



Tirreno Power

*«L'impegno e il
perseguimento del
miglioramento
continuo hanno
permesso il
raggiungimento di
livelli eccellenti di
efficienza degli
impianti ed il
ritorno gli utili.»*

BILANCIO D'ESERCIZIO AL 31 DICEMBRE 2018



Sedi di Tirreno Power in Italia



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

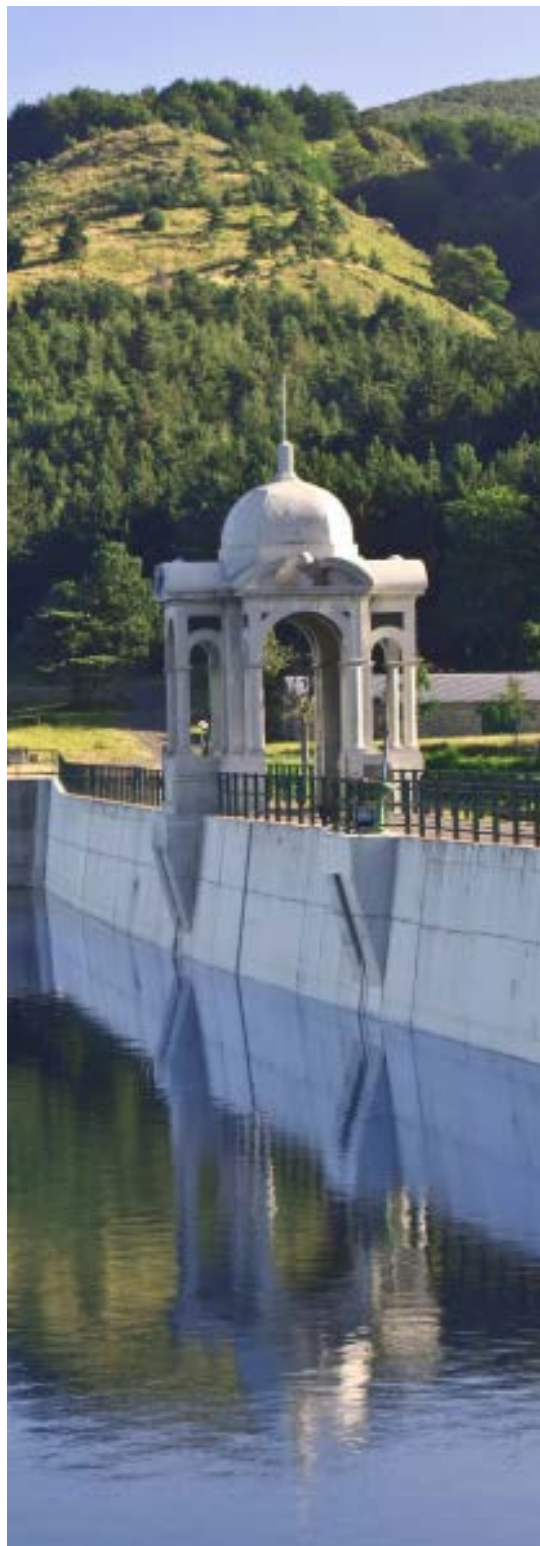
Centrale Torrevaldaliga: Civitavecchia (Roma), Via Aurelia 2

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

Settore Fonti Rinnovabili: Genova, Corso Torino 1

**INDICE**

RELAZIONE SULLA GESTIONE	5 -
Introduzione	5 -
Focus sui risultati	11 -
Sintesi dell’andamento della Società	11 -
Scenario di riferimento	15 -
Quadro normativo e regolatorio	17 -
Scenario di produzione	26 -
Manutenzione impianti	27 -
Politica Ambientale e Sicurezza	28 -
Investimenti e demolizioni	30 -
Risorse umane e organizzazione	32 -
Attività di Ricerca e Sviluppo	46 -
Azioni proprie ed azioni della controllante	46 -
Rapporti con imprese controllate, collegate, controllanti ed imprese sottoposte al controllo di queste ultime	46 -
Rischi Finanziari, Rischi di Mercato ed Altri Rischi	46 -
Prevedibile evoluzione della gestione	47 -
Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del periodo	47 -
PROPOSTE DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE	48 -
PROSPETTI DI BILANCIO	50 -
Stato Patrimoniale	50 -
Conto Economico	51 -
Prospetto dell’utile / (perdita) complessivo rilevato nel periodo	52 -
Rendiconto finanziario delle disponibilità liquide	53 -
Prospetto delle variazioni del Patrimonio Netto	54 -
NOTE ESPLICATIVE	55 -
Dichiarazione di conformità	55 -
Struttura e contenuto del Bilancio	55 -
Evoluzione dell’Accordo di Ristrutturazione, del Piano Industriale e continuità aziendale	56 -
Tipologia dei rischi e gestione dell’attività di copertura	73 -
Note alle poste dello Stato Patrimoniale	79 -
Note alle poste del Conto Economico	99 -
29. ALTRE INFORMAZIONI	105 -
29.0 Flussi finanziari	105 -
29.1 Rapporti con imprese controllate, collegate, controllanti ed imprese sottoposte al controllo di queste ultime	106 -
29.2 Attività e passività potenziali	106 -
29.3 Operazioni atipiche e inusuali	107 -
29.4 Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del periodo	107 -
29.5 Proposta di destinazione del risultato d’esercizio	107 -
INFORMAZIONI DI CONTATTO	108 -



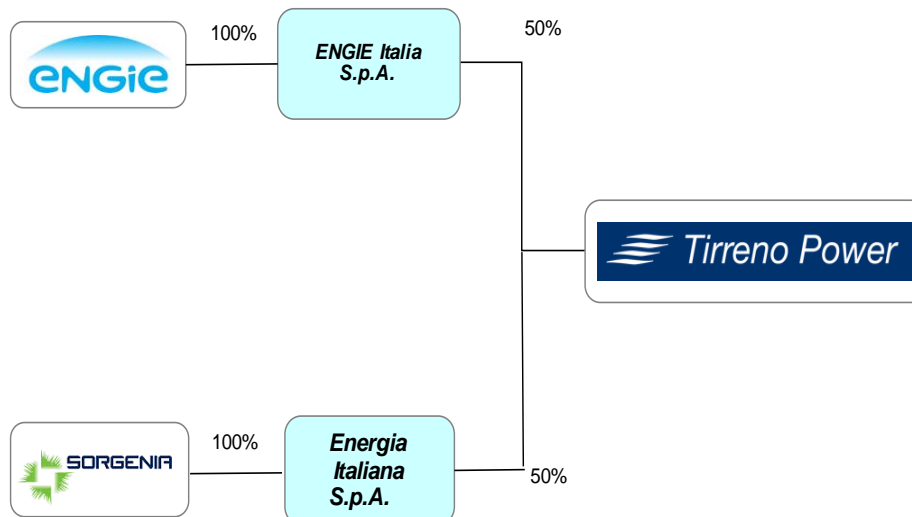


RELAZIONE SULLA GESTIONE

Introduzione

Assetto proprietario

La Società al 31 dicembre 2018 è partecipata pariteticamente da Energia Italiana S.p.A. e Engie Italia S.p.A..





Organi Sociali

Consiglio di Amministrazione

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

Collegio Sindacale

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

Società di Revisione

EY S.p.A.

* *Consigliere indipendente come previsto dallo Statuto della Società*

** *Nominato con delibera assembleare del 16.4.2018*



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 31/12/2018	al 31/12/2017	Regione
Centrale Vado Ligure	793	793	Liguria
Centrale Torrevaldaliga	1.176	1.176	Lazio
Centrale Napoli	401	401	Campania
Totale Termoelettrico	2.370	2.370	
Totale Fonti Rinnovabili	75	75	Principalmente in Liguria
Totale	2.445	2.445	

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, in data 6 giugno 2016, il Consiglio di Amministrazione della Società aveva ritenuto che non vi fossero le condizioni per poter prevedere in futuro la rimessa in servizio dei gruppi 3 e 4 a carbone della centrale di Vado Ligure, per la potenza lorda di riferimento pari a 660 MW, che erano già fuori produzione in quanto oggetto di un provvedimento di sequestro disposto dal Tribunale di Savona a far data dal mese di marzo 2014.

Tirreno Power - consapevole che la cessazione definitiva dell’attività degli impianti a carbone a Vado Ligure priva il territorio di una delle più importanti realtà industriali e occupazionali - ha avviato un’iniziativa di reindustrializzazione del sito, volto a favorire l’insediamento di nuove aziende con l’obiettivo di contribuire alla ricerca di soluzioni che possano offrire un futuro occupazionale ai lavoratori e una prospettiva di sviluppo al territorio.

Dopo aver segmentato le aree funzionali all’esercizio dell’impianto a gas, l’iniziativa ha messo a disposizione circa 30 ettari di superficie, inizialmente suddivise in cinque lotti omogenei.

La Società Vernazza Autogru nel mese di agosto 2018 ha formalizzato l’interesse di acquisire - in un’unica soluzione - un’area di circa 27 ettari per un importo a corpo pari a circa 3 milioni di euro con formula “visto e piaciuto”, secondo la quale Vernazza Autogru acquisirà le aree tal quali, assumendo in proprio anche l’onere di farsi carico di tutte le demolizioni necessarie in base ad un cronoprogramma concordato tra le parti. In assenza di tale adempimento, la Società procederà in danno all’esecuzione delle stesse.



Le Parti hanno poi concordato un percorso di cessione delle aree, le cui tappe principali sono: la firma della Proposta di Acquisto vincolante avvenuta a Roma l'8 agosto 2018 e, successivamente, la firma del Contratto Preliminare di vendita, in data 12 ottobre 2018, con contestuale incasso delle caparre concordate.

Come previsto dal Preliminare, il Contratto Definitivo di Compravendita del complesso Immobiliare sarà stipulato entro il 31 maggio 2019.

Da ultimo, nel mese di gennaio 2019, la Società Vernazza Autogru ha presentato una ulteriore proposta di acquisto integrativa a quella di cui sopra, per l'acquisto anche delle aree (circa 2 ettari) nelle quali insistono manufatti ed opere murarie.

Anche quest'ultima offerta è stata accettata dal CdA sebbene subordinata a condizioni sospensive legate ad eventuali obbligazioni di smantellamento che potrebbero essere previste nella nuova AIA in fase di rilascio e alla cancellazione del provvedimento di sequestro delle aree attualmente pendente presso la Procura di Savona.

Il prezzo pattuito è di euro 100 migliaia sempre con formula del "visto e piaciuto" ossia con gli oneri di smantellamento a carico dell'acquirente. Per gli effetti contabili si rinvia alle note illustrative.

Per completezza d'informativa in merito agli eventi relativi agli impianti a carbone, si rammenta che nel 2013 è stato avviato un procedimento penale dalla Procura della Repubblica di Savona per disastro ambientale che vede indagati soggetti apicali e dipendenti di Tirreno Power per i reati di cui agli artt. 434 comma I e II c.p. In data 15 novembre 2018 è stata notificata 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 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 25 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 23 dicembre 2016 il Ministero dello Sviluppo Economico ha assentito alla richiesta, effettuata in data 7 ottobre 2016, della Società per distaccare dalla Rete Elettrica Nazionale le unità VL3 e VL4 alimentate a carbone.
- 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 – 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, 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. L'ultima udienza preliminare si è tenuta il 12 aprile 2018. Il GUP ha rinviato tutti gli indagati a giudizio, fissando la prima udienza dibattimentale al giorno 11 dicembre 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. 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.
- 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 la costituzione di nuove parti civili, segnatamente, le associazioni ADOC (Associazione difesa orientamento consumatori), Art. 32, Codacons, il Ministero della Salute, ed un numero imprecisato di persone fisiche.
- All'udienza del 31.01.2019 hanno depositato atto di costituzione di parte civile cinque associazioni e 48 persone fisiche. La Società non è ancora in possesso dei relativi atti di costituzione pertanto, al momento, non è a conoscenza delle richieste risarcitorie.

Si rinvia a quanto indicato al punto 29.2 nella nota illustrativa al bilancio d'esercizio per le valutazioni circa le potenziali passività connesse ai provvedimenti che interessano i gruppi a carbone del sito di Vado Ligure.

Altri avvenimenti connessi agli impianti produttivi della Società.

Si evidenzia che, in seguito ad un evento alluvionale avvenuto nel novembre del 2016, che ha visto coinvolto lo sbarramento di proprietà Tirreno Power sito nel Comune di Millesimo, il Comune ha presentato esposto contro ignoti presso la Procura della Repubblica di Savona.

In data 23 luglio 2018, il PM ha chiesto al GIP, presso il Tribunale di Savona, di disporre l'archiviazione del procedimento. Il Comune di Millesimo ha presentato opposizione all'archiviazione chiedendo la prosecuzione delle indagini. Si è in attesa della decisione del GIP.

A tal riguardo si rappresenta inoltre che, in data 19 novembre 2018 il medesimo Comune di Millesimo ha presentato ricorso innanzi al Tribunale Civile di Savona, per accertamento tecnico preventivo ex art. 696 e 696 bis c.p.c., citando in giudizio Tirreno Power e chiedendo al Giudice di accertare, tra le altre cose, lo stato dei luoghi e l'eventuale pericolosità del fiume Bormida di Millesimo nel caso in cui si ripetessero precipitazioni di carattere alluvionale simili a quelle avvenute nel novembre del 2016 e di accertare e descrivere gli eventuali necessari interventi per la messa in sicurezza degli impianti di



Tirreno Power, determinando l’ammontare dei danni patiti dal Comune di Millesimo nella citata alluvione.

Con provvedimento del 4.12.2018, il Presidente della Sezione Civile del Tribunale di Savona, ha fissato l’udienza il 21.12.2018 per comparizione delle parti e, successivamente, con provvedimento emesso in data 2.01.2019 il medesimo Presidente della Sezione Civile del Tribunale di Savona, ha rigettato in toto il ricorso del Comune di Millesimo dichiarandone l’inammissibilità e l’infondatezza nel merito vista l’insussistenza degli elementi fattuali posti a base del ricorso. Il Giudice ha condannato inoltre il Comune di Millesimo alla rifusione delle spese processuali.



Centrale di Vado Ligure

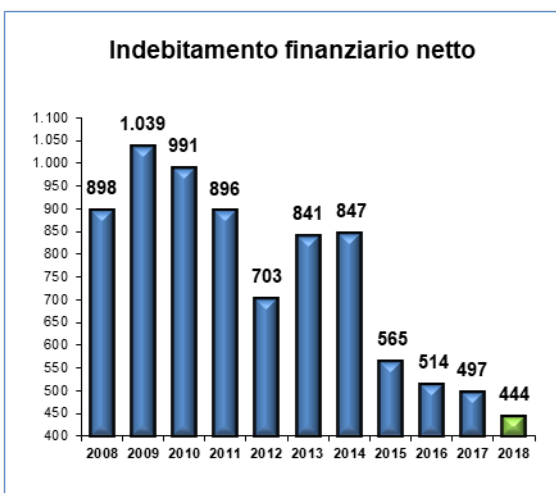
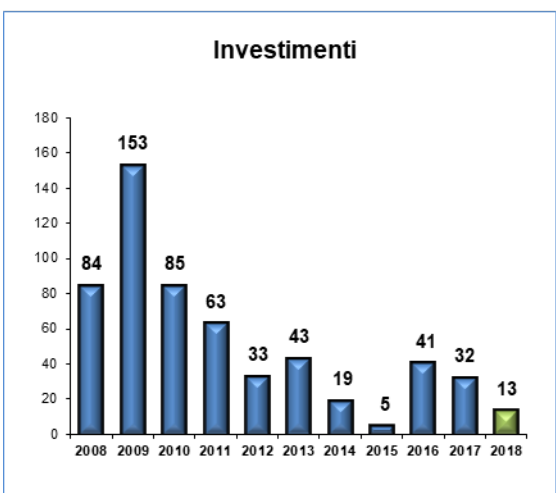
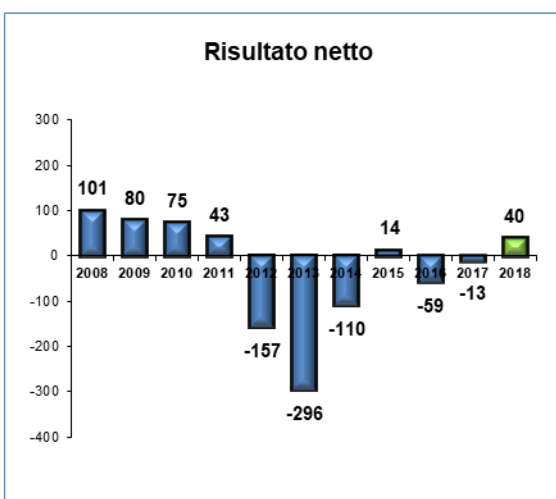
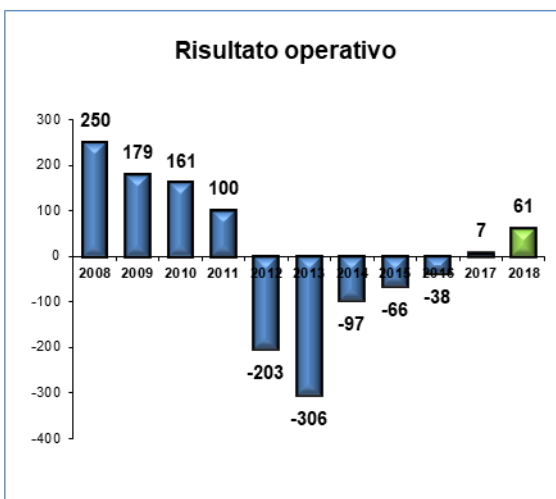
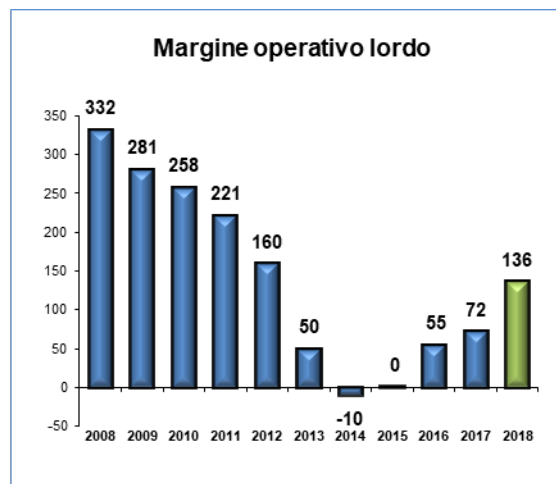
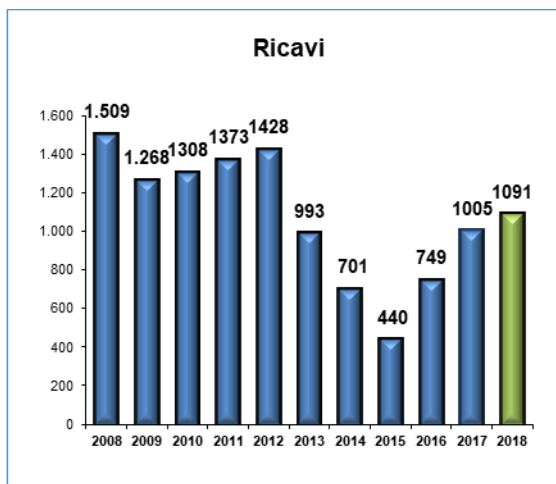
Focus sui risultati

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. In questo paragrafo si forniscono i criteri utilizzati per la costruzione di tali indicatori, in linea con la raccomandazione ESMA Guidelines on Alternative Performance Measures. I dati, laddove non diversamente specificato, sono desumibili direttamente dai prospetti di bilancio.

Sintesi dell'andamento della Società

	31.12.2018	31.12.2017	Variazione %
Dati economici (milioni di euro)			
Ricavi totali	1.090,7	1.005,0	8,5%
-di cui ricavi da vendita di energia	1.086,5	999,1	8,7%
Margine Operativo Lordo	136,3	71,9	89,5%
EBITDA (include derivati su commodity)	133,2	63,2	110,6%
Risultato operativo	60,8	7,3	737,5%
Risultato netto del periodo	40,2	(13,5)	398,6%
Dati patrimoniali e finanziari (milioni di euro)			
Investimenti in immobilizzazioni	13,5	31,9	-57,7%
Flusso monetario da attività di esercizio	66,5	53,1	25,4%
Patrimonio netto	226,3	185,6	21,9%
Capitale investito netto	670,6	682,9	-1,8%
Indebitamento Finanziario Netto	444,3	497,3	-10,7%
Debt/Equity	2,0	2,7	-26,7%
Dati operativi			
Energia venduta (GWh)	14.601	16.464	-11,3%
Energia immessa (GWh)	5.915	6.579	-10,1%
Consistenza media (unità)	236	332	-28,7%
Indicatori economico/finanziari			
Ricavo unitario da vendita energia (€/MWh)	74,4	60,7	22,6%
ROS (Return on Sales)	5,6%	0,7%	671,7%
ROI (Return on Investment)	9,0%	1,0%	763,9%
Indicatori di mercato (medie annuali)			
Prezzo del greggio Brent (\$/bbl) (fonte "Platt's ")	71,04	54,27	30,9%
Cambio dollaro USA per euro (UIC)	1,181	1,129	4,6%
Euribor 1mese @ 365 media (fonte www.euribor-rates.eu)	-0,37%	-0,37%	0,0%

I criteri utilizzati per la costruzione degli indicatori sopra riportati sono indicati nel paragrafo Andamento della Gestione.





