



# Tirreno Power S.p.A.

Bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2021

Relazione della società di revisione indipendente  
ai sensi dell'art. 14 del D. Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39

## Relazione della società di revisione indipendente ai sensi dell'art. 14 del D. Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39

Agli azionisti della  
Tirreno Power S.p.A.

### Relazione sulla revisione contabile del bilancio d'esercizio

#### Giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio d'esercizio della Tirreno Power S.p.A. (la Società), costituito dallo stato patrimoniale al 31 dicembre 2021, dal conto economico, dal prospetto dell'utile/(perdita) complessivo rilevato nel periodo, dal rendiconto finanziario delle disponibilità liquide, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto per l'esercizio chiuso a tale data e dalle note esplicative al bilancio che includono anche la sintesi dei più significativi principi contabili applicati.

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

#### Elementi alla base del giudizio

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

#### Richiamo di informativa

Richiamiamo l'attenzione sul paragrafo "*Informativa in merito al Procedimento penale sito di Vado Ligure*" della Relazione sulla Gestione e sulla nota esplicativa "*Attività e passività potenziali*", che descrivono gli eventi e le valutazioni degli amministratori in merito al procedimento penale aperto dalla Procura della Repubblica di Savona che interessa il sito di Vado Ligure, a fronte del quale nel 2018 la Società è stata citata quale responsabile civile.

Il nostro giudizio non è espresso con rilievi in relazione a tale aspetto.

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

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

Gli amministratori sono responsabili per la valutazione della capacità della Società di continuare ad operare come un'entità in funzionamento e, nella redazione del bilancio d'esercizio, per l'appropriatezza dell'utilizzo del presupposto della continuità aziendale, nonché per una adeguata informativa in materia. Gli amministratori utilizzano il presupposto della continuità aziendale nella 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 degli utilizzatori prese 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 od 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 e della 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 ai principi di revisione internazionali (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'art. 14, comma 2, lettera e), del D. Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39

Gli amministratori della Tirreno Power S.p.A. sono responsabili per la predisposizione della relazione sulla gestione della Tirreno Power S.p.A. al 31 dicembre 2021, inclusa la sua coerenza con il relativo bilancio d'esercizio e la sua conformità alle norme di legge.

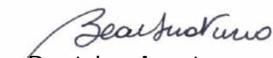
Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n. 720B al fine di esprimere un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione con il bilancio d'esercizio della Tirreno Power S.p.A. al 31 dicembre 2021 e sulla conformità della stessa alle norme di legge, nonché di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

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

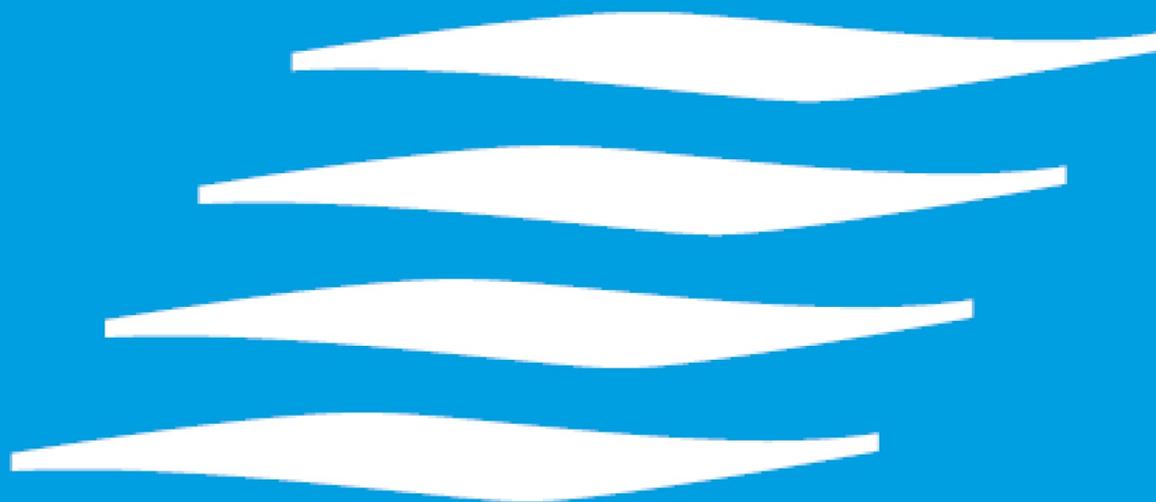
Con riferimento alla dichiarazione di cui all'art. 14, c.2, lettera e), del D. Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39, rilasciata sulla base delle conoscenze e della comprensione dell'impresa e del relativo contesto acquisite nel corso dell'attività di revisione, non abbiamo nulla da riportare.

Roma, 14 marzo 2022

EY S.p.A.



Beatrice Amato  
(Revisore Legale)



# **TIRRENO POWER SPA**

**BILANCIO D'ESERCIZIO  
AL 31 DICEMBRE 2021**

# TIRRENO POWER SPA

Sede legale: Roma, Via Barberini 47

Capitale Sociale Euro 60.516.142,00 interamente versato

P.I. - C.F. e Registro delle Imprese di Roma n. 07242841000

R.E.A. n. 1019536

Sede amministrativa e Centrale Napoli: Napoli, Stradone Vigliena 39

Centrale Torrevaldaliga: Civitavecchia (Roma), Via Aurelia 2

Centrale Vado Ligure: Valleggia di Quiliano (Savona), Via A. Diaz 128

Settore Fonti Rinnovabili: Genova, Corso Torino 1

## INDICE

<b>RELAZIONE SULLA GESTIONE</b> .....	<b>4</b>
INTRODUZIONE.....	4
FOCUS SUI RISULTATI.....	6
SCENARIO DI MERCATO.....	16
QUADRO NORMATIVO E REGOLATORIO .....	19
SCENARIO DI PRODUZIONE .....	27
POLITICA AMBIENTALE E SICUREZZA.....	29
INVESTIMENTI E DEMOLIZIONI.....	33
RISORSE UMANE E ORGANIZZAZIONE .....	35
ANDAMENTO DELLA GESTIONE DELL'ESERCIZIO.....	42
BILANCIO ENERGIA .....	44
CONTO ECONOMICO RICLASSIFICATO.....	45
ATTIVITÀ DI RICERCA E SVILUPPO.....	54
AZIONI PROPRIE ED AZIONI DELLA CONTROLLANTE .....	54
RAPPORTI CON IMPRESE CONTROLLATE, COLLEGATE, CONTROL-LANTI ED IMPRESE SOTTOPOSTE AL CONTROLLO DI QUESTE ULTIME.....	54
RISCHI FINANZIARI, RISCHI DI MERCATO ED ALTRI RISCHI .....	54
PREVEDIBILE EVOLUZIONE DELLA GESTIONE .....	55
FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DEL PERIODO .....	57
PROPOSTE DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE .....	59
<b>PROSPETTI DI BILANCIO</b> .....	<b>60</b>
STATO PATRIMONIALE.....	60
CONTO ECONOMICO .....	61
PROSPETTO DELL'UTILE / (PERDITA) COMPLESSIVO RILEVATO NEL PERIODO .....	62
RENDICONTO FINANZIARIO DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE.....	63
PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO.....	64
<b>NOTE ESPLICATIVE</b> .....	<b>65</b>
DICHIARAZIONE DI CONFORMITÀ .....	65
STRUTTURA E CONTENUTO DEL BILANCIO.....	65
TIPOLOGIA DEI RISCHI E GESTIONE DELL'ATTIVITÀ DI COPERTURA .....	82
NOTE ALLE POSTE DELLO STATO PATRIMONIALE.....	88
NOTE ALLE POSTE DEL CONTO ECONOMICO.....	104
ALTRE INFORMAZIONI .....	111
<b>INFORMAZIONI DI CONTATTO</b> .....	<b>114</b>

## RELAZIONE SULLA GESTIONE

### INTRODUZIONE

Assetto proprietario

La Società al 31 dicembre 2021 è partecipata pariteticamente da Energia Italiana S.p.A. e Engie Italia S.p.A..



## Organi Sociali

### Consiglio di Amministrazione

Presidente	Alberto Bigi
Amministratori	Giuseppe Gatti Giovanni Chiura Charles Hertoghe Angelica Orlando Jurgen Fryges Antonio Cardani * Roberto Garbati *

\* *Consiglieri indipendenti, come previsto dallo Statuto della Società*

### Collegio Sindacale

Presidente	Gianluca Marini
Sindaci	Riccardo Zingales Maurizio Lauri
Sindaci supplenti	Goffredo Hinna Danesi Giuseppe Panagia

### Società di Revisione

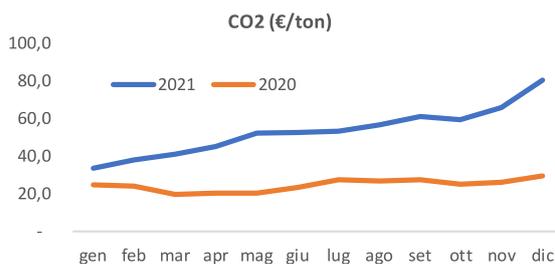
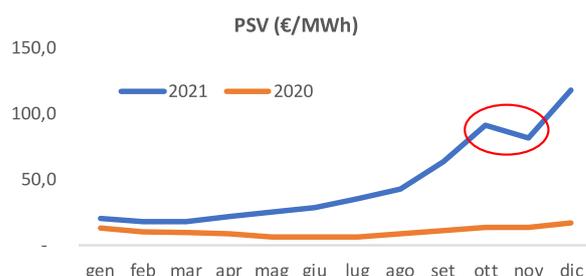
EY S.p.A.

## FOCUS SUI RISULTATI

La Società ha conseguito un risultato netto pari ad euro 47.003 migliaia ed un Margine Operativo Lordo pari ad euro 120.532 migliaia, a fronte dell'importo di euro 255.601 migliaia realizzato nel 2020. Il Risultato Operativo conseguito è pari a euro 63.690 migliaia a fronte dell'importo di euro 169.951 migliaia realizzato nel 2020.

I risultati dell'esercizio sono stati fortemente influenzati dal notevole incremento del prezzo delle commodities. In particolare, nei mesi da luglio ad ottobre, il mercato delle commodity energetiche ha registrato una corsa verso quotazioni record manifestando nel contempo anche una estrema volatilità di prezzi nel corso della stessa giornata. Il prezzo del gas, per la sola componente variabile ha fatto registrare un aumento del 346% e quello delle CO2 un aumento del 116%. Anche il PUN ha fatto registrare un notevole incremento (+221%) ma non sempre sufficiente a coprire i costi variabili di produzione. In aggiunta l'incremento del gas ha aumentato in maniera significativa alcune voci di costo di produzione che, in momenti di stabilità dei mercati, sono di fatto prevedibili e controllabili come il costo degli ausiliari ed i costi di avviamento. Solo a partire dal mese di novembre la diminuzione del prezzo del gas accompagnata da prezzi di vendita stabili ha permesso di avere buoni livelli di Clean Spark Spread.

La marginalità ottenuta nel Mercato dei Servizi di Dispacciamento ha invece fortemente risentito dell'aumento del prezzo delle commodities in quanto i prezzi di vendita sono rimasti sostanzialmente invariati rispetto al 2020. La scarsa marginalità è stata accompagnata anche da un notevole decremento dei volumi (circa il 25%) rispetto al 2020 anno in cui la combinazione dei due fattori (bassa domanda di energia e conseguente maggiore quota di fabbisogno coperta dalle fonti rinnovabili) aveva comportato maggiori movimentazioni sul mercato MSD da parte di Terna per costituire un adeguato margine di riserva di generazione flessibile.



I risultati conseguiti hanno comunque permesso di generare un positivo flusso di cassa che ha consentito di ripagare anticipatamente la Tranche B del finanziamento per euro 37.543 migliaia nel corso dell'anno e di chiudere l'esercizio con una disponibilità di cassa pari a euro 49.910 migliaia, tale da consentire l'intero ripagamento della Tranche B e dei relativi PIK interest (euro 35.155 migliaia) nei primi mesi del 2022 attraverso il meccanismo del *cash sweep*.



A valle dei risultati del 2021 Tirreno Power ha ricevuto da Cerved Rating Agency la conferma del rating pubblico B1.2 che riflette il miglioramento delle performance economiche e il mantenimento della capacità di generare flussi di cassa operativi tali da consentire la copertura degli investimenti e soprattutto la sensibile riduzione del debito finanziario, con una posizione finanziaria netta tendente a zero.

## EMERGENZA COVID 19

In data 31 gennaio 2020 il Consiglio dei Ministri ha dichiarato lo stato di emergenza sanitaria, mentre in data 11 marzo 2020 l'Organizzazione Mondiale della Sanità ha dichiarato lo stato di Pandemia per Covid 19 a seguito della diffusione del contagio da coronavirus SARS-CoV-2 su scala globale.

A valle di tale dichiarazione, il Governo italiano attraverso specifici Decreti Legge e Decreti del Presidente del Consiglio dei Ministri ha emanato una serie di provvedimenti che hanno comportato limitazioni alle attività produttive. La sospensione delle attività imposta dai provvedimenti non ha incluso i servizi ritenuti essenziali, tra cui la produzione di energia elettrica.

La Società, sin dall'insorgere dell'emergenza sanitaria, si è immediatamente attivata, in coerenza con le indicazioni governative e delle autorità sanitarie, in alcuni casi anticipandone l'attuazione. La prima comunicazione a tutto il personale è avvenuta già il 22 febbraio 2020.

In seguito all'emanazione del primo provvedimento governativo, Tirreno Power ha istituito il Comitato di Crisi per il coordinamento della gestione dell'emergenza sanitaria e una Task Force operativa, coordinata dal Direttore Generale, dedicata al presidio della gestione dell'emergenza.

La Società ha messo in atto tutti i provvedimenti necessari a garantire da un lato la salute dei propri dipendenti e dall'altro la continuità di funzionamento dei propri impianti in condizioni di sicurezza. Ciò è avvenuto mediante l'adozione di specifiche procedure che hanno individuato opportune misure di garanzia e di prevenzione nel rispetto di quanto previsto dalla normativa vigente e, in particolare, dal "Protocollo condiviso di regolamentazione delle misure per il contrasto ed il contenimento della diffusione del virus Covid 19 negli ambienti di lavoro" sottoscritto il 24 Aprile 2020, e aggiornato il 06 aprile 2021, fra il Governo e le parti sociali.

Tirreno Power ha provveduto ad aggiornare continuamente le proprie procedure con l'obiettivo di contrastare la pandemia seguendone l'evoluzione e allo stesso tempo garantire la normale operatività, nel rispetto delle necessarie misure di sicurezza e prevenzione. L'ultima revisione è stata aggiornata e inoltrata a tutto il personale in data 25 novembre 2021.

Sono attualmente in vigore il DPCM del 02 marzo 2021 e il DPCM del 12 ottobre 2021, che confermano la suddivisione del territorio nazionale in zone e introducono l'obbligo di esibizione del green pass per l'accesso ai luoghi di lavoro.

È in corso sul territorio nazionale la campagna vaccinale che potrebbe consentire l'uscita dalla situazione emergenziale. Con il Decreto Legge 7 gennaio 2022, n. 1, l'obbligo vaccinale per la prevenzione dell'infezione da SARS-CoV-2 è stato esteso anche agli ultracinquantenni a partire dal 8 gennaio 2022, con l'irrogazione delle relative sanzioni a partire dal 15 febbraio 2022.

Operativamente, alla luce del quadro pandemico e della sua evoluzione, nel 2021 le fermate programmate non hanno subito spostamenti dovuti alla pandemia stessa.

Durante il 2021, al fine di evitare la diffusione del contagio, sono state mantenute le iniziative introdotte, tra le quali si segnala:

- l'utilizzo dei Dispositivi di Protezione Individuali;
- la fruizione della modalità di lavoro agile (smart working) per tutto il personale non indispensabile;
- la compilazione di una Autodichiarazione all'ingresso nei siti e la misurazione della temperatura corporea all'ingresso nel sito;
- la regolamentazione degli accessi alle Sale manovra, delle procedure di messa in sicurezza e delle linee di turno;
- la pulizia e sanificazione periodica;
- la corretta gestione degli impianti di climatizzazione e aspirazione;
- la prosecuzione della sorveglianza sanitaria, compresa quella eccezionale;
- la regolamentazione delle attività di manutenzione, sia quella accidentale sia quella programmata;
- la regolamentazione delle riunioni di persona, delle trasferte di lavoro e della formazione
- la verifica (sistematica e a campione) del green pass per l'accesso ai luoghi di lavoro.

Inoltre, a livello di gestione del magazzino (supply chain) sono state messe in atto tutte le azioni per garantire la continuità operativa degli impianti produttivi grazie anche alla definizione di piani di approvvigionamento e l'identificazione di fornitori di back up per tutti i componenti principali

Tirreno Power ha stipulato un'assicurazione integrativa specifica a favore di tutti i dipendenti, attiva dal 12 marzo 2020, a copertura delle spese sanitarie collegate alla patologia Covid 19. La polizza attivata si compone di una copertura assicurativa di natura economica e di un pacchetto di servizi di assistenza post ricovero. La polizza è stata rinnovata anche per tutto l'anno 2021.

In aggiunta Tirreno Power ha inoltre sottoscritto una polizza assicurativa per infortuni da smart working al fine di tutelare la popolazione aziendale da infortuni domestici e/o professionali occorsi nei giorni di lavoro da remoto.

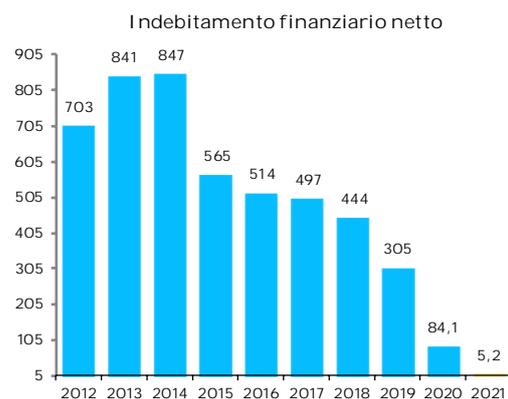
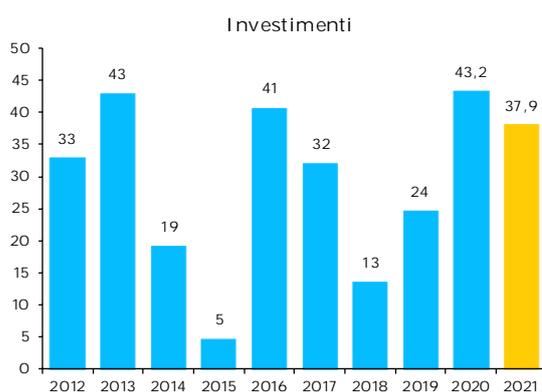
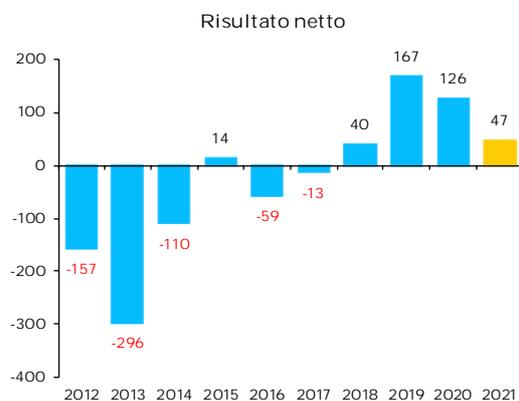
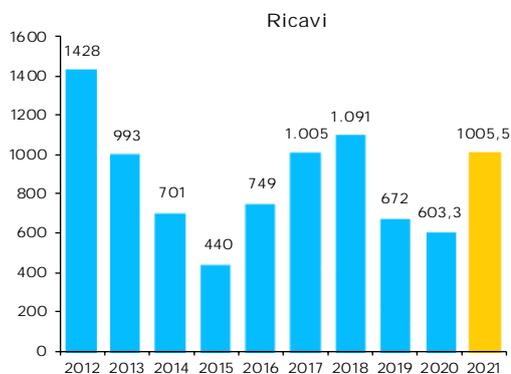
Ad oggi non si sono registrate interruzioni dell'attività aziendale a riprova dell'efficacia delle misure adottate.

## Sintesi dell'andamento della Società

Allo scopo di illustrare i risultati economici e di analizzarne la struttura patrimoniale e finanziaria, le tabelle che seguono riportano alcuni "Indicatori alternativi di performance" che il management ritiene maggiormente rappresentativi dei risultati economici e finanziari e che sono contenuti in schemi riclassificati diversi da quelli previsti dai principi contabili internazionali adottati. Nel paragrafo "Andamento della gestione dell'esercizio" si forniscono i criteri utilizzati per la costruzione di tali indicatori. I dati, laddove non diversamente specificato, sono desumibili direttamente dai prospetti di bilancio.

	31.12.2021	31.12.2020	differenza
<b>Dati economici (milioni di euro)</b>			
Ricavi totali	1.005,5	603,3	402,2
-di cui ricavi da vendita di energia	989,4	599,3	390,0
Margine Operativo Lordo	120,5	255,6	(135,1)
EBITDA (include derivati su commodity)	114,6	228,1	(113,5)
Risultato operativo	63,7	170,0	(106,3)
Risultato netto del periodo	47,0	125,5	(78,5)
<b>Dati patrimoniali e finanziari (milioni di euro)</b>			
Investimenti in immobilizzazioni	37,9	43,2	(5,3)
Flusso monetario da attività di esercizio	116,8	263,6	(146,8)
Patrimonio netto	565,5	518,6	46,9
Capitale investito netto	570,8	602,7	(31,9)
Indebitamento Finanziario Netto	5,2	84,1	(78,9)
Debt/Equity	0,0	0,2	(0,2)
<b>Dati operativi</b>			
Energia venduta (GWh)	5.929	7.000	(1.071)
Energia immessa (GWh)	3.800	4.313	(514)
Consistenza media (unità)	246,9	233,5	13,4
<b>Indicatori economico/finanziari</b>			
Ricavo unitario da vendita energia (€/MWh)	166,9	85,6	81,3
ROS (Return on Sales)	6,3%	28,2%	-21,8%
ROI (Return on Investment)	10,9%	26,1%	-15,3%
<b>Indicatori di mercato (medie annuali)</b>			
PUN (€/MWh)	125,04	38,90	86,14
Indice PSV (€/MWh) (fonte: "Heren" indice PSV)	46,04	10,35	35,69
Diritti di emissione (€/ton) (fonte: "ICE" indice EUA Futures)	53,31	24,78	28,53
Prezzo del greggio Brent (\$/bll) (fonte "Platt's ")	70,64	43,37	27,27
Cambio dollaro USA per euro (fonte UIC)	1,184	1,141	0,04
Euribor 1mese @ 365 media (fonte Il Sole 24 Ore)	-0,566%	-0,495%	-0,1%

Di seguito l'andamento dei principali indicatori di risultato degli ultimi 10 anni:



## Struttura operativa

La Società è attiva nella produzione e commercializzazione di energia elettrica attraverso la gestione in Italia di alcune centrali termoelettriche e da fonti rinnovabili localizzate sulla dorsale tirrenica.

Nella tabella che segue sono riepilogate le principali caratteristiche di tali impianti:

Potenza lorda di riferimento in esercizio commerciale (MW)		
Unità produttive	al 31/12/2021	Regione
Centrale Vado Ligure	793	Liguria
Centrale Torrevaldaliga	1.176	Lazio
Centrale Napoli	401	Campania
Totale Termoelettrico	2.370	
Totale Fonti Rinnovabili	75 *	Principalmente in Liguria
<b>Totale</b>	<b>2.445</b>	

*\* di cui 15 MW attualmente non disponibili per danni alluvione ottobre 2020*

Con i suoi impianti produttivi la Società è in grado di produrre energia elettrica con elevata flessibilità e competitività:

- i gruppi di produzione termoelettrici sono costituiti da 4 cicli combinati alimentati a gas;
- le fonti rinnovabili comprendono 18 centrali idroelettriche (equamente suddivise tra le tipologie "ad acqua fluente" e "di regolazione") dislocate lungo l'intero arco dell'Appennino ligure.

Come già segnalato nei precedenti bilanci, a seguito della cessazione definitiva dell'attività degli impianti a carbone a Vado Ligure, la Società ha avviato una iniziativa di reindustrializzazione del sito non più funzionale alle attività di produzione di energia, volta a favorire l'insediamento di nuove aziende con l'obiettivo di contribuire allo sviluppo economico ed occupazionale del territorio.

Nell'ambito del progetto di reindustrializzazione, nel 2020 la Società Vernazza Autogru aveva acquistato un'area di circa 27 ettari e la società Autoliguria aveva acquistato un ulteriore lotto della Centrale di Vado Ligure avente una superficie di circa 1,8 ettari. Inoltre, si è proceduto alla scoibentazione e successiva demolizione dei condotti fumo afferenti alle unità dismesse a carbone VL3 e VL4, ed allo stesso tempo è stato assegnato l'appalto per la demolizione e la scoibentazione delle unità VL3 e VL4.

Infine, in data 30 giugno 2021, è stata effettuata la consegna aree e impianti all'Appaltatore e, nel mese di novembre, è stato smontato l'ultimo tratto del nastro di trasporto del carbone.

Nel corso del 2021 sono proseguite le attività previste dal piano triennale di investimenti avviato nel 2019 per l'ottimizzazione delle performance degli impianti a seguito di un'approfondita attività di assessment e benchmarking. Tra le principali attività svolte nel 2021 sono stati eseguiti l'upgrade e/o la

sostituzione dei DCS degli impianti che forniranno anche maggiori funzionalità per la diagnostica predittiva e l'alarm management oltre a garantire funzionalità e disponibilità dei ricambi negli anni futuri. Inoltre, è stato avviato il revamping delle protezioni elettriche, la sostituzione degli avviatori statici dei turbogas, nonché la realizzazione di un crossover che consenta l'avviamento di ciascun TG con l'avviatore di un altro, incrementando esponenzialmente l'affidabilità del sistema di avviamento. Tali investimenti sono volti a superare l'obsolescenza dei componenti e la progressiva carenza di ricambi, garantendo una maggiore disponibilità degli impianti a partire dal 2022, anno dell'avvio del meccanismo del Capacity Market, un nuovo mercato in cui è richiesta la massima e costante disponibilità e affidabilità degli impianti.

Nel mese di luglio è stato lanciato il progetto Business Continuity Plan, un'iniziativa che ha l'obiettivo fondamentale di fornire Tirreno Power degli strumenti per individuare e prevenire i rischi e le minacce che potrebbero colpire l'azienda, analizzarne l'entità e il possibile impatto sulle attività e definire gli interventi da attuare per tornare alla normalità.

L'adozione del Business Continuity Plan permetterà di dotare l'azienda di un vero e proprio manuale per identificare tempestivamente le misure opportune da adottare, per prevenire o per affrontare momenti di criticità e ripristinare al più presto l'operatività della Società, in ogni circostanza.

Il progetto si realizzerà nell'arco di un anno, e dopo una prima fase di mappatura dei rischi e di definizione delle strategie per la loro gestione, verranno testate le prime procedure operative già nel primo trimestre del 2022. Un lavoro che coinvolgerà l'intera Società in modo trasversale e porterà al perfezionamento del piano, che sarà comunque sottoposto a periodici monitoraggi per il continuo miglioramento.

Infine, sono proseguite le attività di ripristino degli impianti idroelettrici danneggiati durante gli eventi alluvionali del 2020. A tal riguardo si segnala che nel corso del 2021 sono terminate le attività di ricostruzione della centrale di Argentina (2 unità da 0,5 MW ciascuna). In data 12 novembre 2021 la centrale è rientrata in regolare esercizio, mentre restano in corso le attività di ripristino delle centrali di Airole e Bevera.

Informativa in merito al Procedimento penale sito di Vado Ligure

Si rammenta che nel 2013 è stato avviato un procedimento penale dalla Procura della Repubblica di Savona per disastro ambientale che oggi vede indagati soggetti apicali e dipendenti di Tirreno Power per i reati di cui agli artt. 434 comma 2 e 449 c.p.. In data 15 novembre 2018 è stato notificato a Tirreno Power un ordine di citazione quale responsabile civile nel procedimento penale. Di seguito si riportano alcune delle fasi principali relative a tale procedimento:

- In data 11 marzo 2014 il G.I.P. del Tribunale di Savona aveva disposto ed eseguito il sequestro preventivo dei Gruppi a carbone VL3 e VL4.
- In data 18 giugno 2015 Tirreno Power ha avuto notizia dell'avviso di conclusione delle indagini preliminari, ex art. 415 bis c.p.p.. Infatti in data 26 ottobre 2016 i Pubblici Ministeri, hanno depositato presso l'Ufficio del Giudice per l'Udienza Preliminare, richiesta di rinvio a giudizio per 26 imputati con i capi di accusa di disastro colposo ex artt. 434 comma 2 e 449 c.p.. Rispetto al precedente avviso di conclusione delle indagini preliminari, notificato il 17 giugno 2015, inter alia, viene stralciato il capo di imputazione di omicidio colposo plurimo, con la formazione di un nuovo procedimento al N. 1753/16- 21 R.G.N.R.. Per tale ultimo procedimento, in data 27 ottobre 2018, il GIP ha disposto l'archiviazione ex art. 409 c.p.p..
- In data 28 gennaio 2017 il GIP del Tribunale di Roma ha emesso decreto di archiviazione ex artt. 409 e 410 c.p.p., in accoglimento della richiesta del Pubblico Ministero presso il Tribunale di Roma, in relazione al reato di abuso di ufficio contestato nell'avviso di chiusura indagini preliminari del 20 luglio 2016 a vertici istituzionali e tecnici della regione Liguria, della Provincia di Savona e dei Comuni interessati, nonché nei confronti di un dirigente di Tirreno Power, abuso asseritamente commesso ai fini dell'ottenimento dell'AIA per gli impianti a carbone VL3 e VL4.
- Nell'udienza preliminare del 25 gennaio 2018 il GUP ha ammesso come Parti Civili nel processo le Associazioni Ambientaliste (Medicina Democratica-Movimento per la Salute, Greenpeace Onlus, Associazione Uniti per la Salute, Legambiente Associazione Onlus, Associazione WWF-O.N.G. Onlus, Associazione A.N.P.A.N.A) che avevano depositato la loro costituzione il 26 ottobre 2017 ed il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (in seguito anche MATTM), costituitosi il 30 novembre 2017, mentre ha escluso la costituzione di tre privati cittadini il cui atto di costituzione è stato depositato il 25 gennaio 2018.
- In data 15 novembre 2018 è stata notificata a Tirreno Power l'ordine di citazione quale responsabile civile nel procedimento penale n. 5917/13. Tale provvedimento del GUP accoglie la richiesta del MATTM di citazione del responsabile civile del 2 luglio 2018. Con tale citazione Tirreno Power è quindi chiamata, indipendentemente dalla propria costituzione nel processo, in caso di condanna con sentenza definitiva, a rispondere in solido con gli imputati dei danni cagionati alle parti civili quale effetto delle condotte di disastro colposo (ambientale e sanitario) loro imputate. Successivamente, con atto del 21 novembre 2018, depositato in Tribunale in data 18 dicembre 2018, Tirreno Power si è costituita come responsabile civile nel processo al fine di esercitare i propri diritti difensivi nel processo penale e contrastare gli effetti che l'eventuale sentenza di condanna

produrrebbero nel separato processo civile ai sensi degli artt. 651 e ss. c.p.p. Si precisa che, la Procura non ha contestato nessuno dei reati presupposto previsti dal D. Lgs. 231/2001, pertanto nessuna sanzione pecuniaria e interdittiva può essere irrogata a carico di Tirreno Power, sulla base dell'attuale accusa.

- Nell'udienza dell'11 dicembre 2018, il Giudice, accertato il mancato perfezionamento della notifica di un decreto di rinvio a giudizio ne ha quindi disposto la rinnovazione, con rinvio del processo al 31.01.2019. Nella medesima udienza alcuni difensori presenti in aula hanno preannunciato e successivamente formalizzato la costituzione di nuove parti civili, segnatamente, le associazioni ADOC (Associazione difesa orientamento consumatori), Art. 32, Codacons, il Ministero della Salute, oltre a 48 persone fisiche. Al momento hanno presentato richiesta risarcitoria: Associazione Uniti per la Salute per una somma non inferiore ad euro 120 migliaia, Cittadinanza Attiva per una somma non inferiore ad euro 50 migliaia, Medicina Democratica per una somma non inferiore ad euro 250 migliaia e le 48 persone fisiche per una somma complessiva non inferiore a euro 1.160 migliaia. Si precisa che gli atti di citazione pervenuti dal MATTM e dal Ministero della Salute contengono non l'indicazione di una specifica richiesta risarcitoria, quanto una riserva di quantificazione del danno da definire all'esito della discussione delle parti civili.
- In data 20 maggio 2019, ha preso avvio la fase dell'istruttoria dibattimentale. In particolare, nel corso delle udienze tenutesi nel 2020, sono state escusse le prove testimoniali dei testi indicati nella relativa lista presentata dal Pubblico Ministero e delle Parti Civili costituite, ad eccezione dei consulenti tecnici. Le udienze calendarizzate dal mese di febbraio al mese di giugno 2020 sono state rinviate a causa dell'emergenza sanitaria dovuta al diffondersi del Covid 19. Successivamente sono state celebrate sette udienze fino a dicembre 2020 dedicate all'esame dei testi delle Parti Civili.
- Nel corso dell'anno 2021 si sono tenute nel complesso 16 udienze. Da febbraio a maggio sono stati escussi i testi indicati dalle parti civili e i primi testi delle difese degli imputati, in relazione a circostanze riguardanti profili non strettamente tecnici delle imputazioni, quali ad esempio quelli concernenti la posizione soggettiva di singoli imputati.
- Con l'udienza dell'8 giugno 2021 è iniziata l'escussione dei consulenti tecnici del Pubblico Ministero proseguita fino all'udienza dell'8 novembre 2021. Nelle successive udienze, rispettivamente del 9 novembre 2021 e del 14 dicembre 2021 è iniziata l'escussione dei consulenti delle Parti Civili.
- Sono state fissate quindici udienze calendarizzate fino al mese di luglio del 2022, che saranno inizialmente dedicate all'esame e controesame dei consulenti tecnici delle Parti Civili e delle difese degli imputati. Si presume comunque che l'istruttoria richiederà la fissazione di ulteriori udienze, almeno, fino alla fine del 2022.

