi e altri proventi		(305)
Differenze attive (passive) di cambio		
- Differenze attive di cambio		1
Altri proventi (oneri) finanziari		
- Interessi su crediti d'imposta	7	7
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo	1	(127)
- Oneri finanziari su piani a benefici definiti	(59)	(59)
- Altri proventi (oneri) finanziari	(592)	
	(643)	(179)
	(514)	(2.216)

33 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 S.p.A.

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 S.p.A 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 Trading Shipping S.p.A. per acquisto di quote di diritto emissioni per attività di negoziazione, Serfactoring S.p.A. per le prestazioni relative al personale dipendente e Eni Rewind S.p.A. (ex Syndial S.p.A.) 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 S.p.A. 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 S.p.A., 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 2018

(migliaia di euro)

Denominazione	31.12.2018			2018			
	Crediti	Debiti	Garanzie	Costi		Ricavi	
				Beni	Servizi	Beni	Servizi
Imprese controllanti:							
Eni Corporate	174	45		131	130		1.330
Eni Divisione Gas & Power	212.514	33.153		9.666	13.299	216	388.029
Eni Divisione Downstream		(133)					
Eni Divisione Refining & Marketing	2.366	2.068		3.115	6.774	7	1.704
Eni Divisione Exploration & Production	12				(10)		162
	215.066	35.133	0	12.912	20.193	223	391.225
Impresa controllata							
Enipower Mantova S.p.A.	2.863	5		0	13.136		253
Imprese sotto comune controllo							
Eni Adfin S.p.A.					8		103
Eni Corporate University S.p.A.		37			176		9
Eni Gas Transport Service	49				(34)		266
Eni Insurance Limited					1.214		8
Enimed S.p.A.		58			101		
Eni Medio Oriente spa		4					
Eni new Energy	(3)	948			(55)	63	8
Eni Rete Oil & Non oil				8			
EniServizi S.p.A.	15.257	1.392		4.464	724		27.141
Eni Trading & Shipping	14.339	118.144			133.513		7.155
Ing. Luigi Conti Vecchi spa		40		61			
Lng Shipping S.p.A.		13			15		27
Versalis S.p.A.	367	2.435		7.985	1.822	1.270	155
Serfactoring S.p.A.		656			19		
Syndial S.p.A.	610	1.972		(1)	5.418	89	420
Raffineria di Gela S.p.A.		66			388		
Sergaz	1				1		1
Tecnomare S.p.A.		22			64		
Trans Tunisian Pipeline	(10)				5		
	30.610	125.787	0	12.517	143.379	1.422	35.293
Altre società							
Raffineria di Milazzo ScpA	1.268				(185)		(18)
SEF S.r.l.	3.436	17		27	1.803		251
Ravenna Servizi S.p.A.	4	692		4.801	422	68	
Saipem		117			76		
Mariconsult spa	33						33
Brindisi Servizi Generali		289		2	1.156		
Centro Padano int.merci spa		12			28		
S.C.A.R.L.					5		
I.S.A.F Spa		585					
	4.741	1.712	0	4.830	3.305	68	266
Gruppi a partecipazione statale							
Gruppo Cassa Depositi e prestiti	2						
Gruppo Enel	20	(70)			(1)		124
Gruppo Finmeccanica							
Gruppo Fintecna							
GSE- Gestore Servizi Elettrici	(3.091)	(1)		72	51.054	90	695
Gruppo TERNA	7.435	13.513	108	(3.698)	377		100
Gruppo Italgas							
Gruppo Anas							
Gruppo Poste Italiane					1		
Gruppo Ferrovie dello Stato		1			6		
Gruppo SNAM	109						316
	4.475	13.443	108	(3.626)	51.437	90	1.235
Fondi Pensione							
Fopdire		17			225		
	257.755	176.097	108	26.633	231.675	1.803	428.272

Esercizio 2019

(migliaia di euro)