Scenario macroeconomico

Negli ultimi mesi è proseguita la crescita dell'economia mondiale, ma si sono manifestati segnali di deterioramento ciclico in molte economie avanzate ed emergenti; continuano a peggiorare le prospettive del commercio mondiale, dopo il rallentamento nella prima parte dello scorso anno. Le incertezze sul quadro congiunturale hanno avuto ripercussioni sui mercati finanziari internazionali, con una flessione dei rendimenti a lungo termine e la caduta dei corsi azionari. Sulle prospettive globali gravano i rischi relativi a un esito negativo del negoziato commerciale tra gli Stati Uniti e la Cina, al possibile riacutizzarsi delle tensioni finanziarie nei paesi emergenti e alle modalità con le quali avrà luogo la Brexit.

Nell'area dell'euro la crescita si è indebolita; in novembre la produzione industriale è diminuita significativamente in Germania, in Francia e in Italia. L'inflazione, pur restando su valori ampiamente positivi, è scesa per effetto del rallentamento dei prezzi dei beni energetici. Il Consiglio direttivo della BCE ha ribadito l'intenzione di mantenere un significativo stimolo monetario per un periodo prolungato.

In Italia, dopo che la crescita si era interrotta nel terzo trimestre, gli indicatori congiunturali disponibili suggeriscono che l'attività potrebbe essere ancora diminuita nel quarto. All'indebolimento dei mesi estivi ha contribuito la riduzione della domanda interna, in particolare degli investimenti e, in misura minore, della spesa delle famiglie. Secondo il consueto sondaggio congiunturale condotto dalla Banca d'Italia in collaborazione con Il Sole 24 Ore, nel 2019 i piani di investimento delle imprese dell'industria e dei servizi sarebbero più contenuti a seguito sia dell'incertezza politica ed economica sia delle tensioni commerciali.

L'inflazione complessiva si è ridotta in dicembre all'1,2 per cento. Sono state inoltre riviste lievemente al ribasso le aspettative delle imprese sull'andamento dei prezzi.

I premi per il rischio sui titoli sovrani sono scesi, per effetto dell'accordo tra il Governo italiano e la Commissione europea sui programmi di bilancio; il differenziale tra i rendimenti dei titoli di Stato italiani e di quelli tedeschi a metà gennaio era di circa 260 punti base, 65 in meno rispetto ai massimi di novembre. Le condizioni complessive dei mercati finanziari restano tuttavia più tese di quelle osservate prima dell'estate.

La manovra di bilancio accresce il disavanzo degli anni 2019-2021 rispetto al suo valore tendenziale; secondo le valutazioni ufficiali l'indebitamento netto si collocherebbe al 2,0 per cento del PIL nell'anno in corso, interrompendo il calo in atto dal 2014. In considerazione delle modifiche apportate alla manovra, che nella versione inizialmente presentata era coerente con un obiettivo di disavanzo per il 2019 pari al 2,4 per cento del PIL, la Commissione europea ha deciso di non avviare nella fase attuale una Procedura per i disavanzi eccessivi nei confronti dell'Italia.

La proiezione centrale della crescita del PIL è pari allo 0,6 per cento quest'anno, 0,4 punti in meno rispetto a quanto valutato in precedenza. Alla revisione concorrono: dati più sfavorevoli sull'attività economica osservati nell'ultima parte del 2018, che hanno ridotto la crescita già acquisita per la media di quest'anno di 0,2 punti; il ridimensionamento dei piani di investimento delle imprese che risulta dagli ultimi sondaggi; le prospettive di rallentamento del commercio mondiale. Sono invece moderatamente positivi gli effetti sulla crescita dell'accordo raggiunto dal Governo con la Commissione europea: l'impatto favorevole della diminuzione dei tassi di interesse a lungo termine compensa ampiamente quello degli interventi correttivi apportati alla manovra. Le proiezioni centrali della crescita nel 2020 e nel 2021 sono dello 0,9 e dell'1,0 per cento, rispettivamente. La dispersione della distribuzione di probabilità attorno a questi valori centrali è particolarmente ampia.



L'inflazione aumenterebbe gradualmente, dall'1,0% quest'anno all'1,5% nella media del biennio successivo, a seguito dell'incremento delle retribuzioni private e del graduale allineamento delle aspettative di inflazione.

Oltre ai fattori globali di incertezza già ricordati, i rischi al ribasso per la crescita sono legati all'eventualità di un nuovo rialzo dei rendimenti sovrani, a un più rapido deterioramento delle condizioni di finanziamento del settore privato ed a un ulteriore rallentamento della propensione a investire delle imprese. Un più accentuato rientro delle tensioni sui rendimenti dei titoli di Stato potrebbe invece favorire ritmi di crescita più elevati.

(Fonte: Bollettino Economico Banca d'Italia n. 1 2019)



Scenario di riferimento

I mercati dei prodotti energetici

Nel 2018 tutte le commodity energetiche hanno segnato importanti incrementi di valore, registrando una media superiore al 2017.

Nel corso del 2018, il prezzo del petrolio greggio Brent (ARA Spot Average), che influenza significativamente il costo unitario dei combustibili liquidi e gassosi acquistati, ha fatto registrare un aumento del prezzo passando dai 57.39 \$/barile di dicembre agli 81.15 \$/barile di ottobre; riscontrando una media annua superiore al 2017, passando infatti dai 54.27 \$/barile del 2017 ai 71.04 \$/barile del 2018 (fonte: "Platt's Crude Oil Marketwire").

Il prezzo medio del carbone ha registrato un incremento rispetto al 2017 passando dagli 84.48 \$/ton ai 91.94 \$/ton del 2018, registrando il valore più basso pari a 79.45 \$/ton di marzo ed il valore più alto pari a 100.81 \$/ton nel mese di luglio (fonte: "Argus" indice API#2 Northwest Europe Cif ARA).

Il prezzo medio del gas naturale ha registrato anch'esso un incremento rispetto al 2017 passando dai 19.60 €/MWh ai 24.18 €/MWh del 2018 (fonte: "Heren" indice PSV).

Il prezzo medio della CO2 ha registrato un notevolissimo aumento rispetto al 2017 passando dai 5.09 €/ton ai 15.92 €/ton del 2018 (fonte: "ICE" indice EUA Futures).

Il cambio medio del dollaro statunitense rispetto all'euro nel corso del 2018 è stato pari a 1.1815 €, in diminuzione (-4.4%) rispetto a quello dello stesso periodo del 2017 pari a 1.1293 €\$ (fonte: Ufficio Italiano Cambi).

Produzione e domanda di energia elettrica in Italia

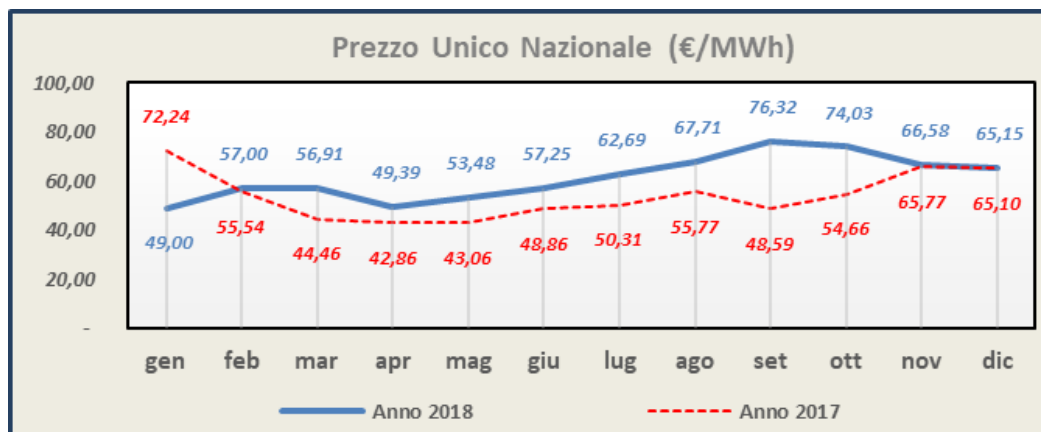
Nel 2018 il valore cumulato della produzione netta (280 TWh) risulta in diminuzione (-1.8%) rispetto al 2017 mentre il valore della richiesta di energia elettrica con 322 TWh fa segnare nel periodo un incremento dello 0.4% rispetto al 2017. Da segnalare il notevole aumento della produzione idroelettrica (+11.7 TWh pari a +31.2%) e il contemporaneo calo del pompaggio (-0.25 TWh pari a -9.9%); aumenta di 6.1 TWh (+16%) il saldo estero specie nel primo trimestre, mentre l'eolico cala leggermente (-0.25 TWh pari a -1.4%); la produzione da fotovoltaico invece diminuisce notevolmente (-1.1 TWh pari a -4.7%), il termoelettrico, infine, perde -15.3 TWh (-7.6%).

(fonte: Terna - Rapporto mensile sul sistema elettrico – consuntivo dicembre 2018).



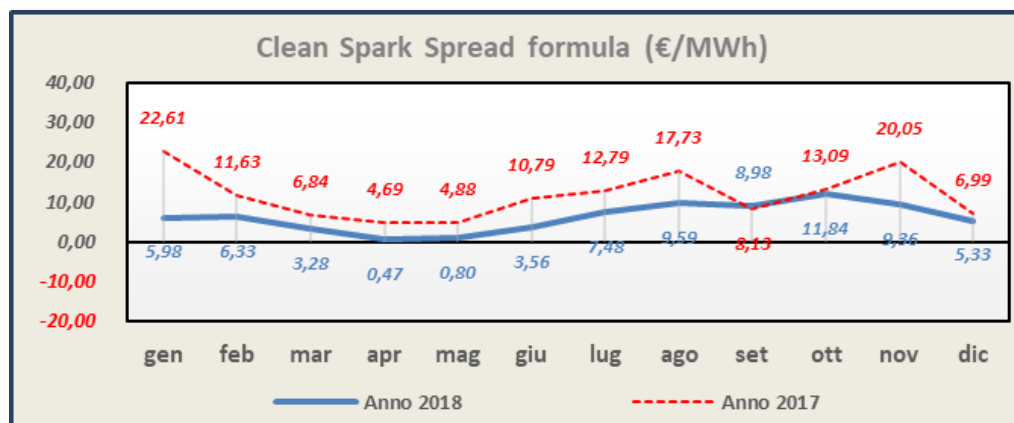
Andamento dei prezzi di vendita energia

Nel 2018 il prezzo medio aritmetico dell'energia in Borsa (PUN) è stato pari a 61.28 €/MWh, in aumento del 14% rispetto al prezzo di 53.94 €/MWh registrato nel 2017 (fonte: GME).



Il prezzo è stato sempre al di sopra del 2017 con l'eccezione del solo mese di gennaio.

Il maggior costo del gas, insieme ad un consistente aumento del prezzo della CO₂, ha determinato un Clean Spark Spread sempre inferiore al 2017 (-5.60 €/MWh). Ciò ha comportato la forte riduzione della produzione termoelettrica sopra citata.



La presenza di una consistente potenza installata di fotovoltaico, pari a 17,8 GW (fonte: GSE-ATLASOLE), contribuisce 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 2018 che hanno effetti sui mercati di riferimento di Tirreno Power.

Norme europee relative al sistema elettrico

Sono in corso di attuazione alcuni regolamenti europei relativi al sistema elettrico, soprattutto per quanto riguarda il suo bilanciamento. In particolare, si sta dando attuazione al regolamento europeo sul bilanciamento elettrico (Balancing Guidelines) che prevede l'armonizzazione dei mercati di bilanciamento europei con la definizione di regole comuni per la condivisione di risorse di dispacciamento tra i diversi gestori di rete di trasmissione. Contestualmente, l'ACER (Agenzia per la Cooperazione fra i Regolatori nazionali dell'Energia) ha pubblicato due decisioni che riguardano temi tecnici sul processo di armonizzazione dei mercati dell'energia elettrica europei (mercati del giorno prima e infragiornalieri). Le novità più rilevanti per il nostro Paese riguardano:

- la piena armonizzazione a livello europeo dei limiti di prezzo sui mercati elettrici dell'Unione con la possibile introduzione di limiti di prezzo negativi, ipotesi già articolata in passato in alcuni documenti di consultazione presentati dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: ARERA) che potrebbe diventare operativa nei prossimi mesi;
- l'introduzione di orari di chiusura dei mercati sempre più prossimi al momento della consegna dei prodotti (con articolazione di nuovi mercati a contrattazione continua e revisione delle regole di funzionamento di quelli ad asta esistenti).

Tali norme e i loro sviluppi sono recepite nei recenti documenti pubblicati da ARERA e da parte del gestore della rete elettrica italiana (Terna) nell'ambito della riforma che stanno conducendo per quanto riguarda il bilanciamento elettrico (cfr. note successive).

A fine 2017, dopo due anni di intensi negoziati, il Consiglio Europeo, l'Europarlamento e la Commissione Europea (di seguito: Trilogo) hanno raggiunto un accordo sulla riforma del Emission Trading System (ETS) nel post 2020 (fine dell'attuale periodo regolatorio). A conclusione del processo, a febbraio, il Consiglio ha approvato formalmente la riforma che è considerata fondamentale per il raggiungimento degli obiettivi fissati con l'Accordo di Parigi per la riduzione del 40% delle emissioni di anidride carbonica sul territorio dell'Unione Europea entro il 2030 (rispetto al livello 1990): per i settori sottoposti al ETS, l'obiettivo si traduce in una riduzione delle emissioni del 43% rispetto al livello registrato nel 2005.

L'accordo include significativi cambiamenti del sistema al fine di accelerare la riduzione delle emissioni e rafforzare la riserva di stabilità del mercato. Inoltre, sono state concordate ulteriori garanzie per l'industria europea contro il rischio di carbon leakage e introdotti alcuni meccanismi di supporto per aiutare l'industria e il settore elettrico ad affrontare le sfide dell'innovazione e degli investimenti legate alla transizione verso un'economia low-carbon. A dicembre 2018, la Commissione UE ha posto in consultazione le linee guida per il prossimo periodo regolatorio 2021-2030.



Sempre a marzo 2018, la Commissione Industria ed Energia dell'Europarlamento (ITRE) ha approvato cinque provvedimenti del Clean Energy for All Europeans (c.d. Winter Package) presentato dalla Commissione UE alla fine del 2016, tra i quali la proposta di regolamento sul mercato interno dell'energia elettrica (market design) che contiene, tra le altre cose, le norme relative ai meccanismi di remunerazione della capacità. Un ulteriore significativo passo avanti è stato raggiunto, in giugno, con l'accordo politico tra Commissione, Parlamento e Consiglio su tre delle proposte ritenute al cuore dell'iniziativa: la revisione della direttiva rinnovabili, della direttiva sull'efficienza energetica e della direttiva sulla Governance. Tali direttive sono state approvate dal Trilogo a inizio dicembre.

Si prevede che il recepimento da parte degli Stati Membri non avverrà prima del 2020.

Politica energetica: la Strategia Energetica Nazionale e il Piano nazionale integrato per l'energia e il clima

Dopo una fase di consultazione, a novembre 2017 il Governo aveva pubblicato il documento di Strategia Energetica Nazionale (SEN) che definiva le linee di sviluppo nazionali in materia di energia, aggiornando il primo documento di SEN pubblicato nel 2013.

Con l'avvento della nuova Legislatura, la SEN è stata superata dallo schema di Piano nazionale integrato energia clima che definisce lo scenario e il programma del Governo istauratosi nel corso del 2018 in materia di politica energetica con orizzonte 2030. Il Piano sarà oggetto di consultazioni con tutti gli stakeholder ed è già stato inviato alla Commissione Europea (come previsto dal Winter Package).

Per il settore elettrico, lo schema del Piano conferma alcuni capisaldi già previsti nella SEN. Nello specifico:

- le potenziali criticità in termini di adeguatezza per il sistema nazionale a partire dal 2025, data del confermato phase-out del carbone (lo scenario alla base del documento prevede che, a quella data, potrebbe essere superata la soglia di adeguatezza calcolata in base ai livelli di domanda e risorse disponibili compreso l'import);
- l'avvio previsto del capacity market per cui si ipotizza l'avvio operativo entro il 2019 dopo una fase di notifica presso la Commissione Europea per integrare alcuni meccanismi di Emission Performance Standard (EPS).

**Evoluzione normativa del mercato elettrico all'ingrosso**

La Società monitora l'evoluzione delle riforme di cui a questo capitolo in funzione dei suoi effetti sul mercato di dispacciamento e sul mercato energia.

L'attesa per 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 su 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/integra 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 nuova 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.

Il processo di consultazione sulla nuova disciplina nell'anno non ha portato all'emanazione del decreto del MiSE, necessario per l'avvio del meccanismo che, attualmente, è atteso entro il 2019. Ciò a seguito di alcune interlocuzioni che, secondo quanto dichiarato, il Governo intenderebbe avviare con la Commissione Europea l'introduzione di limiti alle emissioni specifiche degli impianti partecipanti al meccanismo.

La riforma dispacciamento elettrico (c.d. Progetto RDE)

Con la Delibera 393/2015/R/eel, l'Autorità ha avviato un progetto di riforma complessiva del dispacciamento elettrico (c.d. progetto RDE) nel quale vengono convogliati una serie di procedimenti, alcuni dei quali già avviati da tempo. Il progetto ha una durata di lungo periodo, sia perché non è ancora definitivo il quadro delle regole europee di riferimento, sia perché i tempi di sviluppo di alcuni provvedimenti e la loro attuazione si presentano piuttosto ampi.

In applicazione di tale progetto di riforma l'ARERA nel corso del 2016, ha emesso una serie di documenti di consultazione finalizzati alla definizione dei soggetti abilitati a fornire risorse nell'ambito



del Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) e all'aggiornamento delle regole di valorizzazione degli sbilanciamenti.

Nel 2017, è continuato il processo di definizione delle regole attraverso una serie di provvedimenti e consultazioni. Nello specifico, per quanto riguarda la disciplina dell'abilitazione al MSD, a giugno del 2017, con delibera 300/2017/R/eel, l'Autorità ha definito un progetto di prima apertura del mercato alla domanda elettrica, alle unità di produzione non già abilitate e ai sistemi di accumulo. Nell'ambito definito dalla nuova disciplina, Terna ha avviato un progetto pilota che prevede aste per l'approvvigionamento a termine di risorse fornite da unità di consumo (UVAC) per alcuni mesi del 2017 (aste riproposte anche nel 2018) e alcune zone di mercato. Si è data ulteriore applicazione alla delibera, con l'avvio di un progetto pilota che definisce le modalità di abilitazione delle unità di produzione attualmente non abilitate (UVAP con potenza inferiore ai 10 MW). Inoltre, Terna ha posto in consultazione un documento relativo alla remunerazione della regolazione di tensione: il progetto prevede l'acquisto a termine del servizio per un periodo di 5 anni solo per alcune specifiche aree della rete.

Nell'ambito del processo menzionato, a marzo 2018, Terna ha pubblicato il Regolamento riguardante il progetto pilota per l'abilitazione di unità di produzione rilevanti (UPR-potenza superiore a 10 MW) non obbligatoriamente abilitate al mercato per i servizi di dispacciamento. A maggio, invece, ha posto in consultazione il progetto pilota per la fornitura del servizio di regolazione primaria della frequenza tramite unità di produzione integrate con sistemi di accumulo (UPI), per favorire lo sviluppo dei progetti di storage elettrico. Infine, a giugno, è stato posto in consultazione il progetto pilota per l'abilitazione al MSD delle Unità Virtuali Aggregate Miste (UVAM) che darà la possibilità di racchiudere in un unico aggregato sia le UVAC sia le UVAP. Il progetto è stato approvato dall'ARERA lo scorso settembre e prevede la possibilità di aggregazione su tutto il territorio nazionale. Le prime aste per i prodotti annuale e mensile (gennaio 2019) si sono svolte a dicembre 2018.

Inoltre, sempre a dicembre, l'ARERA ha approvato il progetto pilota sulle UPI (cfr. sopra). Il progetto prevede l'asservimento di batterie a un'unità produttiva in modo da poter fornire maggiore flessibilità nel rilascio del servizio di Riserva Primaria. Il progetto durerà fino al 20 dicembre 2023 (5 anni dalla pubblicazione del provvedimento per un massimo di 30MW su tutto il territorio nazionale). Infine, sempre a dicembre, l'ARERA ha approvato il progetto pilota proposto da Terna per la regolazione di tensione nella sola area di Brindisi. Il progetto, mira a risolvere i problemi di rete della zona assegnando, con un contratto di 10 anni (durata del progetto raddoppiata rispetto alla consultazione), la fornitura della potenza reattiva da sistemi dedicati.