Proprio in quanto il processo non ha ancora ultimato l'esame di tutti i consulenti tecnici rilevanti ai fini dell'imputazione, ed in particolare, l'acquisizione del contributo dei consulenti delle difese del responsabile civile e degli imputati, il rischio di soccombenza deve ritenersi possibile e non sono prevedibili le conseguenze risarcitorie a carico della Società derivanti dal pendente procedimento penale.

## SCENARIO DI MERCATO

I mercati dei prodotti energetici

Nel 2021 è stato registrato un importante aumento dei prezzi di tutte le commodity energetiche rispetto all'anno 2020.

L'andamento del prezzo del gas in tutta Europa è stato influenzato da diversi eventi, tra i principali:

- Basso livello delle scorte nei siti di stoccaggio
- Riduzioni di transito gas dalla Norvegia e dalla Russia
- Rialzo dei prezzi dei certificati CO2
- Tensioni politiche tra Russia e Ucraina
- Ritardi autorizzativi relativi alla operatività del Nord Stream 2.

Il prezzo medio del gas naturale ha registrato una crescita rispetto al 2020 passando dai 10.35 €/MWh ai 46.04 €/MWh del 2021, rilevando un massimo nel mese di dicembre (113.42 €/MWh).  
*(fonte: "Heren" indice PSV).*

Il prezzo del petrolio greggio Brent (ARA Spot Average) ha fatto registrare un incremento rispetto al 2020, passando dai 43.37 \$/barile del 2020 ai 70.64 \$/barile del 2021, con un massimo di 83.35 \$/barile raggiunto a ottobre *(fonte: "Platt's Crude Oil Marketwire").*

Il prezzo medio del carbone ha registrato un aumento rispetto al 2020 passando dai 51.62 \$/ton ai 116.02 \$/ton del 2021 *(fonte: "Argus" indice API#2 Northwest Europe Cif ARA).*

Il prezzo medio della CO2 ha registrato un incremento rispetto al 2020 passando dai 24.78 €/ton ai 53.31 €/ton del 2021, raggiungendo il valore massimo di 79.43 €/ton nel mese di dicembre.  
*(fonte: "ICE" indice EUA Futures).*

Il cambio medio del dollaro statunitense rispetto all'euro nel corso del 2021 è stato pari a 1.18304 €/€, in aumento (+3.67%) rispetto a quello del 2020 pari a 1.14113 €/€ *(fonte: Ufficio Italiano Cambi).*

## Produzione e domanda di energia elettrica in Italia

Nel 2021 il valore cumulato della produzione netta (278.1 TWh) risulta in aumento (+2.4%) rispetto al 2020 così come il valore della richiesta di energia elettrica (318.1 TWh) che fa segnare un incremento del 5.6% rispetto al 2020.

Da segnalare il calo della produzione idroelettrica (-2.6 TWh pari a -5.4%) contrariamente all'aumento del pompaggio (+1.11 TWh pari a +6.0%); cresce di 10.6 TWh (+32.9%) anche il saldo estero, insieme all'eolico (+2.0 TWh pari a +10.8%) ed al termoelettrico (+6.7 TWh pari a +3.8%), segue lo stesso andamento crescente anche la produzione da fotovoltaico (+0.5 TWh pari a +2.1%).

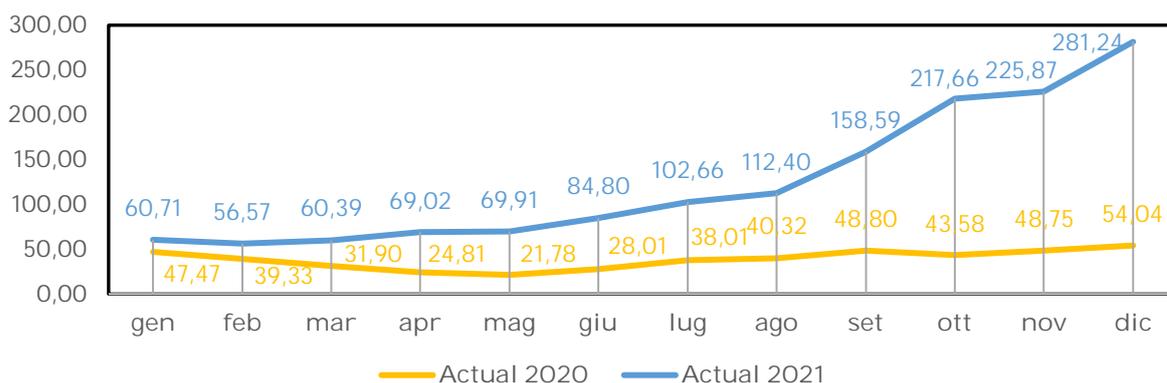
*(fonte: Terna - Rapporto mensile sul sistema elettrico – consuntivo dicembre 2021).*

## Andamento dei prezzi di vendita energia

Nel 2021 il prezzo di acquisto dell'energia (PUN) sul Mercato del Giorno Prima (MGP) sale al suo massimo storico di 125,46 €/MWh, in aumento del 221% rispetto al prezzo di 38.90 €/MWh registrato nel 2020 (fonte: GME), record realizzato in presenza di una decisa progressione che in corso d'anno ha portato le quotazioni da 60,71 €/MWh di gennaio a 281,24 €/MWh di dicembre.

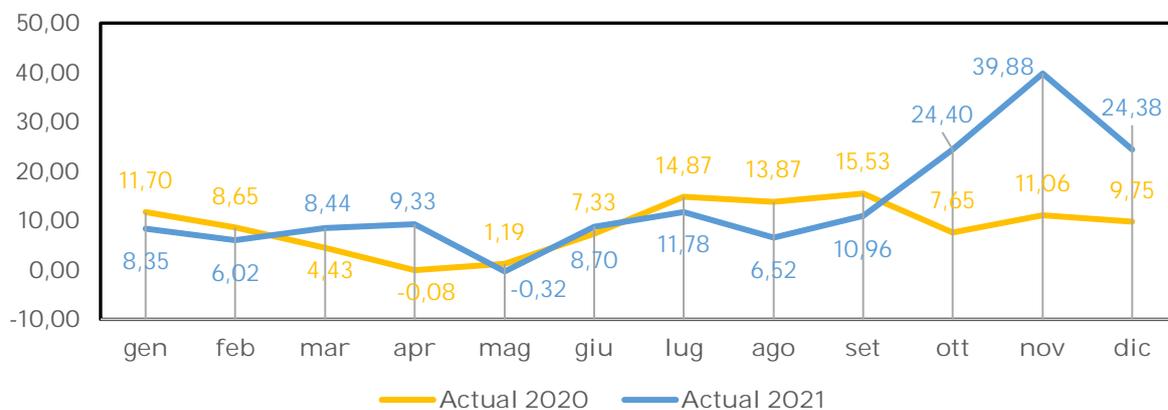
Tale dinamica ha interessato tutte le principali borse elettriche europee e affonda le sue radici nella corsa intrapresa dai costi di generazione termoelettrica, alimentati da quotazioni record del gas e della CO<sub>2</sub>, evidenziandosi soprattutto nell'ultimo trimestre dell'anno.

Prezzo Unico Nazionale - PUN (€/MWh)



L'incremento record di tutte le Commodity soprattutto nell'ultimo trimestre ha determinato un Clean Spark Spread medio annuale superiore al 2020 (+4.39 €/MWh medi).

### Clean Spark Spread Formula (€/MWh)



Il Clean Spark Spread rappresenta il margine della vendita di energia elettrica comprensivo dei costi dei costi variabili (gas e CO2).

La presenza di una consistente potenza installata di fotovoltaico, pari a 22,4 GW (fonte: TERNA), ha contribuito a creare una compressione del prezzo nelle ore centrali; il profilo orario del prezzo ha un andamento medio che presenta un primo picco tra l'ora 8 e la 11 e un secondo picco più evidente tra l'ora 18 e la 22.

## QUADRO NORMATIVO E REGOLATORIO

Nelle note seguenti si riportano i principali eventi normativi e regolatori del 2021 che hanno effetti sui mercati di riferimento di Tirreno Power.

### Piano Nazionale Integrato Energia e Clima

A gennaio 2020, il MiSE ha pubblicato il testo per il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC) dell'Italia predisposto con il MATTM e il Ministero delle Infrastrutture e dei trasporti. In attuazione delle norme europee in materia, il PNIEC è stato inviato alla Commissione UE. Il PNIEC stabilisce gli obiettivi nazionali al 2030 in merito a riduzione delle emissioni, sviluppo dell'efficienza energetica e delle fonti rinnovabili (FER) nonché gli obiettivi relativi alla sicurezza energetica e al mercato unico dell'energia definendo le misure necessarie per il raggiungimento di ciascun obiettivo. Per quanto riguarda il settore elettrico, il PNIEC prevede un obiettivo del 55% di consumo coperto da FER entro il 2030, il phase out della produzione a carbone al 2025 e l'impiego del capacity market come strumento per la definizione di segnali di prezzo di lungo periodo sul mercato elettrico. In ottobre 2020, la Commissione UE ha pubblicato la valutazione finale sul PNIEC italiano definendo una serie di azioni per il suo miglioramento e una più efficace attuazione.

Nel settembre 2020 la Commissione UE ha proposto di elevare l'obiettivo di riduzione dei gas serra ad almeno il 55% rispetto ai livelli del 1990 (target precedente 40%). A dicembre 2020, il Consiglio Europeo ha confermato tale proposta che si è concretizzata a giugno 2021 quando, il Parlamento europeo e gli Stati membri dell'Unione hanno approvato la Legge sul Clima, che sancisce l'impegno a raggiungere la neutralità climatica entro il 2050 con l'obiettivo intermedio di ridurre le emissioni nette di gas serra di almeno il 55% entro il 2030, rispetto ai livelli del 1990. Inoltre, la nuova legge UE sul clima trasforma l'impegno politico del *Green Deal* europeo per la neutralità climatica UE entro il 2050 in obbligo vincolante. A metà del 2021 il Consiglio Europeo ha formalmente approvato la normativa europea sul clima. I nuovi sfidanti target indicati dalla UE richiedono l'aggiornamento di quanto precedentemente prospettato dal PNIEC. Per questo motivo, il documento è attualmente in fase di revisione.

### L'avvio del *capacity market*

Durante il 2017, il nuovo meccanismo per la remunerazione della capacità produttiva elettrica (già previsto dalla delibera ARERA ARG/elt 98/11) è stato formalmente notificato dal Ministero dello Sviluppo Economico (di seguito MiSE), con il coinvolgimento dell'Autorità, presso la DG *Competition* della Commissione Europea. Nel febbraio 2018, la Commissione ha approvato per 10 anni il meccanismo italiano (e quello di altri 5 paesi) ritenendolo necessario per l'adeguatezza e la sicurezza del sistema. La decisione (pubblicata a metà aprile 2018), tra le tante indicazioni, ha imposto al nostro Paese di prevedere la partecipazione al meccanismo della capacità estera e della domanda. Ha inoltre fornito

indicazioni per i range dei cap al prezzo per le offerte in asta (espressi in MW/anno): 25k€-45k€ per gli impianti esistenti e 75k€-95k per gli impianti nuovi entranti.

A valle dell'approvazione, a marzo 2018, Terna ha posto in consultazione un nuovo schema di disciplina che integra le modifiche richieste dalla Commissione e prevede un nuovo regolamento per le manutenzioni programmate degli impianti, per le garanzie e per il calcolo della capacità disponibile in probabilità (CDP) nonché nuovi regolamenti per la partecipazione di unità di consumo e risorse estere.

Successivamente, sempre in adeguamento e recepimento della decisione della Commissione Europea, l'ARERA ha pubblicato la delibera 261/2018/R/eel che aggiorna la delibera istitutiva del capacity market (ARG/elt 98/2011). La delibera recepisce sia gli indirizzi della Commissione, sia quelli del Ministero e integra la disciplina anche in base alle consultazioni avvenute durante il 2017 (713/2016/R/eel e 592/2017/R/eel). Nello specifico, la delibera prevede: l'avvio della fase di prima attuazione con la possibilità di stabilire periodi di pianificazione anche inferiori all'anno, l'abolizione del premio minimo riconoscibile alla capacità esistente, l'introduzione della soglia minima di investimento richiesto dalla Commissione per i nuovi entranti, l'apertura del mercato della capacità alla partecipazione attiva della domanda, della generazione rinnovabile non programmabile e delle risorse estere.

A marzo 2019, come previsto dal PNIEC, il MiSE ha notificato alla DG *Competition* della Commissione Europea alcune modifiche allo schema di mercato della capacità con riferimento ai requisiti ambientali e autorizzativi per la partecipazione alle aste. Il 14 giugno 2019, la Commissione ha autorizzato le citate modifiche, ritenendole compatibili con le norme comunitarie sugli aiuti di Stato.

Con Decreto Ministeriale 28 giugno 2019, il MiSE ha formalmente dato avvio al meccanismo approvando una nuova versione della disciplina che recepisce i limiti emissivi notificati e approvati dalla Commissione. Il Decreto ha stabilito lo svolgimento di aste entro il 2019 con consegna prevista nel 2022 e 2023.

A settembre dello stesso anno, con la delibera 363/2019/R/eel, l'ARERA ha definito i parametri economici delle aste stabilendo che il valore massimo del premio (cap) riconoscibile alla capacità produttiva nuova fosse pari a 75.000 €/MW/anno e 33.000 €/MW/anno per la capacità esistente. È stato, inoltre, fissato l'importo minimo di investimento pari a 209.000 €/MW e definita la metodologia di determinazione del prezzo di esercizio (strike).

Le aste, per gli anni di consegna 2022 e 2023 si sono tenute nel corso del mese di novembre 2019 e Tirreno Power è risultata aggiudicataria di tutta la capacità offerta, pari a 1.875 MW per ciascun anno, al prezzo previsto a base d'asta per la capacità esistente.

Il meccanismo del capacity market presenta alcune rilevanti criticità per la gestione dei casi di indisponibilità degli impianti, sia nei casi di fuori servizio accidentale, sia di manutenzione programmata che si prolunghi oltre i periodi di esenzione previsti dal meccanismo.

In tali casi il produttore può incorrere nella sospensione del pagamento del premio e nell'annullamento dei premi percepiti nell'intero anno, se la condizione si ripete per tre mesi, anche non consecutivi.

A fine giugno 2020, l'Italia ha presentato alla DG Energy della Commissione Europea il c.d. *Implementation Plan (IP)*, documento previsto dal nuovo Regolamento UE sul mercato elettrico del 2019: tale passaggio risulta necessario al fine di poter avviare le nuove aste del meccanismo (consegna a partire dal 2024). Il documento consultato illustra il funzionamento del *capacity market* nell'ambito del complessivo mercato elettrico italiano. A fine ottobre, la DG Energy ha inviato il suo parere sull'IP evidenziando alcuni interventi necessari da apportare alla struttura regolatoria del mercato. A febbraio 2021 è stato pubblicato l'aggiornamento del Piano che integra le richieste di chiarimento formulate dalla Commissione.

Sempre in tema di *capacity market*, sulla base delle nuove norme UE, che prevedono che gli Stati membri che intendono applicare meccanismi di capacità devono definire standard di adeguatezza, l'ARERA, con la Delibera 507/2020/R/eel, informa il MiSE di aver richiesto a Terna di sviluppare i necessari adeguamenti. Il nuovo metodo di calcolo è stato posto in consultazione da Terna a inizio giugno 2021 e riportava l'analisi svolta da Terna in applicazione delle metodologie europee, Decisione ACER 23/2020, relativamente a una serie di parametri tecnici.

A fine gennaio 2021, Terna ha comunicato ai gestori sia degli impianti nuovi che di quelli nuovi non ancora autorizzati, risultati assegnatari di capacità nelle aste tenutesi nel 2019, la possibilità di avvalersi di una proroga di 6 mesi per la consegna dei titoli autorizzativi per gli anni di mercato 2022 e 2023: la proroga si intende collegata ai ritardi nell'ottenimento delle autorizzazioni derivanti dall'emergenza da Covid-19. Sempre per la stessa categoria di impianti, il 30 giugno 2021 il MiTE ha pubblicato una nota contenente la proroga, al 31 ottobre 2021, del termine per il conseguimento dei titoli autorizzativi per gli impianti nuovi non ancora autorizzati. Nel riprendere la nota, Terna ha anche confermato la possibilità, per la capacità nuova con inizio periodo di consegna gennaio 2023, di posticipare l'avvio del contratto fino a 6 mesi.

Si precisa che tale casistica non ricorre per Tirreno Power che, come suddetto, ha partecipato alle aste 2019 esclusivamente con impianti esistenti.

Inoltre, a fine aprile 2021 è stata posta in consultazione la disciplina Terna sul capacity market per gli anni di consegna 2024/2025. La Disciplina posta in consultazione mantiene sostanzialmente inalterato l'impianto complessivo del precedente schema. Una novità di rilievo del nuovo schema riguarda la possibilità per gli assegnatari di capacità nuova o in ripotenziamento non autorizzata di comunicare a Terna, entro il 30 giugno dell'anno precedente al periodo di consegna la volontà di posticipare l'avvio di tale periodo fino al 31 dicembre del primo anno di contratto, con conseguente posticipo del termine finale dello stesso.

A valle della consultazione della nuova disciplina di remunerazione della capacità, Terna ha posto in consultazione anche le Disposizioni Tecniche di Funzionamento (DTF) che contengono le metodologie

per la definizione della curva di domanda, le regole per inadempimenti e i relativi corrispettivi, i tassi di *derating* delle singole tecnologie.

Il 28 ottobre 2021 il MiTE ha pubblicato il Decreto di approvazione del nuovo schema del mercato della capacità necessario per indire l'asta del 2024. Il Decreto prevede che l'asta per il 2025 venga indetta solo dopo che sia stata effettuata una valutazione dell'adeguatezza del sistema a valle dell'approvvigionamento per il 2024. Qualora, per tre anni consecutivi, la valutazione di adeguatezza del sistema risulterà positiva, il meccanismo di remunerazione della capacità sarà cessato.

Il 21 febbraio 2022 si sono tenute le aste, per l'anno di consegna 2024 e Tirreno Power è risultata aggiudicataria di tutta la capacità offerta, pari a 1.883 MW, al prezzo previsto a base d'asta per la capacità esistente.

## Atti direttamente riferiti a Tirreno Power

### Ristoro componente dei titoli di efficienza energetica (TEE)

L'ARERA, con la delibera 96/2020/R/eel, ha introdotto un meccanismo regolatorio che prevede la facoltà, per i produttori termoelettrici che prelevano gas naturale per la produzione di energia elettrica da immettere in rete, di presentare al GSE istanza di accesso ad un meccanismo di ristoro ex-post dei maggiori oneri sostenuti per il pagamento della componente tariffaria RE\_tee, una componente della REt, sulle forniture di gas naturale.

Per i produttori ammessi al beneficio, il diritto al ristoro decorre dal primo giorno del secondo mese successivo a quello in cui viene presentata al GSE la richiesta per ciascuna unità produttiva termoelettrica e comunque a decorrere da una data non antecedente al 1° luglio 2021. La richiesta ha valenza annuale e può essere oggetto di tacito rinnovo. Solo in occasione della prima attuazione, per beneficiare del diritto al rimborso dal 1° luglio 2021, la richiesta doveva essere presentata entro il 1° aprile 2021.

Con Delibera 548/2020/R/com l'ARERA ha approvato il regolamento operativo predisposto dal GSE ai fini della restituzione di detta componente.

A marzo 2021, Tirreno Power ha presentato al GSE la richiesta per accedere al meccanismo di ristoro.

A seguito del notevole aumento dei prezzi della materia prima gas registrato nel corso del 2021 e dei correlati effetti sulla bolletta elettrica, l'Autorità ha previsto l'annullamento da ottobre 2021 a marzo 2022 dell'intera componente REt. Per questo motivo, i rimborsi della RE\_tee hanno interessato solo i mesi da luglio a settembre 2021 per un importo di circa 2,5 milioni di euro.

#### Premi per adeguamento impianti al servizio di ripristino della rete elettrica

Con Delibera 324/2020/R/eel, l'ARERA introduce un meccanismo premiale per l'adeguamento degli impianti di generazione inseriti nel piano di riaccensione stilato secondo quanto disposto dal Regolamento 2017/2196 (Regolamento *Emergency & Restoration*).

Per quanto riguarda Tirreno Power, inizialmente gli unici adeguamenti richiesti erano previsti sul sito di Torrevaldaliga Sud con un meccanismo premiale che prevede un corrispettivo modulato in base ai tempi di conclusione dei lavori fino a un ammontare di euro 50 migliaia.

Con successiva comunicazione di Terna, sono state richiesti ulteriori adeguamenti ai sensi della Delibera 44/2021/R/eel all'impianto di Torrevaldaliga Sud e anche all'impianto di Vado Ligure. Entrambi i siti hanno provveduto ad attuare i dovuti adeguamenti entro le tempistiche che prevedono la possibilità di ottenere il premio previsto secondo la Disciplina, per un importo pari a euro 375 migliaia già riconosciuto per il sito di Vado Ligure, mentre per il sito di Torrevaldaliga Sud si è in attesa di definizione dell'importo.

#### Reintegro per ricalcolo gettoni di accensione (NMROA)

In applicazione della Delibera ARERA 65/2014/R/eel, tra luglio e settembre 2021, Terna ha effettuato i conguagli dovuti ai ricalcoli della non corretta applicazione del parametro NMROA (indice di mancato rispetto degli ordini di accensione). Per gli eventi occorsi a Tirreno Power, i ricalcoli hanno riguardato gli anni dal 2013 al 2018 per un importo complessivo di euro 1.130 migliaia, positivo.

#### Decreto Legge Semplificazione 2018 - Concessioni idroelettriche

Con riferimento alle novità introdotte con il DL 4 dicembre 2018, n. 135, in materia di semplificazione e sostegno allo sviluppo ("DL Semplificazione"), convertito in legge nel febbraio 2019, si segnala l'introduzione di alcune modifiche al quadro normativo delle concessioni idroelettriche. Le principali modifiche riguardano: (i) la proroga onerosa delle concessioni già scadute fino al 2023, (ii) la regolamentazione della riassegnazione delle concessioni alla loro scadenza; (iii) il regime di indennizzo del concessionario uscente per il trasferimento degli asset legati alla concessione idroelettrica. Si tratta di norme che fissano una serie di principi di ordine generale e che saranno oggetto di provvedimenti attuativi da parte delle Regioni entro marzo 2020 e delle autorità competenti al fine di disciplinare in dettaglio i rinnovi delle concessioni nel rispetto dei principi dettati della Costituzione.

Il termine ultimo per l'adozione di tale disciplina è stato prorogato dal 31 marzo 2020 al 31 ottobre 2020 dall'articolo 125-bis del D.L. n. 18/2020.

Si rammenta che le concessioni idroelettriche attualmente detenute dalla Società che rientrano nell'ambito di applicazione del provvedimento in commento, avranno la loro naturale scadenza nel 2029. Per quanto riguarda gli effetti della nuova normativa, si rimanda a quanto indicato in nota integrativa nel paragrafo relativo alle immobilizzazioni materiali.

Ad oggi solo le Regioni Piemonte, Lombardia, Friuli Venezia Giulia, Abruzzo ed Emilia Romagna hanno emanato le proprie leggi recependo la nuova normativa.

Per le Regioni interessate dalle elezioni amministrative dello scorso settembre 2020, tra cui la Liguria, era previsto un ulteriore slittamento dei termini di 7 mesi (pubblicazione tra aprile e maggio 2021). Ad oggi, la Liguria non ha ancora legiferato in materia. Per quanto di interesse di Tirreno Power, solo il Piemonte ha emanato la legge regionale in materia introducendo, a partire dal 2021 per gli impianti di grande derivazione, un canone aggiuntivo del 3% dei ricavi normalizzati quantificati sommando su base annua il prodotto della quantità oraria dell'energia elettrica immessa in rete e il corrispondente prezzo zonale orario (zona Nord) registrato sul Mercato del Giorno Prima. L'impatto economico per la Società, sulla quota parte dell'unico impianto presente in Piemonte, non è significativo.

Il 4 novembre 2021 il Consiglio dei Ministri ha approvato il disegno di legge annuale per il mercato e la concorrenza. Il testo stabilisce che le procedure di assegnazione delle concessioni di grandi derivazioni idroelettriche si svolgono secondo parametri competitivi, equi e trasparenti, sulla base di un'adeguata valorizzazione economica dei canoni concessori e di un'idonea valorizzazione tecnica degli interventi di miglioramento della sicurezza delle infrastrutture esistenti.

**Avvio di un procedimento per la valutazione di potenziali abusi nel mercato elettrico all'ingrosso**

Come indicato nei precedenti bilanci, a giugno 2016, con delibera 342/2016/R/eel, l'Autorità aveva avviato un'indagine relativa a presunti comportamenti abusivi sul mercato elettrico all'ingrosso nei confronti di una molteplicità di operatori elettrici, tra cui Tirreno Power. L'indagine riguarda due fattispecie tra loro distinte: la prima fa riferimento alla presunta adozione di strategie di programmazione di unità di consumo e impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili non coerenti con i principi stabiliti dall'Autorità. La seconda riguarda unità di produzione abilitate alla presentazione di offerte sul MSD che non avrebbero offerto la propria capacità sui mercati dell'energia inducendo Terna ad avviare unità per il bilanciamento del sistema ed aumentandone conseguentemente i costi.

Per quanto riguarda Tirreno Power, a luglio 2017 con delibera 511/2017/E/eel è stata disposta l'archiviazione del procedimento relativo all'adozione di programmazione delle unità di consumo. Non risulta ancora notificato l'esito del procedimento per l'altro filone di indagine e, allo stato attuale, eventuali conseguenze negative per la Società sono ritenute non probabili.

Il contenzioso sul ricalcolo del capacity payment per gli anni 2010/2011

A valle di un complesso contenzioso amministrativo, l'Autorità con la delibera 400/2014/R/eel ha imposto di ricalcolare i corrispettivi a copertura della seconda componente per la remunerazione della capacità produttiva per gli anni 2010 e 2011. In particolare, il provvedimento ha imposto restituzioni onerose gravanti su alcuni operatori, tra cui Tirreno Power, che è stata chiamata a rendere complessivamente circa 5,5 milioni di euro nel corso del 2014. A fronte della gravità della situazione imposta dalla delibera e ravvedendo vizi di illegittimità del provvedimento, Tirreno Power ha avviato un ricorso al TAR Lombardia avverso la delibera citata, al pari di altri operatori penalizzati da quest'ultima. Nel 2016, si è tenuta l'udienza di merito che ha portato ad una sentenza di annullamento del provvedimento impugnato e stabilito la necessità di rinnovare il procedimento di determinazione del corrispettivo.

L'Autorità ha proposto appello avverso la sentenza di primo grado: la camera di consiglio si è tenuta a maggio 2017 e, a fine dicembre, il Consiglio di Stato ha accolto le richieste presentate dall'appellante annullando la sentenza di primo grado.

Nel giugno 2018, Tirreno Power, insieme ad altri operatori, ha interpellato sulla questione la Corte Europea dei Diritti dell'Uomo (CEDU) che deve ancora esprimersi sulla questione.

La regolazione degli sbilanciamenti per il periodo 2012-2014

La disciplina degli sbilanciamenti effettivi sul mercato elettrico per il periodo 2012-2014 è stata oggetto di un lungo contenzioso terminato con l'annullamento in secondo grado di una serie di delibere dell'Autorità. A fronte di tale annullamento, Terna ha proceduto a effettuare i ricalcoli degli sbilanciamenti utilizzando i criteri definiti dall'Autorità prima dell'emanazione degli atti ritenuti illegittimi. Ciò ha generato per Tirreno Power la fatturazione di importi negativi relativamente ai periodi interessati dal ricalcolo pari a circa 4,5 milioni di euro, incassati nel corso del 2015.

Tirreno Power ha impugnato dinnanzi al TAR Lombardia la comunicazione con cui Terna ha dato atto della propria volontà di procedere ai ricalcoli.

Contestualmente, l'Autorità ha avviato un procedimento per l'adozione di una nuova regolazione per il periodo in cui le sentenze di annullamento hanno determinato una incertezza normativa. In tale contesto, facendo seguito a un processo di consultazione, il Regolatore ha emanato una nuova delibera (333/2016/R/eel) che tiene conto dell'affidamento ingenerato negli operatori dalla disciplina vigente al momento della programmazione della propria produzione, sebbene successivamente annullata. Secondo quanto stabilito dalla delibera, Terna ha effettuato i ricalcoli per i conguagli dei corrispettivi nel mese di ottobre 2016.

La delibera è stata impugnata presso il TAR Lombardia da alcuni operatori ma le sentenze pubblicate dal Tribunale hanno confermato la delibera. Molti dei ricorrenti in primo grado hanno proposto appello avverso la sentenza: gli appelli sono attualmente pendenti presso il Consiglio di Stato e a giugno 2020 una prima sentenza ha confermato la legittimità della regolazione definita da ARERA. Tirreno Power è

intervenuta *ad opponendum* in entrambi i gradi di giudizio e, nel bilancio 2016, aveva provveduto ad accantonare quanto ricevuto a conguaglio, a fronte del rischio di dover restituire l'importo a Terna. Tale rischio, anche in base al parere del legale incaricato, è attualmente ritenuto ancora probabile.

Ricorso avverso il Decreto Ministeriale sulla disciplina del Capacity Market e atti collegati

Nel settembre 2019, Tirreno Power ha presentato ricorso per l'annullamento del Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 28 giugno 2019 in tema di "Disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità produttiva di energia elettrica" e degli atti collegati.

Il ricorso contesta la violazione delle finalità previste per lo strumento dal Decreto istitutivo, l'apertura dello strumento alla nuova capacità non autorizzata, la modifica di regole di funzionamento essenziali del meccanismo e il mancato rispetto degli obblighi di consultazione. Nel mese di novembre 2019, Tirreno Power ha presentato ricorso alla Corte di Giustizia Europea per l'annullamento della decisione della Commissione UE con la quale la stessa non ha sollevato obiezioni nei confronti del documento di "Modifica del Meccanismo di remunerazione della disponibilità di risorse per l'adeguatezza. Introduzione di requisiti ambientali" notificata dallo Stato italiano nel 2019.

La prima udienza innanzi al TAR si è svolta il 26 febbraio 2020, per la discussione dell'istanza cautelare. Nella seconda parte del 2020, Tirreno Power ha presentato le proprie repliche alle memorie presentate dai soggetti intervenuti nel procedimento.

L'udienza di merito è stata discussa il 24 marzo 2021 e la Corte ha deciso di sospendere il giudizio in attesa della decisione del Tribunale Europeo sulla stessa materia asserendo che le due cause sono tra loro strettamente interconnesse.

Stante la continuità con la normativa precedentemente impugnata, il nuovo DM che istituisce aste del capacity market per consegna 2024 è stato impugnato da Tirreno Power a dicembre 2021.

## SCENARIO DI PRODUZIONE

L'energia immessa nel periodo ammonta a 3,80 TWh in diminuzione di 0,51 TWh rispetto al 2020.

La tabella seguente esprime nel dettaglio le variazioni dell'energia immessa, intervenute rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente, ripartite per unità e centrale:

Energia immessa (GWh)	31/12/2021	31/12/2020	Variazioni
Cicli combinati	3.705	4.147	(442)
- TV5	753	1.070	(317)
- TV6	413	467	(54)
- VL5	1.623	1.265	358
- NA4	916	1.344	(428)
Fonti Rinnovabili	95	167	(72)
<b>Totale</b>	<b>3.800</b>	<b>4.313</b>	<b>(514)</b>
Per impianto			
Vado Ligure	1.623	1.265	358
Torrevaldaliga	1.166	1.537	(371)
Napoli	916	1.344	(428)
Fonti Rinnovabili	95	167	(72)
<b>Totale</b>	<b>3.800</b>	<b>4.313</b>	<b>(514)</b>

(Fonte: Base Dati Aziendale)

Nel 2021 la produzione dei CCGT è risultata inferiore rispetto all'anno precedente. In particolare, l'impianto di Napoli ha risentito della minore operatività nel mercato dei servizi di dispacciamento (211 GWh in meno di energia venduta su tale mercato), delle fermate programmate eseguite durante l'anno, tra cui l'HGPI del turbogas dal 19 luglio al 13 agosto, e dell'avaria occorsa sull'interruttore della turbina a vapore nel mese di aprile.

L'impianto TV5 ha risentito della fermata programmata (durante la quale è stata effettuata l'HGPI dei turbogas e l'upgrade dei principali sistemi di controllo dell'impianto) dal 4 ottobre al 17 dicembre, data nella quale sono iniziate le prove di commissioning.

L'impianto di VL5, penalizzato a causa dei guasti ai rotori che ne hanno limitato la disponibilità fino a tutto il mese di agosto, ha comunque beneficiato degli alti margini di mercato registrati tra la fine di ottobre e la metà di dicembre, periodo nel quale l'unità ha fatto circa il 40% della produzione complessiva.

La produzione idroelettrica fa registrare un decremento rispetto all'esercizio precedente di 72 GWh, come conseguenza del fermo degli impianti di Bevera, Airole e Argentina gravemente danneggiati dagli eventi alluvionali di ottobre 2020. A tal riguardo si segnala che nel corso del 2021 sono terminate le attività di ricostruzione della centrale di Argentina (2 unità da 0,5 MW ciascuna). In data 12 novembre la centrale è rientrata in regolare esercizio.