Denominazione	31.12.2019			2019			
	Crediti	Debiti	Garanzie	Costi		Ricavi	
				Beni	Servizi	Beni	Servizi
Imprese controllanti:							
Eni Corporate	180	190		243	498		1.268
Eni Divisione Gas & Power	90.866	26.131		29.758	15.160		419.247
Eni Divisione Downstream Gas		(134)					
Eni Divisione Refining & Marketing	1.151	2.151		2.825	6.444		1.600
Eni Divisione Exploration & Production		473			398		175
	92.197	28.811	0	32.826	22.500	0	422.290
Impresa controllata							
Enipower Mantova S.p.A.	3.105	45		1	(3.117)	100	
	3.105	45		1	(3.117)	100	
Imprese sotto comune controllo							
Eni Corporate University S.p.A.		64			325		
Eni Gas Transport Service	34				-180		
Eni Insurance Limited		24			1.255		
Enimed S.p.A.		42			142		
Eni new Energy	(139)				(10)		33
Eni Servizi S.p.A.	9.495	1.469		5.307	655	(150)	20.244
Eni Trading & Shipping	8.359	15.285			169.663		9.809
Ing. Luigi Conti Vecchi spa		44					
Lng Shipping S.p.A.	5	32		120	47		
Versalis S.p.A.	306	4.331		7.504	1.098	1.480	163
Serfactoring S.p.A.		566			25		
Eni Rewind S.p.A.	370	1.444		10	3.138	9	46
Raffineria di Gela S.p.A.		113			206		
Eniprogetti S.p.A.					(5)		
Eni gas e luce S.p.A.	5	30			39		31
Eiril italian branch		5			5		
Eni fuel S.p.A.				4			
	18.435	23.449	0	12.945	176.403	1.339	30.326
Altre società							
SEF S.r.l.	3.696	20		11	(3.707)	49	
Ravenna Servizi Industriali S.p.A.	2	679		4.711	1.062	16	
Termica Milazzo S.r.l.	1.268						
Saipem		504			569		
Mariconsult spa	16				(106)		
Brindisi Servizi Generali		165		29	1.013		
Centro Padano int.merci spa		69			188		
Distretto Tecnologico Nz. Energia S.C.A.R.L.					10		
I.S.A.F. Spa		540					
	4.982	1.977	0	4.751	(971)	65	0
Gruppi a partecipazione statale							
Gruppo Cassa Depositi e prestiti	2						
Gruppo Enel	3	(70)			2		
GSE- Gestore Servizi Elettrici	(3.028)	9		89	10	5	64
Gruppo TERNA	11.852	11.440	108	(27.822)	536		1
Gruppo Ferrovie dello Stato	1				2		
Gruppo SNAM	118						316
	8.948	11.379	108	-27.733	550	5	381
Fondi Pensione							
Fopdire		20					
	127.667	65.681	108	22.790	195.365	1.509	452.997

Rapporti finanziari

I rapporti finanziari sono di seguito analizzati:

Esercizio 2018

(migliaia di euro)	31.12.2018			2018	
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi
Impresa controllante					
Eni Corporate	279.127				
Imprese controllate					
Enipower Mantova S.p.A.					18.684
Imprese collegate e joint venture					
SEF S.r.l.					10.200
Altre società					
Raffineria di Milazzo ScpA					129
Gruppi a partecipazione statale					
Gruppo TERNA				7	
	279.127			7	29.013

Esercizio 2019

(migliaia di euro)	31.12.2019			2019	
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi
Impresa controllante					
Eni Corporate	43.828			1.733	
Imprese controllate					
Enipower Mantova S.p.A.					18.684
Imprese sotto comune controllo					
Versalis S.p.A.				262	
Eni Rewind S.p.A.				18	
	43.828			2.013	18.684

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)	31.12.2018			31.12.2019		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Crediti commerciali e altri crediti	255.448	255.652	100,08	125.912	126.488	100,46
Altre attività finanziarie correnti				279.902	279.902	100,00
Altre attività correnti	1.281	1.191	92,97	1.232	1.141	92,61
Altre attività finanziarie non correnti	164	165	100,61	142	142	100,00
Altre attività non correnti	1.333	912	68,42	56	38	67,86
Passività per leasing a breve termine				2.053	1.105	53,82
Debiti commerciali e altri debiti	242.724	152.862	62,98	156.776	47.295	30,17
Altre passività correnti	16.587	16.166	97,46	15.307	14.884	97,24
Passività per leasing a lungo termine				9.712	6.354	65,42
Altre passività non correnti	11.806	7.069	59,88	7.625	3.502	45,93