Modifiche al Codice di Rete (CdR) Terna

Dopo che, con delibera 386/2018/R/eel, l'ARERA ha approvato la nuova divisione zonale che, a partire dal 2019, prevede l'eliminazione dei poli limitati di Foggia, Brindisi e Priolo (con l'attribuzione dei relativi punti di dispacciamento nella zona fisica adiacente) e lo spostamento del punto di dispacciamento di Gissi (già nel polo di Foggia) che verrà attribuito alla zona Centro-Sud, Terna, a novembre, ha modificato il Codice di Rete per recepire la nuova configurazione zonale di mercato.

Sempre a novembre, a fronte dell'applicazione a livello nazionale del Regolamento (UE) 2017/2196, recante il Codice di rete in materia di emergenza e ripristino dell'energia elettrica - "Network Code Emergency and Restoration" Terna ha posto in consultazione alcune modifiche al Codice di Rete per i documenti riguardanti i Piani di Riaccensione in caso di black-out.

In recepimento del regolamento europeo definito Balancing Code, a giugno, Terna ha consultato modifiche che prevedono l'integrazione di nuovi mercati elettrici a contrattazione continua (sia



infragiornalieri, sia di bilanciamento) e la prospettiva di adeguamento degli attuali mercati ad asta sia in termini di orari, sia di prodotti (base della riforma è la necessità di avvicinare il più possibile la chiusura dei mercati con il momento della consegna e di uniformare i prodotti scambiati). Le modifiche prevedono anche l'armonizzazione dei mercati nazionali con i mercati europei del bilanciamento che avverrà nell'ambito del progetto TERRE (Trans European Replacement Reserves Exchange), un piano avviato nel 2013 in ambito ENTSO-E per il design, lo sviluppo, l'implementazione e la gestione di una piattaforma per lo scambio di riserva di sostituzione (RR) tra i diversi Paesi.

A ottobre, con la delibera 535/2018/R/eel, l'ARERA ha parzialmente approvato le modifiche proposte lo scorso giugno da Terna in recepimento del Balancing Code della UE (progetto X-Bid + TERRE). L'Autorità ha chiarito che la discussione sul tema sarà gestita anche tramite uno "stakeholder group" nazionale con gli operatori, che verrà istituito da Terna

Azioni Terna per l'approvvigionamento di capacità di riserva

Alla fine di dicembre 2017, con lo scopo di approvvigionare riserva per i mesi invernali del 2018 e avere la certezza di gestire eventuali picchi di fabbisogno, Terna ha pubblicato un regolamento per l'approvvigionamento di risorse di riserva di energia elettrica dalla Svizzera. Successivamente, sempre per lo stesso periodo, è stata riproposta la procedura di qualificazione della riserva di sostituzione-RdS (già attivata nell'estate 2017) che ha interessato tutti gli utenti del dispacciamento titolari di unità di produzione localizzate nella zona di mercato Nord e abilitate alla fornitura di risorse per la riserva terziaria di potenza e il bilanciamento.

Incentivazione delle fonti rinnovabili

Il 31 dicembre 2017 si è concluso il periodo di incentivazione regolato dal Decreto interministeriale 23 giugno 2016 per le fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico.

Per l'avvio del nuovo periodo di incentivazione, a inizio marzo 2018, è stata pubblicata dal Ministero dello Sviluppo Economico una bozza di decreto, a cui ha fatto seguito uno nuovo schema in materia, presentato dal Nuovo Governo. La bozza di decreto è attualmente in fase di approvazione: dopo aver ricevuto il via libera dal Ministero dell'Ambiente e il parere positivo dell'ARERA (con alcune osservazioni) il testo ha ricevuto parere negativo dalla conferenza Stato Regioni ma il MiSE ha comunicato la volontà di procedere comunque con l'iter autorizzativo. Il prossimo passo sarà l'approvazione da parte della Commissione Europea.

La bozza di Decreto prevede inoltre un primo tentativo di definizione di una piattaforma pubblica per i PPA (Power Purchase Agreement, contratti di lungo periodo per energia prodotta da fonti rinnovabili) gestita dal GME. È previsto che il Gestore debba definire un documento di consultazione entro 180 giorni dalla pubblicazione del DM e che l'ARERA sviluppi una forma di contratto standard.

Evoluzione normativa del settore gas

Tariffazione del servizio di trasporto gas

Ad agosto 2017, l'Autorità ha emanato una delibera (575/2017/R/gas) nella quale è stato confermato, per gli anni 2018-2019, quanto proposto in consultazione in luglio in merito alla ripartizione dei corrispettivi di entry e di exit secondo una proporzione 40:60 (rispetto al precedente modello 50:50).



Lamentandone alcuni vizi tra cui la mancata aderenza ad alcune norme primarie, il provvedimento è stato impugnato presso il TAR Lombardia da Tirreno Power congiuntamente ad altri produttori elettrici. La discussione del ricorso è prevista per settembre 2019.

A maggio, l'ARERA con una consultazione (182/2018/R/gas) ha reso noti i primi orientamenti sulla metodologia dei prezzi di riferimento e criteri di allocazione dei costi relativi al servizio di trasporto del gas naturale per il quinto periodo di regolazione (5PRT) in cui sarà necessario recepire nell'ordinamento tariffario nazionale le disposizioni del Regolamento (UE) n. 460/2017 (Codice TAR). Il processo di consultazione è stato molto articolato e, per il 5PRT, sono stati messi in consultazione nell'ordine: Orientamenti iniziali in materia di criteri per la determinazione dei ricavi riconosciuti, orientamenti iniziali in materia di qualità e innovazione del servizio di trasporto del gas naturale e criteri di regolazione tariffaria. Dopo la fase consultiva, L'ARERA invierà all'ACER gli esiti del confronto con gli operatori. Dopo che l'Autorità avrà fatto le sue valutazioni, anche sulla base del parere dell'ACER, da febbraio a luglio 2019 si prevedono una serie di delibere che permetteranno la definizione del regolamento finale.

Piano di Emergenza Gas

Con deliberazione 612/2018/R/GAS, l'ARERA ha approvato l'eliminazione del prezzo di sbilanciamento che si applicava in caso di attivazione del Piano di Emergenza Gas e delle misure cosiddette "non di mercato" (interventi su domanda e offerta per il riequilibrio del mercato).

L'Autorità ritiene che le situazioni di criticità del sistema gas riscontrate nell'ultimo anno termico - dovute a condizioni climatiche avverse registrate alla fine dell'inverno in Europa - hanno fatto emergere potenziali profili di criticità in relazione all'applicazione del prezzo amministrato il quale potrebbe compromettere, in determinate circostanze, l'efficacia delle misure "non di mercato" e il ripristino dell'equilibrio della rete di trasporto nazionale.

Oltre a eliminare il cap, al fine di prevenire possibili effetti pregiudizievoli per la sicurezza del sistema gas, l'ARERA ha stabilito che:

- con successivo provvedimento, definirà i prezzi di attivazione per ciascuna delle misure "non di mercato" di cui al Piano di Emergenza, i quali concorreranno altresì alla definizione del prezzo di sbilanciamento applicato in caso di attivazione delle misure "non di mercato";
- nell'attesa dell'adozione del predetto provvedimento, i prezzi di ciascuna delle misure "non di mercato" previste dal Piano di Emergenza - nonché il prezzo di sbilanciamento di cui al punto precedente - saranno pari a 82,8 €/MW;
- nella medesima deliberazione, l'ARERA ha introdotto ulteriori disposizioni funzionali all'attuazione del Piano di Emergenza relativamente alla capacità di stoccaggio aggiuntiva erogata, in determinate circostanze, dall'impresa maggiore di stoccaggio (prezzo di rilascio del gas).

La Società considera l'evoluzione della normativa in questione per gli impatti sul prezzo di approvvigionamento del gas naturale in particolari condizioni di mercato.



Atti direttamente riferiti a Tirreno Power e procedimenti amministrativi

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

A giugno 2016, con delibera 342/2016/R/eel, l'Autorità ha avviato un'indagine relativa a presunti comportamenti abusivi sul mercato elettrico all'ingrosso. L'indagine, avviata ai sensi del Regolamento Europeo REMIT, 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 in precedenti provvedimenti. 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 e aumentandone conseguentemente i costi. L'indagine ha lo scopo di valutare l'adozione di provvedimenti prescrittivi o di regolazione asimmetrica al fine di promuovere la concorrenza sul mercato all'ingrosso.

Con una successiva delibera (459/2016/E/eel), l'Autorità ha esteso il perimetro di indagine avviando ulteriori procedimenti. A Tirreno Power è stata notificata l'inclusione nell'indagine per quanto riguarda entrambe le fattispecie e la Società ha provveduto a fornire le informazioni richieste dall'Autorità in merito ai propri comportamenti di offerta.

Relativamente all'indagine, in successivi provvedimenti, l'Autorità ha disposto:

- con delibera 477/2016/E/eel, l'invio all'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato della documentazione riguardante i comportamenti di offerta di alcuni operatori coinvolti (tra cui non figura Tirreno Power) nell'indagine ravvedendo potenziali violazioni della disciplina a tutela della concorrenza;
- con delibera 575/2016/R/eel, le modalità di retrocessione automatica ai clienti finali degli importi eventualmente recuperati a seguito del procedimento avviato;
- con delibera 609/2016/E/eel, alcune misure di regolazione asimmetrica per impianti oggetto del procedimento (tra cui non figurano quelli nella disponibilità di Tirreno Power) dichiarati essenziali per la sicurezza del sistema elettrico;
- con delibera 813/2016/E/eel, ha disposto le prime archiviazioni di procedimenti individuali avviati nei confronti di alcuni operatori. A questa, si sono succeduti ulteriori provvedimenti di archiviazione o contenenti misure prescrittive per diversi operatori.

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.

Rimborsi attesi per mancata assegnazione quote ETS

Come noto, l'impianto di Napoli Levante di Tirreno Power è rimasto escluso dall'assegnazione di quote di emissione gratuite prevista nel secondo periodo dell'Emission Trading System (ETS 2008-12) a causa dell'esaurimento della riserva messa a disposizione per gli stabilimenti produttivi che entravano in esercizio durante il periodo (c.d. riserva nuovi entranti). Per tali impianti il Legislatore ha previsto un meccanismo di acquisto a titolo oneroso delle quote rimborsate attraverso una procedura stabilita negli



anni scorsi e basata sugli incassi ottenuti dal GSE dall'allocatione in asta delle quote del periodo successivo (2013-20). In tale contesto, Tirreno Power risultava titolare di un credito pari a circa 28 milioni di euro da liquidarsi in base alle risorse che si sarebbero rese disponibili per i rimborsi dalle aste per l'assegnazione delle quote del nuovo periodo iniziato nel 2013.

La Legge di Stabilità 2016 ha introdotto norme che, incrementando le risorse a disposizione, permettono di accelerare il rimborso atteso.

Nel corso del 2016, è stata rimborsata la prima rata del credito per un importo pari a circa 10,5 milioni di euro (per capitale e interessi) e, all'inizio del 2017, è risultata pagata un'ulteriore rata pari a circa 7,7 milioni di euro. Si attende la liquidazione del credito residuo di euro 10,2 milioni subordinata al rinnovo dell'informativa antimafia della Società da parte della Prefettura di Roma: il procedimento di rinnovo risulta in itinere da ottobre 2017, allorché il MiSE ha inserito nella banca dati accessibile dalla Prefettura tutte le informazioni fornite da Tirreno Power. Il tempo medio che la Prefettura di Roma necessita per procedere al rinnovo, in considerazione anche della gestione delle code di attività di tutte le pratiche, è di circa un anno e mezzo.

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, senza effetti economici per la Società non avendo provveduto in passato alla rilevazione di alcun ricavo a fronte di tale provvedimento.

In giugno, Tirreno Power, insieme ad altri operatori, ha interpellato sulla questione la Corte Europea dei Diritti dell'Uomo (CEDU).

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 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 erogando alla Società un rimborso di 5,1 milioni di euro a fine 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. 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, rischio che, anche in base al parere del legale incaricato, è ritenuto attualmente ritenuto ancora probabile.

Ricorso avverso alla delibera 44/2018/R/eel

L'ARERA, a febbraio, ha pubblicato una delibera (44/2018/E/eel) recante rettifiche alla remunerazione delle quantità movimentate per riserva secondaria in particolari situazioni (revoca in bilanciamento di quantità accettate sul MSD ex-ante). La delibera impone a Terna di ricalcolare alcune attività su MSD-ex ante per attivazione di Riserva Secondaria: la regola è stata corretta con l'aggiornamento del Codice di Rete avvenuto a febbraio 2017.

Con la delibera citata, l'Autorità ha chiesto a Terna di regolare i conguagli per gli anni 2011/17 che hanno comportato a Tirreno Power la restituzione, da parte di Terna, di euro 969 migliaia. Tuttavia, la delibera citata non considera i conguagli per i casi di attivazione della Riserva Secondaria in tempo reale (netting), nonostante anche questa fattispecie di servizio, del tutto analoga alla revoca, sia stata interessata dagli stessi errori di computo che la delibera intende sanare. Tirreno Power ha pertanto impugnato la delibera con ricorso straordinario al Presidente della Repubblica, successivamente trasposto al T.A.R. Lombardia. La discussione è prevista a luglio 2019. Tale azione è stata promossa al fine dell'ottenimento del rimborso della componente netting.



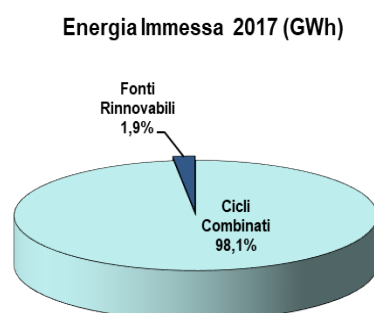
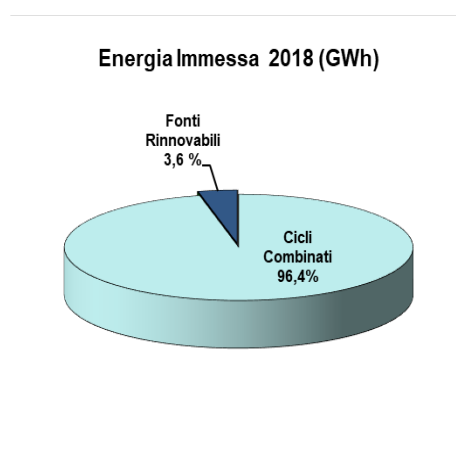
Scenario di produzione

L'energia immessa nell'anno ammonta a 5,9 TWh in diminuzione di 0,7 TWh rispetto ai 6,6 TWh registrati al termine del 2017.

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)	31.12.2018	31.12.2017	Diff.
Per tecnologia			
Cicli combinati	5.702	6.451	(749)
- TV5	1.327	1.788	(461)
- TV6	490	591	(101)
- VL5	2.519	2.978	(459)
- NA4	1.367	1.095	272
Fonti Rinnovabili	213	128	85
Totale	5.915	6.579	(665)
Per impianto			
Vado Ligure	2.519	2.978	(459)
Torrevaldaliga	1.816	2.379	(562)
Napoli	1.367	1.095	272
Genova	213	128	85
Totale	5.915	6.579	(665)

(fonte: Base Dati Aziendale)



In particolare, la diminuzione della produzione del 2018 rispetto all'anno 2017, pari a 665 GWh è dovuta principalmente ad un peggioramento dei margini di mercato, soprattutto nei primi due mesi e in quelli estivi del 2018 rispetto agli stessi mesi del 2017. In particolare, rispetto al 2017, il Clean Spark



Spread medio base load ha registrato un peggioramento di 7,61 €/MWh al nord e di 4,59 €/MWh al centro sud

La Centrale Vado Ligure, nel 2018, ha immesso in rete 2.519 GWh di energia, 495 GWh in meno rispetto al 2017.

La Centrale Torrevaldaliga Sud fa registrare un decremento dei volumi di produzione di 562 GWh rispetto all'anno precedente sempre riconducibile alla riduzione dei margini di mercato.

La Centrale Napoli Levante ha registrato nel 2018 una produzione di 1.367 GWh, incrementando i volumi di 272 GWh rispetto all'anno 2017. Il secondo semestre dell'anno ha visto ridurre i volumi di produzione nel Mercato dei Servizi di Dispacciamento rispetto a quanto occorso nella prima metà del 2018, anche se i mesi finali dell'anno hanno registrato un nuovo incremento della richiesta su questo mercato.

La produzione da Fonti Rinnovabili nel 2018 ammonta a 213 GWh, con un aumento rispetto al 2017 di 85 GWh, beneficiando di una piovosità maggiore rispetto a quanto accaduto lo scorso anno.

Manutenzione impianti

La Centrale Vado Ligure ha eseguito un intervento di manutenzione programmata del turbogas TG51 e del relativo generatore di vapore a recupero con una durata dal 2 aprile al 29 aprile compreso; gli interventi principali sono stati la revisione minore dell'alternatore TG51, la verifica della taratura delle sospensioni parti in pressione, sostituzione valvole spurghi GVR, spostamento linea Profibus dreni GVR, sostituzione giunti fondo GVR.

Dal 7 aprile al 24 aprile compreso è stata effettuata la manutenzione programmata del turbogas TG52 e del relativo generatore di vapore a recupero; gli interventi principali sono stati la revisione minore dell'alternatore TG52, la verifica taratura sospensioni parti in pressione, la sostituzione valvole spurghi GVR.

Per quanto riguarda la turbina a vapore sono state installate le nuove protezioni ed è stata effettuata la revisione delle tenute alternatore.

Per quanto concerne eventi di indisponibilità accidentale sull'unità VL5 si segnala la fermata manutentiva per la pulizia del condensatore a causa della mareggiata di carattere eccezionale che ha colpito il Mar Ligure a fine ottobre.

La centrale Torrevaldaliga ha effettuato sui Turbogas B e C l'installazione del Package V, che prevede la sostituzione di parte della palettatura del compressore della macchina. Le manutenzioni sono state eseguite rispettivamente: dal 5 febbraio al 6 marzo (TGB), e dal 24 settembre al 29 ottobre (TGC).

In relazione agli eventi accidentali rilevanti sull'unità TV5 si riportano: sul turbogas B tre giorni circa di indisponibilità a gennaio per riparazione dei by-pass del GVRB. Il turbogas A ha registrato due giorni di indisponibilità a seguito di un guasto occorso al tunnel del cuscinetto numero 2. Si segnalano alcuni disservizi causati dai regolatori dell'eccitatrice della turbina a vapore nei mesi finali dell'anno.

Sull'unità TV6 si evidenziano 7 giorni di indisponibilità dal 2 maggio per rottura tiranti tubazione by-pass AP GVRC.

La centrale di Napoli non ha effettuato manutenzioni programmate, tuttavia si segnala l'intervento di ripristino sul secondo compressore della stazione di compressione gas.



Politica Ambientale e Sicurezza

Premessa

Nell'esercizio 2018 la Società ha continuato a porsi come obiettivo il raggiungimento di elevati livelli di protezione ambientale e sicurezza dei lavoratori, sia interni che di imprese terze.

La Politica per l'Ambiente è presente nelle Dichiarazioni Ambientali dei siti dove insistono centrali termoelettriche registrate EMAS e costituisce uno dei mezzi attraverso i quali viene diffusa la conoscenza dei comportamenti aziendali in campo ambientale.

L'organizzazione

Per attuare in maniera efficace i massimi livelli di protezione ambientale e di sicurezza il modello organizzativo della Società prevede procure speciali con cui il Direttore Generale conferisce ai Capi 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.

Gli strumenti

I principali strumenti utilizzati per l'attuazione della politica ambientale della Società sono:

1. I sistemi di gestione ambientale

La Società ha scelto di dotarsi della registrazione EMAS (Eco Management and Audit Scheme) per tutti i siti sede di impianti termoelettrici.

La registrazione EMAS è la certificazione ambientale più prestigiosa in campo europeo. Nel corso del 2018 tali registrazioni sono state mantenute e/o rinnovate per i siti di Napoli e Torrevaldaliga.

Nel corso del 2018 anche le Centrali di Napoli e Vado Ligure, come già avvenuto per la centrale di Torrevaldaliga sud, hanno conseguito l'aggiornamento della certificazione UNI EN ISO 14001, nella versione 2015, per le unità a ciclo combinato.

2. La formazione e l'informazione

La formazione e l'informazione ambientale vengono utilizzati per accrescere le competenze del personale e qualificarne le professionalità.

Nel 2018 sono proseguite attività mirate alla formazione del personale su tematiche ambientali, tenendo conto dell'evoluzione della normativa applicabile.