## Manutenzione impianti

Per quanto concerne la Centrale Vado Ligure, il giorno 13 gennaio 2021 si è conclusa la fermata programmata annuale del 2020, iniziata a novembre 2020 (HGPI su entrambe le turbine a gas). Nel secondo semestre è stata effettuata la fermata programmata 2021 iniziata il giorno 4 ottobre e conclusa il 31 ottobre.

Nel corso 2021, per la Centrale Vado Ligure, si segnalano tre eventi accidentali tra cui il più rilevante, quello a seguito del guasto del 30 aprile occorso all'alternatore del turbogas TG52, che ha comportato lo smontaggio del componente e il trasporto presso le officine del fornitore. Quest'ultimo evento si è concluso il 31 agosto.

Presso la Centrale Torrevaldaliga Sud nella prima metà del 2021 sono state effettuate solamente due interventi programmati di breve durata. Nel secondo semestre sono state effettuate le fermate programmate annuali su entrambe le unità: dal 30 agosto al 26 settembre su TV6; mentre dal 4 ottobre al 25 dicembre per TV5.

Nel periodo di riferimento, per la Centrale Torrevaldaliga Sud, si segnala l'indisponibilità dell'unità TV6 a causa dell'avaria occorsa al viratore del turbogas C dal giorno 23 dicembre al giorno 30 dicembre.

La Centrale Napoli Levante ha effettuato la fermata programmata dal 1° al 29 marzo compresi. La fermata, prevista dal 1 al 17 marzo, si è protratta a causa dell'avaria occorsa su di un polo dell'interruttore di rete riscontrata durante le prove di rientro in servizio dell'impianto. Nel secondo semestre 2021 l'unità NA4 ha effettuato la fermata programmata per effettuare l'HGPI sul turbogas 41 dal 19 luglio al 13 agosto.

Nel corso del primo semestre 2021, per la Centrale Napoli Levante, si segnala un evento accidentale dovuto a un guasto sull'interruttore della turbina a vapore dell'unità e nel secondo semestre si segnala un blocco per alte accelerazioni (humming) sul turbogas 41 che ha richiesto l'ispezione interna con conseguente fermata per circa tre giorni a ottobre.

Per quanto riguarda gli impianti idroelettrici, nel mese di settembre si sono concluse le attività programmate di adeguamento alla piena millenaria della diga Zolezzi, nel comune di Borzonasca, iniziate nel corso dell'anno 2019.

Si ricorda che nel mese di ottobre 2020 gli impianti di Airole, Bevera e Argentina furono colpiti dall'alluvione che ha interessato le valli Roja e Argentina nella provincia di Imperia, causando ingenti danni alle opere di presa e alle Centrali. L'impianto di Argentina, a seguito degli interventi di ripristino, è rientrato in esercizio nel mese di novembre 2021. Per quanto riguarda gli impianti di Airole e Bevera sono in corso le attività di ripristino, mentre i contratti per la sostituzione e/o riparazione dei macchinari danneggiati sugli impianti sono già stati formalizzati. Il termine delle attività è previsto nel corso dell'anno 2023.

## **POLITICA AMBIENTALE E SICUREZZA**

### Premessa

Nel corso del 2021 la Società, nell'ottica di rendere le proprie attività sempre più sostenibili, non solo dal punto di vista economico ma anche ambientale e sociale, ha continuato a porsi come obiettivo il raggiungimento di elevati livelli di protezione dei territori dove opera, di sicurezza dei lavoratori, sia interni che di imprese terze, ed il controllo di tutti gli aspetti che hanno potenziali ricadute sociali e reputazionali.

La Politica di sostenibilità esplicita i valori fondanti dell'azienda e gli indirizzi per attuare un percorso di sviluppo sostenibile, ed è il riferimento seguito dalla Politica ambientale di sito, presente nelle Dichiarazioni Ambientali delle centrali termoelettriche registrate EMAS, o che hanno ottenuto la certificazione UNI EN ISO 14001: 2015. In quest'ultima i Responsabili delle unità produttive specificano gli impegni, gli obiettivi e le azioni che intendono attuare per migliorare le prestazioni ambientali del sito, tenendo debitamente conto sia degli esiti dell'analisi del contesto in cui l'impianto opera, sia del soddisfacimento delle Compliance obligation, ovvero i requisiti che l'azienda è tenuta a rispettare, o che ha scelto volontariamente di rispettare. Tale documento favorisce una gestione più razionale degli aspetti ambientali dell'azienda sulla base non solo del rispetto dei limiti di legge, ma anche del continuo miglioramento delle proprie prestazioni ambientali, dell'attiva partecipazione dei dipendenti e della trasparenza con le istituzioni e il pubblico.

### L'organizzazione

Per attuare in maniera efficace i massimi livelli di protezione ambientale il modello organizzativo della Società prevede procure speciali con cui il Direttore Generale conferisce ai Responsabili delle Unità produttive pieni poteri per l'adempimento dei doveri connessi alla tutela dell'ambiente, alla tutela della sicurezza e dell'igiene del lavoro ed alla tutela della sicurezza degli impianti.

Per consolidare il proprio percorso di sviluppo sostenibile, in modo integrato con le priorità strategiche del business, l'azienda si è dotata dell'unità operativa Sostenibilità e Ambiente che, individuando le tematiche più rilevanti tramite la mappatura degli stakeholder (a livello nazionale e locale) e l'analisi di materialità, rendiconta all'esterno e all'interno dell'azienda i risultati ottenuti attraverso il Rapporto di Sostenibilità.

### Gli strumenti di gestione ambientale

La Società ha scelto di dotarsi della registrazione EMAS (Eco Management and Audit Scheme), la certificazione ambientale più prestigiosa in campo europeo.

Nel corso del 2021 le registrazioni EMAS sono state mantenute da Tirreno Power nei siti di Torrevaldaliga e Napoli mentre presso il sito di Vado Ligure è stato attuato il Sistema di Gestione Ambientale certificato secondo lo standard ISO 14.001:2015.

## La formazione e l'informazione

La formazione e l'informazione sui temi ambientali e di sostenibilità vengono utilizzati per accrescere le competenze del personale, qualificarne le professionalità e accrescerne la coesione e il senso di appartenenza all'azienda. Nel corso del 2021 sono proseguite attività mirate alla formazione del personale anche a distanza su tematiche ambientali, tenendo conto dell'evoluzione della normativa applicabile.

Inoltre, la comunicazione dei valori aziendali e momenti formativi in relazione alla sostenibilità e alla rendicontazione non finanziaria si sono avuti in occasione della raccolta dati propedeutica alla redazione del Rapporto di Sostenibilità 2020.

## La reportistica ambientale e di sostenibilità

I sistemi di gestione ambientale dei siti certificati prevedono resoconti periodici sui dati e sulle performance ambientali che vengono sottoposti al riesame della direzione per l'analisi di eventuali osservazioni e non conformità emersi durante gli audit, al fine di individuare ed attuare le necessarie azioni correttive. I siti certificati EMAS aggiornano il pubblico sulle proprie performance ambientali tramite la *Dichiarazione Ambientale*.

Durante il 2021, con il coinvolgimento di buona parte dei dipendenti, è stata effettuata la raccolta dati, quantitativi e qualitativi, previsti dai *GRI Sustainability Reporting Standards* per la rendicontazione aziendale degli aspetti non finanziari della propria attività che hanno impatti più significativi sugli stakeholder (comunità locali, dipendenti, ambiente).

## I principali eventi ambientali

Durante l'anno 2021 per le Centrali Napoli Levante, Vado Ligure e Torrevaldaliga si sono conclusi i procedimenti di riesame complessivo dell'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) rispettivamente con il rilascio dei provvedimenti:

- nr 181 del 20.05.2021;
- nr 264 del 25.6.2021;
- nr 329 del 06.08.2021.

Le nuove AIA per le Centrali Napoli Levante e Torrevaldaliga sud avranno una durata di 16 anni, mentre l'AIA per la Centrale Vado Ligure avrà una durata di 12 anni.

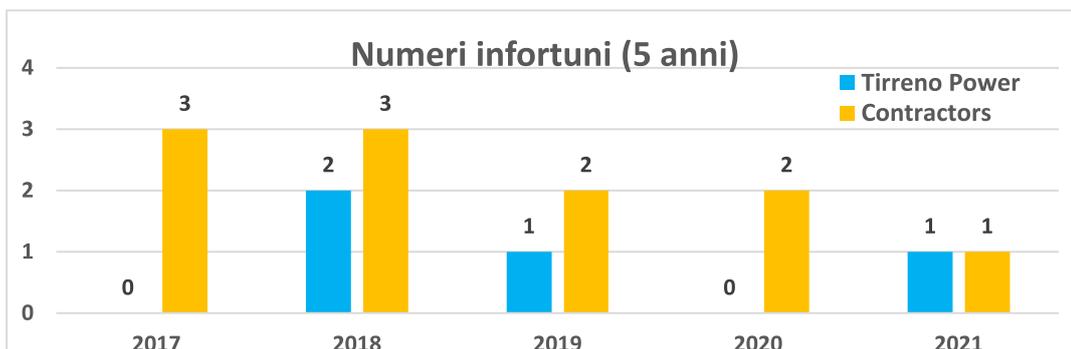
I Sistemi di Gestione della Sicurezza

La Società pone grande attenzione alle problematiche connesse con la sicurezza.

Attraverso i Sistemi di Gestione viene effettuato il monitoraggio continuo degli aspetti legati alla sicurezza sia sul personale Tirreno Power che sul personale delle ditte terze.

Uno degli aspetti maggiormente monitorati è il numero di infortuni.

Nel grafico seguente è rappresentato il numero degli infortuni avvenuti negli ultimi 5 anni (2017-2021)



Nel 2021 si è verificato un infortunio a personale TP di lieve entità (5 giorni di prognosi) e 1 infortunio a personale di ditte terze, che ha comportato un'assenza da lavoro di circa 60 giorni.

Durante il 2021 il personale Tirreno Power ha continuato ad utilizzare dal proprio smartphone l'applicazione denominata "Safety App" che consente di comunicare in tempo reale al Responsabile del Servizio di Prevenzione e Protezione (RSPP) di sito eventuali near miss (quasi infortuni, cioè gli incidenti che per puro caso non si sono trasformati in infortuni). Nel corso del 2021 sono registrati e gestiti 14 near miss.

Tramite la stessa applicazione è possibile anche segnalare situazioni di eventuale pericolo, anche nel campo ambientale, nonché segnalazioni nell'ambito della security aziendale. Questa innovazione consente di ottimizzare e velocizzare la modalità di comunicazione, rendendo inoltre più sistematica e documentabile la gestione delle segnalazioni da parte dello Staff di competenza.

Il programma di sorveglianza delle attività lavorative in occasione delle fermate di manutenzione programmata è stato regolarmente svolto, dopo la pausa conseguente all'emergenza COVID-19.

Tutti i siti Tirreno Power sono certificati secondo lo standard UNI ISO 45001 (che ha sostituito la BS OHSAS 18001) che definisce i requisiti del Sistema di Gestione della Sicurezza e della Salute dei Lavoratori.

La conformità ai requisiti previsti dalle norme è verificata da un organismo qualificato, che in caso di esito positivo rilascia il relativo Certificato.

La formazione, l'informazione e l'addestramento

Nel corso del 2021, le attività di formazione in materia di salute e sicurezza sul lavoro sono state in parte riprese in presenza e in parte fruite a distanza. Ad oggi è stata erogata tutta la formazione pianificata.

Documenti di Valutazione dei Rischi (DVR)

Nel corso del 2021, i vari siti hanno continuato l'attività di aggiornamento del Documento di Valutazione dei Rischi, ove necessario, in ottemperanza con quanto previsto dal D.Lgs. 81/08 e successive modifiche e integrazioni.

Tirreno Power, in analogia con il comportamento di altri operatori del settore, ha ritenuto non necessaria la revisione dei DVR di ciascun sito per la parte relativa al rischio biologico, in quanto l'infezione da COVID-19 non rappresenta un rischio specifico dei propri processi produttivi.

Si è tuttavia proceduto a inserire un addendum al rischio biologico contenente:

- la classificazione di «rischio basso» in accordo con quanto definito nel Documento Tecnico INAIL dell'aprile 2020, nel quale si applica una matrice che tiene conto delle variabili esposizione, prossimità e aggregazione, e si forniscono inoltre alcune indicazioni relative alle strategie di prevenzione, che risultano in linea con quanto adottato dalla nostra Società;
- i riferimenti normativi, le indicazioni delle autorità sanitarie e i documenti societari da adottare per fronteggiare la diffusione della pandemia.

## INVESTIMENTI E DEMOLIZIONI

### INVESTIMENTI

Nel corso del 2021 la Società ha realizzato investimenti complessivi per euro 37.941 migliaia, di cui euro 37.210 migliaia su immobilizzazioni materiali ed euro 731 migliaia su immobilizzazioni immateriali.

La Società ha definito un piano organico di investimenti su tutte le unità produttive al fine di migliorare la performance degli impianti prima dell'entrata in vigore del Capacity Market.

Con riferimento alle immobilizzazioni materiali gli investimenti hanno principalmente riguardato:

- per la centrale di Napoli Levante (euro 5.848 migliaia) l'upgrade del DCS, l'upgrade delle protezioni elettriche, l'acquisto di palette per la turbina vapore, la sostituzione di un polo dell'interruttore di macchina e le attività svolte durante la fermata programmata;
- per la centrale di Vado Ligure (euro 5.160 migliaia), la fornitura e l'installazione di nuove eccitatrici, l'upgrade del DCS, l'adeguamento delle sbarre 380 V, il ricondizionamento del trasformatore 52BAT01, l'installazione di un banco batterie, le attività svolte durante le fermate programmate di marzo e ottobre;
- per la centrale di Torrevaldaliga Sud (euro 19.420 migliaia), la milestone a General Electric per l'HGPI effettuata nei mesi di novembre e dicembre, il rinnovo impianti osmosi, il ripristino grigliati GVR, la revisione macchinari rotanti (euro 894 migliaia), l'acquisto di ricambi strategici per la turbina a vapore, le attività svolte durante le fermate programmate.
- per quanto concerne il parco di generazione idroelettrico sono stati investiti euro 5.638 migliaia che hanno riguardato principalmente le attività di ripristino dei danni alluvionali (euro 2.619 migliaia), la sostituzione parziale della condotta di Zolezzi, le attività relative all'adeguamento sismico, nonché le attività relative alla realizzazione di nuove centraline per lo sfruttamento del deflusso minimo vitale.

Gli investimenti in immobilizzazioni immateriali sono riconducibili a nuove licenze e allo sviluppo di software applicativi.

## DEMOLIZIONI

Di seguito i principali eventi relativi alle attività di demolizione degli impianti dismessi:

### Vado Ligure

Nel corso del primo semestre del 2021 si è proceduto alla scoibentazione e successiva demolizione dei condotti fumo afferenti alle unità dismesse a carbone VL3 e VL4; allo stesso tempo è stato assegnato l'appalto per la demolizione e la scoibentazione delle unità VL3 e VL4 ed in data 30 giugno 2021 è stata effettuata la consegna aree e impianti all'Appaltatore. Al riguardo si segnala che, per una migliore ottimizzazione delle risorse, delle modalità di esecuzione e sulla base di condizioni di mercato estremamente favorevoli dei prezzi di vendita dei rottami metallici riscontrati negli ultimi mesi del semestre, la Società ha ritenuto opportuno anticipare le attività di demolizione stipulando un contratto unico di smantellamento complessivo delle unità a carbone.

Nel corso del secondo semestre sono iniziate le attività di scoibentazione del gruppo 3 (precipitatori elettrostatici e DeNOx) e di demolizione (pipe rack di collegamento, Torre 9 e parte dei precipitatori stessi).

### Torrevaldaliga

Sono proseguite e terminate le attività di bonifica dei Materiali Contenenti Amianto (MCA) e scoibentazione dell'unità TV4 e di alcuni edifici ausiliari.

### Napoli

Sono proseguite le attività inerenti la dismissione della Centrale di Vigliena. Nello specifico è terminato lo strip-out di tutte le apparecchiature presenti, è stata effettuata la bonifica dei Materiali Contenenti Amianto (MCA) degli edifici e della caldaia da 30 MW. E' stato demolito l'edificio 60 kV.

Nel corso del secondo semestre è proceduta l'attività di bonifica e demolizione che ha riguardato tutti gli edifici, ed in particolare la caldaia da 60 MW.

Tutte le attività di demolizione risultano in linea con quanto previsto e accantonato nei relativi fondi di smantellamento.

## RISORSE UMANE E ORGANIZZAZIONE

Il 2021, in continuità con l'anno precedente, è stato profondamente influenzato dall'emergenza sanitaria legata al Covid-19.

L'azienda in qualità di gestore di un servizio di pubblica utilità ha messo in atto tutte le misure tecnico-organizzative per assicurare la produzione di energia elettrica anche in questa delicatissima fase del paese, mantenendo le iniziative ed i protocolli già adottati nel 2020. Per quanto riguarda le attività operative da svolgere presso gli impianti di produzione, sono state confermate le specifiche procedure interne per garantire la riduzione del rischio di contagio.

Il ricorso allo smart working continuativo ha seguito le indicazioni governative, recepite in accordi sindacali che hanno visto, per tutte le attività compatibili con lo svolgimento da remoto, la conferma di poter operare da luoghi esterni ai locali aziendali.

### Premio di risultato aziendale

A giugno 2021 è stato consuntivato il premio di risultato aziendale per gli obiettivi assegnati per l'anno 2020, destinato a tutto il personale dipendente non dirigente. In virtù dei risultati economici conseguiti dall'azienda nell'anno di riferimento, la consuntivazione per la quota di redditività è stata pari al 120% della quota base di calcolo, mentre la quota di produttività ha visto una media pari a 98,1%, sbloccando, per le unità organizzative che hanno raggiunto pienamente gli obiettivi di produttività, la consuntivazione al 120% anche per la quota di questa seconda voce. La consuntivazione al 120% per entrambe le voci ha determinato un onere aggiuntivo di 0,15 M€ rispetto a quanto rilevato nel bilancio 2020.

L'articolazione del premio, definita nel 2018, prevede la possibilità per i lavoratori di destinare un importo, entro il limite massimo del 60% del totale del premio disponibile, a forme alternative all'erogazione in busta paga e ciascun dipendente può scegliere come gestire la cifra del premio di cui è risultato beneficiario.

Le destinazioni finali sono state le seguenti:

- 114 dipendenti su 223 (circa il 51% contro il 52% nel 2020) hanno scelto l'erogazione in contanti dell'intero premio;
- 75 dipendenti (circa il 33% contro il 27% nel 2020) hanno opzionato quota parte del premio al Welfare e/o previdenza complementare e destinato il residuo all'erogazione in contanti;
- 34 dipendenti (circa il 15% contro il 21% del 2020) hanno destinato tutto il premio al Welfare o alla previdenza complementare.

La scelta di orientarsi verso le iniziative di Welfare aziendale rese disponibili dall'azienda o destinare parte del premio di risultato alla previdenza integrativa aziendale, ha ridotto il cuneo fiscale consentendo ai dipendenti di massimizzare il valore del premio ricevuto e corrispondentemente

all'azienda di ridurre la contribuzione, in quanto gli istituti sono destinatari di particolari normative in tema di agevolazione contributiva e fiscale.

#### MBO

Con riferimento al piano di incentivazione MBO per l'anno 2020 destinato al management aziendale, i risultati conseguiti hanno consentito il raggiungimento del 100% del valore base di riferimento. Tale incentivo è stato erogato nel corso del primo quadrimestre del 2021.

#### LTI

In data 8 giugno 2021 i soci hanno deliberato il piano di incentivazione Long Term Incentive (LTI) del Direttore Generale per il triennio 2021 – 2023. Analogo piano è stato poi approvato dal CdA, in data 24 giugno 2021, per la prima linea a diretto riporto del Direttore Generale.

#### Accordi sindacali

Nel mese di giugno 2021 è stato sottoscritto l'accordo sindacale che rinnova l'articolazione del premio di risultato per il triennio 2021-2023 e ne migliora alcuni aspetti operativi specificando il processo di selezione, condivisione e consuntivazione di obiettivi alternativi, in caso di oggettiva impossibilità a raggiungere quanto inserito in fase di assegnazione. L'accordo prevede inoltre che le somme destinate dal singolo dipendente al Welfare e alla Previdenza complementare diano diritto ad un credito aggiuntivo pari al 15% dei valori convertiti, fino alla concorrenza del limite fiscale agevolato (ad oggi pari a € 3.000).

Nel corso del secondo semestre del 2021, dopo lunghe trattative, è stato raggiunto un accordo con le OO.S.S. sul riconoscimento dell'anzianità maturata da alcuni dipendenti per il periodo di Contratto di Formazione Lavoro effettuato prima dell'assunzione a tempo indeterminato, ai fini del trattamento economico contrattualmente previsto per gli aumenti di anzianità.

L'intesa, formalmente conclusa nel mese di gennaio 2022, vede il riconoscimento di una cifra individuale forfettaria, a copertura delle differenze retributive relative ai periodi arretrati, e l'adeguamento, dal mese di gennaio 2022, del trattamento mensile a favore dei dipendenti per i quali, per effetto dell'aggiunta del periodo di CFL, lo stesso risulta di importo superiore.

L'adesione all'accordo è volontaria e prevede comunque la successiva sottoscrizione di un verbale di conciliazione individuale in sede protetta.

I dipendenti che possono beneficiare di tale accordo risultano n. 12 per un costo complessivo di circa € 0,05 MI€ per il quale si è ritenuto di procedere con un accantonamento.

A decorrere dal 1° giugno 2021, in applicazione di quanto previsto dal Ccnl del settore elettrico, si è provveduto ad erogare ai dipendenti l'ultimo aumento dei minimi contrattuali con un incremento di circa € 31 medi mensili pari all'1,21%, in valore assoluto, con un impatto sul costo complessivo del lavoro di circa lo 0,6%.

#### Agevolazione cd. "Decontribuzione Sud"

L'anno 2021 è stato interessato dalla nuova misura, cd. "Decontribuzione Sud" prevista dal governo al fine di contenere il perdurare degli effetti straordinari sull'occupazione, determinati dall'epidemia da COVID-19 in aree caratterizzate da gravi situazioni di disagio socio-economico, e di garantire la tutela dei livelli occupazionali. Si tratta di un esonero contributivo, nella misura del 30% per l'anno 2021, dei contributi previdenziali dovuti dal datore di lavoro. L'agevolazione è prevista per i rapporti di lavoro subordinato a condizione che la sede di lavoro sia collocata in una delle seguenti regioni: Abruzzo, Basilicata, Calabria, Campania, Molise, Puglia, Sardegna e Sicilia, ed è concessa previa adozione della decisione di autorizzazione da parte della Commissione europea che ha approvato la misura per l'intero 2021. Pertanto, l'esonero contributivo in questione ha interessato tutti i dipendenti con sede di lavoro Napoli ed ha consentito un saving annuale totale pari a circa 0,3M€.

#### Piano di esodo incentivato

Il piano di esodo incentivato avviato con determinazione del Direttore Generale del dicembre 2019 e perfezionato con accordo sindacale del febbraio 2020, che ha visto l'adesione volontaria di dipendenti che matureranno i requisiti per il diritto alla pensione entro il 31 dicembre 2027, con risoluzione del rapporto di lavoro entro dicembre 2022, ha registrato nel 2021 l'uscita di 19 dipendenti.

Si conferma che per effetto dei profili professionali coinvolti dall'esodo il tasso di sostituzione del personale cessato sarà circa del 90%, garantendo un adeguato numero di personale dipendente ed un costo inferiore, per la minore anzianità, nonché una età media più bassa.

Nel 2021 l'azienda ha proseguito, con il supporto di un'agenzia specializzata nel campo, il processo di selezione per la sostituzione delle figure professionali coinvolte nel turnover, in particolar modo per i profili che richiedono un significativo periodo di formazione ed affiancamento.

Alle 14 ricerche già avviate nel 2020 si sono aggiunte ulteriori 21 pubblicazioni su canali specializzati per la progressiva copertura di posizioni che si renderanno disponibili nei prossimi mesi, prevedendo un periodo di affiancamento coerente con le necessità legate alla specifica professionalità da sostituire.

Per l'ingresso in azienda sono previste forme contrattuali flessibili in funzione dei profili, con l'utilizzo di stage, staff leasing, contratti a tempo determinato e contratti a tempo indeterminato.

In particolare, nell'ambito degli inserimenti di futuri operatori di esercizio in turno, si è concluso a marzo 2021 il periodo di stage che ha visto coinvolti 19 giovani risorse nel percorso formativo teorico-tecnico sviluppato in collaborazione con il Dipartimento di Ingegneria Industriale dell'Università di Napoli Federico II. Per 9 di questi l'esperienza formativa è proseguita con contratti a tempo determinato di 12 mesi, durante i quali vengono coinvolti direttamente nelle logiche operative di impianto fino alla copertura del ruolo di destinazione.

Nel 2021 sono state inoltre inserite in azienda:

- 11 risorse a tempo determinato (3 nel Settore Fonti Rinnovabili, 6 nel sito di Civitavecchia, 2 nel sito di Vado Ligure)
- 11 risorse a tempo indeterminato (1 nel Settore Fonti Rinnovabili, 3 nel sito di Napoli, 4 nel sito di Civitavecchia, 3 nel sito di Vado Ligure)
- 1 stage (nella Centrale di Vado Ligure)
- 1 staff leasing (nella Centrale di Vado Ligure)

Nell'ambito della ricerca delle persone da assumere, particolare attenzione è stata posta nella selezione di risorse anche destinatarie delle norme sul collocamento obbligatorio, in modo da salvaguardare l'azienda da eventuali scoperture sul numero di disabili e di categorie protette alle proprie dipendenze (o alle dipendenze di cooperative sociali ai quali l'azienda affida commesse di lavoro) previsto dalla normativa.

Sul totale delle risorse inserite fino al 31 dicembre 2021, n. 3 sono risultate appartenenti alle predette categorie.

#### Formazione

È stata progettata ed avviata in collaborazione con LUISS Business School l'iniziativa di sviluppo "Verso la leadership", rivolta a un gruppo di persone che, per potenziale e prestazioni, nel prossimo futuro potrà ricoprire ruoli manageriali.

La sessione avviata a giugno ha visto la partecipazione di 11 dipendenti, provenienti da aree aziendali e territori differenti, che insieme hanno seguito moduli formativi in presenza e online su temi manageriali trasversali all'intera azienda (megatrend, team building, contabilità, comunicazione, project management, organizzazione...), con il filo conduttore dei valori Tirreno Power, che ne arricchiscono la lettura e ne indirizzano le finalità.

Anche per il 2021 il Covid-19 ha imposto un intenso utilizzo della formazione a distanza e, laddove possibile, è proseguito l'utilizzo di corsi in e-learning e live streaming. Inoltre, è stato avviato un percorso innovativo denominato BBS "Behavior-based Safety" per la formazione in materia di sicurezza, attraverso il quale si integrano metodi e strumenti per gestire e condizionare i comportamenti di sicurezza sul lavoro, al fine di ridurre l'influenza della componente legata all'errore umano nella dinamica della maggior parte degli eventi incidentali.

L'Azienda ha proseguito il potenziamento della piattaforma interna di e-learning e ha individuato nuovi fornitori per la formazione a distanza, proponendo tematiche classiche (formazione manageriale, tecnica, ambiente e sicurezza) e corsi dedicati alla digitalizzazione, con workshop in live streaming e pillole formative on-line per l'utilizzo ottimale degli strumenti di collaborazione di Microsoft Office (Planner, Teams...).

In termini quantitativi il 2021 ha visto l'erogazione di 13.000 ore di formazione, circa 40% in più del 2020, con una media per dipendente pari a 49 ore. Circa il 30% della formazione è stata erogata utilizzando piattaforme e modalità on-line.

#### Information & Communication Technology

In ambito applicativo, in continuità con l'analisi svolta lo scorso esercizio per l'attivazione di nuovi strumenti digitali, nel corso dell'anno 2021 è proseguita l'attività di informatizzazione dei processi aziendali; nello specifico è stato rilasciato in produzione una piattaforma, fruibile sia via web sia via device mobile, attraverso la quale è possibile firmare e gestire qualunque documento digitale denominato pratica.

Inoltre, sempre utilizzando il medesimo applicativo è stato digitalizzato il processo di assegnazione e consuntivazione degli MBO nonché il processo di trasmissione da parte delle Direzioni aziendali alla Direzione AFC delle informazioni a supporto della redazione del bilancio.

Per la Direzione AFC, con l'obiettivo di massimizzare ove possibile la digitalizzazione di tutti i processi, è stata rilasciata una soluzione integrata per la gestione del cash forecasting che consente di velocizzare molte attività di tesoreria a basso valore aggiunto, come ad esempio le riconciliazioni bancarie, per spostare l'attenzione sul cash management. Infine, sono state completate le analisi e preparati gli ambienti dove verrà implementata la nuova soluzione per l'acquisizione full digital delle fatture estere.

Per la Direzione Legale è stato rilasciato il nuovo applicativo che permetterà di gestire e conservare i documenti di propria competenza e sono state implementate le funzionalità necessarie per la gestione delle pratiche legali, sia da un punto di vista organizzativo, sia economico finanziario.

Per la Direzione Energy Management, sono state rilasciate in esercizio le nuove funzionalità per la gestione dei mercati MRR ed XBID.

Per l'esercizio idroelettrico l'applicativo in uso è stato integrato con la funzionalità di assegnazione lavori in forma digitale.

Per l'esercizio termoelettrico è stato rilasciato e consolidato il modulo registro dei capiturno dell'applicativo gestionale in uso. Nel corso del secondo semestre sono stati rilasciati i moduli controlli periodici e da campo. Tali controlli verranno effettuati attraverso l'utilizzo di una specifica APP. Inoltre, per l'unità organizzativa sicurezza e adempimenti ambientali, sono stati rilasciati specifici moduli per la gestione degli adempimenti e riunioni.

In ambito ERP sono state rilasciate nuove funzionalità a supporto dell'attività dell'internal auditor che permetterà l'individuazione di nuovi indicatori di rischio, inoltre sono state acquistate le licenze per la nuova release del gestionale ERP. Tale investimento ha permesso la ridefinizione del numero di utenze a dominio e la conseguente riparametrizzazione dei costi operativi di manutenzione

In ambito telefonia, nel primo semestre 2021 si è completata la distribuzione dei nuovi terminali telefonici portatili gestiti da una specifica piattaforma enterprise, in aderenza alla normativa GDPR.

In ambito infrastrutturale si è concluso il refresh tecnologico dei server societari, attività che introduce una accresciuta potenza di calcolo in grado di garantire un'adeguata scalabilità anche in vista di esigenze future.

Si è inoltre conclusa l'installazione nelle sedi societarie di nuovi apparati di rete (switch) attraverso i quali sarà implementato il sistema di controllo accessi logici (NAC).

Per quanto riguarda gli apparati di sicurezza perimetrale, è stato portato a termine nel secondo semestre il piano di refresh tecnologico.

#### Acquisti, Servizi e Security

Nel mese di maggio 2021 è stata finalizzata la procedura di gestione dei subappalti e nel mese di novembre 2021 le procedure di gestione del Piano di Committenza per la pianificazione degli acquisti aziendali. Sono stati inoltre aggiornati i processi di gestione dei contratti introducendo specifiche procedure distinte per la gestione degli appalti e servizi e per le forniture di beni.

La sorveglianza dei siti di Napoli e Civitavecchia è stata incrementata attivando il servizio di presidio H24 e ronde dinamiche.

#### Adempimenti in materia D.Lgs. 231/01

Il Modello, nel corso del 2020 è stato revisionato nel suo complesso ed aggiornato con l'inserimento dei cd. "Reati Tributari". Il D.L. 26 ottobre 2019, n. 124 (cosiddetto "Decreto Fiscale"), convertito con modificazioni ad opera della L. 19 dicembre 2019, n. 157, ha infatti introdotto, all'interno del D.Lgs. 231/2001 (il "Decreto 231") l'art. 25-quinquiesdecies (rubricato "Reati Tributari").

Il Modello aggiornato è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione con delibera del 25 novembre 2020.

E' stata altresì effettuata un'analisi di rischio a seguito dell'entrata in vigore del D.Lgs. 14 luglio 2020, n. 75 di attuazione della Direttiva 2017/1371/UE "*relativa alla lotta contro la frode che lede gli interessi finanziari dell'Unione mediante il diritto penale*", (cosiddetta "Direttiva PIF"), avvenuta il 30 luglio 2020. Il D.Lgs. 75/2020 n. 75 ha apportato alcune modifiche al codice penale ed è intervenuto direttamente sul Decreto 231, introducendo nuovi reati presupposto.

Dall'analisi è emerso come le novità intervenute non abbiano sostanziali impatti in relazione all'attività svolta da Tirreno Power. Ad ogni modo, sono stati inseriti all'interno del Modello tutti i riferimenti normativi introdotti dal D.Lgs. 75/2020 e sono stati previsti, in ottica prudenziale, alcuni principi integrativi nell'ambito della Parte Speciale dedicata ai reati nei rapporti con la P.A. e della Parte Speciale dedicata ai Reati Tributari. L'Organismo di Vigilanza ha relazionato positivamente al Consiglio di Amministrazione circa l'efficacia del Modello ai fini della prevenzione dei reati presupposti.

Adempimenti per la compliance del Regolamento EU 679/16 in materia di trattamento dei dati personali, ("GDPR")

Il 25 maggio 2018 è entrato in vigore il GDPR - General Data Protection Regulation, ovvero il Regolamento europeo sulla privacy approvato il 14 aprile 2016 direttamente applicabile agli Stati membri dell'Unione con il quale è stato delineato un nuovo quadro normativo in materia di protezione dei dati personali. In Italia la sua disciplina è stata completata con il decreto legislativo numero 101/2018, di adeguamento della normativa italiana alle norme europee.