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

(migliaia di euro)	31.12.2018			31.12.2019		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Ricavi della gestione caratteristica	421.221	420.435	99,81	436.017	435.713	99,93
Altri ricavi e proventi	10.256	8.608	83,93	19.340	18.793	97,17
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	282.403	256.740	90,91	293.444	218.155	74,34
Riprese di valore (Svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	480	-	0,00	(223)	-	0,00
Proventi finanziari	136	129	94,85	8	-	0,00
Oneri finanziari	651	7	1,08	2.224	2.013	90,51
Altri proventi (oneri) su partecipazioni	28.884	28.884	100,00	18.684	18.684	100,00

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

(migliaia di euro)	2018	2019
Ricavi e proventi	429.043	454.506
Costi e oneri	(256.745)	(218.155)
Variazione dei crediti commerciali e diversi	(48.652)	130.088
Variazione dei debiti commerciali e diversi	(74.168)	(110.041)
Dividendi incassati	28.884	(18.684)
Interessi incassati	129	
Interessi pagati		(1.864)
Flusso di cassa netto da attività operativa	78.491	235.850
Investimenti:		
- immobilizzazioni materiali	(531)	(1.425)
- variazione crediti finanziari	22	22
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	391	(375)
<i>Flusso di cassa degli investimenti</i>	<i>(118)</i>	<i>(1.778)</i>
Disinvestimenti:		
- partecipazioni	14.032	
<i>Flusso di cassa dei disinvestimenti</i>	<i>14.032</i>	
Flusso di cassa netto da attività di investimento	13.914	(1.778)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa		(279.902)
Dividendi pagati	(59.532)	(113.394)
Rimborsi di passività per leasing		(590)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(59.532)	(393.886)
Totale flussi finanziari verso entità correlate	32.873	(159.814)

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

(migliaia di euro)	2018			2019		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa da attività operativa	153.070	49.478	32,32	197.476	235.850	119,43
Flusso di cassa da attività di investimento	(22.650)	13.914	(61,43)	(37.657)	(1.778)	4,72
Flusso di cassa da attività di finanziamento	(59.954)	(59.532)	99,30	(395.219)	(393.886)	99,66

32 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.

33 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.

34 Attività di direzione e coordinamento

A norma dell'articolo 2497-bis si indicano i dati essenziali del bilancio al 31 dicembre 2018 dell'Eni S.p.A. che esercita sull'impresa attività di direzione e coordinamento.