L'attenzione alla formazione ambientale ha consentito di far crescere il numero di dipendenti, operanti sia nella struttura centrale che nei siti produttivi, in possesso della qualifica di Auditor Ambientale Qualificato.

3. La reportistica ambientale

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 delle osservazioni e delle non conformità, al fine di individuare ed attuare le necessarie azioni correttive.



Per la prima volta a novembre 2018 Tirreno Power ha pubblicato il Rapporto di Sostenibilità, un documento che raccoglie i dati ed i progetti futuri della nostra azienda in un'ottica di integrazione tra rilancio del business, sostenibilità ambientale e responsabilità sociale.

I principali eventi ambientali

Con nota 29231 del 24/12/2018 il MATTM ha comunicato a tutti i gestori impianti AIA il programma dei controlli ordinari previsti dall'AIA, per l'anno 2019.

Con decreto n° 430 del 22/11/2018, il MATTM comunica il calendario per la presentazione del riesame complessivo dell'Autorizzazione integrata ambientale per i grandi impianti di combustione. La presentazione della documentazione per il rinnovo da parte dei gestori degli impianti è prevista entro il 30 aprile 2019.

A partire dal momento in cui saranno emesse le nuove AIA (le tempistiche del rilascio sono incerte per le tante istruttorie che dovrà effettuare il MATTM) le stesse avranno la seguente durata: AIA Vado Ligure 12 anni; AIA Napoli e TorreValdaliga Sud 16 anni.

Con deliberazione 99 del 17/09/2018 del Comitato nazionale per la gestione della direttiva 2003/87/CE è stato approvato l'aggiornamento (Ver. 4) del Piano di Monitoraggio dei gas ad effetto serra relativo alla centrale di Napoli.

Per il sito di Napoli, con nota del 05/07/2018, Certiquality ha trasmesso la Certificazione UNI EN ISO 14001:2015 nr 15342. Per il sito di Vado Ligure, che rientra negli adempimenti ex art. 8 c.3 L.R. 9 aprile 2009, n. 10, con nota del 10/07/2018, Certiquality ha trasmesso la Certificazione UNI EN ISO 14001:2015 nr 5399.

Sicurezza

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

Lo standard BS OHSAS 18001 (British Standard 18001 Occupational Health and Safety Assessment Series) definisce i requisiti del Sistema di Gestione della Sicurezza e della Salute dei Lavoratori. Tali requisiti sono verificati da un organismo qualificato, che in caso di esito positivo rilascia il relativo Certificato.

Nel corso del 2018 i siti della società hanno confermato la certificazione nelle seguenti date:

- Napoli Levante: 22-23/01/2018 (audit di sorveglianza); scadenza 06/02/2020
- Polo Ligure Impianti Idroelettrici: 26-27/03/2018 (audit di sorveglianza); scadenza 24/03/2019
- Polo Ligure Impianti Termoelettrici: 9÷11/07/2018 (audit di rinnovo); 11/03/2021
- Torrevaldaliga: 8-9/11/2018 (audit di sorveglianza); scadenza 09/11/2019
- Roma (Sede Centrale): 16/10/2018 (audit di sorveglianza); scadenza 20/10/2020

Le verifiche sono effettuate dall'Istituto di certificazione Certiquality.

In data 18/03/2018 è stato pubblicato il nuovo standard in materia di salute e sicurezza nei luoghi di lavoro, norma tecnica UNI ISO 45001:2018 che andrà a sostituire, nell'arco dei prossimi tre anni, il



precedente standard OHSAS 18001:2011. Si prevede di adeguare le certificazioni dei singoli siti al nuovo standard nei tempi previsti; in particolare l'adeguamento della centrale Napoli Levante è previsto per il primo semestre 2019.

La Centrale Vado Ligure è uscita nel luglio 2018 dal campo di assoggettabilità ex art. 13 (soglia inferiore) del D.Lgs. 105/2015 (cd. legge Seveso III) a seguito dell'attività di svuotamento e demolizione del parco nafta 1.

Nel corso del 2018 si sono verificati 4 infortuni a dipendenti Tirreno Power, di cui 2 in itinere, ossia nel percorso casa – lavoro o viceversa e 3 infortuni a personale in forza a ditte esterne tutti classificabili di lieve entità.

La formazione, l'informazione e l'addestramento

Nel corso del 2018 sono stati eseguiti interventi di formazione in tema di sicurezza, al fine di assicurare la necessaria continuità formativa, così come previsto dal D.Lgs 81/08 e dagli Accordi Stato-Regioni; l'attività è stata completata come da programma.

Documenti di Valutazione dei Rischi (DVR)

Nell'anno 2018 i vari siti hanno provveduto a rinnovare i documenti di valutazione dei rischi da aggiornare, in ottemperanza con quanto previsto dal D.Lgs. 81/08 e successive modifiche.

Investimenti e demolizioni

Nel corso del 2018 la Società ha realizzato investimenti complessivi per euro 13.498 migliaia, di cui euro 13.219 su immobilizzazioni materiali ed euro 280 migliaia su immobilizzazioni immateriali.

Con riferimento alle immobilizzazioni immateriali gli investimenti sono riconducibili a nuove licenze e allo sviluppo di software applicativi.

Con riferimento alle immobilizzazioni materiali, gli investimenti hanno principalmente riguardato:

- per euro 1.672 migliaia la centrale di Napoli Levante e, in particolare, la riparazione e ricambistica del Compressore Gas, l'anticipo relativo all'upgrade del DCS, le attività di remotizzazioni ausiliari, le attività di completamento viabilità ingresso e nuova portineria e gli oneri sostenuti per la concessione trentennale;
- per euro 6.016 migliaia la centrale di Vado Ligure e, precisamente, le attività di manutenzione programmata sull'unità VL5, l'anticipo sulla prossima HGPI, le attività di segmentazione e salvaguardia, l'anticipo relativo all'upgrade del DCS, la fornitura e installazione di nuove protezioni e le attività di manutenzione straordinaria del pontile;



- per euro 2.419 migliaia la centrale di Torrevaldaliga Sud e, in particolare, le attività relative al Package V, la sostituzione dei filtri aspirazione turbogas, la sostituzione batterie e la revisione valvole GVR.
- per euro 2.695 migliaia gli investimenti sul parco di generazione idroelettrico che hanno riguardato principalmente gli interventi prescritti per la diga Zolezzi e le opere di messa in sicurezza e gli interventi di manutenzione straordinaria della centrale di Cairo.

Per quanto riguarda le attività di demolizione si segnala che nel secondo semestre del 2018 è stata effettuata la gara di appalto per la demolizione della dismessa Centrale di Vigliena e di tutti i manufatti insistenti sulle aree da riconsegnare all’Autorità Portuale.

Sul sito di Vado Ligure sono terminate le attività di demolizione della ciminiera asservita alla unità VL1 e VL2 ed è stata data comunicazione agli enti competenti. Sono inoltre continuate le attività di smantellamento del parco nafta, con la completa bonifica e demolizione di tutti i serbatoi e manufatti metallici insistenti nel perimetro del parco nafta 1.

Si segnala inoltre che, in data 15 maggio 2018, è stata effettuata la chiusura del cantiere di demolizione dei serbatoi 3 e 4 presso il sito di Torrevaldaliga.



C.le Vado Ligure – attività di demolizione della ciminiera



Risorse umane e organizzazione

Normativa e Amministrazione del Personale

Nei primi mesi del 2018 sono stati completati gli adempimenti amministrativi relativi alla chiusura della procedura di mobilità aperta il 6 dicembre 2016 con gli ultimi licenziamenti di n. 3 risorse avvenuti nel corso del mese di gennaio e aprile 2018.

Con riferimento al piano di gestione degli esuberi oggetto dell'accordo sindacale del 2 dicembre 2016, si evidenzia che n. 6 lavoratori licenziati il 18 dicembre 2017, hanno optato per un percorso di outplacement, della durata massima di due anni, al termine del quale, in caso di mancata ricollocazione, l'azienda si è impegnata a corrispondere un incentivo all'esodo, calcolato secondo le regole previste dall'accordo. Nel corso del primo semestre dell'anno 2018, n. 3 ex dipendenti sono stati effettivamente ricollocati presso altre aziende (del settore e non) e pertanto si è provveduto ad erogare agli stessi l'incentivo previsto dall'accordo sindacale e debitamente accantonato, per un valore complessivo di euro 76.000.

Si segnala inoltre che, nei primi mesi dell'anno 2018, sono pervenute due impugnative al licenziamento intimato nel corso del mese di dicembre 2017 da parte di lavoratori licenziati, gli unici tra i 140 complessivamente usciti dalla Società, che hanno scelto di non aderire ad alcuna delle iniziative offerte dal piano di esodo. Tali passività potenziali sono già state considerate nei precedenti bilanci nell'ambito degli accantonamenti per esodo incentivato.

In un caso, nel corso del secondo semestre del 2018, è stato avviato e concluso il contenzioso giudiziario con una transazione che ha determinato l'accettazione da parte dell'ex dipendente del provvedimento di licenziamento comminato e l'utilizzo del relativo fondo per il pagamento dell'incentivo all'esodo concordato.

Per quanto riguarda la seconda impugnativa del licenziamento, nel mese di dicembre 2018 è stato notificato il ricorso giudiziario proposto per la dichiarazione di illegittimità del licenziamento e la conseguente reintegra, con connessa indennità risarcitoria o, in subordine, la sola indennità risarcitoria nella misura massima di 24 mensilità.

Per quanto relativo al premio di risultato aziendale è stato siglato l'accordo sindacale con il quale è stata definita l'articolazione del premio per il triennio 2018-2020, superando la gestione transitoria che aveva caratterizzato questo istituto negli ultimi anni. La quota base di riferimento, riferita all'inquadramento contrattuale di riferimento BSS, per l'anno 2018 risulta pari ad euro 2.600 e recepisce altresì l'aumento previsto in sede di rinnovo contrattuale di euro 490 (anni 2017-2018).

Il premio si articola nelle due fattispecie tipiche della redditività, misurata da un indicatore di performance economico-aziendale della Società individuato annualmente, e della produttività, misurata da due indicatori distinti (risultati dell'area aziendale di appartenenza e media dei risultati dell'intera azienda). Il pagamento della produttività aziendale è comunque subordinato al raggiungimento di un valore soglia di redditività che verrà annualmente definito in relazione all'indicatore economico individuato. Tale valore per il 2018 si riferisce al M.O.L. superiore o pari ad euro 47,7 milioni ed è stato pertanto conseguito.



Il nuovo accordo prevede altresì la possibilità per i lavoratori di destinare un importo, entro il limite massimo del 60% del totale del premio disponibile, a iniziative di Welfare aziendale o alla previdenza integrativa aziendale, scelte entrambe che consentiranno ai dipendenti e all'azienda di usufruire degli sgravi fiscali e contributivi previsti dalla normativa vigente.

A conferma dell'importanza che il Welfare aziendale sta assumendo nel campo della gestione delle risorse umane, nel corso del mese di giugno 2018 è stato definito anche lo stanziamento aziendale dedicato alla concessione di prestiti ai dipendenti in caso di gravi necessità familiari (decesso di un familiare, matrimonio, nascita figlio etc..) e in caso di acquisto e/o ristrutturazione dell'alloggio di proprietà (causale di prestito reintrodotta dopo circa un triennio di sospensione).

La somma complessiva disponibile ammonta a euro 300.000 e i beneficiari potranno essere destinatari di un importo individuale pari a massimo euro 10.000 per le gravi necessità familiari ed euro 30.000 per l'acquisto e/o la ristrutturazione dell'alloggio.

Nella prospettiva di incentivare i tempi di conciliazione vita-lavoro è stato inoltre introdotto, in via sperimentale per il periodo 1° luglio 2018 – 30 giugno 2019, il cd. *smart working*. La nuova modalità di svolgimento della prestazione lavorativa prevista dall'accordo sindacale siglato il 14 giugno 2018, sta coinvolgendo principalmente il personale delle direzioni di staff con una frequenza di massimo due giorni al mese.

In ambito sindacale si segnala che, a seguito delle azioni avviate durante l'anno per rivedere la normativa contrattuale relativa allo sconto sulle tariffe dell'energia elettrica, sia per il personale cessato dal servizio che per i dipendenti destinatari di tale beneficio, è stata comunicata alle OO.SS. la formale disdetta della regolamentazione collettiva sulle agevolazioni sulle tariffe di vendita dell'energia elettrica per il personale cessato dal servizio e i relativi superstiti, con estinzione del beneficio al 31 luglio 2018.

Per gestire le conseguenze derivanti dal superamento di questo beneficio, coerentemente con quanto già effettuato da altre aziende del settore elettrico sul tema dello sconto sulle tariffe dell'energia elettrica a favore dei propri ex dipendenti/superstiti, il 13 luglio 2018 è stato siglato un accordo sindacale che prevede in sintesi:

1. una gestione forfettaria dello sconto da applicare per i primi 7 mesi del 2018 con il pagamento di un importo *una tantum*;
2. il pagamento di un importo forfettario, sostitutivo dei benefici contrattuali disdettati, determinato in funzione dell'età anagrafica dell'ex dipendente al 31 luglio 2018, data di estinzione dell'agevolazione contrattuale, previa rinuncia definitiva al diritto allo sconto da esplicitarsi nella sottoscrizione di un verbale individuale di conciliazione;
3. l'erogazione di un ulteriore importo forfettario a fronte dell'invio all'azienda, entro il 31 dicembre 2018, di una manifestazione di interesse ad aderire all'accordo in questione da parte dell'ex dipendente.

L'accordo raggiunto prevede infine che la sottoscrizione dei verbali individuali debba essere effettuata non oltre il 30 giugno dell'anno 2019.

La popolazione degli ex dipendenti che sarà interessata da questa operazione conta circa 700 unità.

Alla data del 31 dicembre 2018 risultano sottoscritti n. 30 verbali individuali per un importo definito in euro 135 migliaia prelevato dal fondo sconto energia elettrica accantonato secondo i criteri attuariali dello IAS 19.



Si segnala inoltre che nel corso dell'anno 2018, sulla base delle modalità di gestione dello sconto energia elettrica in vigore prima della disdetta per gli ex dipendenti, si è proceduto al rimborso dello sconto maturato nell'anno 2017 sia per i dipendenti in servizio che per quelli cessati, per un valore complessivo rispettivamente di euro 58 migliaia per i dipendenti e di euro 215 migliaia per i cessati, per il quale si è provveduto ad utilizzare quanto già accantonato nei fondi rischi ed oneri nel precedente bilancio.

Si segnala infine che, in applicazione del CCNL per i lavoratori addetti al settore elettrico, rinnovato in data 25 gennaio 2017, è stato corrisposto con decorrenza 1° aprile 2018 l'ultimo aumento del minimo contrattuale integrato previsto, pari a euro 37 (media calcolata sui valori erogati pari a +1,5%).

L'effetto registrato complessivamente sul costo del personale anno 2018 è pari a circa euro 130 migliaia.

L'anno 2018 è stato caratterizzato da una forte attenzione dedicata allo sviluppo del personale Tirreno Power, sia in ambito tecnico/professionale che manageriale.

In primo luogo, sono state attivate le iniziative di formazione in tema di sicurezza e ambiente in coerenza con gli obblighi previsti dalla normativa, destinate prevalentemente al personale tecnico, per un valore complessivo di euro 36.700 che sarà interamente finanziato da Fondimpresa.

Per quanto riguarda la formazione manageriale, in continuità con gli anni precedenti, sono stati organizzati i consueti tre appuntamenti outdoor nel corso dell'anno, destinati al middle management dell'azienda con lo scopo di rafforzare i comportamenti manageriali ritenuti fondamentali per il raggiungimento degli obiettivi aziendali.

È stato inoltre avviato un altro percorso di sviluppo individuale che ha interessato alcune risorse manageriali, in considerazione del significativo ricambio intervenuto e della esigenza di assicurare la sostenibilità della performance aziendale, nel breve e medio periodo, e consolidare il percorso di rafforzamento del senso di appartenenza e della identità aziendale.

Nel 2018 è stata effettuata una prima fase di screening e di assessment che ha interessato circa 20 manager e si prevede nel corso del 2019 la realizzazione di interventi (coaching, mentoring, team building etc..) a supporto del percorso avviato.

Information & Communication Technology

In ambito applicativo, nel corso dell'esercizio 2018, sono stati consolidati i processi di digitalizzazione delle richieste di acquisto, ed è stata svolta l'analisi per la dematerializzazione dei contratti e verbali d'acquisto, la cui implementazione si avvierà nel 2019. In ambito ERP sono stati implementati gli strumenti necessari per la gestione massiva dei movimenti materiali presenti nei magazzini delle centrali di Torrevaldaliga e Napoli. E' stata inoltre sviluppata una procedura per la gestione delle interferenze in ambito manutentivo; tale soluzione è in grado di tracciare e notificare le attività di manutenzione svolte da diversi soggetti che insistono sulla stessa area.

Per rispondere all'obbligo di fatturazione elettronica sono state implementate le soluzioni necessarie all'invio e alla ricezione delle fatture secondo quanto richiesto dalle nuove disposizioni.



Per gli aspetti legati al nuovo regolamento europeo, UE 2016/679 “GDPR”, in materia di protezione dei dati personali, è stata svolta l’attività di analisi e valutazione degli applicativi Tirreno Power coinvolti dalla nuova normativa, al fine di garantirne la conformità. A tal fine la Società ha individuato il Data Protection Officer (DPO).

In ambito infrastrutturale, nel corso dell’esercizio 2018 è stata completata la sostituzione dei personal computer in tutte le sedi. È stata inoltre completata l’attivazione del nuovo servizio di fonia fissa basato su tecnologia VOIP.

Si segnala inoltre l’avviamento del servizio unico di help desk, il cui nuovo perimetro integra ed unifica quanto precedentemente gestito da più fornitori.

Acquisti, Servizi e Security

E’ stato attuato un piano di aggiornamento delle principali procedure aziendali relative ai processi di acquisto, di qualifica e di valutazione dei fornitori, comprensivo dell’emissione della procedura di gestione dei contratti.

Gli aggiornamenti e l’emissione della documentazione sono stati accompagnati da momenti divulgativi e formativi che hanno coinvolto il personale Aziendale, con sessioni dedicate per singolo sito produttivo e per lo staff.

E’ stata istituita la funzione di gestione e coordinamento della Security. Tale funzione, a livello organizzativo, è stata posta all’interno della struttura della funzione Acquisti, creando quindi l’Unità Organizzativa Acquisti, Servizi e Security.

Nel corso del 2018 è stato definito il piano di azione mirato a delineare le linee guida per la Security aziendale con l’identificazione dei processi e degli asset da presidiare.



Adempimenti in materia D.Lgs. 231/01

Nel corso dell'anno 2018 si è proceduto ad un aggiornamento del Modello in modo da recepire:

- a) Le modifiche della struttura organizzativa societaria che hanno portato ad una revisione complessiva del sistema dei flussi informativi in essere verso l'Organismo di Vigilanza.
- b) Le novità normative rilevanti a far data dall'ultimo aggiornamento avvenuto nel 2016 in particolare: l'introduzione di nuove fattispecie di reato (il cd. "caporalato, alcuni reati in tema di immigrazione, reati di razzismo e xenofobia), l'inserimento di nuove disposizioni in materia di corruzione tra privati e la nuova normativa in materia di whistleblowing.
- c) I principi ricavabili dalle pronunce giurisprudenziali intervenute a far data dall'ultimo aggiornamento.

Il MOG aggiornato è stato approvato con delibera del CdA del 18 aprile 2018.

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 gap 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.



Andamento della gestione dell'esercizio

Di seguito sono forniti, in linea con la raccomandazione ESMA Guidelines on Alternative Performance Measures, 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 Sovraprezzo 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.

**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.

(Euro)	31-dic-18	31-dic-17	differenza
Ricavi	1.087.197.400	1.000.623.626	86.573.775
Altri ricavi	3.545.071	4.358.038	(812.967)
Totale Ricavi	1.090.742.471	1.004.981.663	85.760.808
Incrementi Immob.ni per lavori interni	562.467	1.021.551	(459.084)
Materie prime di consumo	(877.358.165)	(864.001.876)	(13.356.289)
Costo del Personale	(20.341.852)	(20.113.720)	(228.132)
Costi per Servizi	(16.386.930)	(24.358.344)	7.971.413
Altri Costi	(40.874.340)	(25.586.041)	(15.288.300)
Totale Costi	(954.398.821)	(933.038.429)	(21.360.391)
Margine Operativo Lordo	136.343.650	71.943.234	64.400.416
Accantonamenti	(3.141.494)	(8.693.754)	5.552.260
EBITDA	133.202.156	63.249.480	69.952.676
Ammortamenti e Svalutazioni	(72.357.186)	(55.984.631)	(16.372.555)
Risultato operativo	60.844.970	7.264.849	53.580.121
Oneri Finanziari	(19.027.944)	(21.735.372)	2.707.427
Proventi Finanziari	172.815	382.027	(209.212)
Risultato prima delle imposte	41.989.840	(14.088.496)	56.078.337
Imposte	(1.793.844)	625.354	(2.419.198)
Risultato netto del periodo	40.195.996	(13.463.142)	53.659.138

L'energia venduta nel 2018 è stata pari a 14.601 GWh, in diminuzione di 1.863 GWh rispetto all'esercizio precedente, dovuta principalmente ad un peggioramento dei margini di mercato, attribuibile al maggior costo del gas e delle Co2 registrati nell'anno non compensati dalla modesta ripresa dei prezzi dell'energia.