La Società al fine di ottemperare agli obblighi normativi in materia di protezione dei dati personali previsti dal GDPR ha, tra le altre cose:

- nominato, ai sensi dell'art.37 del GDPR, in data 25 maggio 2018 l'avv. Ivan Rotunno, dello Studio Orrick, Herrington & Sutcliffe, quale Data Protection Officer, al quale è stato affidato il compito di garantire che i dati personali siano trattati in maniera corretta;
- svolto un'attività di analisi dei divari rispetto al GDPR;
- elaborato un documento di sintesi ed un set di informative e di nomine di soggetti autorizzati al trattamento dati e dei responsabili esterni;
- adottato un manuale privacy che descrive in sintesi il contenuto del GDPR;
- predisposto un Registro dei trattamenti.

La Società dopo aver ottemperato agli obblighi normativi in materia di protezione dei dati personali (GDPR) ha effettuato verifiche sui Responsabili del trattamento, individuato i Referenti del DPO ed effettuato attività formative per i dipendenti della Società.

Con delibera del CdA del 28 aprile 2021 la Società ha rinnovato l'incarico al DPO con durata annuale.

## Comitato AUDIT

La Società si è inoltre dotata di un comitato Audit che supervisiona le attività di Internal Audit riportando su base semestrale le relative risultanze al Consiglio di Amministrazione.

## Gestione dei rischi

Per un'analisi dettagliata della gestione dei rischi si rimanda a quanto riportato nelle Note esplicative al paragrafo "Tipologia dei rischi e gestione dell'attività di copertura".

## ANDAMENTO DELLA GESTIONE DELL'ESERCIZIO

Di seguito sono forniti i criteri utilizzati per la costruzione degli schemi riclassificati che contengono indicatori di performance alternativi rispetto a quelli risultanti direttamente dagli schemi del bilancio:

Margine operativo lordo: rappresenta un indicatore della performance operativa ed è calcolato sommando al "Risultato operativo" gli "Ammortamenti e Svalutazioni" e gli "Accantonamenti".

EBITDA: rappresenta un indicatore della performance operativa ed è calcolato sommando al "Risultato operativo" gli "Ammortamenti e Svalutazioni".

Attività immobilizzate nette: determinate quale differenza tra le "Attività non correnti" e le "Passività non correnti" a esclusione:

- dei "Debiti per finanziamenti";
- dei "Fondi rischi e oneri";
- del "TFR e altri benefici ai dipendenti";
- delle "Passività per imposte differite".

Capitale circolante netto: definito quale differenza tra le "Attività correnti" e le "Passività correnti" a esclusione:

- dei "Debiti per finanziamenti";
- delle "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti";
- dei "Fondi rischi e oneri";
- delle anticipazioni bancarie in c/c e delle esposizioni debitorie su c/c bancari comprese nelle "Altre passività finanziarie a breve".

Capitale investito netto: determinato come somma algebrica delle "Attività immobilizzate nette", del "Capitale circolante netto" e dei fondi.

Indebitamento finanziario netto: definito come somma dei "Debiti per finanziamenti", delle anticipazioni bancarie in c/c e delle esposizioni debitorie su c/c bancari comprese nelle "Altre passività finanziarie a breve", al netto delle "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" non precedentemente considerate nella definizione degli altri indicatori di performance patrimoniale.

Return on Investment (ROI): definito come rapporto tra il Risultato Operativo e il Capitale investito netto medio (inizio e fine periodo).

Return on Sales (ROS): definito come rapporto tra il Risultato Operativo e il totale dei Ricavi.

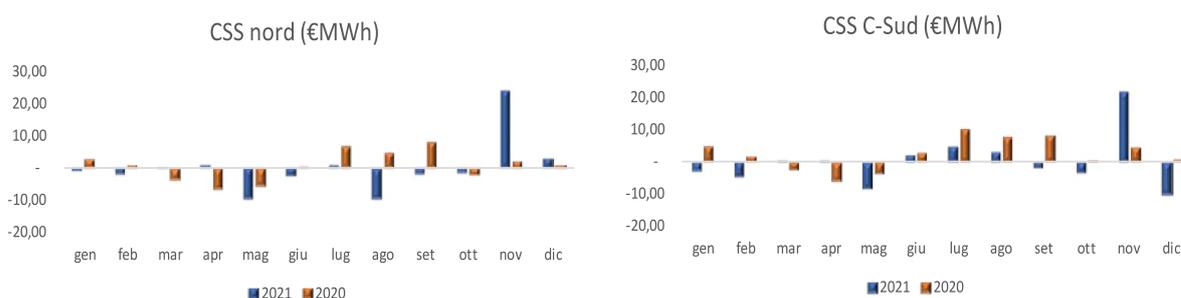
Rendimento dell'Equity: definito come rapporto tra il Risultato Netto e il Capitale Sociale più la Riserva Sovrapprezzo Azioni.

Ricavo unitario da vendita energia (€/MWh): determinato quale rapporto tra i ricavi da vendita energia del periodo e l'energia venduta nel periodo.

Incidenza Oneri Finanziari su Ricavi totali: definita quale rapporto percentuale tra gli oneri finanziari del periodo e i ricavi totali del periodo.

## BILANCIO ENERGIA

L'energia immessa nel 2021 è stata pari a 3.800 GWh, in diminuzione di 514 GWh rispetto al precedente esercizio. Il 2021 è stato caratterizzato da margini di mercato (prezzo dell'energia al netto dei costi del combustibile e dei diritti di emissione) sempre inferiori al 2020, con l'unica eccezione del mese di novembre. I margini di mercato si sono contratti sia al nord (mediamente -0,55 €/MWh) che, soprattutto, al centro sud (mediamente -2,34 €/MWh). Questo, unitamente ad una minore operatività nel mercato dei servizi di dispacciamento e agli importanti programmi di manutenzione (HGPI degli impianti di NA4 e TV5), ha comportato minori vendite generalizzate su tutti i mercati.



Viene di seguito esposto il bilancio energia con la riconciliazione delle quantità di energia acquistata e sbilanciata che permettono di riconciliare i volumi venduti con l'effettiva energia immessa in rete.

Bilancio energia (GWh)	31.12.2021	31.12.2020	Variazioni
Energia immessa	3.800	4.313	(514)
Energia acquistata	2.120	2.731	(611)
Energia venduta	5.929	7.000	(1.071)
-al mercato libero	1.582	1.998	(416)
-in Borsa MGP	3.595	4.005	(410)
-in Borsa MSD	752	997	(245)
Sbilanciamenti	10	(44)	53

## CONTO ECONOMICO RICLASSIFICATO

I valori del prospetto riclassificato sono riportati in euro, senza decimali. Per una migliore esposizione i commenti alle singole voci sono espressi in euro migliaia.

(in euro)	31/12/2021	31/12/2020	Variazioni
Ricavi	991.031.079	599.631.870	391.399.209
Altri ricavi	14.507.063	3.694.030	10.813.032
<b>Totale Ricavi</b>	<b>1.005.538.141</b>	<b>603.325.900</b>	<b>402.212.241</b>
Incrementi Immob.ni per lavori interni	1.803.319	953.424	849.895
Materie prime di consumo	(758.514.286)	(258.518.231)	(499.996.055)
Costo del Personale	(22.771.120)	(21.683.139)	(1.087.981)
Costi per Servizi	(19.263.781)	(17.310.530)	(1.953.251)
Altri Costi	(86.260.157)	(51.166.290)	(35.093.866)
<b>Totale Costi</b>	<b>(885.006.025)</b>	<b>(347.724.766)</b>	<b>(537.281.259)</b>
<b>Margine Operativo Lordo</b>	<b>120.532.116</b>	<b>255.601.134</b>	<b>(135.069.018)</b>
Accantonamenti	(5.921.773)	(27.538.563)	21.616.791
<b>EBITDA</b>	<b>114.610.343</b>	<b>228.062.570</b>	<b>(113.452.227)</b>
Ammortamenti e Svalutazioni	(50.919.978)	(58.111.852)	7.191.874
<b>Risultato operativo</b>	<b>63.690.365</b>	<b>169.950.718</b>	<b>(106.260.353)</b>
Oneri Finanziari	(4.304.796)	(8.945.008)	4.640.212
Proventi Finanziari	423.480	698.038	(274.557)
<b>Risultato prima delle imposte</b>	<b>59.809.049</b>	<b>161.703.748</b>	<b>(101.894.699)</b>
Imposte	(12.806.101)	(36.190.920)	23.384.818
<b>Risultato netto del periodo</b>	<b>47.002.948</b>	<b>125.512.828</b>	<b>(78.509.881)</b>

I ricavi, pari a euro 991.031 migliaia, mostrano un netto incremento rispetto all'anno precedente (euro 599.632 migliaia).



La composizione della voce è sintetizzata nella tabella sotto riportata.

(in euro)	31/12/2021	31/12/2020	Variazioni
Mercato Libero (altri)	182.188.534	88.045.470	94.143.064
Borsa MGP	584.711.877	183.567.147	401.144.729
Borsa MSD	207.448.700	309.255.011	(101.806.310)
Vendite idro a GSE	8.525.786	10.585.211	(2.059.425)
Capacity payment	6.514.900	7.892.840	(1.377.940)
Altro	1.641.282	286.191	1.355.091
<b>TOTALE</b>	<b>991.031.079</b>	<b>599.631.870</b>	<b>391.399.209</b>

Il 2021 è stato caratterizzato da prezzi dell'energia in forte salita, trainati dall'aumento delle commodities, soprattutto nell'ultima parte dell'anno. Il PUN medio ha fatto registrare rispetto al 2020 un aumento di circa 86,14 €/MWh pari al 221%.

Questo ha determinato l'aumento dei ricavi da vendita sul mercato MGP che fanno registrare un incremento di euro 401.145 migliaia nonostante un calo dei volumi venduti pari a 410 GWh (-10%).

Anche i ricavi da vendita sul Mercato Libero hanno risentito dell'incremento delle commodities essendo indicizzati al prezzo del gas. I ricavi medi di vendita sui contratti bilaterali sono aumentati di circa il 161% ed hanno più che compensato il calo dei volumi di vendita (-416 GWh pari a circa il 21%). Per quanto detto i ricavi da mercato libero aumentano di euro 94.143 migliaia rispetto al 2020.

I ricavi derivanti dalle vendite sul mercato di dispacciamento mostrano invece un decremento di euro 101.806 migliaia. I ricavi medi delle vendite in questo mercato sono rimasti sostanzialmente in linea con l'anno precedente e si è registrata una notevole diminuzione dei volumi di energia venduti su tale mercato, prevalentemente riconducibile all'aumento del fabbisogno di energia elettrica, fortemente impattato nel 2020 dagli effetti prodotti dall'epidemia. Nel 2020, proprio a causa della diminuzione della domanda di energia, il fabbisogno di servizi ancillari era stato particolarmente elevato anche a seguito della necessità di bilanciare gli apporti delle fonti intermittenti, in un contesto di generale difficoltà nella previsione del carico generato dalla domanda elettrica estremamente ridotta.

La diminuzione dei ricavi idroelettrici è ascrivibile alla minore produzione derivante dal fermo degli impianti danneggiati dall'alluvione del 2020.

La voce "altro" comprende i ricavi da vendita materiali ferrosi provenienti dalle demolizioni (euro 1.557 migliaia).

Gli altri ricavi ammontano a euro 14.507 migliaia, a fronte degli euro 3.694 migliaia del 2020 e comprendono il rimborso assicurativo relativo ai danni su impianti idroelettrici provocati dall'alluvione dell'ottobre 2020 (euro 11.290 migliaia compreso l'anticipo per i danni Property), il rimborso assicurativo relativo al rotore di Vado Ligure (euro 1.235 migliaia) e i ricavi da vendita materiali ferrosi provenienti dalle demolizioni (euro 1.557 migliaia).

Si rilevano inoltre rettifiche positive di partite energia degli anni precedenti (euro 1.385 migliaia) principalmente riconducibili, per euro 1.003 migliaia, alla restituzione da parte di Terna, di quota parte di costi addebitati in più in anni precedenti per "mancato rispetto degli ordini di avviamento". Ulteriori euro 375 migliaia si riferiscono al premio di cui alla Del. ARERA 44/2021, riconosciuto a Tirreno Power a fronte di investimenti effettuati per il miglioramento della stabilità della rete.

Nell'anno precedente gli altri ricavi erano per lo più riconducibili alla plusvalenza derivante dalla cessione delle aree della centrale di Vado Ligure alla società Vernazza (euro 1.864 migliaia) ed alla società Q-invest (euro 684 migliaia).



I costi per materie prime di consumo risultano pari a euro 758.514 migliaia in aumento di euro 499.996 migliaia rispetto al 2020.

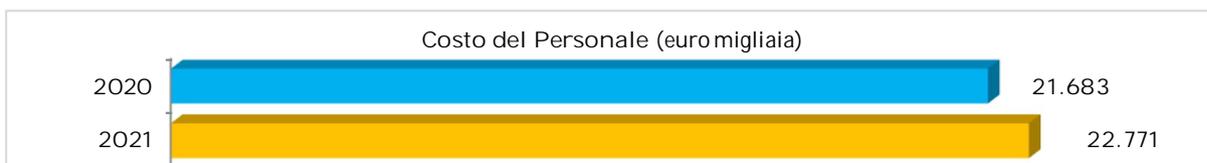


Il costo del combustibile consumato nel periodo, pari a euro 471.350 migliaia, risulta in aumento di euro 330.884 migliaia rispetto al costo sostenuto nel 2020 a seguito di un notevole incremento del prezzo (il PMP sale di circa il 278% passando da 165,9 €/ksmc a 627,6 €/ksmc). Tale incremento è solo in minima parte compensato da un positivo effetto volume (le quantità consumate mostrano un calo di circa il 10% a seguito della minore produzione).

Gli oneri connessi agli acquisti di energia e all'operatività della borsa elettrica sono pari a euro 284.747 migliaia, in aumento di euro 169.142 migliaia rispetto al 2020. Tale incremento deriva prevalentemente dai maggiori acquisti di energia dal GME e da bilaterali (euro 135.238 migliaia) dovuti all'incremento del PUN e dai maggiori acquisti nel mercato MSD (euro 25.531 migliaia). Gli oneri di sbilanciamento

risentono, oltre che dei maggiori volumi di energia sbilanciata, anche dell'aumento del PUN e fanno registrare un aumento di euro 6.801 migliaia rispetto al 2020.

Il costo del personale si attesta a euro 22.771 migliaia, in aumento di euro 1.088 migliaia rispetto a quanto rilevato nell'esercizio precedente. L'incremento è principalmente dovuto all'aumento delle consistenze dovuto alla sovrapposizione tra i nuovi ingressi e le uscite per favorire il processo di affiancamento necessario per portare a termine il processo di turn-over, pianificato a partire dal 2020.



Nella tabella è riportata la consistenza media per inquadramento del 2021 confrontata con quella dell'esercizio precedente.

Consistenza media	31.12.2021	31.12.2020	Variazioni
Dirigenti e Quadri	47,8	46,8	1,0
Impiegati	160,1	154,8	5,3
Operai	39,0	31,5	7,5
<b>TOTALE</b>	<b>246,9</b>	<b>233,1</b>	<b>13,8</b>

La consistenza del personale al 31 dicembre 2021 è pari a 244 unità, contro le 234 unità del 31 dicembre 2020.

I costi per servizi del periodo ammontano a euro 19.264 migliaia in aumento di euro 1.953 migliaia rispetto all'anno precedente. L'incremento è prevalentemente riconducibile ai maggiori costi assicurativi (euro 1.764 migliaia) in relazione alla attuale fase di hard market con incrementi generalizzati dei premi.



Gli altri costi ammontano a euro 86.260 migliaia in aumento di euro 35.094 migliaia rispetto al 2020.



La variazione è riconducibile sostanzialmente ai maggiori oneri per diritti di emissione, per euro 38.674 migliaia, dovuti al notevole incremento del PMP di valorizzazione della CO<sub>2</sub> (51,63 €/ton. del 2021 a fronte dei 24,05 €/ton. del 2020). Le emissioni sono inferiori di circa il 10% rispetto all'anno precedente (1.543 Kton. del 2021 a fronte dei 1.704 Kton. del 2020).

Si ricorda altresì che nel 2020 si erano rilevate minusvalenze da dismissione cespiti per euro 1.947 migliaia dovute alla dismissione dei cespiti idroelettrici irrimediabilmente danneggiati dall'evento alluvionale di ottobre 2020.

Il Margine Operativo Lordo si attesta ad un valore pari euro 120.532 migliaia, a fronte di euro 255.601 migliaia realizzato nel 2020.

Gli accantonamenti netti, pari a euro 5.922 migliaia, hanno principalmente riguardato:

- per euro 2.127 migliaia il contenzioso amianto;
- per euro 1.513 migliaia agli sbilanciamenti idro (euro 1.194 migliaia) e dell'unità TV5 (euro 319 migliaia) addebitati da Terna, ma non riconosciuti dalla Società e appunto accantonati in attesa della definizione della contestazione;
- per euro 1.232 migliaia l'adeguamento del fondo demolizione impianto Vigliena;
- per euro 544 migliaia la stima del Long Term Incentive Plan;
- per euro 230 migliaia la stima dei danni alla diga di Ortiglieto a seguito dell'alluvione 2021
- per euro -407 migliaia lo stralcio di accantonamenti anni precedenti per esubero.



Nel 2020 gli accantonamenti (euro 27.539 migliaia) avevano principalmente riguardato: per euro 10.644 migliaia l'adeguamento del fondo smantellamento delle unità a carbone VL3 e VL4; per euro 8.840 migliaia la stima dei danni subiti dagli impianti idroelettrici a seguito degli eventi alluvionali di ottobre; per euro 4.031 migliaia l'adeguamento del fondo incentivo all'esodo; per euro 2.000 migliaia l'adeguamento del fondo smantellamento dell'unità TV4.

L'EBITDA si attesta ad euro 114.610 migliaia in diminuzione di 113.452 migliaia rispetto all'esercizio precedente. Il sostanziale peggioramento dell'esercizio è principalmente dovuto ai minori margini nel

Mercato dei Servizi di Dispacciamento riconducibili sia ai minori volumi di vendita sia al notevole incremento nei prezzi delle commodities che hanno ridotto drasticamente i margini unitari su tale mercato.

Gli ammortamenti e svalutazioni (euro 50.920 migliaia) diminuiscono di euro 7.192 migliaia rispetto al 2020. La diminuzione è prevalentemente riconducibile ai minori ammortamenti delle manutenzioni. In particolare, sulle manutenzioni di VL5 e NA4 ha influito l'effetto dell'amendment con il contractor che ha esteso l'intervallo di manutenzione da 25.000 a 33.000 ore di funzionamento. Pertanto, le manutenzioni effettuate a fine 2020 su VL5 e ad agosto 2021 su NA4 hanno un ammortamento inferiore rispetto a quelle effettuate rispettivamente nel 2016 e nel 2017 (che hanno gravato come ammortamento anche nel 2020). Inoltre, sulla manutenzione dell'unità NA4 ha influito anche il posizionamento della fermata; nel 2021 sono venuti a mancare 5 mesi di ammortamento (l'ultima HGPI effettuata nel 2017 ha terminato l'ammortamento nel mese di marzo 2021 mentre la successiva è stata effettuata nel mese di agosto).

Questi effetti hanno comportato minori ammortamenti sulle Major Inspection di NA4 per euro 1.948 migliaia e di VL5 per euro 4.339 migliaia.

Si segnala inoltre che la revisione della vita utile dei cespiti relativi alle "opere bagnate" degli impianti di Grande Derivazione iscritti nel proprio patrimonio, a seguito delle innovazioni normative introdotte dal DL 135 del 14 dicembre 2018 (convertito in Legge l'11 febbraio 2019) ha comportato una riduzione degli ammortamenti di euro 533 migliaia. Per maggiori dettagli si rinvia a quanto indicato in nota n. 1.



Il Risultato Operativo si attesta pertanto ad euro 63.690 migliaia, a fronte di un Risultato Operativo conseguito nell'esercizio precedente pari ad euro 169.951 migliaia.

Nel 2021 sono stati contabilizzati oneri finanziari per euro 4.305 migliaia in diminuzione di euro 4.640 migliaia rispetto all'anno precedente, principalmente per effetto del rimborso anticipato della linea di finanziamento Tranche B, avvenuto a seguito del meccanismo del "Cash sweep" e del prepayment.

I proventi finanziari ammontano a euro 423 migliaia a fronte di euro 698 migliaia del 2020 e si riferiscono principalmente a differenze positive di cambio.



Le imposte al 31 dicembre 2021, ammontano ad euro 12.806 migliaia e si riferiscono sostanzialmente:

- per euro 9.800 migliaia alla stima delle imposte correnti IRES e per euro 2.200 migliaia alla stima delle imposte correnti IRAP, calcolate sul reddito imponibile;
- per euro 3.275 migliaia all'effetto complessivamente negativo della movimentazione delle imposte anticipate relativa principalmente all'utilizzo dei fondi per rischi e oneri ed al fondo svalutazione impianti;
- per euro 589 migliaia all'effetto positivo relativo all'utilizzo delle imposte differite passive generate su pregressi ammortamenti fiscali eccedenti e anticipati;
- per euro 1.879 migliaia all'effetto positivo relativo a minori imposte di anni precedenti.

Per maggiori dettagli si rinvia a quanto indicato in nota n. 30.

L'utile netto del 2021 si attesta ad euro 47.003 migliaia (euro 125.513 migliaia nel 2020).

## ANALISI DELLA STRUTTURA PATRIMONIALE

### Stato Patrimoniale riclassificato

I valori del prospetto riclassificato sono riportati in euro, senza decimali. Per una migliore esposizione i commenti alle singole voci sono espressi in euro.

(in euro)	31/12/2021	31/12/2020	Variazioni
Attività immobilizzate nette			
Attività materiali e immateriali	613.126.215	626.083.732	(12.957.518)
Altre attività/(passività) non correnti nette	16.319.149	33.919.459	(17.600.310)
Totale attività immobilizzate nette	629.445.363	660.003.191	(30.557.828)
Capitale circolante netto			
Rimanenze	92.324.150	61.049.580	31.274.570
- di cui diritti di emissione acquistati	77.744.984	48.354.611	29.390.373
Crediti commerciali	139.303.179	82.492.420	56.810.759
(Debiti)/crediti tributari	(2.619.906)	(8.602.479)	5.982.573
Debiti commerciali	(127.748.530)	(29.924.477)	(97.824.053)
Altre attività/(passività) correnti nette	(23.633.473)	(17.089.077)	(6.544.396)
Totale capitale circolante netto	77.625.420	87.925.967	(10.300.547)
Capitale investito lordo	707.070.783	747.929.158	(40.858.375)
Fondi diversi			
Fondi rischi e oneri	(99.368.100)	(107.017.097)	7.648.997
TFR e altri benefici ai dipendenti	(4.919.273)	(5.639.103)	719.830
Passività per imposte differite	(32.023.707)	(32.572.027)	548.320
Totale fondi diversi	(136.311.080)	(145.228.227)	8.917.147
Capitale investito netto	570.759.704	602.700.932	(31.941.228)
Patrimonio netto	565.514.663	518.564.687	46.949.975
Indebitamento finanziario netto	5.245.041	84.136.244	(78.891.204)

Le Attività materiali e immateriali mostrano un decremento di euro 12.958 migliaia. Le principali variazioni hanno riguardato:

- gli ammortamenti del periodo pari a euro 50.920 migliaia,
- gli investimenti del periodo pari ad euro 37.941 migliaia,

Per quanto riguarda il dettaglio degli investimenti effettuati nel periodo, si rimanda all'apposito paragrafo "Investimenti e Demolizioni".

Le Altre attività/(passività) non correnti nette mostrano un decremento di euro 17.600 migliaia. Tale variazione è riconducibile agli smobilizzi del deposito cauzionale a favore di Terna (euro 6.057 migliaia), dell'escrow account costituito a favore dell'Autorità di Sistema Portuale Del Mar Tirreno Centrale, in relazione al contratto per la demolizione della centrale di Vigliena (euro 5.720 migliaia) a seguito dell'emissione di garanzie bancarie, del deposito cauzionale a favore di SNAM (euro 2.440 migliaia) costituito a novembre 2020 a garanzia dell'attività progettuale di fattibilità della connessione

al metanodotto quale requisito essenziale per l'avvio dell'iter autorizzativo di un nuovo impianto presso il sito di Torrevaldaliga.

Si rileva anche una diminuzione del credito per imposte anticipate (euro 3.199 migliaia) a seguito dell'utilizzo del periodo.

Le Rimanenze pari a euro 92.324 migliaia mostrano un incremento di euro 31.274 migliaia rispetto al 31 dicembre 2020. Tale variazione è dovuta al notevole incremento del PMP di valorizzazione della CO2 (51,63 €/ton. del 2021 a fronte dei 24,05 €/ton. del 2020). Le emissioni sono inferiori di circa il 10% rispetto all'anno precedente (1.543 Kton. del 2021 a fronte dei 1.704 Kton. del 2020).

I Crediti commerciali sono superiori rispetto al 31 dicembre 2020 per euro 56.811 migliaia. In particolare si rilevano:

- maggiori crediti a fronte di vendite bilaterali (euro 29.136 migliaia) a seguito dei maggiori ricavi da vendite bilaterali nel mese di dicembre 2021 rispetto a dicembre 2020;
- maggiori crediti verso GME (euro 56.307 migliaia) a seguito dei maggiori ricavi nel mercato MGP nelle ultime due settimane del 2021 rispetto allo stesso periodo del 2020
- minori crediti verso Terna (euro 28.469 migliaia) ascrivibili ai minori ricavi nel mercato MSD conseguiti nell'ultimo bimestre 2021 rispetto all'ultimo bimestre 2020;

I Debiti tributari per euro 2.620 migliaia si riferiscono alla stima delle imposte IRES dell'esercizio. Il debito IRAP è risultato leggermente inferiore agli acconti versati nell'anno.

Il saldo dei Debiti commerciali aumenta di euro 97.824 migliaia rispetto al 31 dicembre 2020. In particolare si rilevano:

- maggiori debiti verso Terna (euro 27.809 migliaia) a seguito dei maggiori costi per acquisto energia nel mercato MSD nell'ultimo bimestre 2021 rispetto all'ultimo bimestre 2020;
- maggiori debiti verso GME (euro 17.968 migliaia) a seguito dei maggiori acquisti di energia nel mercato MGP nelle ultime due settimane del 2021 rispetto allo stesso periodo del 2020
- maggiori debiti per combustibili (euro 47.848 migliaia) ascrivibili al forte incremento del prezzo del gas

Le Altre attività/(passività) correnti nette evidenziano una diminuzione di euro 6.544 migliaia rispetto al 31 dicembre 2020. Tale variazione deriva prevalentemente dall'aumento dei debiti per diritti CO2 da consegnare (euro 38.674 migliaia) in relazione alla restituzione delle quote relative alle emissioni 2020 e all'aumento del debito per le emissioni del periodo. Si rileva altresì l'aumento del credito IVA (euro 29.590 migliaia) dovuto al credito maturato nel periodo, parzialmente compensato dall'incasso del credito IVA III^ trimestre 2020 (euro 5.900 migliaia) e annuale 2020 (euro 21.500 migliaia)

Il Fondo Rischi e Oneri si decrementa per euro 7.649 migliaia a seguito della movimentazione come meglio evidenziato in nota n. 11.

Il Capitale investito netto si attesta pertanto a euro 570.760 migliaia (euro 602.701 migliaia al 31 dicembre 2020).

Il Patrimonio netto si attesta ad un valore positivo di euro 565.515 migliaia e si è sostanzialmente movimentato, rispetto al 31 dicembre 2020, per effetto dell'utile netto del periodo, pari a euro 47.003 migliaia, nonché per la diminuzione netta di euro 53 migliaia delle riserve IAS 19, IFRS 9.

Per maggiori dettagli si rinvia a quanto indicato in nota n. 10.

L'Indebitamento finanziario netto, pari a euro 5.245 migliaia, si riferisce principalmente al finanziamento bancario che è stato oggetto di rinegoziazione nel corso del 2015 a seguito dell'accordo per la ristrutturazione del debito raggiunto con gli istituti di credito. Per maggiori dettagli si rimanda a quanto riportato nelle note esplicative.

## ATTIVITÀ DI RICERCA E SVILUPPO

La Società non ha effettuato nel corso del 2021 attività di ricerca e sviluppo né esistono, alla data del 31 dicembre 2021, costi sospesi riferibili a tale tipologia di attività.

## AZIONI PROPRIE ED AZIONI DELLA CONTROLLANTE

Alla data di riferimento del bilancio la Società non possiede azioni proprie né azioni delle controllanti, dirette ed indirette.

## RAPPORTI CON IMPRESE CONTROLLATE, COLLEGATE, CONTROLLANTI ED IMPRESE SOTTOPOSTE AL CONTROLLO DI QUESTE ULTIME

Nel corso del 2021 non sono state poste in essere significative operazioni con le parti correlate. Per maggiori dettagli si rinvia a quanto indicato nelle Note esplicative al Bilancio.

## RISCHI FINANZIARI, RISCHI DI MERCATO ED ALTRI RISCHI

Si rinvia a quanto indicato nelle Note esplicative al Bilancio.

## PREVEDIBILE EVOLUZIONE DELLA GESTIONE

### Evoluzione del Piano Industriale

Come noto, nel corso del 2015 era stato sottoscritto, con i creditori principali (Istituti Finanziatori), un Accordo di Ristrutturazione dei debiti (ADR) ex art. 182-bis L.F., volto al superamento strutturale degli squilibri finanziari e patrimoniali esistenti a tale data. L'ADR includeva un Piano di rifinanziamento - "Restated Facility Agreement" - negoziato sulla base di un Piano Industriale (di seguito il "Piano") che, tra le altre assunzioni, prevedeva l'introduzione del Capacity Market a partire dal 2018.

Nel corso del 2019 è stato formalmente avviato il meccanismo del Capacity Market, nel quale si sono fissati i parametri economici tecnici per gli anni di consegna 2022 e 2023. Tirreno Power è risultata aggiudicataria di tutta la capacità offerta, pari a euro 1.875 MW.

Il Consiglio di Amministrazione, in data 28 Febbraio 2022, ha approvato l'aggiornamento del Piano Industriale. Tale Piano si basa sugli scenari di mercato elaborati dalla società REF-E fino al 2040 nei quali si prevede, tra l'altro, l'estensione del meccanismo del capacity market almeno fino al 2029.

I risultati conseguiti nel 2021 sono in linea con le previsioni di Budget e del Piano confermando la bontà delle assunzioni effettuate.

Nel complesso, considerato che:

- il Patrimonio Netto della Società è pari ad euro 565.515 migliaia, importo reputato dagli amministratori idoneo a garantire una adeguata patrimonializzazione della Società rispetto agli obiettivi futuri indicati nel Piano;
- i risultati economici conseguiti negli anni precedenti, e in particolare nel 2019 e 2020 hanno confermato performance superiori rispetto a quanto previsto nel Piano Industriale e Finanziario e successivi aggiornamenti;
- i risultati del 2021 sono in linea alle attese di budget. Il Margine Operativo Lordo risulta pari ad euro 120.532 migliaia, ed il Risultato Operativo ammonta a euro 63.690 migliaia;
- la riscontrata capacità di generare cassa ha consentito un'accelerazione nel rimborso del finanziamento tale da estinguere l'intera Tranche A con tre esercizi di anticipo rispetto alla naturale scadenza delle rate e di ripagare in anticipo, rispetto alla scadenza contrattuale di dicembre 2024, una considerevole quota della tranche B pari ad euro 220.868 migliaia pari all'88%;
- le disponibilità liquide al 31.12.2021 hanno consentito attraverso il meccanismo del "cash sweep" il totale ripagamento della Tranche B nel mese di febbraio 2022. A valle di tale ripagamento l'unica linea di debito ristrutturato sarà rappresentata dalla Revolving Facility;

risulta confermata la ragionevolezza delle assunzioni utilizzate dagli amministratori nella redazione del "Piano" e del suo aggiornamento, rendendo questi ultimi confidenti circa la capacità della Società di poter raggiungere i risultati attesi nel "Piano" anche per gli esercizi futuri, pur consapevoli che i risultati previsti nello stesso potranno concretizzarsi solo al manifestarsi delle ipotesi in esso previste.

Tali ipotesi sono principalmente connesse alle dinamiche del mercato ed alle evoluzioni regolatorie, soggette per loro natura ad incertezze nelle modalità e nelle tempistiche di realizzazione.

Alla luce di quanto esposto nel capitolo Emergenza Covid, nonché delle indicazioni fornite dalle principali Authority in materia, si conferma che il management della Società ha posto in essere un costante monitoraggio degli impatti effettivi e potenziali dell'Emergenza COVID 19 anche nel corso del 2021 sulle attività di business, sulla situazione finanziaria e economica della Società. In considerazione dell'andamento economico della Società durante il periodo di emergenza sanitaria non si sono registrati impatti che possano rappresentare un indicatore di perdita di valore. Tuttavia, in considerazione del perdurare delle incertezze che caratterizzano il quadro macroeconomico di riferimento, gli amministratori continueranno a monitorare attentamente l'evoluzione dell'emergenza sanitaria. Sulla base di tali presupposti, gli amministratori hanno ritenuto ragionevole assumere che la Società possa continuare ad operare in un prevedibile futuro come un'entità in funzionamento redigendo il presente bilancio nel presupposto della continuità aziendale.

### Evoluzione della gestione

Come riportato nel *Bollettino Economico Banca d'Italia* pubblicato nel mese di gennaio 2022, dopo un diffuso rallentamento dell'attività economica nel terzo trimestre, alla fine dello scorso anno sono emersi segnali di un ritorno a una ripresa più sostenuta negli Stati Uniti e in altri paesi avanzati, a fronte di una prolungata debolezza nelle economie emergenti. La recrudescenza della pandemia e le persistenti strozzature dal lato dell'offerta pongono tuttavia rischi al ribasso per la crescita. L'inflazione è ulteriormente aumentata pressoché ovunque, risentendo soprattutto dei rincari dei beni energetici, di quelli degli input intermedi e della ripresa della domanda interna. La Federal Reserve e la Bank of England hanno avviato il processo di normalizzazione delle politiche monetarie.