STATO PATRIMONIALE

(€)	Note	31.12.2018		31.12.2017		01.01.2017*	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
ATTIVITÀ							
Attività correnti							
Disponibilità liquide ed equivalenti	(5)	9.654.468.868	502.964.041	6.213.811.825	367.730.040	4.582.814.901	41.250.113
Altre attività finanziarie destinate al trading	(6)	6.100.426.641		5.793.162.809		6.062.003.322	
Altre attività finanziarie correnti	(15)	2.688.524.711	2.686.455.675	2.699.464.465	2.691.668.755	2.762.576.306	2.724.641.702
Crediti commerciali e altri crediti	(7)	5.573.774.237	3.122.929.196	5.888.079.765	3.466.904.113	7.895.770.565	3.529.440.679
Rimanenze	(8)	1.324.128.339		1.388.544.550		1.277.716.959	
Attività per imposte sul reddito correnti	(9)	65.760.321		58.726.446		92.581.620	
Attività per altre imposte correnti	(9)	203.598.379		267.014.834		345.870.167	
Altre attività correnti	(10)	1.013.036.407	790.360.827	692.967.944	377.969.627	1.010.630.623	644.226.025
		26.623.717.903		23.001.772.638		29.029.964.463	
Attività non correnti							
Immobili, impianti e macchinari	(11)	7.578.619.152		7.178.646.178		8.045.543.832	
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	(8)	1.200.236.229		1.297.318.037		1.172.570.632	
Attività immateriali	(12)	180.491.241		194.752.958		1.205.014.790	
Partecipazioni	(14)	41.914.073.644		42.336.529.045		40.009.194.283	
Altre attività finanziarie non correnti	(15)	1.974.727.001	1.954.457.145	4.832.057.257	4.811.641.219	1.427.755.931	1.405.873.735
Attività per imposte anticipate	(16)	1.168.817.273		1.151.910.450		1.185.193.459	
Altre attività non correnti	(10)	565.422.065	294.049.892	480.873.584	164.534.684	699.552.732	374.019.621
		54.582.386.605		57.472.087.509		53.744.825.659	
Attività destinate alla vendita	(23)	1.474.116		1.717.074		3.635.721	
TOTALE ATTIVITÀ		81.207.578.624		80.475.577.221		82.778.425.843	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO							
Passività correnti							
Passività finanziarie a breve termine	(19)	4.434.682.785	4.233.716.240	4.146.377.799	3.922.516.072	4.159.479.169	4.006.268.773
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(19)	3.178.407.868	7.440.940	1.972.775.366	464.447	3.013.889.929	645.770
Debiti commerciali e altri debiti	(17)	5.631.752.561	2.901.317.916	6.224.379.855	3.156.070.915	6.209.179.673	3.050.851.168
Passività per imposte sul reddito correnti	(9)	1.556.602		64.289.938		3.851.266	
Passività per altre imposte correnti	(9)	787.385.843		808.586.429		887.109.601	
Altre passività correnti	(18)	1.448.199.196	699.551.357	872.182.600	510.938.545	1.204.612.480	632.108.110
		15.481.984.855		14.088.591.987		15.478.122.118	
Passività non correnti							
Passività finanziarie a lungo termine	(19)	18.069.732.686	506.264.000	18.843.053.798	380.563.643	19.553.554.728	695.766.552
Fondi per rischi e oneri	(20)	3.883.436.419		3.780.911.177		4.053.811.288	
Fondi per benefici ai dipendenti	(21)	370.072.343		353.083.516		391.417.852	
Altre passività non correnti	(18)	787.051.322	142.040.680	880.586.249	143.007.778	1.366.197.912	263.952.970
		23.110.292.770		23.857.634.740		25.364.981.780	
TOTALE PASSIVITÀ		38.592.277.625		37.946.226.727		40.843.103.898	
PATRIMONIO NETTO							
Capitale sociale	(24)	4.005.358.876		4.005.358.876		4.005.358.876	
Riserva legale		959.102.123		959.102.123		959.102.123	
Altre riserve		36.570.923.909		36.000.165.103		34.471.271.330	
Acconto sul dividendo		(1.512.478.856)		(1.440.456.053)		(1.440.456.053)	
Azioni proprie		(581.047.644)		(581.047.644)		(581.047.644)	
Utile netto dell'esercizio		3.173.442.591		3.586.228.089		4.521.093.313	
TOTALE PATRIMONIO NETTO		42.615.300.999		42.529.350.494		41.935.321.945	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		81.207.578.624		80.475.577.221		82.778.425.843	

CONTO ECONOMICO

(€)	Note	2018		2017	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
RICAVI	[26]				
Ricavi della gestione caratteristica		31.794.899.384	13.296.210.660	28.983.563.971	10.938.862.109
Altri ricavi e proventi		330.771.212	126.640.523	2.316.144.963	76.673.075
Totale ricavi		32.125.670.596		31.299.708.934	
COSTI OPERATIVI					
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	[27]	(30.621.006.375)	(14.875.672.832)	(27.205.497.159)	(13.711.409.772)
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	[7]	(26.410.349)		(152.692.106)	
Costo lavoro	[27]	(1.127.524.660)		(1.159.011.571)	
Altri proventi (oneri) operativi	[22]	113.047.226	505.622.860	(238.634.781)	(249.181.706)
Ammortamenti	[11], [12]	(635.421.852)		(727.072.500)	
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali	[13]	(13.359.653)		(111.314.644)	
Radiazioni	[11], [12]	(1.361.951)		(4.669.125)	
UTILE (PERDITA) OPERATIVO		(186.367.018)		1.700.817.048	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	[28]				
Proventi finanziari		1.616.145.269	188.208.837	1.681.990.022	226.677.635
Oneri finanziari		(1.878.697.439)	(18.629.139)	(2.698.158.435)	(28.808.401)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading		33.058.919		(109.755.540)	
Strumenti finanziari derivati		(97.098.895)	210.592.495	479.934.776	(349.102.508)
		(326.592.146)		(645.989.177)	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	[29]	3.689.331.494		2.701.993.904	
UTILE ANTE IMPOSTE		3.176.372.330		3.756.821.775	
Imposte sul reddito	[30]	(2.929.739)		(170.593.686)	
UTILE NETTO DELL'ESERCIZIO		3.173.442.591		3.586.228.089	