L'energia venduta nel mercato libero è stata pari a 7.260 GWh (di cui 4.982 GWh venduta ad Edison a garanzia degli acquisti di gas) con una diminuzione di 1.165 GWh rispetto al precedente esercizio. Anche l'energia venduta in Borsa ha fatto registrare una diminuzione di 698 GWh.



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.

Energia immessa, acquistata e venduta (GWh)	31.12.2018	31.12.2017	Diff.
Energia immessa	5.915	6.579	(664)
Energia acquistata	8.684	9.888	(1.205)
Energia venduta	14.601	16.464	(1.863)
-al mercato libero	7.260	8.426	(1.165)
-in Borsa	7.340	8.038	(698)
Sbilanciamenti	2	(4)	6

I **ricavi**, pari a euro 1.087.197 migliaia, risultano in aumento di euro 86.574 migliaia rispetto all'anno precedente (+8,7%).

Ricavi - (Migliaia/Euro)	31.12.2018	31.12.2017	Diff.
Mercato Libero	448.232	462.468	(14.236)
Borsa	638.234	536.592	101.642
Altro	731	1.563	(832)
TOTALE	1.087.197	1.000.624	86.574

L'aumento è relativo ai maggiori ricavi riconducibili all'operatività nel Mercato dei Servizi di dispacciamento inclusi nei ricavi conseguiti in Borsa (+ euro 98.533 migliaia), grazie soprattutto alle ottime performance delle unità di NA4 e TV5. Tale incremento è stato parzialmente controbilanciato dalla diminuzione delle vendite sul mercato libero dovuta alla diminuzione dei volumi di vendita, compensata dall'aumento dei prezzi.

La voce "Altro" si riferisce principalmente, per euro 592 migliaia, ai ricavi conseguiti dalla vendita a terzi dei materiali e rottami ferrosi derivanti dalla demolizione dei serbatoi di Vado Ligure.

Gli **altri ricavi** ammontano a euro 3.545 migliaia, a fronte degli euro 4.358 migliaia del 2017 e si riferiscono alla contabilizzazione di proventi riconducibili principalmente a:

- al conguaglio dei ricavi, pari a euro 969 migliaia, riconosciuti da Terna a seguito del ricalcolo delle vendite MSD 2011-2016;
- alla conciliazione con l'Agenzia delle Entrate relativo all'ICI/TASI per gli anni 2008- 2015 della centrale di Vado Ligure per euro 1.141 migliaia;
- alla transazione legale con la società Betoncem per euro 303 migliaia;
- al conguaglio dei ricavi per incentivi GSE ex Certificati Verdi per euro 183 migliaia.



Nel 2017 gli altri ricavi si riferivano principalmente per euro 3.492 migliaia al riversamento dell'eccedenza del fondo esodo incentivato, in seguito agli esiti della procedura di ristrutturazione del personale conclusasi nel mese di dicembre 2017 oltre al rilascio fondi rischi per euro 382 migliaia, principalmente riconducibile alla restituzione del deposito cauzionale Escrow di Tirreno Solar per euro 112 migliaia e all'adeguamento per euro 270 migliaia del fondo mobilità e del fondo, vertenze e contenzioso.

I costi per materie prime di consumo risultano pari a euro 877.358 migliaia in aumento di euro 13.356 migliaia rispetto all'anno precedente.

Il costo del combustibile consumato nel periodo risulta pari a euro 352.966 migliaia, superiore di euro 22.387 migliaia rispetto al costo sostenuto nel 2017. L'aumento del costo è determinato dall'effetto prezzo del gas (il PMP aumenta di circa il 20,6%) parzialmente compensato dall'effetto volume conseguente alla minor produzione dei CCGT (il consumo di gas diminuisce di circa l'11,5%).

Gli oneri connessi agli acquisti di energia e all'operatività della borsa elettrica sono pari a euro 522.026 migliaia, in diminuzione di euro 8.235 migliaia rispetto al 2017.

Si rileva una diminuzione, pari a euro 26.310 migliaia, degli acquisti di energia in borsa effettuati per far fronte alle vendite bilaterali che fanno segnare una diminuzione del 14% rispetto al 2017 (- 1.165 GWh)

Gli acquisti nel Mercato dei Servizi di Dispacciamento (euro 50.815 migliaia) mostrano un notevole aumento pari ad euro 12.231 migliaia rispetto all'esercizio precedente, a seguito della maggiore operatività nel 2018 su tale mercato.

Gli acquisti energia per sbilanciamenti si attestano ad euro 9.232 migliaia, in aumento di euro 3.172 migliaia rispetto al 2017 (pari ad euro 6.060 migliaia), principalmente per i maggiori volumi sbilanciati e per i maggiori costi unitari degli sbilanciamenti che, a seguito del più elevato valore del PUN e soprattutto dei prezzi MSD, sono aumentati di circa il 19%.

Il costo del personale si attesta a euro 20.342 migliaia, sostanzialmente in linea con l'anno precedente.

Si ricorda che nel corso del 2017 la Società ha usufruito della Cassa Integrazione Straordinaria che ha visto coinvolto tutti i dipendenti della Società.

Le consistenze medie del periodo diminuiscono di 94 unità passando da 331,8 del 2017 a 237,8 del 2018.

Consistenza media	31.12.2018	31.12.2017	Diff.
Dirigenti e Quadri	44,0	43,3	0,7
Impiegati	157,9	208,3	(50,3)
Operai	35,8	80,2	(44,3)
TOTALE	237,8	331,8	(94,0)



La consistenza del personale al 31 dicembre 2018 è pari a 233 unità, contro le 240 unità del 31 dicembre 2017.

I **costi per servizi** del periodo ammontano a euro 16.387 migliaia in diminuzione di euro 7.971 migliaia rispetto all'anno precedente, sostanzialmente per effetto della rinegoziazione dei contratti LTSA per le centrali di Napoli e Vado Ligure (euro 4.472 migliaia) e del minor impatto di eventi straordinari che ha consentito il contenimento delle spese per manutenzione accidentale (euro 2.705 migliaia). Si ricorda a tal proposito che i costi per servizi del 2017 comprendevano euro 2.150 migliaia di oneri per la demolizione dei serbatoi di Torrevadalliga, a fronte della quale era stato stanziato un fondo demolizione rivelatosi non sufficientemente capiente. Si rilevano inoltre ulteriori generalizzati risparmi resi possibili da un'analisi approfondita di tutti i contratti in essere, con successive azioni di ricontrattazioni ed efficientamento.

Gli **altri costi** ammontano a euro 40.874 migliaia in aumento di euro 15.288 migliaia rispetto all'esercizio precedente.

In particolare, si rilevano maggiori oneri per diritti di emissione per euro 17.021 migliaia.

L'effetto prezzo negativo derivante dall'aumento del PMP di valorizzazione della CO₂ che passa da €/ton. 5,95 nel 2017 a €/ton. 14,21 nel 2018, è solo parzialmente compensato da un positivo effetto volume a seguito delle minori emissioni (circa 299 Kton).

Nell'ambito della voce "altri costi" si rilevano penalità contrattuali per ritardato pagamento GME (euro 196 migliaia), minusvalenze da cessione cespiti derivanti dalla vendita ad un prezzo inferiore al valore di libro o dalla rottamazione (euro 855 migliaia), nonché sopravvenienze passive relative a rettifiche negative di partite economiche di esercizi precedenti (euro 435 migliaia).

Il **Margine Operativo Lordo** si attesta ad un valore pari euro 136.344 migliaia, a fronte di euro 71.943 migliaia realizzato nel 2017.

Gli **accantonamenti**, pari a euro 3.141 migliaia, hanno principalmente riguardato:

- per euro 1.344 migliaia l'adeguamento dei fondi smantellamento inclusi tra i fondi rischi ed oneri in relazione alle opere di adeguamento degli interventi di demolizione di Napoli Vigliena;
- per euro 1.135 migliaia l'adeguamento delle opere di demolizione delle ciminiere (euro 875 migliaia), dei serbatoi (euro 150 migliaia), oltre agli oneri per l'ecotassa 2015-2018 (euro 110 migliaia) riguardanti la Centrale di Vado Ligure.



L'**EBITDA** si attesta ad euro 133.202 migliaia con un incremento di 69.953 migliaia rispetto all'esercizio precedente. Il sostanziale miglioramento dell'anno è principalmente dovuto ai maggiori margini di mercato soprattutto nel Mercato dei Servizi di Dispacciamento, ad un generalizzato contenimento di tutti i costi operativi ed ai minori accantonamenti dell'esercizio rispetto all'anno precedente. Si ricorda che gli accantonamenti del 2017 riguardavano principalmente l'adeguamento del valore magazzini di Torrevaldaliga e Napoli (euro 2.242 migliaia), l'adeguamento del fondo smantellamento dei serbatoi olio e nafta delle centrali di Torrevaldaliga Sud (euro 1.980 migliaia) e di Vado Ligure (euro 1.189 migliaia), nonché l'adeguamento delle stime relative ai conteziosi ICI/IMU in essere per gli anni precedenti della Centrale di Napoli (euro 1.190 migliaia).

Gli **ammortamenti e svalutazioni** (euro 72.357 migliaia) aumentano di euro 16.372 migliaia rispetto allo scorso esercizio.

In particolare l'aumento è principalmente riconducibile alle svalutazioni delle immobilizzazioni materiali effettuate nel corso dell'esercizio pari a euro 16.204 migliaia, riguardanti parte delle opere comuni della Centrale di Vado Ligure, anche a seguito della cessione delle aree alla società Vernazza Autogru, e all'impianto di demineralizzazione della Centrale di Torrevaldaliga non più in uso. Per maggiori dettagli si rinvia a quanto indicato in nota n. 1.

Per quanto riguarda gli ammortamenti dell'esercizio pari a euro 56.153 migliaia, risultano sostanzialmente in linea con quelli del 2017 pari a euro 55.985 migliaia.

Il **Risultato Operativo** si attesta pertanto ad euro 60.845 migliaia, a fronte di un Risultato Operativo conseguito nell'esercizio precedente pari ad euro 7.265 migliaia.

Nel 2018 sono stati contabilizzati **oneri finanziari** per euro 19.028 migliaia in diminuzione di euro 2.707 migliaia rispetto all'anno precedente.

La variazione del periodo è principalmente dovuta all'effetto del rimborso accelerato della linea Term Loan Tranche A, avvenuto a seguito del meccanismo del "Cash sweep" nei mesi di febbraio e luglio 2018.

I **proventi finanziari** ammontano a euro 173 migliaia a fronte di euro 382 migliaia del 2017 e si riferiscono principalmente agli interessi maturati sui crediti IVA richiesti a rimborso.

L'**utile netto** dell'esercizio si attesta ad euro 40.196 migliaia contro una perdita netta di euro 13.463 migliaia dell'esercizio precedente.

Nel corso dell'esercizio si rilevano **imposte** per a euro 1.794 migliaia, dovute:

- alla contabilizzazione delle **imposte** correnti sul reddito ai fini IRAP pari a euro 2.700 migliaia in quanto la Società chiude l'esercizio 2018 in utile fiscale;
- dei rigiri della **fiscalità differita passiva**, pari a euro 906 migliaia, conseguente al completamento, ai fini IRES, della tempistica di ammortamento fiscale delle immobilizzazioni materiali rispetto a quella economico-tecnica (ammortamento civilistico).

**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 migliaia.

(Euro)	31-Dic-18	31-Dic-17	differenza
Attività immobilizzate nette			
Attività materiali e immateriali	700.909.639	746.647.118	(45.737.479)
- di cui diritti CO2	35.005.693	19.342.720	15.662.973
Altre attività/(passività) non correnti nette	47.906.325	34.793.595	13.112.729
Totale	748.815.963	781.440.713	(32.624.750)
Capitale circolante netto			
Rimanenze	14.413.398	14.501.991	(88.593)
Crediti commerciali	92.771.007	91.956.711	814.296
(Debiti)/crediti tributari	(2.680.725)	-	(2.680.725)
Debiti commerciali	(74.398.495)	(88.026.342)	13.627.847
Altre attività/(passività) correnti nette	15.297.645	16.974.898	(1.677.253)
Totale	45.402.830	35.407.257	9.995.572
Attività non correnti possedute per la vendita	898.000	-	898.000
Capitale investito lordo	795.116.793	816.847.971	(21.731.178)
Fondi diversi			
Fondi rischi e oneri	(76.208.581)	(83.267.221)	7.058.640
TFR e altri benefici ai dipendenti	(12.934.493)	(14.284.952)	1.350.459
Passività per imposte differite	(35.409.317)	(36.386.724)	977.407
Totale	(124.552.392)	(133.938.897)	9.386.505
Capitale investito netto	670.564.401 100%	682.909.074 100%	(12.344.673)
Patrimonio netto	226.286.106 34%	185.583.009 27%	40.703.097
Indebitamento finanziario netto	444.278.295 66%	497.326.065 73%	(53.047.770)

Le **Attività materiali e immateriali** mostrano un decremento di euro 45.737 migliaia principalmente a seguito degli ammortamenti del periodo pari a euro 56.153 migliaia e delle svalutazioni pari a euro 16.204 migliaia, superiori agli incrementi derivanti dagli investimenti del periodo pari ad euro 13.498 migliaia, nonché dal maggiore valore dei diritti di emissione acquistati (euro 15.663 migliaia) derivante dal notevole incremento del PMP sugli acquisti dell'anno rispetto a quelli dell'esercizio precedente.

Per quanto riguarda il dettaglio degli investimenti effettuati durante il 2018, si rimanda all'apposito paragrafo “**Investimenti e Demolizioni**”.

Le **Altre attività/(passività) non correnti nette** mostrano un aumento di euro 13.113 migliaia, principalmente a seguito del Credito IVA 2018 che si chiederà a rimborso per euro 31.500 migliaia



parzialmente compensato dalla diminuzione dei crediti ETS a seguito dell’incasso da Banca Intesa dei per euro 18.212 migliaia, avvenuto nel mese di febbraio 2018.

Le **Rimanenze** pari a euro 14.413 migliaia rimangono sostanzialmente invariate rispetto al 31 dicembre 2017, essendosi compensati gli acquisti effettuati per il ripristino delle scorte con gli utilizzi dei materiali per gli interventi di manutenzione effettuati nel corso del 2018.

Si rimanda per maggiori dettagli a quanto indicato nel commento alle rimanenze in nota n. 7.

I **Crediti commerciali** sono in linea con l’esercizio precedente. I minori crediti a fronte di vendite bilaterali sono compensati dai maggiori crediti vs. Terna per i maggiori ricavi ottenuti nel mercato MSD nei mesi di novembre e dicembre 2018 rispetto a quelli conseguiti nei mesi di novembre e dicembre 2017.

I **Debiti tributari** per euro 2.681 migliaia si riferiscono alle imposte IRAP sul reddito del periodo in quanto la Società ha stimato di chiudere l’esercizio in utile fiscale.

Il saldo dei **Debiti commerciali** diminuisce di euro 13.628 migliaia rispetto al 31 dicembre 2017.

Tale variazione è riconducibile alla diminuzione degli acquisti di energia in borsa legati alle minori vendite bilaterali.

Si segnalano altresì minori debiti per acquisto combustibili a seguito della minore produzione del mese di dicembre 2018 rispetto a quella del mese di dicembre 2017.

Le **Altre attività/(passività) correnti nette** evidenziano un decremento di euro 1.677 migliaia rispetto al 31 dicembre 2017. Tale variazione deriva dagli effetti combinati:

- dell’aumento delle attività correnti per euro 12.426 migliaia rispetto allo scorso esercizio, principalmente riconducibile al credito IVA del 3° trim.2018 (euro 11.900 migliaia) richiesto a rimborso;
- dell’aumento delle passività correnti per euro 14.103 migliaia rispetto allo scorso esercizio, principalmente riconducibile all’aumento per euro 17.021 migliaia dei debiti per la consegna delle quote CO₂ per il rispetto dell’obbligo delle emissioni 2018, compensato dalla diminuzione dei debiti per ritenute IRPEF su indennità cessazione rapporto (euro 2.253 migliaia), dalla diminuzione dei debiti verso il MATTM (euro 760 migliaia) a seguito della quota pagata nel corso dell’esercizio.

Le **Attività non correnti possedute per la vendita** pari ad euro 898 migliaia riguardano il valore attribuito ai terreni (circa 29 ettari) del sito di Vado Ligure oggetto di cessione alla Società Vernazza Autogru Srl, operazione descritta in precedenza nel paragrafo “Struttura operativa”, ai sensi del principio IFRS 5, quali attività destinate alla vendita, ritenuto che l’operazione si realizzi entro 12 mesi dalla chiusura dell’esercizio.



Il **Fondo Rischi e Oneri** si decrementa per euro 7.059 migliaia a seguito della movimentazione come meglio evidenziato in nota n. 11.

Il **Capitale investito netto** si attesta pertanto a euro 670.564 migliaia (euro 682.909 migliaia al 31 dicembre 2017).

Il **Patrimonio netto** si attesta ad un valore positivo di euro 226.286 migliaia e si è sostanzialmente movimentato, rispetto al 31 dicembre 2017, per effetto dell'utile netto del periodo, pari a euro 40.196 migliaia, nonché per l'incremento netto di euro 507 migliaia delle riserve IAS 19, IFRS 9. Per maggiori dettagli si rinvia a quanto indicato in nota n. 9.

L'**Indebitamento finanziario netto**, pari a euro 444.278 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 2018 attività di ricerca e sviluppo né esistono, alla data del 31 dicembre 2018, 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 2018 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

Dopo un 2018 caratterizzato da un incremento del PIL italiano di circa lo 0,9%, la Banca d’Italia, nell’ultimo bollettino mensile stima una crescita intorno allo 0,6% nell’anno in corso, (0,4 punti in meno rispetto a quanto valutato in precedenza), dello 0,9% nel 2020 e dell’1,0% nel 2021.

Il totale dell’energia elettrica richiesta in Italia nel 2018 ammonta a 321,9 miliardi di kWh, valore in lieve aumento (+0,4%) rispetto al 2017. La domanda di elettricità del 2018, che è stata soddisfatta per il 35% da produzione di fonti di energia rinnovabile (rispetto al 32% nel 2017), rappresenta il valore più alto dal 2013.

A livello territoriale la variazione tendenziale di dicembre 2018 è risultata ovunque negativa: -1,5% sia al Nord che al Sud e -1,3% al Centro. Il profilo del trend si mantiene tuttavia su un andamento debolmente decrescente.

Nel 2018 la Società, nonostante si inserisca in un contesto di mercato comunque sempre caratterizzato da un elevato livello di competitività, ha rafforzato i risultati economici e finanziari con una crescita dell’EBTDA del più del 50% rispetto al 2016, generando flussi di cassa che hanno consentito di accelerare il ripagamento dell’indebitamento finanziario previsto dall’accordo con gli istituti bancari e dando piena attuazione alle strategie individuate nel Piano Industriale. 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. La società, coerentemente con quanto presentato nel Piano industriale ed in particolare nell’anno 2019-2020, si impegnerà per conseguire un sempre più elevato livello di performance degli impianti tramite investimenti sugli impianti volti a garantire quella flessibilità essenziale per soddisfare al meglio la volatilità della domanda di elettricità sul mercato.

Una attenzione particolare sarà rivolta al mantenimento dei livelli di costi aziendali raggiunti ed al loro monitoraggio .

È un elemento positivo l’approvazione nel 2018 della Commissione Europea del meccanismo italiano di remunerazione della capacità che dovrebbe contribuire a stabilizzare ed a valorizzare il ruolo delle centrali a ciclo combinato a gas sul mercato. Per il 2019, sebbene la proposta di Piano nazionale integrato per l’energia e il clima presentata dal MiSE preveda che il sistema del capacity market diventi operativo nel corso del 2019, prudentemente la Società ha previsto l’avvio delle aste entro il 2019 ma le consegne a partire dal 2020.

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del periodo

Nel mese di gennaio 2019, la Società Vernazza Autogru ha presentato una ulteriore proposta di acquisto integrativa a quella di cui sopra, per l’acquisto anche delle aree (circa 2 ettari) nelle quali insistono manufatti ed opere murarie.

Anche quest’ultima offerta è stata accettata dal CdA sebbene subordinata a condizioni sospensive legate ad eventuali obbligazioni di smantellamento che potrebbero essere previste nella nuova AIA in fase di rilascio e alla cancellazione del provvedimento di sequestro delle aree attualmente pendente presso la Procura di Savona.