Nell'area dell'euro il prodotto ha invece decisamente decelerato al volgere dell'anno, per effetto della risalita dei contagi e del perdurare delle tensioni sulle catene di approvvigionamento che ostacolano la produzione manifatturiera. L'inflazione ha toccato il valore più elevato dall'avvio dell'Unione monetaria, a causa dei rincari eccezionali della componente energetica, in particolare del gas che risente in Europa anche di fattori di natura geopolitica. Secondo le proiezioni degli esperti dell'Eurosistema l'inflazione scenderebbe progressivamente nel corso del 2022, collocandosi al 3,2 per cento nella media di quest'anno e all'1,8 nel biennio 2023-24.

L'inflazione è salita su valori elevati (4,2 per cento in dicembre), sospinta dalle quotazioni dell'energia. Al netto delle componenti volatili la variazione annuale dei prezzi resta moderata. Gli aumenti dei costi di produzione si sono trasmessi finora solo in misura modesta sui prezzi al dettaglio.

Le proiezioni macroeconomiche per l'Italia per il triennio 2022-24 presentate nel bollettino 1 del 2022 sono basate sull'ipotesi che la recente risalita dei contagi abbia riflessi negativi nel breve termine sulla mobilità e sui comportamenti di consumo, ma non richieda un severo inasprimento delle misure restrittive. Si assume che dalla primavera la diffusione dell'epidemia si attenui.

Il PIL, che alla fine della scorsa estate si collocava 1,3 punti percentuali al di sotto dei livelli pre-pandemici, li recupererebbe intorno alla metà di quest'anno. L'espansione dell'attività proseguirebbe poi a ritmi robusti, seppure meno intensi rispetto a quelli osservati in seguito alle riaperture nella parte

centrale del 2021. In media d'anno il PIL aumenterebbe del 3,8 per cento nel 2022, del 2,5 nel 2023 e dell'1,7 nel 2024. Il numero di occupati crescerebbe più gradualmente e tornerebbe ai livelli pre-crisi alla fine del 2022.

Le prospettive di crescita sono soggette a molteplici rischi, orientati prevalentemente al ribasso. Nel breve termine l'incertezza che circonda il quadro previsivo è connessa con le condizioni sanitarie e con le tensioni sul lato dell'offerta, che potrebbero rivelarsi più persistenti delle attese e mostrare un grado di trasmissione all'economia reale più accentuato. Nel medio termine, le proiezioni rimangono condizionate alla piena attuazione dei programmi di spesa inclusi nella manovra di bilancio e alla realizzazione completa e tempestiva degli interventi previsti dal PNRR.

I consumi di gas continueranno ad avere un ruolo centrale nel processo di decarbonizzazione, in linea con gli obiettivi definiti (Pacchetto Clima-Energia 2020) fornendo, in particolare, un rilevante contributo al settore termoelettrico, in vista della progressiva uscita dalla produzione a carbone e all'aumentare di fonti rinnovabili intermittenti. L'utilizzo di queste ultime, scarsamente programmabile, richiederà un maggiore supporto da parte del gas naturale, fonte che garantisce continuità e flessibilità della produzione.

L'attività del management continuerà ad essere rivolta alla difesa dei livelli di redditività attraverso una attenzione continua volta a cogliere tutte le opportunità sul mercato elettrico, l'efficientamento dei processi, formazione e motivazione del personale. In particolare, nel corso del 2022 la Società continuerà l'impegno di evolvere in chiave digitale alcuni dei processi aziendali, con un particolare focus sulla pianificazione dei fabbisogni.

La Società, coerentemente con quanto presentato nel Piano industriale, è impegnata per conseguire un sempre più elevato livello di performance degli impianti tramite un piano di investimenti sulle unità produttive volto a garantire quella flessibilità essenziale per soddisfare al meglio la volatilità della domanda di elettricità sul mercato e l'affidabilità richiesta per ottemperare agli impegni presi in relazione al Capacity Market.

## **FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DEL PERIODO**

La Società ha provveduto al rimborso, nel corso del mese di febbraio 2022, di una quota di debito per euro 35.155 migliaia come Cash Sweep sulle disponibilità liquide al 31.12.2021. A valle di tale rimborso la Tranche B risulta totalmente rimborsata con circa 2 anni di anticipo rispetto alla naturale scadenza (quattro anni di anticipo se si tiene conto della possibile estensione).

In data 11 febbraio 2022 è stato incassato il rimborso del credito IVA III trimestre 2021 per euro 13.031 migliaia (comprensivo degli interessi maturati).

L'art.16 del decreto legge n. 4 del 27 gennaio 2022 al comma 1, prevede che dal 1° febbraio 2022 al 31 dicembre 2022, sull'energia elettrica immessa in rete, da impianti di potenza superiore a 20 kW alimentati da fonte idroelettrica che non accedono a meccanismi di incentivazione, sia applicato un meccanismo di equa remunerazione sul prezzo dell'energia determinato in base alla media storica dei

prezzi di mercato relativi a ciascun impianto dall'entrata in esercizio fino a tutto il 2020 (ovvero un importo pari a circa 60 €/MWh). In base a tale meccanismo, i produttori destinatari della normativa, dovranno restituire la differenza tra i prezzi conseguiti sul mercato e, appunto, "l'equa remunerazione" pari alla media storica. L'impatto della norma per la Società è stimato pari a circa euro 2.600 migliaia di minori ricavi per effetto della restituzione.

In data 21 febbraio 2022 si sono tenute le aste del Capacity Market per l'anno di consegna 2024 e Tirreno Power è risultata aggiudicataria di tutta la capacità offerta, pari a 1.883 MW, al prezzo previsto a base d'asta per la capacità esistente.

#### Misure urgenti per il settore elettrico e gas a seguito dello stato di guerra in Ucraina

La grave crisi geopolitica internazionale collegata agli sviluppi del conflitto in atto in Ucraina, ha portato all'attenzione delle Istituzioni non solo problematiche correlate al caro prezzi dell'energia, ma anche alla sicurezza delle stesse forniture. In tale contesto:

- Il Ministero della Transizione Ecologica lo scorso 26 febbraio ha dichiarato lo stato di preallarme con riferimento al Piano di Emergenza del sistema gas naturale.
- Il successivo 28 febbraio, il Consiglio dei Ministri ha approvato il Decreto Legge n.16 che contiene misure urgenti collegate alla crisi Ucraina tra cui norme preventive per il riempimento degli stoccaggi gas, che considerano anche la possibile riduzione programmata dei consumi, anche in assenza di dichiarata emergenza del sistema gas nazionale. Tra le altre cose, in caso di adozione delle misure finalizzate a ridurre il consumo di gas naturale nel settore termoelettrico, il Decreto prevede che Terna definisca un programma per la massimizzazione della produzione degli impianti di generazione di energia elettrica con potenza termica nominale superiore a 300 MW che utilizzino carbone o olio combustibile che potranno essere assimilati a unità essenziali.

Allo stato attuale la Società non risulta direttamente esposta verso questi due paesi. Tuttavia, la situazione di conflitto e le sanzioni imposte alla Russia potrebbero determinare effetti per la Società in merito sia all'incremento dei prezzi del gas che alla riduzione delle forniture.

Sulla base delle informazioni attualmente disponibili è attivo un monitoraggio costante delle modifiche delle variabili macroeconomiche e di business per avere disponibile in tempo reale la miglior stima dei potenziali impatti sulla Società e permetterne la mitigazione con dei piani di reazione/contingency.

Le analisi preliminari, comunque effettuate in uno scenario in continua evoluzione, non fanno al momento ritenere significativi gli impatti sulla Società derivanti dal conflitto tra Russia e Ucraina.

## PROPOSTE DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE

Signori Azionisti,

Vi invitiamo ad approvare nel suo insieme e nelle singole poste il bilancio chiuso al 31 Dicembre 2021.

Tenuto conto di quanto esposto nella presente Relazione sulla Gestione, nonché di quanto disposto dall'articolo 2430 c.c. e di quanto previsto nello Statuto della Società, si propone di destinare l'utile netto, pari ad euro 47.002.948, per intero a utili portati a nuovo, avendo la riserva legale già raggiunto l'importo di un quinto del capitale sociale.

Roma, 28 febbraio 2022

*Per il Consiglio di Amministrazione*

*(Il Presidente)*



Firmato digitalmente da:

**BIGI ALBERTO**

Firmato il 09/03/2022 12:52

Seriale Certificato: 18006751

Valido dal 10/04/2020 al 10/04/2023

InfoCert Firma Qualificata 2

## PROSPETTI DI BILANCIO

### STATO PATRIMONIALE

(Euro)	Nota	31-dic-21	31-dic-20
<b>Attivo</b>			
Immobili, impianti e macchinari	1	611.643.365	624.756.903
Attività immateriali	2	1.482.850	1.326.829
Attività finanziarie non correnti	3	4.321.496	18.657.632
Attività per imposte anticipate	4	12.686.510	15.885.143
Altre attività non correnti		608.589	673.218
<b>Totale Attivo non corrente</b>		<b>630.742.809</b>	<b>661.299.726</b>
Rimanenze	5	92.324.150	61.049.580
Crediti Commerciali	6	139.303.179	82.492.420
Altre attività correnti	7	63.517.144	32.141.422
Strumenti finanziari - derivati	8	249.978	109.776
Altre attività finanziarie correnti		9.145	31.678
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	9	49.910.079	14.044.174
<b>Totale Attivo corrente</b>		<b>345.313.676</b>	<b>189.869.051</b>
<b>Totale Attivo</b>		<b>976.056.485</b>	<b>851.168.777</b>
<b>Passivo</b>			
Capitale sociale		60.516.142	60.516.142
Altre riserve		135.764.989	134.773.997
Utili (perdite) cumulati		322.230.584	197.761.720
Utili (perdite) del periodo		47.002.948	125.512.828
<b>Patrimonio Netto</b>	10	<b>565.514.663</b>	<b>518.564.687</b>
Debiti per finanziamenti	11	-	74.158.808
Fondi rischi e oneri	12	71.169.217	72.654.784
TFR e altri benefici ai dipendenti	13	4.919.273	5.639.103
Passività per imposte differite	14	32.023.707	32.572.027
Altre passività finanziarie non correnti	15	1.297.446	1.296.534
<b>Totale Passivo non corrente</b>		<b>109.409.643</b>	<b>186.321.257</b>
Debiti per finanziamenti	11	55.155.120	24.021.610
Fondi rischi e oneri	12	28.198.883	34.362.312
Debiti commerciali	16	127.748.530	29.924.477
Debiti per imposte sul reddito	17	2.619.906	8.602.479
Altre passività correnti	18	86.358.608	48.431.336
Strumenti finanziari - derivati	19	566.295	486.797
Altre passività finanziarie a breve	15	484.838	453.821
<b>Totale Passivo corrente</b>		<b>301.132.180</b>	<b>146.282.833</b>
<b>Totale Patrimonio e Passivo</b>		<b>976.056.485</b>	<b>851.168.777</b>



Firmato digitalmente da:

**BIGI ALBERTO**

Firmato il 09/03/2022 12:53

Seriale Certificato: 18006751

Valido dal 10/04/2020 al 10/04/2023

InfoCert Firma Qualificata 2



**TIRRENO  
POWER**

CONTO ECONOMICO

(Euro)	Nota	31-dic-21	31-dic-20
Ricavi	20	991.031.079	599.631.870
Altri ricavi	21	14.507.063	3.694.030
<b>Totale Ricavi</b>		<b>1.005.538.141</b>	<b>603.325.900</b>
Incrementi Immob.ni per lavori interni	22	1.803.319	953.424
Materie prime di consumo	23	(758.514.286)	(258.518.231)
Costo del Personale	24	(22.771.120)	(21.683.139)
Costi per Servizi	25	(19.263.781)	(17.310.530)
Altri Costi operativi	26	(92.181.929)	(78.704.854)
Ammortamenti e Svalutazioni	27	(50.919.978)	(58.111.852)
<b>Risultato operativo</b>		<b>63.690.365</b>	<b>169.950.718</b>
Oneri Finanziari	28	(4.304.796)	(8.945.008)
Proventi Finanziari	29	423.480	698.038
<b>Risultato prima delle imposte</b>		<b>59.809.049</b>	<b>161.703.748</b>
Imposte	30	(12.806.101)	(36.190.920)
<b>Risultato netto</b>		<b>47.002.948</b>	<b>125.512.828</b>



Firmato digitalmente da:  
**BIGI ALBERTO**  
 Firmato il 09/03/2022 12:54  
 Seriale Certificato: 18006751  
 Valido dal 10/04/2020 al 10/04/2023  
 InfoCert Firma Qualificata 2

PROSPETTO DELL'UTILE / (PERDITA) COMPLESSIVO RILEVATO NEL PERIODO

(Euro)	Nota	2021	2020
Risultato netto del periodo		47.002.948	125.512.828
Altre componenti di conto economico complessivo:			
Variazione del fair value strumenti finanziari su POWER	19	(496.825)	557.937
Variazione del fair value strumenti finanziari su GAS	8	525.763	(834.953)
Variazione del fair value IAS 19 - TFR e altri BENEFICI	13	(108.597)	(97.459)
Variazione del fair value strumenti finanziari su CO2	8	26.686	-
Totale altre componenti di conto economico complessivo		(52.973)	(374.475)
<b>Totale conto economico complessivo</b>		<b>46.949.975</b>	<b>125.138.353</b>



Firmato digitalmente da:

**BIGI ALBERTO**

Firmato il 09/03/2022 12:54

Seriale Certificato: 18006751

Valido dal 10/04/2020 al 10/04/2023

InfoCert Firma Qualificata 2

## RENDICONTO FINANZIARIO DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE

(Euro)	Nota	31-dic-21	31-dic-20
<b>ATTIVITA' DI ESERCIZIO</b>			
Risultato netto del periodo	14	47.002.948	125.512.828
Ammortamenti e svalutazioni	32	50.919.978	58.111.852
Accantonamenti netti imposte differite e altri fondi		(8.917.147)	21.678.085
Incremento (decremento) riserve IAS 39, IAS 19, Interest Rate CAP		(52.972)	(374.475)
Altre variazioni non monetarie		(21.461)	2.650.090
Variazione di altre attività e passività non correnti		17.600.310	47.138.703
Variazione di altre attività e passività correnti		10.300.547	8.876.591
<b>Flusso monetario da attività di esercizio</b>		<b>116.832.204</b>	<b>263.593.675</b>
di cui:			
- <i>Interessi attivi incassati</i>		-	-
- <i>Interessi passivi pagati</i>		(918.819)	(1.134.680)
- <i>Imposte sul reddito pagate</i>		(16.129.675)	(13.987.138)
<b>ATTIVITA' DI INVESTIMENTO</b>			
Investimenti in attività materiali		(37.210.000)	(42.336.135)
Investimenti in attività immateriali		(731.000)	(875.678)
<b>Flusso monetario da attività di investimento</b>		<b>(37.941.000)</b>	<b>(43.211.813)</b>
<b>ATTIVITA' DI FINANZIAMENTO</b>			
Aumento di capitale sociale		-	-
Incremento (decremento) debiti per finanziamenti non correnti		(74.158.808)	(210.406.617)
Incremento (decremento) debiti per finanziamenti correnti		31.133.510	(22.355.346)
Strumenti Finanziari Partecipativi		-	-
Variazione altri debiti finanziari a breve		(43.025.298)	(232.761.963)
<b>Flusso monetario da attività di finanziamento</b>		<b>(43.025.298)</b>	<b>(232.761.963)</b>
Incremento (decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti		35.865.905	(12.380.101)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti inizio periodo		14.044.174	26.424.275
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti fine periodo		49.910.079	14.044.174



Firmato digitalmente da:  
**BIGI ALBERTO**  
 Firmato il 09/03/2022 12:55  
 Seriale Certificato: 18006751  
 Valido dal 10/04/2020 al 10/04/2023  
 InfoCert Firma Qualificata 2

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

(Euro)	Nota	Capitale Sociale (a)	Altre riserve (b)	Utili (perdite) cumulati (c)	Utili (perdite) del periodo (d)	Totale (a+b+c+d) = e
Saldo al 1° gennaio 2020		60.516.142	126.793.526	39.017.754	167.098.912	393.426.335
Destinazione risultato esercizio 2019			8.354.946	158.743.966	(167.098.912)	-
<i>Utile/Perdite complessivo 31 dicembre 2020</i>			(374.475)		125.512.828	125.138.353
<i>di cui:</i>						
<i>Utile/Perdite rilevati direttamente a Patrimonio Netto</i>	10		(374.475)			(374.475)
<i>Utile/Perdite 31 dicembre 2020</i>					125.512.828	125.512.828
Saldo al 1° gennaio 2021		60.516.142	134.773.997	197.761.721	125.512.828	518.564.687
Destinazione risultato esercizio 2020			1.043.964	124.468.864	(125.512.828)	-
<i>Utile/Perdite complessivo dicembre 2021</i>			(52.973)		47.002.948	46.949.975
<i>di cui:</i>						
<i>Utile/Perdite rilevati direttamente a Patrimonio Netto</i>	10		(52.973)			(52.973)
<i>Utile/Perdite anno dicembre 2021</i>					47.002.948	47.002.948
<b>Saldo al 31 dicembre 2021</b>		<b>60.516.142</b>	<b>135.764.988</b>	<b>322.230.585</b>	<b>47.002.948</b>	<b>565.514.663</b>



Firmato digitalmente da:  
**BIGI ALBERTO**  
 Firmato il 09/03/2022 12:55  
 Seriale Certificato: 18006751  
 Valido dal 10/04/2020 al 10/04/2023  
 InfoCert Firma Qualificata 2

## NOTE ESPLICATIVE

### DICHIARAZIONE DI CONFORMITÀ

Il presente Bilancio è predisposto in conformità ai principi contabili internazionali IFRS emessi dall'International Accounting Standards Board (IASB) e fornisce un'informativa completa in base a quanto previsto dallo IAS 1.

Per IFRS si intendono tutti gli "International Financial Reporting Standards", tutti gli International Accounting Standards ("IAS"), tutte le interpretazioni dell'International Financial Reporting Standards Interpretations Committee ("IFRS IC"), tutte le interpretazioni dello Standing Interpretations Committee ("SIC"), ad oggi adottati dall'Unione Europea e contenuti nei relativi Regolamenti U.E. pubblicati sulla G.U.C.E. sino alla data odierna, in cui il Consiglio di Amministrazione di Tirreno Power S.p.A. ha autorizzato la pubblicazione del presente bilancio. Sempre sul piano interpretativo, infine, si è altresì tenuto conto dei documenti sull'applicazione degli IAS/IFRS in Italia predisposti dall'Organismo Italiano di Contabilità (OIC).

### STRUTTURA E CONTENUTO DEL BILANCIO

Il presente bilancio si compone di Stato Patrimoniale, Conto Economico, Prospetto dell'utile/perdite complessivo rilevato nel periodo, Rendiconto finanziario delle disponibilità liquide, Prospetto delle variazioni di Patrimonio netto, nonché delle Note esplicative ed è redatto nell'ottica della continuità aziendale, in virtù di quanto indicato nel paragrafo "Prevedibile evoluzione della gestione".

Per quanto riguarda gli schemi di bilancio che la Società ha scelto di adottare si segnala che:

- nello "Stato patrimoniale" le attività e le passività sono ordinate per scadenza, separando le poste correnti e non correnti con scadenza, rispettivamente, entro e oltre 12 mesi;
- il "Conto economico" è presentato in forma scalare per natura;
- il "Rendiconto finanziario" è redatto applicando il metodo indiretto, come consentito dallo IAS 7;
- il "Prospetto dell'utile/perdite complessivo" è predisposto in forma separata secondo quanto previsto dallo IAS 1 Revised;
- il "Prospetto delle variazioni del Patrimonio Netto" è predisposto secondo quanto previsto dallo IAS 1 Revised.

La valuta funzionale utilizzata per la presentazione del bilancio è l'euro e tutti i valori sono espressi in migliaia di euro tranne quando diversamente indicato. Ai fini espositivi i valori sono riportati senza indicazione dei decimali.

Il presente documento è assoggettato a revisione contabile da parte della società di revisione *EY S.p.A.*, società alla quale è stata altresì affidata l'attività di controllo legale dei conti.

## PRINCIPI CONTABILI E CRITERI DI VALUTAZIONE

Di seguito si riportano sinteticamente i principi contabili ed i criteri di valutazione adottati. I criteri di valutazione sono adottati nell'ottica della continuità aziendale e rispondono ai principi di competenza, di rilevanza e significatività dell'informazione contabile e di prevalenza della sostanza economica sulla forma giuridica.

Il principio generale adottato nella predisposizione del presente bilancio è quello del costo ad eccezione degli eventuali strumenti derivati per i quali il principio IFRS 9 ne obbliga la valutazione al *fair value*.

### *Classificazione corrente/non corrente*

Le attività e passività nel presente bilancio sono classificate secondo il criterio corrente/non corrente.

Un'attività è corrente quando:

- si suppone che sia realizzata, oppure è posseduta per la vendita o il consumo, nel normale svolgimento del ciclo operativo;
- è detenuta principalmente con la finalità di negoziarla;
- si suppone che sia realizzata entro dodici mesi dalla data di chiusura dell'esercizio; o
- è costituita da disponibilità liquide o mezzi equivalenti a meno che non sia vietato scambiarla o utilizzarla per estinguere una passività per almeno dodici mesi dalla data di chiusura dell'esercizio.

Tutte le altre attività sono classificate come non correnti.

Una passività è corrente quando:

- è previsto che si estingua nel suo normale ciclo operativo;
- è detenuta principalmente con la finalità di negoziarla;
- deve essere estinta entro dodici mesi dalla data di chiusura dell'esercizio; o
- l'entità non ha un diritto incondizionato a differire il regolamento della passività per almeno dodici mesi dalla data di chiusura dell'esercizio.

Tutte le altre passività sono classificate come non correnti.

### *Valutazioni discrezionali e stime contabili significative*

L'applicazione dei principi contabili generalmente accettati per la redazione del bilancio, 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 tali stime contabili influenza il valore di iscrizione delle attività e delle passività, così come l'informativa su attività e passività potenziali alla data di 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 che generano le stime medesime. Di seguito sono indicate le principali stime contabili presenti all'interno del processo di redazione del bilancio, che comportano il ricorso a giudizi soggettivi, assunzioni e stime su tematiche per loro natura incerte.

### *1. Recuperabilità di attività non finanziarie*

Attività quali immobili, impianti e macchinari, attività immateriali, attività consistenti nel diritto di utilizzo di un'attività sottostante subiscono una riduzione di valore quando il loro valore contabile supera il valore recuperabile, rappresentato dal maggiore fra il fair value, al netto dei costi di dismissione, e il valore d'uso.

Tali verifiche di recuperabilità vengono svolte secondo i criteri previsti dallo IAS 36 e più dettagliatamente descritti nella successiva Nota "Immobili, impianti e macchinari".

Nel determinare il valore recuperabile, la Società applica generalmente il criterio del valore d'uso. Per valore d'uso si intende il valore attuale dei flussi finanziari futuri che si prevede abbiano origine dall'attività oggetto di valutazione, attualizzati utilizzando un tasso di sconto, al lordo delle imposte, che riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività.

I flussi finanziari futuri attesi sono predisposti sulla base dei più recenti piani aziendali approvati e delle informazioni disponibili al momento della stima; pertanto le assunzioni utilizzate nella stima dei flussi di cassa si basano sul giudizio del management con particolare riferimento all'andamento delle variabili future indicate al paragrafo "Prevedibile evoluzione della gestione" ed alla nota n. 1.

### *2. Contenziosi*

La Società è parte in giudizio in alcuni contenziosi legali relativi principalmente a lavoro, esercizio di alcuni impianti di produzione, danni ambientali, controversie in materia penale. Data la natura di tali contenziosi, non è sempre oggettivamente possibile prevedere l'esito finale di tali vertenze, alcune delle quali potrebbero concludersi con esito sfavorevole.

Sono stati costituiti fondi destinati a coprire tutte le passività significative per i casi in cui la Società, anche supportata dai consulenti legali, abbia valutato come probabile un esito sfavorevole e possa essere effettuata una stima ragionevole dell'importo della perdita.

### *3. Accantonamenti per rischi*

Gli accantonamenti per rischi sono effettuati sulla base delle aspettative di eventi puntuali ritenuti ragionevolmente certi i cui effetti, in base alle informazioni disponibili e al supporto dei consulenti, sono stimati probabili.

#### *4. Attività per imposte anticipate*

Il bilancio comprende attività per imposte anticipate, connesse a componenti di reddito a deducibilità tributaria differita, per un importo il cui recupero negli esercizi futuri è ritenuto dagli Amministratori altamente probabile.

La recuperabilità delle suddette imposte anticipate è subordinata al conseguimento di utili imponibili futuri sufficientemente capienti per il conseguimento dei benefici derivanti dalla fiscalità differita attiva.

Significativi giudizi del management sono richiesti per determinare l'ammontare dell'imposte anticipate che possono essere rilevate in bilancio, in base alla tempistica e all'ammontare dei redditi imponibili futuri nonché alle future strategie di pianificazione fiscale e alle aliquote fiscali vigenti al momento del loro riversamento.

Le stime e le assunzioni sono riviste periodicamente e gli effetti di ciascuna variazione sono contestualmente rilevate a conto economico.

#### *Criteria di conversione delle poste in valuta*

La valuta funzionale e di presentazione del bilancio è l'euro.

Le operazioni in valuta estera sono iscritte al tasso di cambio in vigore alla data dell'operazione. Le attività e passività monetarie in valuta diversa da quella funzionale sono successivamente adeguate al tasso di cambio in essere alla data di chiusura del bilancio. Le differenze di cambio derivanti dalle operazioni di conversione sono riflesse sul conto economico ed iscritte tra i proventi e gli oneri finanziari. Le attività e le passività non monetarie denominate in valuta estera e valutate al costo sono convertite al tasso di cambio in vigore alla data di iniziale rilevazione dell'operazione.

#### *Attività materiali*

Gli immobili, impianti e macchinari sono valutati al costo d'acquisto o di produzione, al netto degli ammortamenti accumulati e delle eventuali perdite di valore cumulate. Il costo include gli oneri direttamente sostenuti per predisporre le attività al loro utilizzo, nonché eventuali oneri di smantellamento e di rimozione (nei casi previsti dallo IAS 37), iscritti al valore attuale dell'onere futuro che si stima di sostenere. Il costo include altresì gli eventuali interessi passivi su finanziamenti destinati all'acquisizione o costruzione di immobili, impianti e macchinari sostenuti fino all'entrata in esercizio degli stessi.

Sono inclusi inoltre i costi relativi ai ricambi considerati strategici per garantire l'attività produttiva degli impianti.

L'ammortamento ha inizio nel momento in cui l'attività è disponibile all'uso ed è ripartito sistematicamente in relazione alla residua possibilità di utilizzazione della stessa, ossia sulla base della stimata vita utile.

La vita utile degli immobili, impianti e macchinari ed il loro valore residuo sono rivisti ed aggiornati, ove necessario, almeno alla chiusura di ogni esercizio. Il valore di presunto realizzo che si ritiene di recuperare al termine della vita utile, ove determinato, non è ammortizzato.

Quando l'attività oggetto di ammortamento è composta da elementi distintamente identificabili, la cui vita utile differisce significativamente da quella delle altre parti che compongono l'attività, l'ammortamento è effettuato separatamente per ciascuna di tali parti, in applicazione del metodo del *component approach*.

I costi di manutenzione ordinaria sono addebitati integralmente al conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti.

I costi sostenuti per le manutenzioni effettuate a intervalli regolari (*c.d. Major Inspection*) sono iscritti in qualità di cespiti nell'attivo patrimoniale e sono ammortizzati sulla base del ciclo degli interventi, così come pianificato dal management.

L'ammortamento dei beni gratuitamente devolvibili fuori dallo scopo dell'IFRIC 12 è calcolato a quote costanti sulla base del periodo minore tra la durata residua della concessione e la vita utile stimata degli stessi, ad eccezione delle deroghe in tema di investimenti secondo quanto previsto dalla normativa vigente.

I terreni, sia liberi da costruzioni sia annessi a fabbricati civili ed industriali non sono ammortizzati in quanto elementi a vita utile illimitata.

La vita utile stimata dei principali immobili, impianti e macchinari è la seguente:

Fabbricati	25/40 anni
Attrezzature; Generatori di vapore; Macch. Meccanico; Opere idrauliche	20 anni
Impianti a ciclo combinato	30 anni
Manutenzioni	da 2 a 8 anni
Calcolatori elettronici; Macchine d'ufficio; Dotazioni informatiche	5 anni
Linee di trasporto	35 anni
Condotte forzate	50 anni
Impianti di teletrasmissione e Attrezzature Industriali	10 anni

Il valore contabile di un elemento di immobili, impianti e macchinari ed ogni componente significativo inizialmente rilevato è eliminato al momento della dismissione (cioè alla data in cui l'acquirente ne ottiene il controllo) o quando non ci si attende alcun beneficio economico futuro dal suo utilizzo o dismissione. L'utile/perdita che emerge al momento dell'eliminazione contabile dell'attività (calcolato come differenza tra il valore netto contabile dell'attività ed il corrispettivo percepito) è rilevato a conto economico quando l'elemento è eliminato contabilmente.

I valori residui, le vite utili ed i metodi di ammortamento di immobili, impianti e macchinari sono rivisti ad ogni chiusura di esercizio e, ove appropriato, corretti prospetticamente.

Nel caso vi siano indicatori di svalutazione le immobilizzazioni materiali sono assoggettate ad una verifica di recuperabilità (*c.d. "impairment test"*) che è illustrata nel successivo paragrafo "Riduzione di

valore delle attività". Contestualmente, il ripristino di valore di una attività precedentemente svalutata in contropartita del conto economico è anch'esso rilevato nel conto economico.

### *Attività immateriali*

Le attività immateriali sono costituite da elementi non monetari, identificabili e privi di consistenza fisica, controllabili e atti a generare benefici economici futuri. Tali elementi sono rilevati al costo di acquisto e/o di produzione, comprensivo delle spese direttamente attribuibili sostenute per predisporre l'attività al suo utilizzo, al netto degli ammortamenti cumulati, nei casi in cui è previsto un processo d'ammortamento, e delle eventuali perdite di valore. L'ammortamento ha inizio nel momento in cui l'attività è disponibile all'uso ed è ripartito sistematicamente in relazione alla residua possibilità di utilizzazione della stessa, ossia sulla base della stimata vita utile.

I costi di ricerca sono imputati al conto economico nell'esercizio di competenza. I costi di sviluppo sono capitalizzati a condizione che il costo sia attendibilmente determinabile e che sia dimostrabile che l'attività è in grado di produrre benefici economici futuri.

### *Riduzione di valore delle attività*

A ciascuna data di riferimento, gli immobili, impianti e macchinari e le attività immateriali con vita indefinita sono analizzati al fine di identificare l'esistenza di eventuali indicatori di riduzione del loro valore. Se è identificata la presenza di tali indicatori, si procede alla stima del valore recuperabile delle attività interessate, imputando l'eventuale svalutazione a conto economico. Il valore recuperabile di un'attività è il maggiore tra il suo fair value, ridotto dei costi di vendita, e il suo valore d'uso, laddove quest'ultimo è il valore attuale dei flussi finanziari futuri stimati per tale attività. Nel determinare il valore d'uso, i flussi finanziari futuri attesi sono attualizzati con un tasso di sconto che riflette la valutazione del costo del denaro per l'impresa, rapportato al periodo dell'investimento ed ai rischi specifici dell'attività. Una riduzione di valore è riconosciuta a conto economico quando il valore di iscrizione dell'attività è superiore al valore recuperabile.

Nel caso dell'avviamento e delle eventuali altre attività immateriali a vita utile indefinita o di attività non disponibili per l'uso, tale valutazione viene effettuata almeno annualmente.

Per le immobilizzazioni materiali e immateriali (ma non per l'avviamento), se vengono meno i presupposti per una svalutazione precedentemente effettuata, il valore contabile dell'attività è ripristinato con imputazione a conto economico, nei limiti del valore netto di carico che l'attività in oggetto avrebbe avuto se non fosse stata effettuata la svalutazione e fossero stati effettuati gli ammortamenti.

## *Rimanenze*

Le materie prime, sussidiarie e di consumo sono valutate al costo di acquisto determinato con il metodo della media ponderata e non sono svalutati al di sotto del costo in quanto posseduti per essere utilizzati nel processo produttivo.

Il costo di acquisto viene determinato per periodo di riferimento, relativamente ad ogni voce di magazzino. Il costo medio ponderato include gli oneri accessori di competenza riferiti agli acquisti del periodo.

Il valore delle scorte obsolete e a lenta movimentazione è svalutato in relazione al rischio di utilizzo o di realizzo, mediante l'accantonamento del rischio in un apposito fondo a rettifica del valore dei magazzini.

Relativamente ai cosiddetti diritti di emissione, come meglio precisato nel precedente bilancio annuale, Tirreno Power a far data dal 1° gennaio 2020 ha ritenuto privilegiare una classificazione dei diritti acquistati per far fronte al proprio fabbisogno (c.d. own use), tra le rimanenze dell'attivo circolante.

## *Strumenti finanziari*

Gli strumenti finanziari includono le attività e passività finanziarie la cui classificazione è determinata al momento della loro iniziale rilevazione, in funzione dello scopo per cui le stesse sono state acquistate. Gli acquisti e le vendite di strumenti finanziari vengono rilevati per data di negoziazione ("trade date").