PROSPETTO DELL'UTILE COMPLESSIVO

(€ milioni)	Note	2018	2017
Utile netto dell'esercizio		3.173	3.586
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:			
Componenti non riclassificabili a conto economico			
Valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	[24]	(11)	8
Valutazione fair value partecipazioni minoritarie	[24]	(4)	
Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo non riclassificabili a conto economico	[24]	4	(1)
		(11)	7
Componenti riclassificabili a conto economico			
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	[24]	(163)	(27)
Differenze cambio da conversione Joint Operation	[24]	17	(98)
Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo riclassificabili a conto economico	[24]	34	7
		(112)	(118)
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo, al netto dell'effetto fiscale		(123)	(111)
Totale utile complessivo dell'esercizio		3.050	3.475

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 di esercizio per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2018. Per un'adeguata e completa comprensione della situazione patrimoniale e finanziaria di Eni S.p.A. al 31 dicembre 2018, nonché del risultato economico conseguito dalla società nell'esercizio chiuso a tale data, si rinvia alla lettura del bilancio che, corredato della relazione della società di revisione, è disponibile presso la sede della società.

35 Eventi successivi alla chiusura dell'esercizio

I fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio sono illustrati nella stessa voce esposta nella Relazione sulla Gestione.

Erogazioni pubbliche – Informativa ex artt. 125 e 126 Legge 124/2017

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 2019 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 l'utile di esercizio di euro 115.355.636,17.

Si propone di deliberare in merito all'attribuzione dell'utile d'esercizio 2019 come segue:

- alla riserva legale l'importo di euro 5.767.781,81;
- a utili a nuovo l'importo di euro 17.644.428,65;
- destinare euro 91.943.425,71 quale dividendo in ragione di 0,0973 euro per ciascuna delle 944.947.849 azioni del valore nominale di 1,00 euro.

Il dividendo sarà pagato a partire dal quindicesimo giorno successivo alla data dell'Assemblea.

Relazione del Collegio Sindacale di EniPower S.p.A.
alla Assemblea degli Azionisti ai sensi dell'art. 153 D. Lgs. 58/1998 e dell'art. 2429 c.c.

Signori Azionisti,

nel corso dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2019 il Collegio Sindacale ha svolto, in conformità ai principi enunciati dagli organi professionali, l'attività di vigilanza prevista dalla legge.

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 Assemblee degli Azionisti e 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 dalle società controllate e, a tal riguardo, non ha osservazioni da riferire nella presente relazione;
- 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 ottenuto conferma dai Sindaci delle società controllate che dalla loro attività di vigilanza 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 2019 inerente i *company entity level controls*, che non evidenzia carenze;
- 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 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 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;
- 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;
- 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.

Il Collegio Sindacale ha esaminato il Progetto di Bilancio d'esercizio chiuso al 31 dicembre 2019 redatto dalla Società 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, risultanze contenute nell'apposita relazione del 7 aprile 2020, il Collegio Sindacale ritiene di poter esprimere parere favorevole all'approvazione del Bilancio d'esercizio chiuso il 31 dicembre 2019, così come redatto dagli Amministratori ed alla relativa proposta di destinazione dell'utile di esercizio.