Il prezzo pattuito è di euro 100 migliaia sempre con formula del “visto e piaciuto” ossia con gli oneri di smantellamento a carico dell’acquirente.



PROPOSTE DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE

Signori Azionisti,

Vi invitiamo ad approvare nel suo insieme e nelle singole poste il bilancio chiuso al 31 Dicembre 2018.

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 40.195.996. come segue:

1. quanto ad euro 2.009.800, pari alla ventesima parte degli utili netti, a riserva legale;
2. la restante parte, pari ad euro 38.186.196, a utili portati a nuovo.

Roma, 22 febbraio 2019

Per il Consiglio di Amministrazione

(Il Presidente)



Centrale di Napoli

**PROSPETTI DI BILANCIO****Stato Patrimoniale**

(Euro)	Nota	31-dic-18	31-dic-17
Attivo			
Immobili, impianti e macchinari	1	665.266.737	726.576.723
Attività immateriali	2	35.642.901	20.070.395
Attività finanziarie non correnti	3	6.788.225	25.142.789
Attività per imposte anticipate	4	621.042	589.833
Altre attività non correnti	5	41.710.882	10.210.882
Strumenti finanziari - derivati	6	410.534	1.234.889
Totale Attivo non corrente		750.440.322	783.825.511
Rimanenze		14.413.398	14.501.991
Crediti Commerciali		92.771.007	91.956.711
Altre attività correnti		53.609.003	40.153.221
Strumenti finanziari - derivati		125.104	-
Altre attività finanziarie correnti		133.251	1.287.832
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti		24.925.567	11.675.541
Totale Attivo corrente	7	185.977.329	159.575.295
Attività non correnti possedute per la vendita	8	898.000	-
Totale Attivo		937.315.651	943.400.806
Passivo			
Capitale sociale		60.516.142	60.516.142
Altre riserve		124.742.410	138.530.009
Utili (perdite) cumulati		831.557	-
Utili (perdite) del periodo		40.195.996	(13.463.142)
Patrimonio Netto	9	226.286.105	185.583.009
Debiti per finanziamenti	10	416.237.721	470.519.874
Fondi rischi e oneri	11	65.679.454	68.793.380
TFR e altri benefici ai dipendenti	12	12.934.493	14.284.952
Passività per imposte differite	13	35.409.317	36.386.724
Altre passività non correnti	14	1.624.359	2.384.797
Totale Passivo non corrente		531.885.344	592.369.727
Debiti per finanziamenti	10	52.966.140	38.481.732
Fondi rischi e oneri	11	10.529.128	14.473.841
Debiti commerciali		74.398.495	88.026.342
Debiti per imposte sul reddito		2.680.725	-
Altre passività correnti		38.464.468	24.466.155
Strumenti finanziari - derivati		99.021	-
Altre passività finanziarie a breve		6.225	-
Totale Passivo corrente	15	179.144.202	165.448.070
Totale Patrimonio e Passivo		937.315.651	943.400.806

**Conto Economico**

(Euro)	Nota	31-dic-18	31-dic-17
Ricavi	16	1.087.197.400	1.000.623.626
Altri ricavi	17	3.545.071	4.358.038
Totale Ricavi		1.090.742.471	1.004.981.663
Incrementi Immob.ni per lavori interni	18	562.467	1.021.551
Materie prime di consumo	19	(877.358.165)	(864.001.876)
Costo del Personale	20	(20.341.852)	(20.113.720)
Costi per Servizi	21	(16.386.930)	(24.358.344)
Altri Costi operativi	22	(44.015.835)	(34.279.795)
Ammortamenti e Svalutazioni	23	(72.357.186)	(55.984.631)
Risultato operativo		60.844.970	7.264.849
Oneri Finanziari	24	(19.027.944)	(21.735.372)
Proventi Finanziari	25	172.815	382.027
Risultato prima delle imposte		41.989.840	(14.088.496)
Imposte	26	(1.793.844)	625.354
Risultato netto		40.195.996	(13.463.142)
Risultato per azione - base e diluito	27	0,66	-0,15

**Prospetto dell'utile / (perdita) complessivo rilevato nel periodo**

(Euro)	Nota	2018	2017
Risultato netto del periodo		40.195.996	(13.463.142)
Altre componenti di conto economico complessivo:			
Variazione del fair value strumenti finanziari su POWER	9	(75.256)	0
Variazione del fair value strumenti finanziari su GAS	9	95.079	0
Variazione del fair value IAS 19 - TFR e altri BENEFICI	12	513.444	624
Variazione del fair value Interest Rate Cap	9	(317.181)	320.704
Variazione del fair value IFRS 9 - Time Value	9	(540.543)	
Totale altre componenti di conto economico complessivo		(324.457)	321.328
Totale conto economico complessivo		39.871.539	(13.141.814)

**Rendiconto finanziario delle disponibilità liquide**

(Euro)	Nota	31-dic-18	31-dic-17
ATTIVITA' DI ESERCIZIO			
Risultato netto del periodo	9	40.195.996	(13.463.142)
Ammortamenti e svalutazioni	23	72.357.186	55.984.631
Accantonamenti netti imposte differite e altri fondi		(9.386.505)	(22.384.448)
(Acquisto) restituzione quote CO2		(15.662.973)	(11.618.354)
Incremento (decremento) riserva IAS 39 e IAS 19		507.100	624
Altre variazioni non monetarie		1.643.196	(3.333.602)
Variazione di altre attività e passività non correnti		(13.112.729)	21.726.987
Variazione del Capitale Circolante Netto		(9.995.572)	22.076.612
Flusso monetario da attività di esercizio		66.545.699	48.989.308
di cui:			
- Interessi attivi incassati		-	-
- Interessi passivi pagati		(994.885)	(828.662)
- Imposte sul reddito pagate		-	-
ATTIVITA' DI INVESTIMENTO			
Investimenti in attività materiali		(13.217.449)	(31.493.526)
Investimenti in attività immateriali		(280.480)	(395.381)
Flusso monetario da attività di investimento		(13.497.930)	(31.888.907)
ATTIVITA' DI FINANZIAMENTO			
Aumento di capitale sociale		-	-
Incremento (decremento) debiti per finanziamenti non correnti		(54.282.153)	(88.817.249)
Incremento (decremento) debiti per finanziamenti correnti		14.484.409	30.398.416
Strumenti Finanziari Partecipativi		-	-
Variazione altri debiti finanziari a breve		-	(23.154)
Flusso monetario da attività di finanziamento		(39.797.744)	(58.441.987)
Incremento (decremento) disponibilità liquide		13.250.026	(41.341.587)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti inizio periodo		11.675.541	53.017.128
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti fine periodo		24.925.567	11.675.541

**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 2017		60.516.142	183.702.563	13.195.857	(58.689.739)	198.724.823
Destinazione risultato esercizio 2016			(45.493.882)	(13.195.857)	58.689.739	-
Utile/Perdite complessivo dicembre 2017			321.328		(13.463.142)	(13.141.814)
di cui:						
Utile/Perdite rilevati direttamente a Patrimonio Netto	9		321.328			321.328
Utile/Perdite anno dicembre 2017					(13.463.142)	(13.463.142)
Saldo al 1° gennaio 2018		60.516.142	138.530.009		(13.463.142)	185.583.009
Destinazione risultato esercizio 2017			(13.463.142)		13.463.142	-
Rettifica saldi di apertura applicazione IFRS 9				831.557		831.557
Utile/Perdite complessivo dicembre 2018			(324.457)		40.195.996	39.871.539
di cui:						
Utile/Perdite rilevati direttamente a Patrimonio Netto	9		(324.457)			(324.457)
Utile/Perdite anno dicembre 2018					40.195.996	40.195.996
Saldo al 31 dicembre 2018		60.516.142	124.742.410	831.557	40.195.996	226.286.105



NOTE ESPLICATIVE

Dichiarazione di conformità

Il presente Bilancio è predisposto in conformità ai principi contabili internazionali IFRS 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, Rendiconto finanziario, Prospetto delle variazioni di Patrimonio netto, nonché delle Note esplicative.

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.

**Evoluzione dell'Accordo di Ristrutturazione, del Piano Industriale e continuità aziendale**

Come noto, la situazione di criticità, sia finanziaria che patrimoniale della Società, come evidenziato nei precedenti bilanci, aveva comportato per la stessa la necessità di addivenire nel corso del 2015 con i creditori principali (Istituti Finanziatori) ad un Accordo di Ristrutturazione dei debiti (ADR) ex art. 182-bis L.F., volto al superamento strutturale degli squilibri finanziari e patrimoniali esistenti. A tal proposito si ricorda che l'ADR e la manovra finanziaria concordata con gli Istituti Finanziatori erano stati negoziati sulla base di un Piano Industriale e Finanziario (di seguito il "Piano"), approvato in via definitiva dal Consiglio di Amministrazione in data 8 luglio 2015. Inoltre, in pari data, il Prof. Enrico Laghi, in qualità di esperto indipendente, aveva rilasciato l'attestazione sulla veridicità dei dati aziendali e l'attuabilità del "Piano" e dell'ADR con particolare riferimento alla sua idoneità ad assicurare l'integrale pagamento dei creditori estranei nei termini di cui all'art. 182-bis, primo comma della Legge Fallimentare. Il suddetto piano prevedeva dal 2015 e nei successivi tre anni (2016 - 2018) una modesta redditività in quanto il mercato elettrico sarebbe stato caratterizzato da una overcapacity dal lato produzione, da condizioni di debolezza della domanda e da una crescente offerta di energia da fonte rinnovabile tale da ridurre sempre di più sia i volumi contendibili sul mercato sia il differenziale tra i prezzi Peak ed Off-Peak. Il Piano prevedeva inoltre l'introduzione del Capacity Market a partire dal 2018 e una ripresa della domanda di energia elettrica che avrebbe permesso un graduale ritorno a maggiori margini di redditività.

In data 13 marzo 2018 il Consiglio di Amministrazione ha approvato un aggiornamento di detto Piano Industriale sulla base dei risultati economici, patrimoniali e finanziari conseguiti nel triennio 2015-2017 che recepisce tutte le introduzioni, rettifiche ed aggiornamenti in termini regolatori e industriali intervenuti nel triennio che avranno riflessi negli anni futuri.

Successivamente, il Consiglio di Amministrazione ha approvato l'impairment test per l'anno 2018 sulla base dei dati del Piano Industriale sopra menzionato, aggiornato con i dati di consuntivo per il 2018 e, per gli anni successivi, con i dati del budget 2019 approvato dal CdA del 18/12/2018 e con gli effetti delle principali azioni intraprese dal management nel 2018 afferenti la modifica di alcuni contratti (fornitura gas e manutenzione impianti) e l'introduzione della meccanismo del Capacity Market a partire dal 2020.

L'approvazione nel febbraio 2018 della Commissione Europea del meccanismo del Capacity Market in Italia dona concretezza all'assunzione prevista nel Piano Industriale di questa importante ed attesa evoluzione regolatoria che, congiuntamente ad una ripresa della domanda di energia elettrica, permetterà un graduale ritorno a maggiori e consolidati margini di redditività. La proposta del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima presentato dal Mi.Se, prevede che il sistema del Capacity Market diventi operativo nel corso del 2019.

Gli aggiornamenti sopra indicati, nel complesso, non hanno comportato modifiche sostanziali rispetto al piano originario.

Al termine di tutte le azioni contenute nell'ADR, il Patrimonio Netto della Società risulta alla data del presente bilancio, anche in virtù dei risultati conseguiti nel 2018, di importo pari ad euro 226.286 migliaia, importo reputato dagli amministratori idoneo a garantire una adeguata patrimonializzazione della Società rispetto agli obiettivi futuri indicati nel Piano.

Per ciò che concerne il risultato del 2018, Tirreno Power ha consuntivato risultati economici in significativo miglioramento rispetto allo scorso anno. Infatti, oltre ad aver conseguito un risultato netto positivo pari ad euro 40.196 migliaia, il Margine Operativo Lordo risulta pari ad euro 136.344 migliaia, a fronte degli euro 71.943 migliaia realizzato nel 2017. Inoltre a livello operativo, il risultato conseguito, che nel bilancio del 2017 era pari ad euro 7.265 migliaia, risulta anch'esso in significativo miglioramento facendo registrare un valore pari a euro 60.845 migliaia.

Tali risultati evidenziano un andamento della gestione, anche nel corso del 2018, superiore alle aspettative incluse nel Piano Industriale e Finanziario, aggiornato nel febbraio 2018, e sono imputabili alle opportunità colte sul Mercato nelle fasce orarie più remunerative ed agli ottimi risultati conseguiti sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD), nonostante uno scenario di mercato sostanzialmente stabile e l'incremento del costo dei diritti di emissione CO₂. Il risultato seppure superiore alle aspettative, è stato caratterizzato da una scarsa operatività sul Mercato del Giorno Prima, dando poca stabilità all'andamento economico, stabilità che ci si attende con l'avvio del Capacity Market.

Si rileva inoltre che già nel corso del 2017 il debito verso gli Istituti Finanziatori era stato significativamente ridotto grazie alla cassa generata dalla Società che aveva consentito il rimborso della Tranche A in anticipo rispetto alle scadenze prefissate dal Restated Facility Agreement. Quest'ultimo prevedeva infatti il pagamento della prima rata di rimborso della tranche A di euro 5 milioni a Dicembre 2017, mentre nel corso del 2017 la Società ha rimborsato quota capitale ed interessi capitalizzati per un ammontare pari a euro 72.236 migliaia e nei primi mesi del 2018 ulteriori euro 29.862 migliaia ai quali vanno sommati euro 21.708 migliaia in relazione al Cash sweep determinato al 30 giugno 2018 ed infine euro 24.904 migliaia in virtù del Cash sweep determinato al 31 dicembre 2018 e pagato a fine gennaio 2019.

In relazione alla Tranche A del debito finanziario, originariamente pari a 300,0 milioni di euro, questi rimborsi hanno permesso a Tirreno Power di raggiungere una percentuale di rimborso cumulato pari al 48% (142,9 milioni di euro). Si ricorda che il piano originario di rimborso, alla stessa data, prevedeva un rimborso cumulato pari a 40,0 milioni di euro, pari al 13% della Tranche A.

Giova anche sottolineare che in data 1° febbraio 2018, come meglio dettagliato in nota n. 10, si è perfezionato un ulteriore accordo ("Amendment Agreement") con gli Istituti Finanziatori attraverso il quale la Società ha chiesto ed ottenuto l'estensione delle garanzie in essere e l'emissione di nuove garanzie necessarie all'operatività dell'azienda sul Mercato Elettrico, dando quindi stabilità e sicurezza di partecipazione sia al Mercato Giornaliero sia a quella della Capacità.

Sempre in tema di stabilità e sicurezza del processo produttivo, si segnala che, a fine anno 2018 è stato rinegoziato con successo il contratto di approvvigionamento del gas per il funzionamento degli impianti, ottenendo da un lato migliori condizioni contrattuali e dall'altro una notevole riduzione della richiesta di garanzie per il pagamento delle forniture, in virtù appunto del migliorato merito creditizio di Tirreno Power. Inoltre la Società ha ottenuto nel corso del 2018 l'emissione di nuove garanzie commerciali e l'apertura di linee di credito per commodities che ha permesso di ampliare la platea delle controparti per la finalizzazione di contratti bilaterali di copertura.

«Riduzione del debito: rimborsata il 48% della Tranche A a fronte del 13% previsto nel piano di ammortamento originario.»



Nel complesso, la situazione della Società era stata caratterizzata negli ultimi anni da eventi e circostanze che avevano fatto sorgere dubbi significativi sulla sua capacità di continuare ad operare come una azienda in funzionamento, ma:

- i risultati economici conseguiti negli anni precedenti e in particolare nel 2018, che hanno confermato performance superiori rispetto a quanto previsto nel Piano Industriale e Finanziario e successivi aggiornamenti;
- la realizzazione fino ad oggi delle azioni previste nel suddetto “Piano” in termini di efficientamento delle risorse, che hanno portato ad una riduzione dei costi di struttura;
- la riscontrata capacità di generare cassa, che ha consentito un’accelerazione nel rimborso del finanziamento rispetto a quanto originariamente previsto;

hanno confortato la ragionevolezza delle assunzioni utilizzate dagli amministratori nella redazione del “Piano” e del suo aggiornamento, rendendoli 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.

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, quindi, il presente bilancio annuale nel presupposto della continuità aziendale.



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 come sopra esposto 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.

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.

Utilizzo di stime

La redazione del bilancio e delle relative note esplicative richiede l'applicazione di principi e metodologie contabili che a volte si basano su complesse valutazioni soggettive e stime legate all'esperienza storica, e su assunzioni che vengono di volta in volta considerate ragionevoli e realistiche in funzione delle relative circostanze. L'applicazione di tali stime ed assunzioni influenza l'informativa fornita e gli importi riportati nello stato patrimoniale, nel conto economico e nel rendiconto finanziario e conseguentemente nel prospetto di variazione del patrimonio netto, a causa dell'incertezza che caratterizza le assunzioni e le condizioni sulle quali si basano le stime.

Un cambiamento nelle condizioni sottostanti le assunzioni utilizzate potrebbe avere un impatto anche significativo sul bilancio, sulla recuperabilità e sugli ammortamenti degli attivi non correnti, fondi rischi, alcuni crediti regolatori, fair value degli strumenti finanziari; in particolare le valutazioni di recuperabilità di importanti elementi dell'attivo, quali le immobilizzazioni materiali e immateriali e le imposte anticipate, sono basate su stime significative associate alla determinazione dei futuri flussi di cassa disponibili e degli imponibili fiscali. Le stime e le assunzioni sono riviste periodicamente e gli effetti di ciascuna variazione sono contestualmente rilevate a conto economico.



Criteri 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. 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 per i ricambi strategici 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.

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
Impianti di teletrasmissione e Attrezzature Industriali	10 anni

Se vi sono 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”.

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.

Relativamente ai cosiddetti diritti di emissione, nonché a fattispecie economiche ad essi assimilati, in seguito alla mancata approvazione da parte dell’IASB dell’IFRIC 3 (Emission Rights) e quindi del suo successivo ritiro, non esiste attualmente uno specifico principio contabile internazionale sulla questione. Nell’attesa di un nuovo principio Tirreno Power, considerato che si approvvigiona dei suddetti titoli ambientali per far fronte al proprio fabbisogno nell’esercizio della propria attività industriale (c.d. *own use*), ha deciso di adottare, anche sulla base di benchmark di mercato, il metodo lordo che comporta l’iscrizione dei diritti di emissione tra le immobilizzazioni immateriali al loro fair value, che è pari al costo storico, e l’iscrizione dei diritti di emissione da consegnare tra le passività. Le quote assegnate gratuitamente sono iscritte ad un valore nullo. Tale posta non è soggetta ad ammortamento, ma ad *impairment test*. Gli oneri sostenuti per acquistare sul mercato (o comunque ottenere a titolo oneroso) i certificati verdi e le quote CO₂ mancanti per adempiere all’obbligo del periodo di riferimento sono rilevati a Conto economico, per competenza, nell’ambito degli altri costi operativi, in quanto rappresentano oneri conseguenti all’adempimento di un obbligo normativo.

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 ante imposte 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 minore tra il costo di acquisto determinato con il metodo della media ponderata ed il valore di realizzo desumibile dall'andamento del mercato.

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 alla rischio di utilizzo o di realizzo, mediante l'accantonamento del rischio in un apposito fondo a rettifica del valore dei magazzini.

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.

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.

Qualora vi sia una obiettiva evidenza di indicatori di perdite di valore, il valore delle attività viene ridotto in misura tale da risultare pari al valore scontato dei flussi ottenibili in futuro: le perdite di valore determinate attraverso impairment test sono rilevate a conto economico. Significative difficoltà finanziarie del debitore, la probabilità che il debitore sia soggetto a procedure concorsuali, o il ritardo fisiologico nell'onorare i pagamenti (pari ad almeno 30 giorni) rappresentano indicatori di perdite di valore.

Qualora nei periodi successivi vengano meno le motivazioni delle precedenti svalutazioni, il valore delle attività viene ripristinato fino a concorrenza del valore che sarebbe derivato dall'applicazione del costo ammortizzato qualora non fosse stato effettuato l'impairment. Per quanto riguarda i crediti commerciali e, in generale, le poste attive e passive aventi durata residua uguale o inferiore a 12 mesi, il fair value si assume ragionevolmente approssimato al loro valore di carico.

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.

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 il loro valore contabile sarà recuperato principalmente con un'operazione di vendita piuttosto che mediante il loro uso continuativo.

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.



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, debiti commerciali 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.

Le passività finanziarie sono rimosse dallo Stato Patrimoniale quando la specifica obbligazione contrattuale è estinta.

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, successivamente, sono valutati nuovamente al *fair value*. 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.