Gli strumenti finanziari includono oltre le partecipazioni disponibili per la vendita, le altre attività finanziarie non correnti, i crediti ed i finanziamenti non correnti, i crediti commerciali, gli altri crediti originati dall'impresa nonché le altre attività finanziarie correnti come le disponibilità liquide ed i mezzi equivalenti ovvero i depositi bancari ed i crediti finanziari esigibili entro tre mesi. Rientrano, inoltre, tra gli strumenti finanziari i debiti finanziari, i debiti commerciali, gli altri debiti ed altre passività finanziarie e gli strumenti derivati.

Tutte le attività e passività per le quali il fair value viene valutato o esposto in bilancio sono categorizzate in base alla gerarchia del fair value, come di seguito descritta:

- Livello 1 - i prezzi quotati (non rettificati) in mercati attivi per attività o passività identiche a cui la Società può accedere alla data di valutazione;
- Livello 2 – Input diversi dai prezzi quotati inclusi nel Livello 1, osservabili direttamente o indirettamente per l'attività o per la passività;
- Livello 3 – tecniche di valutazione per le quali i dati di input non sono osservabili per l'attività o per la passività.

La valutazione del fair value è classificata interamente nello stesso livello della gerarchia del fair value in cui è classificato l'input di più basso livello di gerarchia utilizzato per la valutazione.

Si segnala che non si sono verificati cambiamenti nei livelli della gerarchia di fair value utilizzati ai fini della misurazione degli strumenti finanziari rispetto all'ultimo bilancio.

Per le attività e passività rilevate nel bilancio al fair value su base ricorrente, la Società determina se siano intervenuti dei trasferimenti tra i livelli della gerarchia.

La loro valutazione iniziale tiene conto dei costi di transazione direttamente attribuibili all'acquisizione o dei costi di emissione che sono inclusi nella valutazione iniziale degli strumenti finanziari. Il fair value degli strumenti quotati in pubblici mercati è determinato facendo riferimento alle quotazioni (bid price) alla data di bilancio. Il fair value degli strumenti non quotati, inclusi quelli relativi all'energia elettrica, viene invece misurato facendo riferimento a tecniche di valutazione finanziaria o ricorrendo a primarie controparti finanziarie. In particolare, il fair value degli IRS è misurato attualizzando i flussi di cassa attesi, il fair value dei forward su cambi è determinato sulla base dei tassi di cambio di mercato alla data di riferimento e ai differenziali di tasso tra le valute interessate, mentre i fair value dei derivati relativi alle commodities sono determinati utilizzando modelli basati sulla best practice di settore.

In generale nell'applicazione dei suddetti modelli si utilizzano dati di mercato piuttosto che dati interni all'azienda.

#### *Crediti commerciali*

I crediti commerciali la cui scadenza rientra nei normali termini commerciali non sono attualizzati e sono iscritti al costo (identificato dal loro valore nominale) al netto delle relative perdite di valore.

Il management ha verificato che il fair value dei crediti e debiti commerciali, nonché delle disponibilità liquide e depositi a breve e delle altre passività correnti approssima il valore contabile in conseguenza delle scadenze a breve termine di questi strumenti.

#### *Disponibilità liquide e mezzi equivalenti*

Le disponibilità liquide e mezzi equivalenti comprendono i valori numerari, ossia quei valori che possiedono i requisiti della disponibilità a vista o a brevissimo termine, del buon esito e dell'assenza di spese per la riscossione e sono valutate al fair value. Ai fini della rappresentazione nel rendiconto finanziario, le disponibilità liquide e mezzi equivalenti sono rappresentati dalle disponibilità liquide come definite sopra.

#### *Cancellazione (derecognition) delle attività finanziarie*

Le attività finanziarie sono rimosse dallo stato patrimoniale quando il diritto di ricevere i flussi di cassa dallo strumento si è estinto e l'entità ha sostanzialmente trasferito tutti i rischi e benefici relativi allo strumento stesso ed il relativo controllo.

### *Attività non correnti possedute per la vendita*

Le attività non correnti possedute per la vendita accolgono eventuali attività in dismissione se si presume che il loro valore contabile sarà recuperato principalmente con un'operazione di vendita piuttosto che mediante il loro uso continuativo.

Tale criterio di classificazione è applicabile solo quando le attività non correnti sono disponibili nelle loro condizioni attuali per la vendita immediata e la stessa vendita risulta altamente probabile.

Le attività non correnti classificate come possedute per la vendita sono presentate separatamente dalle altre attività e passività nello stato patrimoniale.

Gli importi per attività non correnti classificate come possedute per la vendita non sono riclassificati o ripresentati per gli esercizi precedenti.

Immediatamente prima della classificazione iniziale delle attività non correnti come possedute per la vendita, i valori contabili di tali attività sono misurati secondo gli IFRS / IAS applicabili alle specifiche attività. Tali attività non correnti classificate come detenute per la vendita sono valutate al minore tra il valore contabile ed il loro fair value al netto dei costi di vendita. I costi di vendita sono i costi aggiuntivi direttamente attribuibili alla vendita, esclusi gli oneri finanziari e le imposte.

Le attività non correnti non sono ammortizzate, mentre sono classificate come possedute per la vendita.

### *Debiti commerciali*

I debiti commerciali la cui scadenza rientra nei normali termini commerciali non sono attualizzati e sono iscritti al costo (identificato dal loro valore nominale).

### *Passività finanziarie*

Le passività finanziarie, relative a finanziamenti ed altre obbligazioni a pagare, sono inizialmente rilevate al costo corrispondente al *fair value* della passività stessa al netto dei costi sostenuti per l'acquisizione dei finanziamenti (costi di transazione). A seguito della rilevazione iniziale le passività finanziarie sono valutate al costo ammortizzato, applicando il criterio del tasso effettivo di interesse. Sono conseguentemente rideterminati gli oneri finanziari netti sulla base del metodo del tasso effettivo di interesse.

Se vi è un cambiamento dei flussi di cassa attesi ed esiste la possibilità di stimarli attendibilmente, il valore dei prestiti è ricalcolato per riflettere tale cambiamento sulla base del valore attuale dei nuovi flussi di cassa attesi e del tasso interno di rendimento inizialmente determinato. Le passività finanziarie sono classificate fra le passività correnti, salvo che l'entità abbia un diritto incondizionato a differire il loro pagamento per almeno 12 mesi dopo la data di riferimento.

Una passività finanziaria viene cancellata quando l'obbligazione sottostante la passività è estinta, annullata ovvero adempiuta. Laddove una passività finanziaria esistente fosse sostituita da un'altra dello

stesso prestatore, a condizioni sostanzialmente diverse, oppure le condizioni di una passività esistente venissero sostanzialmente modificate, tale scambio o modifica viene trattato come una cancellazione contabile della passività originale, accompagnata dalla rilevazione di una nuova passività, con iscrizione a Conto Economico di eventuali differenze tra i valori contabili.

#### *Strumenti di finanza derivata*

La Società utilizza strumenti finanziari derivati tra i quali: swap su tassi di interesse e contratti a termine di acquisto di *commodity* per coprire rispettivamente, i rischi di tasso di interesse e i rischi di prezzo delle *commodity*. Tali strumenti finanziari derivati sono inizialmente rilevati al fair value alla data in cui il contratto derivato è sottoscritto e, periodicamente aggiornati ad ogni chiusura di bilancio. I derivati sono contabilizzati come attività finanziarie quando il fair value è positivo e come passività finanziarie quando il fair value è negativo. Ai fini dell'*hedge accounting*, le coperture sono di tre tipi:

- copertura di fair value in caso di copertura dell'esposizione contro le variazioni del fair value dell'attività o passività rilevata o impegno irrevocabile non iscritto;
- copertura di flussi finanziari in caso di copertura dell'esposizione contro la variabilità dei flussi finanziari attribuibile a un particolare rischio associato con tutte le attività o passività rilevate o a un'operazione programmata altamente probabile o il rischio di valuta estera su impegno irrevocabile non iscritto;
- copertura di un investimento netto in una gestione estera.

All'avvio di un'operazione di copertura, la Società designa e documenta formalmente il rapporto di copertura, cui intende applicare l'*hedge accounting*, i propri obiettivi nella gestione del rischio e la strategia perseguita.

La documentazione include l'identificazione dello strumento di copertura, dell'elemento coperto, della natura del rischio e delle modalità con cui la Società valuterà se la relazione di copertura soddisfa i requisiti di efficacia della copertura (compresa l'analisi delle fonti di inefficacia della copertura e in che modo viene determinato il rapporto di copertura).

La relazione di copertura soddisfa i criteri di ammissibilità per la contabilizzazione delle operazioni di copertura se soddisfa tutti i seguenti requisiti di efficacia della copertura:

- vi è un rapporto economico tra l'elemento coperto e lo strumento di copertura;
- l'effetto del rischio di credito non prevale sulle variazioni di valore risultanti dal suddetto rapporto economico;
- il rapporto di copertura della relazione di copertura è lo stesso di quello risultante dalla quantità dell'elemento coperto che la Società effettivamente copre e dalla quantità dello strumento di copertura che la Società utilizza effettivamente per coprire tale quantità di elemento coperto.

Le operazioni che soddisfano tutti i criteri qualificanti per l'hedge accounting sono contabilizzate come segue:

(i) Coperture di fair value

La variazione del fair value dei derivati di copertura è rilevata nel prospetto dell'utile/(perdita) d'esercizio tra gli altri costi. La variazione del fair value dell'elemento coperto attribuibile al rischio coperto è rilevata come parte del valore di carico dell'elemento coperto ed è inoltre rilevato nel prospetto dell'utile/(perdita) d'esercizio negli altri costi.

Per quanto riguarda le coperture del fair value riferite a elementi contabilizzati secondo il criterio del costo ammortizzato, ogni rettifica del valore contabile è ammortizzata nel prospetto dell'utile/(perdita) d'esercizio lungo il periodo residuo della copertura utilizzando il metodo del tasso di interesse effettivo (TIE). L'ammortamento così determinato può iniziare non appena esiste una rettifica ma non può estendersi oltre la data in cui l'elemento oggetto di copertura cessa di essere rettificato per effetto delle variazioni del fair value attribuibili al rischio oggetto di copertura.

Se l'elemento coperto è cancellato, il fair value non ammortizzato è rilevato immediatamente nel prospetto dell'utile/(perdita) d'esercizio.

Quando un impegno irrevocabile non iscritto è designato come elemento oggetto di copertura, le successive variazioni cumulate del suo fair value attribuibili al rischio coperto sono contabilizzate come attività o passività e i corrispondenti utili o perdite rilevati nel prospetto dell'utile/(perdita) d'esercizio.

(ii) Copertura dei flussi di cassa

La porzione di utile o perdita sullo strumento coperto, relativa alla parte di copertura efficace, è rilevata nel prospetto delle altre componenti di conto economico complessivo nella riserva di "cash flow hedge", mentre la parte non efficace è rilevata direttamente nel prospetto dell'utile/(perdita) d'esercizio. La riserva di cash flow hedge è rettificata al minore tra l'utile o la perdita cumulativa sullo strumento di copertura e la variazione cumulativa del fair value dell'elemento coperto.

La Società designa solo la componente spot (intrinseca) dei contratti a termine come strumento di copertura. La componente forward (temporale) è cumulativamente rilevata in OCI in una voce separata.

Gli importi accumulati tra le altre componenti di conto economico complessivo sono contabilizzati, a seconda della natura della transazione coperta sottostante. Se l'operazione oggetto di copertura comporta successivamente la rilevazione di una componente non finanziaria, l'importo accumulato nel patrimonio netto viene rimosso dalla componente separata del patrimonio netto e incluso nel valore di costo o altro valore di carico dell'attività o passività coperta. Questa non è considerata una riclassifica delle poste rilevate in OCI per il periodo. Ciò vale anche nel caso di operazione programmata coperta di

un'attività non finanziaria o di una passività non finanziaria che diventa successivamente un impegno irrevocabile al quale si applica la contabilizzazione delle operazioni di copertura di fair value.

Per qualsiasi altra copertura di flussi finanziari, l'importo accumulato in OCI è riclassificato a conto economico come una rettifica di riclassificazione nello stesso periodo o nei periodi durante i quali i flussi finanziari coperti impattano il conto economico.

Se la contabilizzazione di copertura del flusso di cassa viene interrotta, l'importo accumulato in OCI deve rimanere tale se si prevede che i flussi futuri di cassa coperti si verificheranno. Altrimenti, l'importo dovrà essere immediatamente riclassificato nell'utile/(perdita) dell'esercizio come rettifica da riclassificazione. Dopo la sospensione, una volta che il flusso di cassa coperto si verifica, qualsiasi importo accumulato rimanente in OCI deve essere contabilizzato a seconda della natura della transazione sottostante come precedentemente descritto.

Si precisa che, la Società ha ritenuto che i contratti bilaterali stipulati con Terna al fine di garantire la disponibilità di capacità produttiva per gli esercizi 2022 e 2023 (capacity market) rientrino nell'ambito di applicazione dell'own use exemption.

#### *Derivati impliciti*

I derivati impliciti inclusi in altri strumenti finanziari o in altri contratti sono trattati come derivati separati, quando i loro rischi e caratteristiche non sono strettamente correlati a quelli dei contratti che li ospitano e quest'ultimi non sono valutati a fair value con iscrizione dei relativi utili e perdite a conto economico. La Società verifica la sussistenza di eventuali derivati impliciti, analizzando i fatti e le circostanze che potrebbero averli originati, tra cui ad es. eventuali contratti aventi ad oggetto la ricezione o la vendita di beni "non monetari" secondo le specifiche esigenze aziendali di acquisto, uso e vendita.

#### *Benefici ai dipendenti*

I benefici a breve termine sono contabilizzati a conto economico nel periodo in cui viene prestata l'attività lavorativa.

Si segnala che, in relazione alla riforma previdenziale del 2007, è stato effettuato il *restatement* del fondo TFR adottando la nuova impostazione metodologica ovvero considerando che le quote maturate a partire dal 1° gennaio 2007 siano un *defined contribution benefit* e quindi non rientrino nel calcolo della passività. Laddove il fondo maturato al 31 dicembre 2006 viene trattato quale *defined benefit plan*, i benefici garantiti ai dipendenti sono riconosciuti nel periodo di maturazione del diritto, così come anche gli altri benefici a lungo termine (Mensilità aggiuntive, Agevolazioni tariffarie e Premi fedeltà).

Il costo dei benefici previsti dai vari piani è determinato, separatamente per ciascun piano, sulla base di ipotesi attuariali stimando l'ammontare dei benefici futuri che i dipendenti hanno maturato alla data di riferimento.

La valutazione delle passività in oggetto è determinata sulla base di ipotesi attuariali indipendenti. Gli utili e le perdite derivanti dall'effettuazione dei calcoli attuariali sono rilevati a conto economico.

Per i piani a contribuzione definita si rilevano contabilmente i contributi solo quando i dipendenti abbiano prestato la loro attività e quindi quei contributi siano maturati. In quest'ultima ipotesi Tirreno Power paga dei contributi fissi a una entità distinta (ad es. un Fondo) e non avrà alcuna obbligazione legale o implicita a pagare ulteriori contributi qualora l'entità deputata non sia solvente.

#### *Fondi per rischi e oneri*

I fondi sono iscritti a fronte di perdite e oneri di natura determinata, di esistenza certa o probabile, dei quali, tuttavia, non sono determinabili precisamente l'ammontare e/o la data di accadimento.

Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri sono rilevati quando, alla data di riferimento, in presenza di una obbligazione attuale (legale o implicita) nei confronti di terzi, derivante da un evento passato, è probabile che per soddisfare l'obbligazione si renderà necessario un esborso di risorse il cui ammontare sia stimato in modo attendibile.

Quando l'effetto finanziario del tempo è significativo, l'accantonamento è oggetto di attualizzazione utilizzando una curva tassi che rifletta il valore finanziario del tempo espresso dal mercato ed i rischi associati alla passività.

Quando l'accantonamento è stimato tenendo conto del processo di attualizzazione, l'incremento del fondo, connesso al trascorrere del tempo, è imputato a conto economico come onere finanziario. Se la passività è relativa ad attività materiali (esempio per lo smantellamento e ripristino siti), il fondo è rilevato in contropartita all'attività cui si riferisce; la rilevazione dell'onere a Conto Economico avviene attraverso il processo di ammortamento dell'immobilizzazione materiale alla quale l'onere stesso si riferisce, nonché mediante la rilevazione degli oneri finanziari di rivalutazione della passività stessa.

La stima dei costi di futuri di smantellamento e bonifica è rivista annualmente. Le variazioni delle stime dei costi futuri o del tasso di sconto applicato sono portate a incremento o diminuzione del costo dell'attività se si riferiscono alla porzione di attività che si ammortizzerà nei periodi successivi.

L'accantonamento degli oneri per ristrutturazione avviene nel momento in cui sono rispettati i criteri generali per lo stanziamento di un fondo. La Società ha un'obbligazione implicita quando un piano dettagliato e formalizzato identifica il ramo di attività interessato, la localizzazione e il numero di dipendenti oggetto della ristrutturazione, la stima dettagliata dei costi e la tempistica di svolgimento. Inoltre, al personale interessato devono essere comunicate le principali caratteristiche del piano di ristrutturazione.

### *Riconoscimento dei ricavi*

I ricavi sono rilevati nella misura in cui è possibile determinarne attendibilmente il valore (fair value) ed è probabile che i relativi benefici economici saranno fruiti tenendo conto di eventuali sconti e riduzioni legati alle quantità.

La Società rileva i ricavi in modo da rappresentare fedelmente il trasferimento dei beni e servizi promessi ai clienti, per un ammontare che riflette il corrispettivo a cui la Società si aspetta di avere diritto in cambio dei beni e dei servizi forniti. La rilevazione avviene mediante l'applicazione di questo principio cardine e l'utilizzo del modello a 5 step previsto dall'IFRS 15.

I ricavi legati alla vendita di energia elettrica sono rilevati al momento della erogazione della fornitura, ancorché non fatturati, in base ai prezzi effettivi di vendita sulla Borsa dell'energia o alle condizioni stabilite contrattualmente, tenuto conto della normativa vigente.

Gli altri ricavi sono determinati in base alle condizioni di contratto che tengono conto dei rischi e benefici trasferiti.

### *Riconoscimento dei costi*

I costi sono rilevati al conto economico quando sostenuti o nei periodi nei quali sono contabilizzati i relativi ricavi e, in generale, considerando il principio della competenza economica. I costi che non possono essere associati ai proventi sono rilevati immediatamente a conto economico. Per i criteri di riconoscimento e misurazione di specifici costi, la Società considera la loro natura e la normativa contabile di riferimento.

### *Proventi ed oneri finanziari*

I proventi e gli oneri finanziari sono rilevati per competenza sulla base degli interessi maturati sul valore delle relative attività e passività finanziarie utilizzando il tasso di interesse effettivo.

### *Contributi pubblici*

I contributi pubblici, in presenza di una delibera formale di attribuzione da parte dell'ente erogante, sono rilevati per competenza in diretta correlazione con i costi sostenuti. In particolare, i contributi in conto esercizio sono classificati nella voce "Altri ricavi" del conto economico, mentre i contributi pubblici in conto capitale che si riferiscono ad immobili, impianti e macchinari sono registrati come ricavi differiti nel passivo dello stato patrimoniale. Il ricavo differito è imputato a conto economico come provento in quote costanti determinate con riferimento alla vita utile del bene cui il contributo ricevuto è direttamente riferibile.

### *Imposte sul reddito*

Le imposte correnti sul reddito dell'esercizio sono iscritte tra i debiti tributari e calcolate in base alla stima del reddito imponibile determinato in conformità alle disposizioni in vigore alla data di rendicontazione.

Le imposte differite attive e passive sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori iscritti in bilancio e i corrispondenti valori riconosciuti ai fini fiscali applicando le aliquote fiscali che ci si attende saranno applicabili nell'esercizio in cui sarà realizzata l'attività o estinta la passività.

Le imposte differite passive sono rilevate senza eccezioni per tutte le differenze temporanee imponibili. Le imposte anticipate sono rilevate solo nel caso in cui è ritenuto probabile che in un arco temporale ragionevole emerga un imponibile fiscale di entità sufficiente da assorbire le differenze temporanee deducibili e le eventuali perdite IRES sottostanti a dette imposte differite.

Le imposte correnti e differite sono rilevate nel conto economico, ad eccezione di quelle relative a voci direttamente addebitate o accreditate a patrimonio netto; in tal caso l'effetto fiscale è riconosciuto direttamente nella specifica voce del patrimonio netto.

Nuovi principi contabili, interpretazioni e modifiche adottati dalla Società

I seguenti nuovi principi e le seguenti modifiche sono efficaci dal 1° gennaio 2021 ma non hanno impatti significativi sul bilancio della Società:

- *Amendments to IFRS 7, IFRS 9 and IAS 39 Interest Rate Benchmark Reform*

Le modifiche includono il temporaneo alleggerimento dei requisiti con riferimento agli effetti sui bilanci nel momento in cui il tasso di interesse offerto sul mercato interbancario viene sostituito da un tasso alternativo sostanzialmente privo di rischio (Risk Free Rate).

Le modifiche includono espedienti pratici quali, consentire di trattare i cambiamenti contrattuali come variazioni di un tasso di interesse variabile, equivalente ad un movimento di un tasso di interesse nel mercato, e permettere cambiamenti da apportare alla documentazione per la designazione della relazione di copertura.

Queste modifiche non hanno avuto impatto sul bilancio della Società in quanto non vi sono coperture di tassi di interesse.

- *Modifica all'IFRS 16 Covid-19 Related Rent Concessions oltre il 30 giugno 2021*

Il 28 maggio 2020 lo IASB ha pubblicato una modifica al principio IFRS 16. La modifica consente ad un locatario di non applicare i requisiti nell'IFRS 16 sugli effetti contabili delle modifiche contrattuali per le riduzioni dei canoni di lease concesse dai locatori che sono diretta conseguenza dell'epidemia da Covid-19. La modifica introduce un espediente pratico secondo cui un locatario può scegliere di non valutare se le riduzioni dei canoni di lease rappresentano modifiche contrattuali. Un locatario che sceglie di utilizzare questo espediente contabilizza queste riduzioni come se le stesse non fossero modifiche contrattuali nello scopo dell'IFRS 16.

Le modifiche dovevano essere applicabili fino al 30 giugno 2021, ma poiché l'impatto della pandemia di Covid-19 continua, il 31 marzo 2021, lo IASB ha prorogato il periodo di applicazione dell'espediente pratico fino al 30 giugno 2022.

Principi emanati ma non ancora in vigore

Sono di seguito riportati i principi e le interpretazioni che, alla data di redazione del presente bilancio, erano già stati emanati ma non erano ancora in vigore. La Società intende adottare questi principi e interpretazioni, se applicabili, quando entreranno in vigore.

Non ci si aspettano impatti materiali per la Società con riferimento a tali principi e interpretazioni.

*IFRS 17 Insurance Contracts*

*Amendments to IAS 1: Classification of Liabilities as Current or Non-current*

*Reference to the Conceptual Framework – Amendments to IFRS 3*

*Property, Plant and Equipment: Proceeds before Intended Use – Amendments to IAS 16*

*Onerous Contracts – Costs of Fulfilling a Contract – Amendments to IAS 37*

*IFRS 1 First-time Adoption of International Financial Reporting Standards – Subsidiary as a first-time adopter*

*IFRS 9 Financial Instruments – Fees in the '10 per cent' test for derecognition of financial liabilities*

*Definizione di stima contabile – Modifiche allo IAS 8*

*Informativa sui principi contabili - Modifiche allo IAS 1 e IFRS Practice Statement 2*

## TIPOLOGIA DEI RISCHI E GESTIONE DELL'ATTIVITÀ DI COPERTURA

La gestione del rischio è parte integrante e fondamentale delle strategie di ogni organizzazione ed è il processo attraverso il quale le aziende affrontano i rischi legati alle proprie attività con lo scopo di ottenere benefici durevoli nel tempo.

La base di una buona gestione dei rischi consiste nell'identificazione e nel trattamento dei rischi in modo da permettere la comprensione dei potenziali aspetti positivi e negativi di tutti i fattori che possono influenzare l'organizzazione. La gestione del rischio, processo continuo e graduale che coinvolge tutta la strategia dell'organizzazione e la sua implementazione, deve essere integrata nella cultura aziendale attraverso una politica efficace e un progetto gestito dal top management, in modo da trasformare la strategia in obiettivi ed assegnare responsabilità a ogni livello dell'organizzazione, rendendo ogni persona responsabile della gestione del rischio.

Per Tirreno Power S.p.A., in linea generale, l'assunzione di rischi è limitata, per natura e misura, a quelli che secondo principi di sana e prudente gestione sono i rischi ritenuti fisiologici. Nel "Manuale di Gestione del Rischio" si dettano da un lato i principi generali secondo i quali viene condotta la gestione dei principali rischi della Società, coerentemente con gli obiettivi strategici individuati, dall'altro le modalità di coordinamento tra i soggetti coinvolti al fine di massimizzare l'efficacia e l'efficienza del Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi.

Il Manuale stabilisce che il Direttore Generale, in qualità di Risk Owner della Società, ha la responsabilità e la titolarità della gestione dei rischi aziendali, ad esclusione del "Rischio ambientale" e del "Rischio salute e sicurezza" per i quali la responsabilità ricade sul "Datore di Lavoro" delle varie Unità Organizzative. Il Risk Owner ed il Datore di Lavoro sono supportati dal Management nella identificazione e valutazione dei rischi, nonché nella definizione delle politiche di gestione degli stessi.

La Società distingue due macro-categorie di rischi: i Rischi Finanziari e di Mercato e gli Altri Rischi. Per Rischi Finanziari e di Mercato s'intendono quelli che derivano dall'impatto che potrebbero avere sui margini e sui flussi di cassa attesi e specificatamente: future oscillazioni di uno o più specifici tassi di interesse o di cambio, strumenti finanziari, prezzi dell'energia e delle materie prime, prezzi dei diritti di emissione CO<sub>2</sub>. Altre tipologie di rischio che pure sono associabili alla categoria dei rischi finanziari, e in particolare il rischio di credito e di liquidità, sono trattati separatamente.

Tra i Rischi Finanziari e di Mercato rientrano il *Rischio di Mercato*, il *Rischio di tasso d'interesse* ed il *Rischio Tasso di cambio*. Negli Altri Rischi, invece, sono ricomprese le seguenti sottocategorie: *Rischio Controparte*, *Rischio Liquidità*, *Rischio ambientale*, *Rischio legale*, *Rischio normativo/regolatorio*, *Rischio immagine* e *Rischio salute e sicurezza*.

Le diverse tipologie di rischio sono monitorate in modo da valutarne anticipatamente i potenziali effetti negativi ed intraprendere le opportune azioni per mitigarli. L'ottimizzazione e la riduzione del livello di rischio viene perseguita attraverso un'adeguata struttura organizzativa, l'adozione di regole e procedure,

l'implementazione di determinate politiche commerciali e di approvvigionamento, l'impiego di coperture assicurative e di strumenti finanziari derivati di copertura.

Per il monitoraggio e la gestione dei Rischi Finanziari e di Mercato, il Risk Owner è coadiuvato dal Comitato Rischi, con funzioni consultive relativamente al processo di gestione dei rischi. Il Comitato, formato oltre che dal Direttore Generale, dal Direttore Energy Management e Produzione e dal Direttore Amministrazione, Finanza e Controllo, si riunisce una volta al mese ed ha il compito di supportare il Risk Owner nelle analisi e nella predisposizione della documentazione necessaria ad attuare le strategie di copertura, nonché si propone la "Politica di Copertura" e gli aggiornamenti trimestrali da sottoporre all'approvazione del CdA.

Di seguito viene riportato un focus sui rischi che, tra quelli elencati, hanno maggior impatto per la Società.

### Rischio di Mercato

Il rischio di mercato è il rischio che il valore di uno strumento finanziario, così come definito dallo IAS 32, fluttui in seguito a variazioni dei prezzi di mercato o dei cambi valutari.

Per la natura del proprio business, la Società è esposta alle variazioni dei prezzi dell'energia elettrica, dei combustibili e degli oneri ambientali (diritti di emissione CO<sub>2</sub>) che possono influenzare in modo significativo i risultati economici.

Per mitigare tale esposizione è stata sviluppata una strategia di stabilizzazione dei margini che prevede il ricorso alla contrattualizzazione anticipata dell'approvvigionamento dei combustibili. Attraverso formule o indicizzazioni si persegue, per quanto possibile, una politica di omogeneizzazione tra le fonti e gli impieghi fisici.

La Società si è dotata, inoltre, di una procedura formale che prevede la misurazione del rischio prezzo/commodity residuo e la realizzazione di operazioni di copertura. Le operazioni di copertura possono avere l'obiettivo di stabilizzare il margine su una singola transazione o su un gruppo di transazioni omogenee, oppure di limitare l'esposizione complessiva al rischio di prezzo. Tirreno Power non assume posizioni speculative su strumenti finanziari.

Al 31 dicembre 2021 il valore (Mark to Market) degli strumenti di copertura del prezzo dell'energia elettrica risulta negativo e pari ad euro 566 migliaia, positivo e pari ad euro 213 migliaia in relazione agli strumenti di copertura del prezzo del gas e positivo e pari ad euro 37 migliaia in relazione agli strumenti di copertura del prezzo delle CO<sub>2</sub>.

### Rischio di tasso d'interesse sui flussi finanziari

L'esposizione al rischio di variazione dei tassi di interesse della Società è legata all'indebitamento finanziario che, anche se ormai in minima parte, è a tasso variabile. La Società, tenendo conto anche

degli obblighi contrattuali, valuta regolarmente la propria esposizione al rischio di variazione dei tassi di interesse e gestisce tali rischi attraverso l'utilizzo di strumenti finanziari derivati non speculativi.

La Politica di Copertura ha l'obiettivo di stabilizzare i flussi di cassa in uscita relativi agli oneri finanziari, mitigando l'effetto di aumenti dei tassi e al tempo stesso mantenendo una parte dei benefici connessi ad una riduzione degli stessi attraverso una combinazione del debito tra tasso fisso e variabile.

Nel 2021 l'unica linea di finanziamento a tasso variabile è la Revolving Facility da euro 50.000 migliaia, utilizzata al 31 dicembre 2021 per euro 20.000 migliaia.

### Rischio di Controparte

Il rischio di Controparte, o più comunemente rischio di credito, rappresenta l'esposizione della Società a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte.

Il rischio di credito è il rischio che una controparte non adempia ai propri obblighi legati ad uno strumento finanziario o ad un contratto commerciale, portando quindi ad una perdita finanziaria. La società è esposta al rischio di credito derivante dalle sue attività operative (soprattutto per crediti commerciali) e dalle sue attività di finanziamento, compresi i depositi presso banche e istituti finanziari, e di altri strumenti finanziari.

Il rischio di credito è limitato in ragione delle caratteristiche e del merito creditizio dei clienti serviti. Il portafoglio dei crediti in scadenza è costantemente monitorato dalle funzioni preposte. Tirreno Power pone inoltre particolare cura nella selezione di controparti primarie (sia commerciali che finanziarie), nella valutazione delle referenze dei fornitori in termini di clienti serviti e rispetto degli obblighi di fornitura/prestazione, nella definizione delle penali contrattuali nei casi in cui il mancato adempimento dell'obbligazione da parte del terzo possa avere ripercussioni economiche per la società nell'emissione e richiesta di garanzie soprattutto di tipo finanziario, nella stipula di contratti di finanza derivata secondo gli standard ISDA.

Per quanto riguarda i termini di pagamento applicati dalla parte preponderante della clientela, le scadenze sono maggiormente concentrate entro i trenta o i sessanta giorni dalla relativa fatturazione, di norma mensile ed effettuata entro il mese successivo a quello di fornitura.

Le attività di monitoraggio ed analisi del rischio di Controparte sono affidate al Comitato Interno Rischio Credito, formato dal Comitato rischi (sopra citato) con l'aggiunta del Direttore degli Affari Legali e Societari, che mensilmente valuta le esposizioni in essere per singola controparte e delibera in merito agli affidamenti. Lo strumento principale utilizzato per il monitoraggio è costituito dal Prospetto settimanale dell'esposizione per ogni singola controparte, contenente anche meccanismi di alert al raggiungimento di determinate soglie di esposizione di attenzione.

Alla data del presente bilancio il rischio di credito è ridotto in quanto i crediti commerciali sono relativi a controparti con elevato standing creditizio; del totale crediti commerciali in essere, infatti, circa il 90% è ascrivibile a controparti istituzionali quali Terna SpA, Gestore dei mercati energetici SpA (GME) e Gestore dei servizi energetici SpA (GSE).

### Rischio di Liquidità

Il rischio di liquidità è quello legato alla possibilità che la Società si trovi in situazione di difficoltà nel far fronte alle obbligazioni finanziarie che derivano da impegni contrattuali e, più in generale, dalle proprie passività finanziarie.

Tale rischio è estremamente legato al Restated Facilities Agreement sottoscritto con gli istituti finanziari, come descritto nella nota n. 14 "Debiti per Finanziamenti". La tabella che segue riepiloga per data contrattuale di scadenza le attività e passività finanziarie e commerciali alla data del presente Bilancio.

Scadenza delle attività e delle passività finanziarie (Euro migliaia)	Entro 1 anno	Tra 1 e 2 anni	Tra 2 e 5 anni	Oltre 5 anni	Totale
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	49.910				49.910
Strumenti finanziari derivati	250				250
Crediti commerciali ed altre attività	202.829	609	4.321		207.760
<b>Totale Attività Finanziarie</b>	<b>252.990</b>	<b>609</b>	<b>4.321</b>	<b>-</b>	<b>257.920</b>
Debiti finanziari	55.640		1.297		56.937
Debiti commerciali ed altre passività	216.727				216.727
Strumenti finanziari derivati	566				566
<b>Totale Passività Finanziarie</b>	<b>272.933</b>	<b>-</b>	<b>1.297</b>	<b>-</b>	<b>274.231</b>
<b>Totale esposizione netta</b>	<b>(19.944)</b>	<b>609</b>	<b>3.024</b>	<b>-</b>	<b>(16.311)</b>

### Rischio legale

Si identifica tale rischio con la possibilità della Società subire conseguenze negative derivanti sia da violazioni di legge e regolamenti che da responsabilità contrattuale ed extra contrattuale.