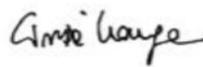
Da ultimo, il Collegio Sindacale evidenzia che con l'approvazione del Bilancio al 31 dicembre 2019 scade il proprio mandato e che pertanto l'Assemblea dovrà provvedere alla sua ricostituzione.

San Donato Milanese, 7 aprile 2020

Il Collegio Sindacale



Michele Casò
(Presidente)



Dott.ssa Cinzia Cravagna
(Sindaco Effettivo)



Dott.ssa Sara Speranza
(Sindaco Effettivo)



**RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE
INDIPENDENTE AI SENSI DELL'ARTICOLO 14
DEL DLGS 27 GENNAIO 2010, N° 39**

ENIPOWER SPA

BILANCIO D'ESERCIZIO AL 31 DICEMBRE 2019



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 2019, dal conto economico, dal prospetto dell'utile economico 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 2019, 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.

Altri aspetti

Il bilancio d'esercizio della Società Enipower SpA per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2018 è stato sottoposto a revisione contabile da parte di un altro revisore che, il 29 marzo 2019, ha espresso un giudizio senza modifica su tale bilancio.

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

PricewaterhouseCoopers SpA

Sede legale e amministrativa: Milano 20149 Via Monte Rosa 91 Tel. 0277851 Fax 027785240 Cap. Soc. Euro 6.890.000,00 i.v., C.F. e P.IVA e Reg. Imp. Milano 12979880155 Iscritta al n° 119644 del Registro dei Revisori Legali - Altri Uffici: **Ancona** 60131 Via Sandro Totti 1 Tel. 0712132311 - **Bari** 70122 Via Abate Gimma 72 Tel. 0805640211 - **Bergamo** 24121 Largo Belotti 5 Tel. 035229691 - **Bologna** 40126 Via Angelo Finelli 8 Tel. 0516186211 - **Brescia** 25121 Viale Duca d'Aosta 28 Tel. 0303697501 - **Catania** 95129 Corso Italia 302 Tel. 0957532311 - **Firenze** 50121 Viale Gramsci 15 Tel. 0552482811 - **Genova** 16121 Piazza Piccapietra 9 Tel. 01029041 - **Napoli** 80121 Via dei Mille 16 Tel. 08136181 - **Padova** 35138 Via Vicenza 4 Tel. 049873481 - **Palermo** 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091349737 - **Parma** 43121 Viale Tanara 20/A Tel. 0521275911 - **Pescara** 65127 Piazza Ettore Troilo 8 Tel. 0854545711 - **Roma** 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06570251 - **Torino** 10122 Corso Palestro 10 Tel. 011556771 - **Trento** 38122 Viale della Costituzione 33 Tel. 0461237004 - **Treviso** 31100 Viale Felissent 90 Tel. 0422696911 - **Trieste** 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 0403480781 - **Udine** 33100 Via Poscolle 43 Tel. 043225789 - **Varese** 21100 Via Albuzzi 43 Tel. 0332285039 - **Verona** 37135 Via Francia 21/C Tel. 0458263001 - **Vicenza** 36100 Piazza Pontelandolfo 9 Tel. 0444393311

www.pwc.com/it



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 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 2019, 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 2019 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 2019 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, 7 aprile 2020

PricewaterhouseCoopers SpA

Sergio Pizzarelli
(Revisore legale)

Deliberazioni dell'Assemblea degli Azionisti

L'Assemblea degli Azionisti di Enipower S.p.A. si è riunita il giorno 22 aprile 2020 alle ore 16:00 in prima convocazione, in San Donato Milanese, Piazza Vanoni 1.

L'Assemblea degli Azionisti ha deliberato di approvare il bilancio di esercizio al 31 dicembre 2019 che presenta un utile di euro 115.355.636,17 euro e di attribuire l'utile dell'esercizio 2019 come segue:

- alla riserva legale l'importo di euro 5.767.781,81;
- a utili a nuovo l'importo di euro 17.644.428,65;
- destinare euro 91.943.425,71 quale dividendo in ragione di 0,0973 euro per ciascuna delle 944.947.849 azioni del valore nominale di 1,00 euro.

Il dividendo sarà pagato a partire dal quindicesimo giorno successivo alla data dell'Assemblea.