Prima del 1° gennaio 2018, la documentazione includeva l'identificazione dello strumento di copertura, l'elemento coperto o l'operazione, la natura del rischio oggetto di copertura e il modo in cui la Società valuterà l'efficacia delle variazioni del *fair value* dello strumento di copertura nel compensare l'esposizione ai cambiamenti del *fair value* o i flussi finanziari dell'elemento coperto riconducibili al rischio coperto. Ci si attende che tali coperture siano altamente efficaci nel compensare le variazioni del *fair value* o dei flussi di cassa e vengono valutate su base continuativa al fine di determinare se tali



coperture si siano effettivamente dimostrate altamente efficaci negli esercizi per i quali sono state designate come operazioni di copertura.

A partire dal 1° gennaio 2018, 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 rilevato 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.



A partire dal 1° gennaio 2018, 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.

Per quanto riguarda il nuovo principio IFRS 9 - Financial Instrument che ha sostituito lo IAS 39, si rinvia al paragrafo "Variazioni di Principi contabili Internazionali".

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.



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.

I ricavi delle prestazioni di servizi sono rilevati, quando possono essere attendibilmente stimati, sulla base del metodo della percentuale di completamento.

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.

Dividendi

I dividendi distribuibili agli azionisti sono rappresentati come movimenti di Patrimonio netto alla data in cui sono approvati dall'Assemblea degli Azionisti.

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 vengono accreditati al conto economico nella voce "Altri ricavi", 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 ed anticipate 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 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

La Società adotta l'IFRS 15 e l'IFRS 9 per la prima volta. Di seguito sono descritti l'impatto e la natura delle modifiche a seguito dell'adozione di questi nuovi principi contabili. Diversi altri emendamenti e interpretazioni si applicano per la prima volta nel 2018, ma non hanno alcun impatto sul bilancio della Società. La Società non ha adottato anticipatamente alcun altro principio, interpretazione o modifica pubblicato, ma non ancora in vigore.

IFRS 15 - Ricavi provenienti da contratti con i clienti

L'IFRS 15 sostituisce lo IAS 11 Lavori su ordinazione, lo IAS 18 Ricavi e le relative Interpretazioni e si applica a tutti i ricavi provenienti da contratti con clienti, a meno che questi contratti non rientrino nello scopo di altri principi. Il nuovo principio introduce un nuovo modello in cinque fasi che si applica ai ricavi derivanti da contratti con i clienti. Il nuovo principio si applica a tutti i contratti con i clienti con alcune esclusioni quali ad es. i contratti di leasing e di assicurazione e quelli aventi ad oggetto strumenti finanziari. L'IFRS 15 prevede la rilevazione dei ricavi per un importo che riflette il corrispettivo a cui l'entità ritiene di avere diritto in cambio del trasferimento di merci o servizi al cliente.

Il principio comporta l'esercizio di un giudizio da parte delle entità, che prenda in considerazione tutti i fatti e le circostanze rilevanti nell'applicazione di ogni fase del modello ai contratti con i propri clienti. Il principio specifica inoltre la contabilizzazione dei costi incrementali legati all'ottenimento di un contratto e dei costi direttamente legati al completamento di un contratto.

La Società ha terminato l'analisi degli impatti quantitativi che il nuovo principio IFRS 15 ha sulla contabilità di Tirreno Power a partire dal 1° gennaio 2018 e quindi sul bilancio semestrale al 30 giugno 2018 e su quello annuale al 31 dicembre 2018.

L'IFRS 15 è applicato retrospettivamente a partire dal 1° gennaio 2018. Al riguardo, dall'analisi qualitativa effettuata, non si sono rese necessarie rilevazioni di impatti sul patrimonio netto in sede di riapertura dei saldi al 1° gennaio 2018.

Il nuovo modello di riconoscimento dei ricavi previsto dall'IFRS 15 infatti genera effetti soprattutto in caso di offerte «bundle» prevedendo l'allocatione del Transaction Price (il corrispettivo complessivo atteso) a ciascuna Performance Obligation (ovvero ciascun bene o servizio distinto che l'entità ha promesso di trasferire al cliente) sulla base del relativo prezzo di vendita a sé stante (stand alone selling price).

I ricavi di vendita di Tirreno Power, di contro, sono riconducibili sostanzialmente ad energia elettrica venduta in qualità di grossista:

- sulla Borsa elettrica, attraverso le transazioni concluse nel “Mercato del Giorno Prima” (MGP), nel “Mercato Intra giornaliero” (MI) e infine nel “Mercato per il Servizio di Dispacciamento” (MSD);
- al di fuori della Borsa elettrica, ovvero su piattaforma “Over The Counter” (OTC) attraverso un contratto bilaterale con un trader/grossista di energia elettrica, a un prezzo di cessione direttamente negoziato con tale controparte.

In base alle ultime ipotesi, a partire dal 2020 è inoltre previsto l'avvio del nuovo meccanismo per la remunerazione della capacità produttiva elettrica (c.d. Capacity Market). Pertanto, quando sarà definito



il quadro normativo di tale meccanismo sarà possibile, nonché necessario, effettuare la valutazione degli eventuali impatti del nuovo principio IFRS 15 sulla rilevazione dei ricavi conseguiti sul Capacity Market.

Come richiesto dal nuovo principio contabile, la Società ha disaggregato i ricavi derivanti da contratti con la clientela in categorie che rappresentano come la natura, l’ammontare, le tempistiche e le incertezze dei ricavi e dei flussi di cassa sono condizionati da fattori economici.

Le performance obligation della Società relative ai ricavi da vendita di energia si adempiono “Over Time”, mentre la parte residuale dei ricavi (inferiore all’1% e riferibile a vendite accessorie di materiali) è qualificabile “At a certain point in time”.

IFRS 9 - Financial Instrument

Il principio è stato sviluppato dall’International Accounting Standard Board (IASB) per sostituire lo IAS 39 - Financial Instruments fornendo la propria risposta alla crisi finanziaria. Lo IASB ha completato l’IFRS 9 nel luglio del 2014 pubblicando uno standard che nella sua versione finale incorpora i requisiti di tutte e tre le fasi del progetto sugli strumenti finanziari, ovvero:

- classificazione e misurazione;
- adozione di un nuovo criterio di valutazione delle perdite attese (impairment);
- rilevazione degli strumenti di copertura (hedge accounting).

Le nuove regole sono state applicate dal 1° gennaio 2018.

Per quanto riguarda gli effetti per la Società alla data di apertura del 2018, si segnala che al 31 dicembre 2017 risultava iscritto nella voce “Strumenti finanziari derivati” l’importo pari ad euro 1.235 migliaia che accoglieva il valore (Mark to Market) del contratto di copertura sul tasso di interesse stipulato nel corso del mese di maggio 2017, come descritto in nota n. 6.

In continuità con quanto effettuato secondo IAS 39, la Società ha deciso di escludere dalla relazione di copertura la componente di time value del derivato. In ottemperanza a quanto previsto da IFRS 9, a partire dal 1° gennaio 2018 le variazioni di fair value imputabili al time value sono rilevate in una specifica Riserva di Patrimonio Netto (distinta rispetto alla Riserva di cash flow hedge).

In sede di apertura del 2018 la Società ha quindi effettuato una riclassifica di patrimonio netto di euro 831 migliaia da Retained Earning (positiva) ad una nuova Riserva per variazioni di time value (negativa), al lordo del relativo effetto fiscale, per tenere conto del valore che sarebbe stato imputato a conto economico nell’esercizio 2017 applicando retroattivamente le nuove regole IFRS 9.

Si precisa che tale modifica si applica solo prospetticamente dalla data di prima applicazione dell’IFRS 9 e non ha alcun impatto sulla presentazione dei dati comparativi.

Tale riclassifica è pari di fatto alla differenza tra il delta Time Value dell’opzione imputato a Conto Economico nel 2017 ex. IAS 39 (negativo per euro 1.213 migliaia) e il valore che invece sarebbe stato imputato a Conto Economico sempre nell’esercizio 2017 applicando retroattivamente le nuove regole previste da IFRS 9 per la contabilizzazione dei premi su opzioni (negativo per euro 382 migliaia e pari all’ammortamento finanziario del valore del premio iniziale di competenza del 2017).



Principi emanati, ma non ancora in vigore

Sono di seguito illustrati i principi e le interpretazioni che, alla data di redazione del 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.

IFRS 16 – Leases

Il principio IFRS 16 è stato emesso nel mese di gennaio 2016 e sostituisce i principi IAS 17 *Leases*, IFRIC 4 *Determining whether an Arrangement contains a Lease*, SIC-15 *Operating Leases-Incentives* and SIC-27 *Evaluating the Substance of Transactions Involving the Legal Form of a Lease*. L'IFRS 16 è efficace a partire dagli esercizi che hanno inizio dal 1° gennaio 2019.

L'IFRS 16 stabilisce i principi per la rilevazione, la misurazione, la presentazione e l'informativa dei contratti di leasing e richiede ai locatari di contabilizzare tutti i contratti di leasing seguendo un unico modello contabile in bilancio simile alla contabilizzazione dei leasing finanziari che erano disciplinati dallo IAS 17.

Il principio include due deroghe alla rilevazione per i locatari - leasing di beni a "basso valore" e contratti di locazione a breve termine (cioè contratti di leasing con un periodo di affitto minore o uguale a 12 mesi). Alla data di inizio di un leasing, il locatario rileverà una passività relativa ai canoni di affitto e un'attività che rappresenta il diritto di utilizzare l'attività sottostante durante la durata del leasing. I locatari saranno tenuti a rilevare separatamente gli interessi passivi sulla passività per il leasing e gli ammortamenti sul diritto d'uso.

Ai locatari verrà inoltre richiesto di riconsiderare l'importo della passività relativa al leasing al verificarsi di determinati eventi. Il locatario in via generale rileverà la differenza da rimisurazione dell'ammontare della passività di leasing come rettifica del diritto d'uso.

Il metodo di contabilizzazione per il locatore nel rispetto dell'IFRS 16 rimane sostanzialmente invariata rispetto all'attuale politica di accounting secondo lo IAS 17. I locatori continueranno a classificare tutti i leasing utilizzando lo stesso principio di classificazione dello IAS 17 e distingueranno due tipologie di leasing: leasing operativo e finanziario.

La Società ha deciso di avvalersi delle due deroghe previste dal principio, soprariportate.

La Società prevede di adottare l'IFRS 16 retrospettivamente per ogni periodo precedente di riferimento. Tuttavia, dall'analisi qualitativa effettuata, il nuovo principio non dovrebbe comunque comportare significativi impatti sulle attività, passività e patrimonio netto della Società.

Con specifico riferimento alle concessioni demaniali, stante la specificità della materia, le analisi degli eventuali effetti sono ancora in corso di definizione.



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.

Il Consiglio di Amministrazione ha approvato nel 2017 una nuova versione del "Manuale di Gestione del Rischio", in cui 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 CO₂. 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 ricoprese 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 propongono 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 CO₂) 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 2018 il valore (Mark to Market) degli strumenti in essere risulta pari ad euro 125 migliaia in relazione alle operazioni di copertura del prezzo dell’energia elettrica e pari ad euro -99 migliaia in relazione alle operazioni di copertura del prezzo del gas.

Rischio di tasso d’interesse sui flussi finanziari

L’esposizione al rischio di variazione dei tassi di interesse della Società è legata principalmente all’indebitamento finanziario che, in 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 2017, a copertura di parte della Tranche A, La Società ha sottoscritto un Interest Rate Cap, con livello pari allo 0,5%, sull’Euribor 6 mesi per un nozionale iniziale di euro 196.800 migliaia e con scadenza e ammortamento in proporzione al piano di rimborso della Tranche A. Il valore di tale strumento, pagato alla data di sottoscrizione, è stato pari ad euro 1.880 migliaia. Al 31 dicembre 2018 il valore (Mark to Market) di tale strumento risulta pari ad euro 411 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 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.

La tabella che segue mostra come alla data del presente bilancio il rischio di credito è ridotto in quanto i crediti commerciali sono relativi o a controparti con elevato standing creditizio, e/o con i quali sono in essere anche contratti di fornitura tali per cui l'esposizione creditizia è compensata con il relativo debito commerciale riducendo sostanzialmente il rischio credito.

Informazioni relative alla qualità delle controparti (Euro migliaia)	31.12.2018	%	31.12.2017	%
Crediti per vendita di Energia				
Società a partecipazione statale ¹	56.693	61%	23.325	25%
Parti correlate	4.811	5%	4.811	5%
Altri operatori	30.969	33%	63.512	69%
Totale crediti per vendita di Energia	92.473	100%	91.648	100%
Altre controparti	298	0%	309	0%
Totale crediti commerciali	92.771	100%	91.957	100%

(1) Gestore del Mercato Elettrico S.p.A. (GME) e Terna S.p.A.



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 alla fase di rifinanziamento che la Società sta attraversando, come descritto nella nota n. 10 “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	24.926				24.926
Strumenti finanziari derivati	125	-	411		536
Crediti commerciali ed altre attività	146.513	41.711	6.788		195.012
Totale Attività Finanziarie	171.564	41.711	7.199	-	220.474
Debiti finanziari	52.972	27.716	112.506	276.015	469.210
Debiti commerciali ed altre passività	115.544	869	755	-	117.168
Strumenti finanziari derivati	99				99
Totale Passività Finanziarie	168.615	28.585	113.262	276.015	586.477
Totale esposizione netta	2.949	13.126	(106.063)	(276.015)	(366.004)

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 predispone 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 affidato 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 Regolatori, 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.



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;
- 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	Impianti e macchinari	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni		
-costo storico al 31.12.2017	227.729	2.026.682	9.067	4.306	17.139	2.284.923
-svalutazioni (-) al 31.12.2017	0	(113.738)			0	(113.738)
-ammortamento accumulato (-) al 31.12.2017	(134.984)	(1.297.329)	(8.464)	(3.832)		(1.444.609)
Valori iniziali al 01.01.2018	92.745	615.615	603	474	17.140	726.577
Variazioni						
-acquisizioni	202	6.694	36	466	5.821	13.219
-riclassifiche	(898)				0	(898)
-dismissioni (-)						
di cui:						
<i>costo storico</i>	(476)	(17.828)	(228)			(18.532)
<i>ammortamenti accumulati</i>	184	16.510	195			16.889
<i>utilizzo fondo svalutazione</i>						0
-ammortamenti	(7.701)	(47.789)	(129)	(162)		(55.781)
-svalutazioni (-)	(10.895)	(5.309)				(16.204)
-passaggi in esercizio	159	10.155			(10.314)	0
-altri movimenti						
Totale variazioni (B)	(19.425)	(37.567)	(126)	304	(4.494)	(61.309)
Valori al 31.12.2018	73.319	578.048	476	779	12.646	665.267
Di cui						
-costo storico	226.716	2.025.703	8.875	4.772	12.646	2.278.712
-svalutazioni (-)	(10.895)	(119.047)			0	(129.942)
-ammortamenti accumulati (-)	(142.501)	(1.328.608)	(8.398)	(3.994)		(1.483.502)
Valore netto	73.319	578.048	476	779	12.646	665.267

Al 31 dicembre 2018 il valore degli immobili, impianti e macchinari è pari a euro 665.267 migliaia. Nel corso dell'anno la Società ha realizzato investimenti complessivi per euro 13.219 migliaia, dei quali euro 5.821 migliaia relativi alle "immobilizzazioni in corso ed acconti" ed euro 7.398 migliaia relativi alle "immobilizzazioni in esercizio".



Gli **investimenti** relativi alle immobilizzazioni in esercizio (euro 17.712 migliaia comprensivi dei passaggi in esercizio) hanno riguardato prevalentemente:

- il montaggio del primo e secondo set del c.d. Package 5;
- gli interventi di sicurezza e di adeguamento ambientale realizzati sugli impianti in esercizio;
- i costi relativi alla Minor Inspection biennale dell'unità VL5 a ciclo combinato effettuata in concomitanza con la fermata prevista per la verifica delle parti in pressione;
- l'acquisto delle dotazioni informatiche.

Per quanto riguarda invece gli investimenti per immobilizzazioni in corso e acconti, pari a euro 5.821 migliaia, si segnalano, euro 1.705 migliaia per lavori di segmentazione al fine di rendere autonomo il ciclo combinato rispetto ai gruppi a carbone dismessi della centrale di Vado Ligure, euro 1.414 migliaia per i lavori di adeguamento ambientale e di sicurezza delle centrali idroelettriche, euro 570 migliaia pari al 25% dei contratti per UPGRADE del sistema di controllo distribuito (DCS) installato presso la Centrale di Napoli e di Vado Ligure, nonché euro 600 migliaia quale acconto per le attività di ispezione sulle turbine a gas di Vado Ligure da effettuare nel prossimo 2019.

Si evidenzia, inoltre, che la voce riclassifiche riguarda esclusivamente il valore attribuito ai terreni della Centrale di Vado Ligure (circa 29 ettari) oggetto di cessione alla Società Vernazza Autogru Srl, a seguito del progetto di reindustrializzazione del sito come evidenziato in precedenza nel paragrafo "Struttura operativa".

Tali immobilizzazioni sono state pertanto riclassificate nella voce "Attività non correnti possedute per la vendita" come previsto dal principio contabile IFRS 5 quali attività destinate alla vendita, ritenuto che l'operazione si realizzi entro dodici mesi dalla chiusura del bilancio.

Le dismissioni, pari a euro 1.643 migliaia, si riferiscono principalmente all'alienazione di attrezzature industriali e di macchinari della Centrale di Vado Ligure non più utilizzate nel processo produttivo a valle delle attività di segmentazione degli impianti.

Le **svalutazioni**, pari ad euro 16.204 migliaia, hanno riguardato:

1. per euro 14.836 migliaia i cespiti afferenti le aree rese disponibili nell'ambito del processo di reindustrializzazione del sito di Vado Ligure, dopo aver segmentato le aree funzionali all'esercizio dell'impianto a gas. Infatti su tali aree insistono manufatti ed opere murarie di particolare rilevanza tecnica, (c.d. Opere Comuni) per le quali la Società aveva ritenuto recuperabile il valore in quanto si riteneva che mantenessero un congruo valore di realizzo in caso di cessione delle aree ad imprese operanti in settori che potevano avere concreto interesse all'utilizzo delle infrastrutture ivi insistenti. In relazione alle offerte economiche di Vernazza Autogru, di cui si è già dato evidenza nel paragrafo "Struttura operativa", la Società ha potuto constatare come il valore di realizzo connesso a tali aree si fosse dimostrato inferiore rispetto al carrying amount di riferimento, generando la necessità di provvedere ad una svalutazione di tali cespiti al 31 dicembre 2018.
2. per euro 1.368 migliaia la svalutazione del valore residuo dell'evaporatore multistadio utilizzato per la produzione di acqua demineralizzata presso la centrale di Torrevaldaliga Sud. Tale impianto è stato infatti sostituito da un nuovo impianto ad osmosi inversa più efficiente e con minori costi di funzionamento.



L'impairment test al 31 dicembre 2018 è stato effettuato sull'unica CGU di Tirreno Power, utilizzando i flussi finanziari relativi al periodo 2018 – 2039, periodo in cui si esaurisce la vita utile degli impianti di produzione, estrapolati dal Piano Industriale aggiornato, che recepisce lo scenario di mercato richiesto a REF-E con curve previsionali dei mercati energetici di dicembre 2017, aggiornato per tener 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 2018 e con i dati del budget 2019 approvato dal CdA in data 18 dicembre 2018.

L'impairment test ha evidenziato un valore recuperabile superiore al valore netto contabile; pertanto, non si è evidenziata la necessità di ulteriori svalutazioni degli assets societari. Infatti, il recoverable amount al 31 dicembre 2018 risulta pari a euro 1.046 milioni, mentre il capitale investito netto risulta pari ad euro 687 milioni.

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 6,48%. Tale valore è il risultato dell'aggiornamento a dicembre 2018 dei tassi e dei rendimenti prospettici alla base del calcolo di tale parametro. Il Wacc così aggiornato non si discosta significativamente da quello utilizzato per l'impairment test a dicembre 2017 (6,16%).

Le sensitivity effettuate sul valore recuperabile ad una variazione +/- 100 bps del Wacc e sullo scenario Risk, con una riduzione dei margini del 10%, confermano i risultati dell'impairment test.

Gli **ammortamenti** delle immobilizzazioni materiali a carico del periodo interessano prevalentemente i siti di produzione termoelettrica a ciclo combinato (euro 41.424 migliaia), le relative Major Inspection (euro 10.758 migliaia) e gli oneri di ripristino (euro 441 migliaia) e sono calcolati applicando le aliquote economico-tecniche rappresentative della vita utile di ciascun componente.

Per quanto riguarda i beni gratuitamente devolvibili, l'ammortamento è commisurato alla durata della relativa concessione se inferiore alla vita utile.