La Società, tramite la Direzione Affari Legali e Societari, monitora i rischi individuati attraverso:

- la verifica del rispetto delle disposizioni normative;
- l'analisi degli atti giuridici e dei contratti verificando in particolare le clausole di accettazione del Codice Etico e del MOG ex D.Lgs. 231/01;
- il monitoraggio degli standard contrattuali in uso.

Nel caso di sottoscrizione di contratti internazionali la Direzione Affari Legali e Societari verifica che siano coerenti con gli schemi previsti dalle Convenzioni internazionali o approvati da Associazioni Internazionali di categoria.

### Rischio normativo/regolatorio

Si identifica con tale rischio l'eventualità che la Società possa subire delle conseguenze negative, in termini economici, patrimoniali o a detrimento della reputazione, a seguito dell'emanazione di normativa primaria o di deliberazioni delle Autorità di regolazione. Per l'analisi del rischio normativo e regolatorio e il presidio delle attività impattate, Tirreno Power ha attivato, attraverso le funzioni preposte, i seguenti strumenti:

- Gruppo di Lavoro Affari Istituzionali e Regolatori – Il GdL si riunisce mensilmente e prevede la partecipazione del Direttore Generale e dei Direttori delle principali funzioni esposte al rischio (Energy Management, AFC e Produzione). In questo ambito, sulla base di un documento predisposto dalla U.O. Affari Regolatori, Istituzionali e Comunicazione, si discutono tutti i principali eventi regolatori e normativi che possono determinare effetti per Tirreno Power e si valutano eventuali azioni da intraprendere (eventualmente, anche attraverso l'avvio di specifici studi anche affidati a consulenti specializzati). Un coordinamento più stretto è stato attivato tra la Direzione Energy Management e la U.O. Affari Regolatori, Istituzionali e Comunicazione che si riuniscono periodicamente sui temi di reciproco interesse.
- Cruscotto Regolatorio – Con cadenza quadrimestrale, la U.O. Affari Regolatori, Istituzionali e Comunicazione predispose un documento che riassume tutte le tematiche regolatorie e normative che, durante il periodo di riferimento, hanno determinato potenziali impatti per la Società. Il documento viene pubblicato sulla intranet aziendale e reso accessibile a tutti i dipendenti. Inoltre, una newsletter periodica, ad uso delle funzioni maggiormente impattate, riporta una rassegna della stampa specializzata su temi regolatori, istituzionali e di mercato.
- Attività associativa – Tirreno Power partecipa ad alcune associazioni di categoria (come, ad esempio, Energia Libera e Unione Industriali di Savona) con l'obiettivo di monitorare il quadro normativo-regolatorio, promuovere il rapporto e lo scambio di informazioni con le istituzioni, proporre e partecipare a iniziative a tutela della posizione aziendale.

### Rischio immagine

Si identifica con tale rischio l'eventualità che la Società possa subire delle conseguenze negative circa la propria reputazione, con particolare riguardo alla gestione della comunicazione istituzionale.

Il presidio delle attività esposte al rischio avviene attraverso il monitoraggio continuo della percezione del brand Tirreno Power da parte degli stakeholder e specifiche attività di comunicazione e informazione, atte al mantenimento di un'elevata brand reputation.

La responsabilità delle azioni necessarie alla corretta attuazione delle politiche di gestione del rischio è affidata alla Direzione Corporate Affairs che assicura la valorizzazione del capitale relazionale e dell'identità della società, la definizione delle strategie di corporate image e brand identity e il rafforzamento della reputazione della Società.

La Società monitora e gestisce il rischio attraverso il seguente elenco, non esaustivo, di analisi e strumenti:

- Rassegna stampa – La società si è dotata di un servizio di rassegna stampa che, attraverso una newsletter giornaliera, riporta le notizie apparse sulla stampa relativamente alla Società, i suoi azionisti, i territori di riferimento e ad alcune tematiche rilevanti.
- Media relation – La U.O. Affari Regulatori, Istituzionali e Comunicazione si occupa delle funzioni di ufficio stampa coadiuvata da un consulente che si occupa dei rapporti con le testate giornalistiche locali e nazionali.
- Practice di gestione degli eventi critici - La Società ha definito un flusso di comunicazione dedicato alla gestione di situazioni emergenziali al fine di presidiare eventuali casi di particolare urgenza o rilevanza.

Inoltre, la Società pone in atto azioni proattive di comunicazione sui media e partecipazioni a convegni con l'obiettivo di migliorare la reputazione aziendale riducendo il rischio immagine.

#### Rischio ambientale

Si identifica con tale rischio l'eventualità che la Società possa subire delle conseguenze negative, in termini economici, patrimoniali o a detrimento della reputazione, o in termini di sicurezza delle persone, a seguito di inquinamento dell'ambiente quale conseguenza dell'esercizio degli impianti termoelettrici.

La politica della Società consiste nella prevenzione di ogni forma d'inquinamento ambientale o di danno ambientale connessi all'esercizio dei propri impianti termoelettrici; nella prevenzione dei possibili eventi rischiosi attraverso lo sviluppo e l'attuazione di procedure di gestione e manutenzione degli impianti certificate in base agli standard ISO 14001, nello sviluppo di regolari programmi di formazione tecnico-operativa del personale di campo e nella mappatura ed analisi dei near accident; nonché nel trasferimento dei rischi attraverso la stipula di adeguate polizze assicurative a copertura degli eventuali danni e delle responsabilità civili connesse ad eventi incidentali.

La Società monitora e gestisce il rischio attraverso il seguente elenco, non esaustivo, di analisi e strumenti:

- attivazione di adeguate polizze assicurative a copertura degli eventuali danni e delle responsabilità civili connesse ad eventi incidentali. Si segnala che Tirreno Power si è da sempre dotata, a corredo della polizza Responsabilità Civile Terzi, anche di una specifica polizza di Responsabilità civile Inquinamento per coprire il rischio di "inquinamento graduale", laddove quella di Responsabilità Civile Terzi copre solo quella di danno derivante da inquinamento "accidentale".
- attivazione di un apposito Sistema di Gestione Ambiente per la società e gli asset del termoelettrico, regolamentato da apposito Manuale conforme a quanto stabilito dalle normative UNI ISO 14001;
- sviluppo di regolari programmi di formazione tecnico-operativa del personale di campo e mappatura ed analisi dei near accident;
- impianti allineati alle Migliori Tecniche Disponibili (MTD).

## NOTE ALLE POSTE DELLO STATO PATRIMONIALE

### ATTIVO

#### ATTIVO NON CORRENTE

#### 1. IMMOBILI, IMPIANTI E MACCHINARI

Il dettaglio delle immobilizzazioni materiali per singole categorie con le movimentazioni del periodo è il seguente:

(Euro migliaia)	IMMOBILIZZAZIONI IN ESERCIZIO					Immobilizzazioni in corso e acconti	VALORE A BILANCIO
	Terreni e fabbricati	Diritti d'uso	Impianti e macchinari	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni		
-costo storico al 31.12.2020	175.585	2.700	2.042.180	8.955	5.550	36.731	2.271.700
-svalutazioni (-) al 31.12.2020	(419)	0	(115.970)				(116.390)
-ammortamento accumulato (-) al 31.12.2020	(110.329)	(974)	(1.406.105)	(8.612)	(4.531)		(1.530.552)
Valori al 31.12.2020	64.836	1.726	520.103	343	1.019	36.731	624.757
Valori iniziali al 01.01.2021	64.836	1.726	520.103	343	1.019	36.731	624.757
<b>Variazioni</b>							
-acquisizioni	935	500	30.984	75	383	4.333	37.210
-dismissioni (-)							
di cui:							
<i>costo storico</i>	(758)		(484.080)				(484.838)
<i>ammortamenti accumulati</i>	318		372.741				373.059
<i>utilizzo fondo svalutazione</i>	402		111.335				111.737
-ammortamenti	(5.346)	(495)	(44.069)	(97)	(341)		(50.348)
-svalutazioni (-)							0
-ripristini di valori (+)			66				66
-passaggi in esercizio	178		34.273		22	(34.473)	0
-altri movimenti							0
<b>Totale variazioni (B)</b>	<b>(4.271)</b>	<b>5</b>	<b>21.250</b>	<b>(22)</b>	<b>64</b>	<b>(30.140)</b>	<b>(13.114)</b>
Valori al 31.12.2021	60.566	1.731	541.351	320	1.081	6.591	611.643
<b>Di cui</b>							
-costo storico	175.940	3.200	1.623.357	9.030	5.955	6.591	1.824.072
-svalutazioni (-)	(17)	0	(4.569)				(4.586)
-ammortamenti accumulati (-)	(115.357)	(1.469)	(1.077.433)	(8.709)	(4.872)		(1.207.842)
<b>Valore netto</b>	<b>60.566</b>	<b>1.731</b>	<b>541.351</b>	<b>320</b>	<b>1.081</b>	<b>6.591</b>	<b>611.643</b>

Al 31 dicembre 2021 il valore degli immobili, impianti e macchinari è pari a euro 611.643 migliaia. Nel corso dell'anno la Società ha realizzato investimenti complessivi per euro 37.210 migliaia, dei quali euro 4.333 migliaia relativi alle "immobilizzazioni in corso ed acconti", euro 32.377 migliaia relativi alle "immobilizzazioni in esercizio" ed euro 500 migliaia di capitalizzazioni per diritti d'uso.

Gli investimenti relativi alle immobilizzazioni in esercizio (euro 66.850 migliaia comprensivi dei passaggi in esercizio) hanno riguardato prevalentemente:

- la centrale di Napoli Levante per l'upgrade del DCS, l'upgrade delle protezioni elettriche, l'acquisto di palette per la turbina vapore, la sostituzione di un polo dell'interruttore di macchina e le attività svolte durante la fermata programmata;
- la centrale di Vado Ligure per la fornitura e l'installazione di nuove eccitrici, l'upgrade del DCS, l'adeguamento delle sbarre 380 V, il ricondizionamento del trasformatore 52BAT01,

l'installazione di un banco batterie, le attività svolte durante le fermate programmate di marzo e ottobre;

- la centrale di Torrevaldaliga per l'HGPI effettuata nei mesi di novembre e dicembre, il rinnovo impianto di osmosi, il ripristino grigliati GVR, la revisione macchinari rotanti, l'acquisto di ricambi strategici per la turbina a vapore e le attività svolte durante le fermate programmate.
- il parco di generazione idroelettrico per le attività di ripristino dei danni alluvionali, la sostituzione parziale della condotta di Zolezzi, le attività relative all'adeguamento sismico, nonché le attività relative alla realizzazione di nuove centraline per lo sfruttamento del deflusso minimo vitale.

Le dismissioni hanno riguardato sostanzialmente i cespiti afferenti ai gruppi a carbone di VL3 e VL4 della Centrale di Vado Ligure, interamente svalutati in anni precedenti.

Si segnala, infatti che nel mese di giugno 2021, si è provveduto alla stipula del contratto di scoibentazione e demolizione dei citati impianti con relativa consegna delle aree all'appaltatore avvenuta il 30 giugno 2021.

L'impairment test al 31 dicembre 2021 è stato effettuato sull'unica CGU di Tirreno Power, utilizzando i flussi finanziari relativi al periodo 2022 – 2039, periodo in cui si esaurisce la vita utile degli impianti di produzione, estrapolati dal Piano Industriale 2022 - 2027 approvato dal CdA, che recepisce lo scenario di mercato richiesto a REF-E fino al 2040 con le ultime curve disponibili sulla previsione dei mercati energetici e che ipotizza l'estensione del meccanismo della Capacità almeno fino al 2029. Il modello di dispacciamento ha poi elaborato i valori fino al 2035, mentre dal 2035 al 2039 si assumono valori a crescita zero con il solo incremento derivante dall'inflazione. Il Piano tiene infine conto sia delle integrazioni e modifiche in termini regolatori e industriali, che delle principali azioni ad oggi intraprese dal management che avranno riflessi negli anni futuri.

I flussi sono altresì aggiornati con i dati di consuntivo per il 2021 e con i dati del budget 2022.

L'impairment test ha evidenziato un valore recuperabile superiore al valore netto contabile. Pertanto, non si è evidenziata la necessità di svalutazioni degli assets societari.

I flussi di cassa operativi sono espressi al netto delle imposte e il tasso di attualizzazione dei flussi di cassa operativi (Wacc) post-tax utilizzato è pari al 5,43%. Tale valore è il risultato della valutazione a dicembre 2021 dei tassi e dei rendimenti prospettici alla base del calcolo di tale parametro. Il Wacc così aggiornato risulta allineato a quello utilizzato per l'impairment test a dicembre 2020 (5,98%), coerente con l'andamento dei tassi di mercato e i rendimenti di riferimento.

Le sensitivity effettuate sul valore recuperabile ad una variazione +/- 100 bps del Wacc o sullo scenario Risk, con una riduzione dei ricavi MSD del 10%, confermano la recuperabilità degli asset societari.

Gli ammortamenti delle immobilizzazioni materiali a carico del periodo interessano prevalentemente i siti di produzione termoelettrica a ciclo combinato (euro 36.626 migliaia), le relative Major Inspection (euro 7.127 migliaia) e gli oneri di smantellamento (euro 715 migliaia) e sono calcolati applicando le aliquote economico-tecniche rappresentative della vita utile di ciascun componente.

Per quanto riguarda i beni gratuitamente devolvibili si segnala che con la Legge n. 12/2019, di conversione del D.L. 14 dicembre 2018, n. 135 (c.d. DL Semplificazioni), il Legislatore è intervenuto all'art. 11-quater con un riordino complessivo della disciplina inerente le concessioni idroelettriche di grande derivazione (> 3 MW). Le nuove norme introdotte (che hanno modificato l'art. 12 del D.Lgs. 79/1999) prevedono che le Regioni disciplinino con proprie leggi modalità, procedure e criteri di assegnazione delle concessioni, le quali potranno essere affidate ad operatori economici individuati tramite gara, ovvero a società miste pubblico/private con selezione del socio privato mediante gara, oppure tramite forme di partenariato pubblico/privato ai sensi del D.Lgs. 50/2016.

Inoltre, il dettato normativo sopra richiamato prevede che le "opere bagnate" relative alle grandi derivazioni passino gratuitamente in proprietà delle Regioni al termine della concessione, dovendo però essere indennizzati al concessionario uscente, per la parte di bene non ammortizzato, gli investimenti sulle componenti "bagnate" d'impianto realizzati nel periodo di validità della concessione, purché siano previsti dall'atto di concessione o comunque autorizzati dal concedente e siano stati sostenuti a proprie spese.

Tirreno Power è titolare di n. 7 concessioni di derivazioni d'acqua a scopo idroelettrico classificate come "grandi derivazioni", con scadenza nel 2029, In sede di predisposizione del bilancio al 31 dicembre 2021, anche tenuto conto del fatto che le Regioni Piemonte, Lombardia, Friuli Venezia Giulia, Abruzzo ed Emilia Romagna hanno emanato le proprie leggi in materia, la Società ha ritenuto opportuno affidare ad una primaria società di consulenza in materia idroelettrica una valutazione della vita utile degli investimenti regolarmente autorizzati relativi alle "opere bagnate" iscritti nel proprio patrimonio, al fine di identificare il valore della parte di bene non ammortizzato pari all'indennizzo previsto, tenendo conto del nuovo assetto normativo rispetto all'attuale durata coincidente con quella della concessione.

Sulla scorta dei risultati di tale valutazione, la Società ha pertanto ridefinito i piani di ammortamento dei cespiti interessati (precedentemente commisurati alla durata della relativa concessione in quanto inferiore alla vita utile delle opere) ed ha aggiornato le aliquote di ammortamento in funzione della vita economica tecnica delle singole tipologie di investimenti sostenuti sui cespiti delle "opere bagnate". Ciò ha comportato l'iscrizione di minori ammortamenti per l'anno 2021 per circa euro 533 migliaia.

Le immobilizzazioni materiali al 31 dicembre 2021, classificate in funzione della loro destinazione, sono così suddivise:

Impianti di produzione	Costo originario	Fondo ammortamento	Valore Netto	Fondo svalutazione	Netto contabile
Impianti termoelettrici	1.669.434	(1.124.253)	545.181	(4.586)	540.595
Beni gratuitamente devolvibili	2.132	(2.132)	0		0
<b>Totale</b>	<b>1.671.567</b>	<b>(1.126.385)</b>	<b>545.181</b>	<b>(4.586)</b>	<b>540.595</b>
Impianti da fonti rinnovabili	86.991	(44.385)	42.606		42.606
Beni gratuitamente devolvibili	34.660	(17.591)	17.069		17.069
<b>Totale</b>	<b>121.651</b>	<b>(61.976)</b>	<b>59.675</b>		<b>59.675</b>
<b>Totali impianti di produzione</b>	<b>1.793.218</b>	<b>(1.188.361)</b>	<b>604.857</b>	<b>(4.586)</b>	<b>600.270</b>
altri beni	24.261	(19.480)	4.781		4.781
<b>Totale beni in esercizio</b>	<b>1.817.479</b>	<b>(1.207.843)</b>	<b>609.639</b>	<b>(4.586)</b>	<b>605.052</b>
Immobilizzazioni in corso ed acconti	6.591		6.591		6.591
<b>Totale</b>	<b>1.824.072</b>	<b>(1.207.842)</b>	<b>616.230</b>	<b>(4.586)</b>	<b>611.643</b>

Al 31 dicembre 2021 non vi sono immobilizzazioni materiali per le quali è stata prestata garanzia reale a terzi.

## 2. ATTIVITA' IMMATERIALI

Si fornisce, di seguito, un prospetto esplicativo con evidenza dei valori originari e delle variazioni intervenute:

(Euro migliaia)	Brevetti indus. e software applicativi	Altre Attività	Immob.zioni in corso e acconti	VALORE A BILANCIO
-costo storico al 31.12.2020	10.549	44	145	10.738
-ammortamento accumulato (-) al 31.12.2020	(9.376)	(35)		(9.411)
<b>Valori iniziali al 01/01/2021(A)</b>	<b>1.173</b>	<b>9</b>	<b>145</b>	<b>1.327</b>
Variazioni al 31.12.2021				
-acquisizioni	712		19	731
-riclassifiche	145		(145)	0
-ammortamenti (-)	(573)	(1)		(574)
-altri movimenti				0
<b>Totale variazioni (B)</b>	<b>284</b>	<b>(1)</b>	<b>(126)</b>	<b>157</b>
<b>Valori al 31.12.2021 (A+B)</b>	<b>1.456</b>	<b>8</b>	<b>18</b>	<b>1.483</b>
Di cui				
-costo storico	11.405	44	18	11.467
-svalutazioni (-)				
-ammortamenti (-)	(9.949)	(36)		(9.985)
<b>Valore netto</b>	<b>1.456</b>	<b>8</b>	<b>18</b>	<b>1.483</b>

Le acquisizioni del periodo, pari a euro 731 migliaia, sono relative principalmente allo sviluppo di software applicativi.

## 3. ATTIVITA' FINANZIARIE NON CORRENTI

La voce è relativa ai crediti finanziari con esigibilità superiore ai 12 mesi.

(in migliaia di euro)	31.12.2021	31.12.2020	Variazioni
- prestiti al personale	307	389	(82)
- depositi cauzionali	4.014	18.269	(14.255)
<b>Totale attività finanziarie non correnti</b>	<b>4.321</b>	<b>18.658</b>	<b>(14.337)</b>

I depositi cauzionali comprendono principalmente, per euro 3.711 migliaia il deposito per la partecipazione alle aste relative al Capacity Market come da Decreto Ministeriale del 28 giugno 2019 che ha poi formalmente avviato il meccanismo del Capacity Market in Italia in base al quale si sono svolte le aste relative alla consegna di energia per il 2022 e 2023.

Si evidenzia che i "prestiti ai dipendenti", remunerati ai tassi correnti di mercato e garantiti dal TFR, sono stati erogati a fronte dell'acquisto della prima casa o per gravi necessità familiari.

Non risultano, al 31 dicembre 2021, immobilizzazioni finanziarie iscritte ad un valore superiore al loro fair value.

## 4. ATTIVITA' PER IMPOSTE ANTICIPATE

La movimentazione del periodo è di seguito riportata:

(in migliaia di euro)	Situazione al 31/12/2020		Situazione al 31/12/2021	
	Saldo	Accantonamenti	Utilizzi	Saldo
<b>Imposte anticipate</b>				
Fondi rischi e svalutazioni	15.162	1.510	(4.785)	11.887
Fair value IAS 19 e IFRS 9 a riserva P.N.	723	86	(10)	799
<b>Totale imposte anticipate</b>	<b>15.885</b>	<b>1.596</b>	<b>(4.795)</b>	<b>12.687</b>

Gli utilizzi riguardano principalmente il recupero degli importi rilevati in relazione ai fondi di smantellamento, al fondo esodo incentivato e al fondo svalutazione dei gruppi a carbone VL3 e VL4.

## ATTIVO CORRENTE

### 5. RIMANENZE

La voce, pari ad euro 92.324 migliaia, accoglie le quote di CO2 acquistate per far fronte ai propri obblighi di consegna e i materiali principalmente destinati ad essere utilizzati in occasione delle manutenzioni degli impianti.

Per quanto riguarda la movimentazione delle quote di CO2, nel corso del corrente anno si è provveduto:

- all'acquisto di n. 1.195.000 certificati di emissioni CO2 per complessivi euro 70.372 migliaia;
- alla consegna di n. 1.703.806 diritti di emissioni per complessivi euro 40.982 migliaia in ottemperanza agli obblighi della Società per il 2020.

Pertanto, al 31 dicembre 2021 risultano iscritte tra le rimanenze n. 1.501.526 quote pari a euro 77.745 migliaia, nonché acconti a fornitori per euro 2.217 migliaia in relazione a certificati in attesa di consegna.

Le rimanenze di materiali risultano invece pari ad euro 12.323 migliaia e sono rilevate in bilancio secondo il metodo del costo medio ponderato.

Le suddette rimanenze per le loro caratteristiche intrinseche presentano una lenta movimentazione tipica dei ricambi per tali tipologie di impianti, come si evince anche dalla modesta variazione netta del valore delle scorte.

Tali rimanenze sono iscritte al netto di un fondo obsolescenza, pari ad euro 1.432 migliaia, rilevato in esercizi precedenti in relazione ai gruppi a carbone ed interamente svalutati.

La variazione complessivamente in aumento della voce rimanenze è riconducibile sostanzialmente alla movimentazione delle quote di CO2 come sopra evidenziato.

Di seguito il dettaglio delle rimanenze per tipologia:

(in migliaia di euro)	31.12.2021	31.12.2020	Variazioni
Rimanenze materiali	12.323	12.652	(329)
Altre Rimanenze	39	42	(3)
Certificati CO2	79.962	48.355	31.607
<b>Totale Rimanenze</b>	<b>92.324</b>	<b>61.050</b>	<b>31.274</b>

## 6. CREDITI COMMERCIALI

Tale voce, pari ad euro 139.303 migliaia, comprende essenzialmente crediti commerciali per vendita di energia.

(in migliaia di euro)	31.12.2021	31.12.2020	Variazioni
Crediti per vendita di Energia:			
-GME	58.800	2.492	56.308
-Terna S.P.A.	32.614	66.200	(33.586)
- Altri operatori	47.327	13.682	33.645
Totale crediti per vendita di Energia:	138.741	82.374	56.367
Altri crediti di natura commerciale	562	118	444
<b>Totale Crediti Commerciali</b>	<b>139.303</b>	<b>82.492</b>	<b>56.811</b>

Si segnala che la quasi totalità dei suddetti crediti è sorta nel corso degli ultimi due mesi dell'esercizio e che alla data di redazione della presente nota risultano sostanzialmente interamente incassati o incassabili, considerato che le relative scadenze sono a 30/60 giorni.

Per maggiori dettagli in merito alle variazioni, si rinvia a quanto indicato in precedenza nella Relazione sulla gestione nel paragrafo "Analisi della struttura patrimoniale".

#### 7. ALTRE ATTIVITA' CORRENTI

La voce, pari ad euro 63.517 migliaia, accoglie principalmente i crediti tributari. Questi ultimi alla data di bilancio ammontano ad euro 57.769 migliaia ed accolgono, principalmente, il credito verso l'Erario per l'IVA da liquidazioni mensili maturato nel corso del 2021 (euro 44.161 migliaia) e il credito IVA III trimestre 2021 richiesto a rimborso (euro 13.000 migliaia), incassato in data 11 febbraio 2022 unitamente agli interessi maturati (euro 31 migliaia).

Inoltre, la voce accoglie i crediti verso gli Azionisti, pari ad euro 509 migliaia, relativi alle istanze di rimborso IRES, per mancate deduzioni IRAP, presentate quando la Società aderiva al regime di trasparenza fiscale ai sensi dell'art. 115 TUIR. Le azioni di monitoraggio e gestione del recupero di tali crediti in trasparenza sono effettuate direttamente dai Soci.

Risultano infine rilevati euro 965 migliaia per i premi assicurativi pagati anticipatamente ed i crediti verso gli Istituti previdenziali per euro 900 migliaia relativi sostanzialmente alle somme anticipate ai dipendenti per gli ammortizzatori sociali relativi alla Cassa Integrazione Guadagni Straordinaria ed ai precedenti contratti di Solidarietà.

#### 8. STRUMENTI FINANZIARI - DERIVATI

La voce, pari ad euro 250 migliaia, accoglie il Fair Value dei contratti finanziari derivati in essere al 31 dicembre 2021 a copertura principalmente dell'oscillazione del prezzo del gas metano (euro 213 migliaia)

#### 9. DISPONIBILITA' LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI

La voce pari ad euro 49.910 migliaia accoglie, sostanzialmente, i saldi attivi dei conti intrattenuti con primarie banche.

**PASSIVO****10. PATRIMONIO NETTO**

Per le informazioni relative alla movimentazione del patrimonio netto, si rimanda al Prospetto delle Variazioni del Patrimonio Netto.

La voce "Altre riserve", pari ad euro 135.765 migliaia, è così composta:

- Riserva da apporto sottoscrizione SFP Junior, pari a nominali euro 284.386.754, deliberata nel corso dell'Assemblea straordinaria del 16 dicembre 2015 ed iscritta al relativo fair value, pari ad euro 204.000.000. Tale riserva si è inoltre ridotta per la copertura delle perdite deliberata sempre nel corso della medesima assemblea straordinaria per euro 88.735 migliaia. Il valore di tale riserva, al 31 dicembre 2021, risulta pertanto di euro 115.265 migliaia;
- Riserva legale per euro 12.103 migliaia;
- Riserva Disponibile per Copertura Perdite per euro 9.243 migliaia;
- Riserva IAS 19R - TFR e Altri Benefici negativa per euro 615 migliaia;
- Riserva CFH di copertura delle forniture di gas e di vendita di energia negativa per euro 231 migliaia.

La voce "Utili e perdite cumulati" accoglie il riporto a nuovo degli utili del 2018, del 2019 e del 2020 rispettivamente pari ad euro 38.186 migliaia, ad euro 158.744 migliaia e ad euro 124.469 migliaia, nonché la Riserva utile a nuovo IFRS pari ad euro 831 migliaia.

Il capitale sociale al 31 dicembre 2021 è rappresentato da n. 60.516.142 azioni ordinarie del valore nominale di euro 1,00 ciascuna, interamente liberate e possedute per il 50% da ENGIE Italia S.p.A. e per il 50% da ENERGIA ITALIANA S.p.A.

E' di seguito riportato il dettaglio delle voci di Patrimonio Netto con indicazione della loro possibilità di utilizzazione e distribuibilità, nonché della loro avvenuta utilizzazione nei precedenti esercizi:

Natura/descrizione	Importo	Possibilità di utilizzazione	Quota disponibile	Riepilogo delle utilizzazioni effettuate nei tre esercizi precedenti	
				Per copertura perdite	Per altre ragioni
Capitale:	60.516				
Riserve di capitale:					
Riserva da apporto sottoscrizione SFP Junior	115.265	B			
Riserva disponibile per copertura perdite	9.243	B			
Riserve di utili:					
Riserva legale	12.103	B			
Riserve IFRS 9, CFH e IAS 19	-846	B			
Riserva Utili a nuovo	322.231	B			
<b>TOTALE RISERVE</b>	<b>457.996</b>				

Legenda:

A: per aumento di capitale

B: per copertura perdite

C: per distribuzione ai soci

In base a quanto previsto nello Statuto della Società, non è possibile deliberare la distribuzione di utili fino a quando non saranno interamente rimborsate le linee di credito del Restated Facilities Agreement, nonché ad ulteriori condizioni disciplinate nell'Accordo di Ristrutturazione (AdR).

Gli Strumenti Finanziari Partecipativi (SFP), emessi dalla Società per un valore nominale complessivo di euro 284.386.754, come definito all'art. 2346 comma 6 c.c., sono strumenti finanziari forniti di diritti patrimoniali o anche di diritti amministrativi, escluso il voto nell'assemblea generale degli azionisti. Lo statuto ne disciplina le modalità e condizioni di emissione, i diritti che conferiscono, le sanzioni in caso di inadempimento delle prestazioni e, se ammessa, le modalità di circolazione. Gli SFP si collocano quindi tra i cosiddetti strumenti finanziari ibridi, intendendo con tale definizione gli strumenti dotati di caratteristiche simili sia alle azioni che alle obbligazioni in relazione alle caratteristiche proprie delineate per lo strumento, ma dotati di una propria identità.

Ogni strumento finanziario è valutato in base alle proprie caratteristiche, da cui evincere anche la metodologia di valutazione che meglio risulta in grado di definire il valore. Le caratteristiche degli SFP sono individuabili dal proprio regolamento.

Gli SFP Junior sono ampiamente disciplinati nello Statuto della Società e più precisamente nell'Allegato 1 "Regolamento degli strumenti finanziari partecipativi di categoria Senior e di categoria Junior di Tirreno Power S.p.A."

Gli SFP non attribuiscono in nessuno caso ai titolari il diritto di intervento né quello di voto nell'assemblea ordinaria o straordinaria dei soci della Società.

PASSIVO NON CORRENTE

11. DEBITI PER FINANZIAMENTI

I "Debiti per finanziamenti" si riferiscono al Restated Facilities Agreement sottoscritto con gli istituti finanziatori in data 15 dicembre 2015 e modificato con Amendment Agreement in data 31 gennaio 2018.

Di seguito la composizione originaria delle linee di credito:

Linea di credito	Importo originario Euro migliaia	Tasso	Scadenza	Importo residuo Euro migliaia
Tranche A	300.000	Euribor + 2,07%	dicembre 2022 (+ estensione opzionale per ulteriori 2 anni)	interamente rimborsata nel 2020
Tranche B	250.000	fisso 3,42% PIK	dicembre 2024 (+ estensione opzionale per ulteriori 2 anni)	29.132 (*)
Revolving Credit Facility	50.000	Euribor + 2%	dicembre 2022 (+ estensione opzionale per ulteriori 2 anni)	20.000
Hedging	2.309	Euribor + 2%	dicembre 2019	interamente rimborsata nel 2019
<b>Totale</b>	<b>602.309</b>			<b>49.132</b>

(\*) interamente rimborsata nel corso del mese di febbraio 2022

Si segnala che, a partire dal 30 giugno 2020, la Società è chiamata a rispettare ogni semestre due covenant finanziari:

- ammontare complessivo del Patrimonio Netto, che non dovrà essere inferiore a euro 37,5 milioni;
- leverage ratio, ossia il rapporto tra Posizione Finanziaria Netta ed EBITDA cumulato dei 12 mesi precedenti, che, al 31 dicembre 2021, non deve essere superiore a 5.39 ai fini della conversione di cui sopra e 5.98 ai fini del default.

Si precisa che, al 31 dicembre 2021, i covenant finanziari risultano ampiamente rispettati.

Si ricorda che la Tranche A è stata totalmente rimborsata nell'anno 2020 e nel corso del 2021 la società ha effettuato prepayment della Tranche B per un totale di euro 37.543 migliaia.

Al 31 dicembre 2021 il debito residuo relativo alle linee di credito sopra indicate, al netto dei rimborsi effettuati e comprensivo degli interessi capitalizzati, è così composto:

- euro 35.155 migliaia Tranche B (linea di credito "Convertendo");
- euro 20.000 migliaia "Revolving Facility".

Il Restated Facilities Agreement prevede che, ad ogni fine anno solare, le disponibilità liquide (comprehensive della linea "revolving credit facility") eccedenti gli euro 40.000 migliaia debbano essere utilizzate come rimborso anticipato delle linee di credito, unitamente agli interessi capitalizzati sulla quota capitale rimborsata anticipatamente.

La Società ha quindi provveduto a riclassificare nel passivo corrente la quota di debito per euro 35.155 migliaia come Cash Sweep sulle disponibilità liquide al 31.12.2021, rimborsata nel corso del mese di febbraio 2022, come meglio descritto nel paragrafo "Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del periodo". A valle di tale rimborso, anche la Tranche B risulta interamente rimborsata.

## 12. FONDI PER RISCHI ED ONERI

La consistenza dei fondi rischi ed oneri è pari ad euro 99.368 migliaia in diminuzione di euro 7.649 migliaia rispetto al 31 dicembre 2020.

La consistenza e movimentazione dei fondi è di seguito sintetizzata:

(in migliaia di euro)	31.12.2020	Accant.ti	Utilizzi	Altri Movimenti	31.12.2021	di cui Corrente	di cui non Corrente
Fondo contenzioso	5.762	2.192			7.954	65	7.889
Fondo per incentivo all'esodo e mobilità	9.102	395	(3.647)	(238)	5.612	5.612	
Fondo rischi diversi:	92.153	5.237	(11.416)	(172)	85.802	22.521	63.281
- smantellamento e ripristino siti	72.451	2.727	(8.957)		66.220	12.317	53.903
- altro	19.705	2.510	(2.459)	(172)	19.583	10.204	9.379
<b>Totale fondi rischi ed oneri</b>	<b>107.017</b>	<b>7.824</b>	<b>(15.063)</b>	<b>(410)</b>	<b>99.368</b>	<b>28.199</b>	<b>71.169</b>

Gli accantonamenti del periodo, pari a euro 7.824 migliaia, hanno incrementato i fondi principalmente per quanto segue:

- euro 1.495 migliaia per il riconoscimento degli oneri finanziari di competenza del 2021 su fondi per oneri futuri di smantellamento degli impianti;
- euro 1.513 migliaia per gli sbilanciamenti idro (euro 1.194 migliaia) e dell'unità TV5 (euro 319 migliaia) addebitati da Terna, ma non riconosciuti dalla Società e appunto accantonati in attesa della definizione della contestazione;
- per euro 544 migliaia la stima del Long Term Incentive Plan;
- per euro 1.232 migliaia l'adeguamento del fondo demolizione impianto Vigliena;
- euro 2.127 migliaia per oneri relativi a richieste di risarcimento per danni da amianto.

Fra gli utilizzi si segnalano in particolare:

- euro 6.407 migliaia per attività di scoibentazione degli impianti dismessi di Vado Ligure e Torrevaldaliga;
- euro 2.020 migliaia per attività di ripristino delle centrali idroelettriche danneggiate dall'alluvione dell'ottobre 2020;

- euro 2.547 migliaia per le attività di demolizione delle aree inerenti il vecchio impianto di Vigliena della Centrale di Napoli.

Il fondo rischi diversi accoglie per euro 65.612 migliaia la stima dei costi attualizzati che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione dei siti di Torrevaldaliga, Napoli e Vado Ligure per l'abbandono dell'area, lo smantellamento, la rimozione delle strutture e il ripristino del sito in presenza di obbligazioni attuali. La quota non corrente si riferisce prevalentemente agli interventi di smantellamento e di ripristino che saranno sostenuti in un arco temporale tra il 2035 e il 2039.

La voce "Fondi rischi diversi - Altro", pari ad euro 19.583 migliaia, accoglie principalmente euro 5.055 migliaia per oneri di sbilanciamento anni pregressi, euro 1.221 migliaia per il rischio di mancato riconoscimento dei crediti relativi alla cassa integrazione guadagni ed euro 1.534 migliaia per contenziosi ICI/IMU ed infine euro 6.820 migliaia per le attività di ripristino impianti idroelettrici danneggiati dall'alluvione di inizio ottobre 2020, come meglio precisato nel precedente bilancio.

Il fondo contenzioso pari ad euro 7.954 migliaia si riferisce sostanzialmente al contenzioso amianto per il quale ad oggi risultano accantonati complessivamente euro 7.889 migliaia, con un incremento rispetto all'anno 2020 di euro 2.127 migliaia per l'aggiornamento dei ricorsi.

Per questa tipologia di contenzioso allo stato non ci sono elementi per poter stimare ulteriori potenziali richieste di risarcimento danni.

### 13. TFR E ALTRI BENEFICI AI DIPENDENTI

Ammontano ad euro 4.919 migliaia e riflettono le indennità di fine rapporto e altri benefici maturati a fine esercizio dal personale dipendente che sono valutati secondo criteri attuariali dello IAS 19R dettati per i piani a benefici definiti. In particolare, per quanto riguarda lo scenario economico-finanziario i parametri utilizzati per la valutazione sono i seguenti:

TFR	2021	2020
Tasso annuo tecnico di attualizzazione	0,44%	-0,02%
Tasso annuo di inflazione	1,75%	0,80%
Tasso annuo incremento TFR	2,81%	2,10%
Altri benefici dipendenti	2021	2020
Tasso annuo tecnico di attualizzazione	0,44%	-0,02%
Tasso annuo di incremento delle retribuzioni	0,50%	0,50%

La seguente tabella illustra le variazioni intervenute:

(in migliaia di euro)	TFR	Indennità Sostitutiva Sconto E. E.	Mensilità aggiuntive	Premi fedeltà	VALORE A BILANCIO
Valori al 31.12.2020 (A+B)	4.260	546	474	359	5.639
-Accantonamenti			14	(5)	9
-Oneri finanziari (+)	1	(2)	1		0
-Utili (perdite) da attualizzazione (-/+)	144	30	(24)	(23)	127
-Utilizzi (-)	(683)	(96)	(31)	(46)	(856)
Totale variazioni (B)	(538)	(68)	(40)	(74)	(720)
Valori al 31.12.2021 (A+B)	3.721	479	434	285	4.919

Risultano rilevati nell'esercizio costi per benefici ai dipendenti per euro 9 migliaia rilevati tra i costi del personale.

Gli utili da attualizzazione, infine, sono pari a euro 127 migliaia e sono rilevati a riserva di patrimonio netto (al netto dell'effetto imposte) ad esclusione di quelle relative ai premi fedeltà che sono rilevati direttamente a conto economico.

A seguito dell'emanazione del nuovo IAS19 *revised* si riportano informazioni aggiuntive sintetizzate nelle tabelle sottostante:

#### Analisi di sensitività dei principali parametri valutativi sui dati al 31.12.2021

	TFR	Mensilità Aggiuntive	Indennità Sconto Energia
Tasso di inflazione +0,25%	3.684.362,47	N/A	N/A
Tasso di inflazione -0,25%	3.661.407,94	N/A	N/A
Tasso di attualizzazione +0,25%	3.783.094,78	427.025,30	470.301,27
Tasso di attualizzazione -0,25%	3.684.362,47	441.726,40	487.745,75

	TFR	Mensilità Aggiuntive	Indennità Sconto Energia
Service Cost pro futuro	-	26.499,29	-
Duration del piano	7	7	7

La consistenza del personale per categoria di appartenenza è riportata nella seguente tabella:

(unità)	31.12.2020	Entrate	Uscite	Altro /Riclassifiche	31.12.2021
Dirigenti e Quadri	47	1	2	1	47
Impiegati	155	17	15		157
Operai	30	16	5	-1	40
<b>Totale</b>	<b>232</b>	<b>34</b>	<b>22</b>	<b>0</b>	<b>244</b>

#### 14. PASSIVITA' PER IMPOSTE DIFFERITE

La voce accoglie le imposte differite relative ai costi non imputati al conto economico, ma portati in deduzione dal reddito imponibile in sede di dichiarazione dei redditi, come dettagliato nella tabella seguente:

(migliaia di euro)	Situazione al 31/12/2020	Situazione al 31/12/2021		
	Saldo	Accantonamenti	Utilizzi	Saldo
Imposte differite				
Ammortamenti	32.476		(589)	31.887
FV IAS 19 a riserva di PN	69			69
FV Strumenti finanziari derivati a P.N.	26	41		67
<b>Totale imposte differite</b>	<b>32.572</b>	<b>41</b>	<b>(589)</b>	<b>32.024</b>

Gli utilizzi della voce "Ammortamenti" si riferiscono al completamento della tempistica di ammortamento fiscale, ai fini IRES, rispetto a quella economico-tecnica (ammortamento civilistico).

#### 15. ALTRE PASSIVITA' FINANZIARIE NON CORRENTI

La voce, pari ad euro 1.297 migliaia, accoglie la parte non corrente del debito finanziario rilevato a seguito dell'applicazione del nuovo principio contabile IFRS 16 – Leases. La parte corrente del debito, per euro 485 migliaia, è stata esposta fra le altre passività finanziarie correnti.

#### PASSIVO CORRENTE

#### 16. DEBITI COMMERCIALI

I "Debiti commerciali" pari ad euro 127.749 migliaia riguardano forniture di combustibili, materiali ed apparecchiature, appalti e prestazioni, nonché le partite debitorie nei confronti di TERNA e GME per forniture ed attività svolte entro il 31 dicembre 2021. Le scadenze di tali debiti sono generalmente comprese tra i 30 e i 120 giorni e regolarmente rispettate.

L'incremento di euro 97.824 migliaia è riconducibile a:

- maggiori debiti verso Terna (euro 27.809 migliaia) a seguito dei maggiori costi per acquisto energia nel mercato MSD nell'ultimo bimestre 2021 rispetto all'ultimo bimestre 2020;
- maggiori debiti verso GME (euro 17.968 migliaia) a seguito dei maggiori acquisti di energia nel mercato MGP nelle ultime due settimane del 2021 rispetto allo stesso periodo del 2020;
- maggiori debiti per combustibili (euro 47.848 migliaia) ascrivibili al forte incremento del prezzo del gas.

## 17. DEBITI PER IMPOSTE SUL REDDITO

La voce, pari ad euro 2.620 migliaia, accoglie i debiti per IRES determinati applicando l'aliquota vigente alla stima dell'imponibile fiscale dell'anno 2021, al netto degli acconti versati. Il debito per IRAP, invece, risulta interamente compensato dagli acconti versati.

## 18. ALTRE PASSIVITÀ CORRENTI

Le altre passività correnti, pari ad euro 86.359 migliaia, si riferiscono principalmente al debito relativo all'onere di competenza dell'esercizio per i Diritti di emissione CO<sub>2</sub> (euro 79.659 migliaia) valorizzati al prezzo medio ponderato d'acquisto.

Risultano inoltre debiti verso personale e debiti verso Istituti previdenziali, assistenziali ed assicurativi.

Nella tabella che segue è riportato il relativo dettaglio:

(in migliaia di euro)	31.12.2021	31.12.2020	Variazioni
Debiti per Diritti di emissione CO <sub>2</sub>	79.659	40.985	38.674
Altre imposte	943	776	167
Debiti verso istituti di previdenza e sicurezza sociale	1.609	1.899	(290)
Debiti verso il personale	3.902	3.575	327
Altri	246	1.196	(950)
<b>Totale altre passività correnti</b>	<b>86.359</b>	<b>48.431</b>	<b>37.928</b>

La variazione è riconducibile sostanzialmente ai maggiori oneri per diritti di emissione, dovuti al notevole incremento del PMP di valorizzazione degli stessi.

## 19. STRUMENTI FINANZIARI - DERIVATI

La voce accoglie per euro 566 migliaia il Fair Value dei contratti finanziari derivati in essere al 31 dicembre 2021 a copertura dell'oscillazione del prezzo di vendita dell'energia.

\*\*\*\*\*

## IMPEGNI E GARANZIE

Gli impegni assunti verso fornitori sono di seguito dettagliati:

(in migliaia di euro)	31.12.2021	31.12.2020	Variazioni
Appalti e forniture varie	70.389	72.882	(2.493)
Acquisto combustibile termico	18.467	17.548	919
<b>Totale impegni verso fornitori</b>	<b>88.856</b>	<b>90.430</b>	<b>(1.574)</b>

Gli impegni per acquisto di combustibile termico sono relativi esclusivamente al termine fisso sui contratti di acquisto di gas metano.

Le fidejussioni richieste a favore di terzi, pari ad euro 34.077 migliaia, riguardano polizze rilasciate da banche e istituti assicurativi, su richiesta della Società, e relative principalmente alla garanzia dei contratti di fornitura gas e energia (euro 10.027 migliaia), alla partecipazione ai mercati dell'energia (euro 15.830 migliaia), nonché a garanzia di concessioni demaniali (euro 2.307 migliaia).

## NOTE ALLE POSTE DEL CONTO ECONOMICO

### 20. RICAVI

Nella tabella che segue è riportato il dettaglio relativo ai ricavi di vendita:

(in migliaia di euro)	31.12.2021	31.12.2020	Variazioni
Vendita di energia:			
-Borsa	801.534	503.712	297.822
-Mercato libero	182.189	88.046	94.143
-contributi incentivati ex Certificati Verdi	5.667	7.588	(1.921)
-contributi fotovoltaico	19	28	(9)
<b>Totale vendita di energia:</b>	<b>989.409</b>	<b>599.374</b>	<b>390.035</b>
Altre vendite e prestazioni	1.622	258	1.364
<b>Totale ricavi per vendite</b>	<b>991.031</b>	<b>599.632</b>	<b>391.399</b>

Il portafoglio commerciale di Tirreno Power è costituito da due tipologie di clienti, i clienti che operano sul mercato libero e quelli, invece, che operano in Borsa. I ricavi da vendita in Borsa sono comprensivi dei risultati dell'operatività sul mercato dei servizi di dispacciamento. Le vendite sul mercato libero, invece, si riferiscono ai contratti bilaterali fisici.

Il PUN medio ha fatto registrare rispetto al 2020 un aumento di circa 86,14 €/MWh pari al 221%. Questo ha determinato il notevole incremento di fatturato nonostante un calo dei volumi venduti pari a 410 GWh (-10%).

La voce "Altre vendite e prestazioni" si riferisce principalmente alla vendita di materiali derivanti dalle attività di demolizione (euro 1.557 migliaia).

Per maggiori dettagli in merito alle variazioni rispetto al 31 dicembre 2020 si rimanda a quanto indicato nella Relazione sulla gestione.

### 21. ALTRI RICAVI

Gli "Altri Ricavi" pari ad euro 14.507 migliaia, si riferiscono principalmente ai rimborsi assicurativi (euro 12.525 migliaia) e sono relativi:

- ai danni su impianti idroelettrici provocati dall'alluvione dell'ottobre 2020 per euro 11.290 (compreso l'anticipo a copertura dei danni Property);
- ai danni al rotore di Vado Ligure per euro 1.235 migliaia.

Comprendono inoltre, per euro 1.003 migliaia, la restituzione da parte di Terna di quota parte di costi addebitati in più in anni precedenti per "mancato rispetto degli ordini di avviamento" e, per euro 375 migliaia, il premio di cui alla Del. ARERA 44/2021, riconosciuto a Tirreno Power a fronte di investimenti effettuati per il miglioramento della stabilità della rete. Per quanto riguarda le variazioni rispetto al 31 dicembre 2020 si rimanda a quanto indicato nella Relazione sulla gestione.

**22. INCREMENTO IMMOBILIZZAZIONI PER LAVORI INTERNI**

La voce pari a euro 1.803 migliaia è relativa prevalentemente alla capitalizzazione di materiali prelevati dal magazzino per euro 1.018 migliaia e per euro 785 migliaia alla capitalizzazione delle risorse interne in occasione delle manutenzioni pluriennali effettuate nel corso del 2021.

**23. MATERIE PRIME DI CONSUMO**

(in migliaia di euro)	31.12.2021	31.12.2020	Variazioni	%
Energia acquistata sul Mercato Elettrico	284.747	115.605	169.142	146%
Acquisto di combustibile per la produzione termica	471.350	140.466	330.884	236%
Acquisto di materiali e apparecchi vari	2.084	2.493	(409)	-16%
Variazione scorte combustibili	0	(10)	10	n.s.
Variazione altre scorte	332	(36)	368	n.s.
<b>Totale materie prime di consumo</b>	<b>758.514</b>	<b>258.518</b>	<b>499.996</b>	<b>193%</b>

Gli acquisti di combustibili hanno riguardato esclusivamente la fornitura di gas metano.

La variazione in aumento dei costi di approvvigionamento è relativa principalmente a un notevole incremento del prezzo del gas (il PMP sale di circa il 278% passando da 165,9 €/ksmc a 627,6 €/Ksmc). Anche l'energia acquistata mostra un notevole incremento rispetto al 2020, dovuto prevalentemente all'incremento del PUN e ai maggiori acquisti nel mercato MSD.

Per maggiori dettagli in merito alle variazioni rispetto al 31 dicembre 2020 si rimanda a quanto indicato nella Relazione sulla gestione.

**24. COSTO DEL PERSONALE**

Il costo del lavoro è pari a euro 22.771 migliaia, in aumento di euro 1.088 migliaia rispetto a quanto rilevato nel 2020.

L'incremento è principalmente dovuto all'aumento delle consistenze dovuto alla sovrapposizione tra i nuovi ingressi e le uscite per favorire il processo di affiancamento necessario per portare a termine il processo di turn-over, pianificato a partire dal 2020.

La consistenza del personale al 31 dicembre 2021 è pari a 244 unità, contro le 234 unità del 31 dicembre 2020.

**25. COSTI PER SERVIZI**

I costi per servizi, pari a euro 19.264 migliaia, sono di seguito dettagliati:

(in migliaia di euro)	31.12.2021	31.12.2020	Variazioni	%
Costi per servizi ed appalti	7.979	8.100	(121)	-1%
Oneri per operazioni sul mercato elettrico	1.326	1.247	79	6%
Spese di assicurazione	4.468	2.704	1.764	65%
Vigilanza, pulizia e altri costi di edificio	364	235	129	55%
Smaltimento rifiuti	185	232	(47)	-20%
Servizi informatici	1.441	1.420	21	2%
Spese telefoniche e per trasmissione dati	481	472	9	2%
Altri servizi	3.020	2.901	119	4%
<b>Totale costi per servizi</b>	<b>19.264</b>	<b>17.311</b>	<b>1.953</b>	<b>11%</b>

L'incremento è prevalentemente riconducibile ai maggiori costi assicurativi (euro 1.764 migliaia).

Gli "altri servizi" sono relativi principalmente a costi per studi e consulenze (euro 1.292 migliaia), costi per prestazioni professionali legali (euro 821 migliaia), a spese per trasferte e formazione (euro 297 migliaia), agli emolumenti del collegio sindacale (euro 182 migliaia), nonché ai compensi alla società di revisione (euro 141 migliaia).

**26. ALTRI COSTI OPERATIVI**

Gli altri costi operativi ammontano ad euro 92.182 migliaia in aumento di euro 13.477 migliaia rispetto al 31 dicembre 2020.

La seguente tabella illustra il dettaglio degli altri oneri operativi:

(in euro migliaia)	31.12.2021	31.12.2020	Variazioni	%
Contributi e canoni	3.222	3.291	(69)	-2%
Accantonamenti per rischi ed oneri	5.922	27.539	(21.617)	-78%
Oneri per Diritti di CO2	79.659	40.985	38.674	94%
Imposte e tasse	2.707	2.769	(62)	-2%
Altri oneri	671	4.120	(3.449)	-84%
<b>Totale costi operativi</b>	<b>92.182</b>	<b>78.705</b>	<b>13.477</b>	<b>17%</b>

La variazione è riconducibile sostanzialmente ai maggiori oneri per diritti di emissione, per euro 38.674 migliaia, dovuti al notevole incremento del PMP di valorizzazione della CO2 (51,63 €/ton. del 2021 a fronte dei 24,05 €/ton. del 2020). Le emissioni sono inferiori di circa il 10% rispetto all'anno precedente (1.543 Kton. del 2021 a fronte dei 1.704 Kton. del 2020).

Per quanto riguarda gli accantonamenti per rischi ed oneri si rimanda a quanto esposto in nota n. 12.

## 27. AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI

La voce si riferisce agli ammortamenti del periodo, calcolati in base alle aliquote economico-tecniche.

Nel prospetto che segue sono esposte le quote di ammortamento per tipologia di cespiti confrontati con i dati relativi all'esercizio precedente:

(in migliaia di euro)	31.12.2021	31.12.2020	Variazioni	%
Ammortamenti fabbricati	5.346	5.433	(87)	-2%
Ammortamenti diritto d'uso	495	497	(2)	0%
Ammortamenti impianti e macchinario	44.069	50.036	(5.967)	-12%
Ammortamenti attrezzature industriali	97	104	(7)	-7%
Ammortamenti altri beni	341	574	(232)	-41%
Ammortamenti immobilizzazioni immateriali	638	439	199	45%
Svalutazioni Immobilizzazioni Materiali	0	1.030	(1.030)	n.a.
Ripristino di valori	(66)	0	(66)	n.a.
<b>Totale</b>	<b>50.920</b>	<b>58.112</b>	<b>(7.192)</b>	<b>-12,38%</b>

Per le variazioni intervenute sugli ammortamenti si rinvia a quanto indicato nella relazione sulla gestione.

## 28. ONERI FINANZIARI

Gli oneri finanziari ammontano ad euro 4.305 migliaia in diminuzione di euro 4.640 migliaia rispetto all'esercizio 2020. La seguente tabella ne illustra la composizione:

(in migliaia di euro)	31.12.2021	31.12.2020	Variazioni	%
Interessi passivi e oneri su finanziamenti	1.973	6.502	(4.529)	-70%
Interessi passivi per decommissioning, TFR e altri benefici	1.497	1.693	(196)	-12%
Altri oneri finanziari	835	750	85	11%
<b>Totale oneri finanziari</b>	<b>4.305</b>	<b>8.945</b>	<b>(4.640)</b>	<b>-52%</b>

La diminuzione è principalmente dovuta all'effetto del rimborso accelerato della linea Term Loan Tranche B, avvenuto a seguito del meccanismo del "Cash sweep" e del prepagamento volontario descritto in nota n. 11.

Gli "Interessi passivi per decommissioning", pari ad euro 1.495 migliaia, trovano quale contropartita i fondi smantellamento e ripristino siti, mentre gli "Interessi su TFR e altri benefici" rilevati in applicazione dello IAS 19R, sono pari ad euro 2 migliaia.

La voce "Altri oneri finanziari" si riferisce, sostanzialmente, alle commissioni su fidejussioni per euro 744 migliaia.

## 29. PROVENTI FINANZIARI

I proventi finanziari ammontano ad euro 423 migliaia in diminuzione di euro 275 migliaia, rispetto al 31 dicembre 2020 e si riferiscono principalmente a differenze positive sul cambio euro/dollaro USA.

30. IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte al 31 dicembre 2021, ammontano ad euro 12.806 migliaia e si riferiscono:

1. per euro 9.800 migliaia alla stima delle imposte correnti IRES e per euro 2.200 migliaia alla stima delle imposte correnti IRAP, calcolate sul reddito imponibile.
2. per euro 1.510 migliaia all'effetto positivo delle imposte anticipate stimate recuperabili in relazione ai redditi imponibili futuri;
3. per euro 4.785 migliaia all'effetto negativo delle imposte anticipate relative principalmente all'utilizzo dei fondi di smantellamento, del fondo esodo incentivato e del fondo svalutazione dei gruppi a carbone VL3 e VL4;
4. per euro 589 migliaia all'effetto positivo relativo all'utilizzo delle imposte differite passive generate su pregressi ammortamenti fiscali eccedenti e anticipati.

(in migliaia di euro)	31.12.2021	31.12.2020	Variazioni
IRES	9.800	8.900	900
IRAP	2.200	8.850	(6.650)
Imposte anticipate	3.275	29.889	(26.614)
Imposte differite	(589)	(1.146)	557
Imposte anni precedenti	(1.879)	(10.302)	8.423
<b>Totale</b>	<b>12.806</b>	<b>36.191</b>	<b>(23.385)</b>

Le imposte anni precedenti, pari ad euro 1.879 migliaia, sono conseguenza, sostanzialmente, della dichiarazione integrativa redditi 2019, inviata per tenere conto della risposta positiva, ricevuta all'interpello presentato all'Agenzia delle Entrate, in merito all'interpretazione sul trattamento fiscale del fondo sconto energia elettrica.

Di seguito è rappresentata la riconciliazione tra aliquota di imposta teorica ed effettiva:

(in migliaia di euro)			
IRES	Imponibile	Imposta	%
Risultato ante imposte (A)	59.809		
Aliquota Teorica			24,00%
Tassazione teorica		14.354	
Variazioni in aumento del reddito imponibile	13.692	3.286	
Variazioni in diminuzione del reddito imponibile	(25.206)	(6.049)	
Deduzione IRAP 10% e ACE	(7.461)	(1.791)	
<b>Imponibile fiscale</b>	<b>40.833</b>		
<b>Tassazione effettiva (B)</b>		<b>9.800</b>	
<b>Aliquota effettiva (B/A)</b>			<b>16,39%</b>
IRAP	Valori	Tassazione	%
Risultato ante imposte (C)	69.612		
Aliquota Teorica			4,84%
Tassazione teorica		3.369	
Variazioni in aumento del reddito imponibile	4.190	203	
Variazioni in diminuzione del reddito imponibile	(28.348)	(1.371)	
<b>Risultato fiscale</b>	<b>45.455</b>		
<b>Tassazione effettiva (D)</b>		<b>2.200</b>	
<b>Aliquota effettiva (D/C)</b>			<b>3,16%</b>

## 31. RISULTATO PER AZIONE

Per la determinazione del risultato per azione è stato assunto il risultato netto attribuito agli azionisti. Il denominatore utilizzato nel calcolo è rappresentato dal numero delle azioni emesse, sia nel calcolo dell'Utile Base che dell'Utile Diluito, non sussistendo elementi diluitivi né al 31 dicembre 2021 né al 31 dicembre 2020.

(valori in euro)	Periodo al 31.12.2021	Periodo al 31.12.2020
Risultato netto del periodo	47.002.948	125.512.828
Numero medio azioni ordinarie (unità)	60.516.142	60.516.142
Risultato per azione - base e diluito	0,78	2,07

## 32. POSIZIONE FINANZIARIA NETTA

La composizione della posizione finanziaria netta al 31 dicembre 2021 è dettagliata nel seguente prospetto:

(in migliaia di euro)	31/12/2021	31/12/2020	Variazioni
A Denaro e valori in cassa	18	23	(5)
B Depositi bancari	49.892	14.022	35.870
C Titoli	-	-	-
D Totale disponibilità liquide e mezzi equivalenti (A+B+C)	49.910	14.044	35.866
E Crediti finanziari correnti	-	-	-
F Debiti bancari correnti	-	-	-
G Quota corrente dell'indebitamento non corrente	-	-	-
H Altri debiti finanziari correnti	(55.155)	(24.022)	(31.133)
I Totale debiti finanziari a breve termine (F+G+H)	(55.155)	(24.022)	(31.133)
J Posizione finanziaria corrente netta (D+E+I)	(5.245)	(9.977)	4.732
K Crediti finanziari non correnti	-	-	-
L Debiti bancari non correnti	-	(74.159)	74.159
M Altri debiti non correnti	-	-	-
N Indebitamento finanziario non corrente (L+M)	-	(74.159)	74.159
O Posizione finanziaria non corrente netta (K+N)	-	(74.159)	74.159
<b>P POSIZIONE FINANZIARIA NETTA COMPLESSIVA (J+O)</b>	<b>(5.245)</b>	<b>(84.136)</b>	<b>78.891</b>

### 33. ALTRE INFORMAZIONI

#### 33.0 Flussi finanziari

(in migliaia di euro)	31/12/2021	31/12/2020	Variazioni
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti inizio periodo	14.044	26.424	(12.380)
Cash Flow da attività operativa	116.832	263.594	(146.761)
Cash Flow da attività di investimento	(37.941)	(43.212)	5.271
Cash Flow da attività di finanziamento	(43.025)	(232.762)	189.737
<b>Disponibilità liquide e mezzi equivalenti fine periodo</b>	<b>49.910</b>	<b>14.044</b>	<b>35.865</b>

Il flusso monetario da attività operativa risulta positivo per euro 116.832 migliaia con un decremento di euro 146.761 migliaia rispetto al 2020, prevalentemente riconducibile ai peggiori risultati del periodo. Da rilevare anche l'impatto negativo dalle dinamiche del credito IVA che, prevalentemente a seguito del forte aumento del prezzo del gas, fa registrare un aumento di euro 27.590 migliaia.

Il flusso di cassa da attività operativa ha consentito la copertura delle attività di investimento (euro 37.941 migliaia), nonché una riduzione dell'indebitamento finanziario pari ad euro 43.025 migliaia.

Il flusso monetario da attività di finanziamento è il risultato di quanto rimborsato nel periodo, in termini di quota capitale e quota interessi attraverso il meccanismo del *cash sweep* e del *prepayment*, della Tranche B (euro 44.321 migliaia). Tali riduzioni sono parzialmente compensate dall'incremento derivante dalla capitalizzazione degli oneri finanziari del periodo per euro 1.296 migliaia.

Le disponibilità liquide e mezzi equivalenti, pari a euro 14.044 migliaia al 31 dicembre 2020, sono aumentate di euro 35.865 migliaia per effetto delle succitate variazioni e si attestano a euro 49.910 migliaia al 31 dicembre 2021. Tale ammontare di cassa consentirà l'intero ripagamento della Tranche B e dei relativi PIK interest (euro 35.155 migliaia) nei primi mesi del 2022 attraverso il meccanismo del *cash sweep*.

L'indebitamento finanziario netto passa, da euro 84.136 migliaia del 31 dicembre 2020, a euro 5.245 migliaia del 31 dicembre 2021.

### 33.1 Rapporti con imprese controllate, collegate, controllanti ed imprese sottoposte al controllo di queste ultime

Le operazioni poste in essere con altre Parti correlate, descritte nel seguito, sono state effettuate a normali condizioni di mercato e nell'interesse di ciascuna società:

(euro migliaia)	Crediti 31/12/2021	Debiti 31/12/2021	Anticipi 31/12/2021	Costi 31/12/2021	Ricavi 31/12/2021
<b>Finanziari</b>					
<b>ENGIE ITALIA Spa</b>					
Trasparenza fiscale	87				
<b>ENERGIA ITALIANA S.p.A.</b>					
Trasparenza fiscale	422				
<b>Commerciali</b>					
ENGIE Global Markets Italia	12.795			10.307	40.746
Sorgenia Trading Spa	916				5.526
Sorgenia S.p.A.					76
Tractebel Engineering Suez		72	65		

I crediti finanziari verso gli Azionisti, pari ad euro 509 migliaia, sono relativi alle istanze di rimborso IRES, per mancate deduzioni IRAP, presentate quando la Società aderiva al regime di trasparenza fiscale ai sensi dell'art. 115 TUIR.

Le poste di natura commerciale nei confronti di Sorgenia Trading S.p.A. ed ENGIE Global Markets Italia sono invece relative a vendite di energia.

### 33.2 Attività e passività potenziali

Non sono da evidenziare ulteriori attività e passività potenziali derivanti da eventi avvenuti nel corso dell'anno 2021, oltre quanto già segnalato nella Relazione sulla Gestione e nelle note di commento.

Per quanto attiene invece le passività potenziali derivanti dal Procedimento pendente presso la Procura della Repubblica di Savona, si rinvia a quanto indicato nel paragrafo "Informativa in merito al Procedimento penale sito di Vado Ligure".

Ad oggi, tenuto conto anche del parere dei consulenti legali che assistono la Società, poiché il processo non ha ancora ultimato l'esame di tutti i consulenti tecnici rilevanti ai fini dell'imputazione, ed in particolare, l'acquisizione del contributo dei consulenti delle difese del responsabile civile e degli imputati, il rischio di soccombenza deve ritenersi possibile e non sono prevedibili le conseguenze risarcitorie a carico della Società derivanti dal pendente procedimento penale.

## 33.3 Operazioni atipiche e inusuali

Non sono state effettuate operazioni atipiche o inusuali, ovvero estranee alla normale gestione dell'impresa o in grado di incidere significativamente sulla situazione economico-patrimoniale della Società.

## 33.4 Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del periodo

Si rinvia a quanto indicato nel relativo paragrafo della Relazione sulla Gestione.

## 33.5 Proposta di destinazione del risultato d'esercizio

Si rinvia a quanto indicato nel paragrafo "Proposte del Consiglio di Amministrazione" della Relazione sulla Gestione.

## INFORMAZIONI DI CONTATTO

Sede Legale:

Via Barberini, 47 – 00187 Roma – Italia  
Tel. 39 06 83022810 – Fax 39 06 83022828  
Mail: [info@tirrenopower.com](mailto:info@tirrenopower.com)  
PEC: [tirrenopower@pec.tirrenopower.com](mailto:tirrenopower@pec.tirrenopower.com)



Web: [www.tirrenopower.com](http://www.tirrenopower.com)

Tirreno Power è associata a Energia Libera.



Ufficio Stampa – Relazioni con l'Esterno  
Mail: [ufficiostampa@tirrenopower.com](mailto:ufficiostampa@tirrenopower.com)

Ufficio Acquisti  
Via A. Diaz, 128 – 17047 – Valleggia di Quiliano (SV) – Italia  
Tel. 0197754000 – Fax 39 019 7754827  
PEC: [acquisti@pec.tirrenopower.com](mailto:acquisti@pec.tirrenopower.com)

Personale  
PEC: [personale@pec.tirrenopower.com](mailto:personale@pec.tirrenopower.com)

Ambiente, Sicurezza e Autorizzazioni  
PEC: [ambientesicurezzaeautorizzazioni@pec.tirrenopower.com](mailto:ambientesicurezzaeautorizzazioni@pec.tirrenopower.com)

Amministrazione, Finanza e Controllo:  
PEC: [amministrazionefinanzaecontrollo@pec.tirrenopower.com](mailto:amministrazionefinanzaecontrollo@pec.tirrenopower.com)

Centrale Termoelettrica Napoli Levante:  
Stradone Vigliena, 39 – 80146 Napoli – Italia  
Tel. 39 081 3455858 – Fax 39 081 3455830  
PEC: [centralenapoli@pec.tirrenopower.com](mailto:centralenapoli@pec.tirrenopower.com)

Centrale Termoelettrica Vado Ligure:  
Via Diaz, 128 – 17047 Valleggia di Quiliano (SV) – Italia  
Tel. 39 019 7754111 – Fax 39 019 7754785  
PEC: [centralevadoligure@pec.tirrenopower.com](mailto:centralevadoligure@pec.tirrenopower.com)

Centrale Termoelettrica Torrevaldaliga Sud:  
Via Aurelia Nord, 32 – 00053 Civitavecchia (RM) – Italia  
Tel. 39 0766 742111 – Fax 39 0766 25877  
PEC: [centraletorrevaldaliga@pec.tirrenopower.com](mailto:centraletorrevaldaliga@pec.tirrenopower.com)

Settore Fonti Rinnovabili:  
Corso Torino, 1 – 16129 Genova – Italia  
Tel. 39 010 5374600 – Fax 39 010 5374601  
PEC: [settorefontirinnovabili@pec.tirrenopower.com](mailto:settorefontirinnovabili@pec.tirrenopower.com)