Le immobilizzazioni materiali al 31 dicembre 2018, classificate in funzione della loro destinazione, sono così suddivise:

Impianti di produzione	Costo originario	Fondo ammortamento	Valore Netto	Fondo svalutazione	Netto contabile
Impianti termoelettrici	2.125.217	(1.408.557)	716.660	(129.942)	586.718
Beni gratuitamente devolvibili	2.132	(2.128)	4		4
Totale	2.127.349	(1.410.685)	716.664	(129.942)	586.722
Impianti da fonti rinnovabili	88.396	(41.069)	47.327		47.327
Beni gratuitamente devolvibili	30.503	(14.804)	15.699		15.699
Totale	118.899	(55.873)	63.026		63.026
Totali impianti di produzione	2.246.248	(1.466.558)	779.690	(129.942)	649.748
Altri impianti e macchinario,	19.817	(16.944)	2.873		2.873
Totale beni in esercizio	2.266.065	(1.483.502)	782.564	(129.942)	652.622
Immobilizzazioni in corso ed acconti	12.646		12.646		12.646
Totale	2.278.712	(1.483.502)	795.210	(129.942)	665.267

Al 31 dicembre 2018 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	Diritti di Emissioni e altre attività	Immob. zioni in corso e acconti	VALORE A A BILANCIO
-costo storico al 31.12.2017	8.930	19.386	130	28.446
-ammortamento accumulato (-) al 31.12.2017	(8.344)	(32)		(8.376)
Valori iniziali al 01/01/2018(A)	586	19.354	130	20.070
Variazioni al 31.12.2018				
-acquisizioni	182	30.997	98	31.277
-riclassifiche	130		(130)	0
-ammortamenti (-)	(370)	(1)		(371)
-svalutazioni (-)				
-altri movimenti		(15.334)		(15.334)
Totale variazioni (B)	(58)	15.662	(32)	15.573
Valori al 31.12.2018 (A+B)	528	35.017	98	35.643
Di cui				
-costo storico	9.242	35.049	98	44.390
-svalutazioni (-)				
-ammortamenti (-)	(8.714)	(33)		(8.747)
Valore netto	528	35.017	98	35.643

La voce Diritti d Emissioni e altre attività si riferisce sostanzialmente a n. 2.463.423 Diritti di emissione CO₂ per un importo pari ad euro 35.006 migliaia.

Gli incrementi delle quote CO₂ sono relativi all'acquisto di n. 1.790.000 diritti di emissione per complessivi euro 30.997 migliaia. I decrementi, invece, si riferiscono alla consegna di n. 2.575.649 certificati di CO₂, pari ad euro 15.334 migliaia in ottemperanza agli obblighi della Società per il 2017.

Il significativo incremento del valore dei diritti CO₂ fa riferimento al maggiore prezzo registrato per l'acquisto dei diritti nel 2018 rispetto al 2017, come meglio evidenziato precedentemente nella Relazione.

3. ATTIVITA' FINANZIARIE NON CORRENTI

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

(in migliaia di euro)	31.12.2018	31.12.2017	Variazioni
- prestiti al personale	417	559	(142)
- depositi cauzionali	6.371	24.584	(18.213)
Totale attività finanziarie non correnti	6.788	25.143	(18.355)



I depositi cauzionali comprendono principalmente, per euro 6.056 migliaia, il deposito a favore di Terna SpA per il contratto di dispacciamento per i punti di immissione e di prelievo emesso nel 2015.

Si segnala che, in relazione a quanto previsto nell’Accordo di Ristrutturazione ed nell’“Amendment Agreement” del 1° febbraio 2018, nel corso del primo semestre 2018 è stato incassato il deposito cauzionale, per euro 18.212 migliaia, della quota parte del credito relativo alle quote di emissione gratuite per la Centrale di Napoli corrisposta dal MISE nel mese di dicembre 2016 e febbraio 2017, ad Intesa Sanpaolo S.p.A. in qualità di cessionario del suddetto credito ceduto dalla Società in fase di rifinanziamento quale collateral alla linea di credito disponibili per garanzie.

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 2018, immobilizzazioni finanziarie iscritte ad un valore superiore al loro fair value.

4. ATTIVITA’ PER IMPOSTE ANTICIPATE

La voce, pari ad euro 621 migliaia, accoglie esclusivamente l’effetto fiscale sulla variazione di fair value rilevato a patrimonio netto in applicazione dello IAS 19 relativo al TFR e ai benefit del personale e dell’IFRS 9 relativo agli strumenti finanziari derivati di copertura.

La Società, in relazione alle note criticità che ha affrontato negli ultimi anni con la finalizzazione dell’Accordo di ristrutturazione ex art. 182 bis L.F., e al fatto che il risultato positivo conseguito nel 2018, stante anche la volatilità del mercato elettrico, non possa ritenersi ancora stabile, ha ritenuto di non procedere, anche nel bilancio al 31 dicembre 2018, all’iscrizione di imposte anticipate relative principalmente alle perdite fiscali maturate negli esercizi precedenti e sulle differenze temporanee deducibili.

Al netto degli importi utilizzati in compensazione del reddito imponibile dell’esercizio 2018, le imposte anticipate non iscritte ammontano, al 31 dicembre 2018, a circa 83 milioni di euro.

5. ALTRE ATTIVITA’ NON CORRENTI

La voce, pari ad euro 41.711 migliaia, accoglie:

- per euro 31.500 migliaia, il credito IVA maturato nel corso dell’anno 2018 per il quale la Società presenterà istanza di rimborso e che si stima sarà incassato nel corso dell’anno 2020;
- per euro 10.211 migliaia il credito residuo per le quote ETS spettanti, per gli anni dal 2010 al 2012 per l’impianto di Napoli. Si segnala che, in relazione a quanto previsto nell’Accordo di Ristrutturazione, il credito delle quote ETS sopra indicato risultava al 31 dicembre 2017 ceduto a Intesa Sanpaolo S.p.A. (in qualità di Banca Emittente), quale garanzia delle obbligazioni derivanti dal nuovo contratto di finanziamento per firma. Tali crediti nel mese di febbraio 2018 sono stati oggetto di retrocessione da parte della banca in relazione alla firma del “Amendment Agreement”.



6. STRUMENTI FINANZIARI DERIVATI

La voce, pari ad euro 411 migliaia, accoglie il valore (Mark to Market) al 31 dicembre 2018 del contratto di copertura sul tasso di interesse stipulato nel corso del mese di maggio 2017. In particolare, a copertura di parte della Tranche A, è stato sottoscritto un Interest Rate Cap, con livello pari allo 0,5%, sull'Euribor 6 mesi per un nozionale iniziale di euro 196.800 migliaia e con scadenza e ammortamento in proporzione al piano di rimborso della Tranche A.

7. ATTIVO CORRENTE

(in migliaia di euro)	31.12.2018	31.12.2017	VARIAZIONI
Rimanenze	14.413	14.502	(89)
Crediti commerciali	92.771	91.957	814
Altre attività correnti	53.609	40.153	13.456
Strumenti finanziari - derivati	125	0	125
Altre attività finanziarie correnti	133	1.288	(1.155)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	24.926	11.676	13.250
Totale attivo corrente	185.977	159.575	26.402

Di seguito il dettaglio delle singole voci:

Rimanenze

Le rimanenze di beni fungibili, per quanto attiene la metodologia di determinazione del costo di acquisto, evidenziano una valutazione di bilancio secondo il metodo del costo medio ponderato.

Tuttavia, in conseguenza degli eventi occorsi e delle decisioni prese relativamente al sito di Vado Ligure si era ritenuto necessario azzerare, già nei precedenti bilanci, il valore delle rimanenze afferenti i gruppi a carbone in quanto le stesse non risultavano più utilizzabili nel processo produttivo.

Nel corso del 2017, sono iniziate le attività di alienazione di tali materiali, anche a mezzo aste competitive per gruppi omogenei. Nel corso del 2018 sono continuate le attività di alienazione di tali materiali, sempre per gruppi omogenei. In particolare sono state rottamate merci per euro 983 migliaia, già interamente svalutate.

Inoltre, come indicato nel bilancio al 31 dicembre 2017, in relazione ai materiali per i quali appariva dubbia la loro possibilità di utilizzo e/o realizzo, nel corso dell'anno sono state rottamate giacenze presenti nei magazzini della Centrale di Torrevaldaliga per euro 320 migliaia, già interamente svalutate.



Di seguito il dettaglio delle rimanenze per tipologia:

(in migliaia di euro)	31.12.2018	31.12.2017	VARIAZIONI
Rimanenze materiali	14.354	14.324	30
Rimanenze combustibili	0	93	(93)
Altre Rimanenze	60	85	(25)
Totale Rimanenze	14.413	14.502	(89)

Crediti commerciali

Tale voce, pari ad euro 92.771 migliaia, comprende essenzialmente crediti commerciali per vendita di energia e materiali diversi.

(in migliaia di euro)	31.12.2018	31.12.2017	Variazioni
Crediti per vendita di Energia:			
-GME	10.763	4.977	5.786
-Terna S.P.A.	45.930	18.348	27.582
- Altri operatori	35.780	68.323	(32.543)
Totale crediti per vendita di Energia:	92.473	91.648	825
Altri crediti di natura commerciale	298	309	(11)
Totale Crediti Commerciali	92.771	91.957	814

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.

Altre attività correnti

La voce, pari ad euro 53.609 migliaia, accoglie principalmente i crediti tributari. Questi ultimi alla data di bilancio ammontano ad euro 48.086 migliaia ed accolgono, principalmente, il credito verso l'Erario per l'IVA richiesta a rimborso e precisamente l'annuale 2017 (euro 33.000 migliaia) e il III trimestre 2018 (euro 11.900 migliaia); oltre ai relativi interessi maturati (euro 146 migliaia).

Inoltre la voce accoglie i crediti verso gli Azionisti, pari ad euro 2.351 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 effettuati direttamente dai Soci.



Risultano infine rilevati i crediti verso gli Istituti previdenziali per euro 1.112 migliaia relativi sostanzialmente alle somme anticipate ai dipendenti per gli ammortizzatori sociali relativi alla Cassa Integrazione Guadagni Straordinaria ed ai precedenti contratti di Solidarietà.

Strumenti finanziari - derivati

La voce accoglie per euro 125 migliaia il Fair Value dei contratti finanziari derivati in essere al 31 dicembre 2018 a copertura dell'oscillazione del prezzo del gas metano per un nozionale pari a 44 MWht e con scadenza nel 2019.

Altre attività finanziarie correnti

Le altre attività finanziarie correnti, pari ad euro 133 migliaia, si riferiscono sostanzialmente alle quote di commissioni per fidejussioni pagate e non ancora maturate per euro 104 migliaia.

Disponibilità liquide e mezzi equivalenti

La voce pari ad euro 24.926 migliaia accoglie, sostanzialmente, i saldi attivi dei conti intrattenuti con primarie banche.

8. ATTIVITA' NON CORRENTI POSSEDUTE PER LA VENDITA

La voce accoglie per euro 898 migliaia il valore attribuito ai terreni (circa 29 ettari) del sito di Vado Ligure oggetto di cessione alla Società Vernazza Autogru Srl, come già indicato in nota n. 1.



PASSIVO

9. PATRIMONIO NETTO

Per le informazioni relative alla movimentazione del patrimonio netto, si rimanda al prospetto di Variazione del Patrimonio contenuto nella presente bilancio.

La voce “Altre riserve”, pari ad euro 124.742 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 2018, risulta pertanto di euro 115.265 migliaia;
- Riserva legale per euro 695 migliaia;
- Riserva Disponibile per Copertura Perdite per euro 9.243 migliaia;
- Riserva IAS 19 - TFR e Altri Benefici per euro 57 migliaia;
- Riserva CFH di copertura delle forniture di gas e di vendita di energia per euro 20 migliaia;
- Riserva IFRS 9 Interest Rate CAP negativa per euro 537 migliaia.

Tale ultima riserva, accoglie sia il c.d. valore intrinseco che quello per Time Value (al netto dell’effetto imposte) dello strumento finanziario di copertura descritto in nota 6; la riserva IAS 19, accoglie gli utili e le perdite di attualizzazione (sempre al netto del relativo effetto imposte) determinate come indicato al punto 12 ed infine la Riserva CFH accoglie le variazioni di fair value dei contratti finanziari derivati di copertura descritti in nota n. 7 e n. 15.

Si segnala che, in data 16 aprile 2018 l’Assemblea degli Azionisti ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2017 di Tirreno Power S.p.A., deliberando altresì di coprire la perdita netta, pari a euro 13.463.142 mediante utilizzo della riserva disponibile per copertura perdite.

Il capitale sociale al 31 dicembre 2018 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		58.957	
Riserve di utili:					
Riserva legale	695	B			
Riserve IFRS 9, CFH e IAS 19	-460	B			
TOTALE RISERVE	124.742				

Legenda:

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

Gli Strumenti Finanziari Partecipativi (SFP), 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

10. DEBITI PER FINANZIAMENTI

I “Debiti per finanziamenti” si riferiscono al Restated Facilities Agreement sottoscritto con gli istituti finanziatori in data 15 dicembre 2015.

Di seguito sono indicate le linee di credito che lo compongono:

- euro 300.000 migliaia "Tranche A", da rimborsare con piano di ammortamento a partire da data non antecedente al 30 giugno 2017, remunerati al tasso di Euribor + 2,07%, maturity dicembre 2022 (+ estensione opzionale per ulteriori 2 anni);
- euro 50.000 migliaia "revolving credit facility" remunerati al tasso di euribor + 2% con possibilità di ripagamento e tiraggio fino alla data di maturity prevista per dicembre 2022 (+ estensione opzionale per ulteriori 2 anni);
- euro 250.000 migliaia Tranche B (linea di credito "Convertendo"), remunerati al tasso del 3,42% PIK maturity dicembre 2024 (con possibilità di estensione opzionale per ulteriori 2 anni);
- euro 2.309 migliaia quale Linea di credito Hedging ripagata con piano di ammortamento di complessive 6 rate semestrali a partire dal 30 giugno 2017, remunerati al tasso di Euribor + 2%.

Per quanto riguarda la linea di credito Convertibile, la Società avrà il diritto di disporre la conversione, in SFP Senior fino ad un limite di euro 230 milioni, interamente o in parte, per soddisfare i requisiti patrimoniali/finanziari necessari per l’operatività, o per curare deficienze patrimoniali o, infine, per curare violazioni del leverage ratio.

Al 31 dicembre 2018 risultano capitalizzati interessi per un totale di euro 37.325 migliaia, di cui euro 11.310 migliaia relativi al “term loan A” ed euro 26.015 migliaia relativi alla linea di credito Convertibile.

Al 31 dicembre 2018 il debito residuo relativo alle linee di credito sopra indicate, al netto dei rimborsi effettuati e comprensivo degli interessi capitalizzati, è così composto:

- euro 191.803 migliaia "Tranche A";
- euro 276.015 migliaia Tranche B (linea di credito "Convertendo");
- euro 1.385 migliaia quale Linea di credito Hedging.

Il Restated Facilities Agreement prevede che, ad ogni fine semestre, le disponibilità liquide (comprensive della linea "revolving credit facility) eccedenti gli euro 50.000 migliaia debbano essere utilizzate come rimborso anticipato delle linee di credito a partire dalla Tranche A e pro-quota sulle scadenze del piano di rimborso, unitamente agli interessi capitalizzati sulla quota capitale rimborsata anticipatamente.

In data 1° febbraio 2018 è divenuto efficace l’“Amendment Agreement” negoziato con gli istituti finanziari in parziale modifica dei contratti denominati “Guarantee Facility Agreement” e “Restated Facility Agreement” sottoscritti entrambi il 16 dicembre 2015.



In sintesi, l'Amendment Agreement conferma le garanzie esistenti per supportare l'attività operativa della Società fino a Dicembre 2022 e l'emissione di ulteriori garanzie da parte degli Istituti Finanziari per operare, al momento della sua entrata in vigore, nel Capacity Market. A seguito dell'accordo la Società inoltre ha provveduto al rimborso anticipato della Tranche A in applicazione del così detto meccanismo di Cash Sweep delle disponibilità liquide eccedenti gli euro 50.000 migliaia alla data del 31 Dicembre 2017 pari ad un importo di euro 11.650 migliaia insieme ad un pagamento di cash sweep straordinario, pari ad euro 18.212 migliaia, costituito dall'ammontare dei crediti ETS a suo tempo ceduti in garanzia alle banche e che sono stati nelle more incassati da Banca Intesa in qualità di cessionaria dei crediti. Si segnala al riguardo che, sempre in virtù dell'accordo, il restante importo dei crediti ETS, a suo tempo ceduto e non ancora incassato, pari ad euro 10.211 migliaia è stato retrocesso alla Società con atto notarile.

L'accordo inoltre modifica i covenant di default e di conversione prevedendone la sospensione nel 2018 e 2019 e la modifica degli stessi successivamente alla sospensione con un incremento del 5% sui ratio di conversione e del 10% su quelli di default nel periodo 2020-2022 e dal 2022 al 2024 ratio di conversione e di default mantenuti flat rispettivamente al 3.00 e 3.33.

Infine, le Parti hanno concordato una riduzione di euro 20 milioni dell'ammontare della Tranche B (Convertendo) per requisiti patrimoniali per l'accesso al Capacity Market (da euro 250 milioni a euro 230 milioni, interessi esclusi) qualora tale requisito fosse confermato nella disciplina finale di Terna.

Sulla base delle disponibilità liquide al 31 dicembre 2018 ed in considerazione delle rate in scadenza nel corso dei prossimi 12 mesi, la Società ha provveduto a riclassificare nel passivo corrente una quota di debito per euro 52.964 migliaia, di cui euro 24.904 migliaia come Cash Sweep sulle disponibilità liquide al 31.12.2018. Tale ulteriore prepayment della Tranche A contribuirà a ridurre le rate residue a partire da quella in scadenza a dicembre 2019.

11. FONDI PER RISCHI ED ONERI

La consistenza dei fondi rischi ed oneri è pari ad euro 76.209 migliaia in diminuzione di euro 7.058 migliaia rispetto al 31 dicembre 2017.

La consistenza e la movimentazione dei fondi è di seguito sintetizzata:

(in migliaia di euro)	31.12.2017	Accant.ti	Utilizzi	Altri Movimenti	31.12.2018	di cui Corrente	di cui non Corrente
Fondo contenzioso	1.411	72	(693)		790		790
Fondo oneri per incentivo all'esodo	1.279		(593)	(43)	643	643	
Fondo oneri per incentivo alla mobilità	100		(72)	12	40	40	
Fondo rischi diversi :	80.478	5.821	(11.085)	(477)	74.736	9.846	64.889
- smantellamento e ripristino siti	66.576	5.182	(6.550)	(54)	65.154	6.379	58.775
- altro	13.903	639	(4.535)	(423)	9.582	3.467	6.115
Totale fondi rischi ed oneri	83.267	5.893	(12.443)	(508)	76.209	10.529	65.679



Gli **accantonamenti** del periodo, pari a euro 5.893 migliaia, hanno incrementato i fondi principalmente per quanto segue:

- euro 2.813 migliaia per il riconoscimento degli oneri finanziari su fondi di smantellamento connessi all'attualizzazione della stima degli oneri futuri di smantellamento, utilizzando il tasso di attualizzazione del 5%;
- euro 1.344 migliaia per l'adeguamento delle stime relative allo smantellamento dell'area extra ciclo combinato della Centrale di Napoli;
- euro 1.025 migliaia per l'adeguamento della stima degli oneri di smantellamento delle ciminiere e dei serbatoi olio degli impianti a carbone.

Fra gli **utilizzi**, relativi ai pagamenti effettuati nel corso dell'esercizio, si segnalano in particolare:

- euro 5.731 migliaia per le attività di demolizione di alcune parti degli impianti a carbone e della prima delle due ciminiere;
- euro 1.563 migliaia per premi MBO in relazione ai risultati conseguiti dagli assegnatari nel corso del 2017, nonché premi di risultato anno 2018 per dipendenti;
- euro 930 migliaia per il rilascio definitivo della nuova concessione demaniale delle aree della Centrale di Napoli;
- euro 651 migliaia per accordo conciliazione giudiziale ICI 2008÷2010 con i Comuni di Vado Ligure e Quiliano;
- euro 258 migliaia per transazione Ponte Vizzà.

Gli **altri movimenti** si riferiscono, oltre che ad alcune riclassifiche, allo stralcio dell'eccedenza del fondo accantonato per il contenzioso ICI/IMU con i comuni di Vado ligure e Quiliano, in seguito alla conclusione di una transazione con gli stessi comuni.

Il fondo rischi diversi accoglie per euro 65.208 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. Parte di tali fondi afferiscono alle aree di Vado Ligure oggetto di cessione alla società Vernazza Autogru e potranno essere oggetto di revisione solo successivamente alla finalizzazione dell'accordo.

La voce "Fondi rischi diversi - Altro" pari ad euro 9.530 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 1.377 migliaia per contenziosi ICI/IMU.

Gli esborsi più significativi connessi agli interventi di smantellamento e di ripristino saranno sostenuti in un arco temporale tra il 2020 e il 2039.



Il fondo “contenzioso” accoglie le passività che si stima potrebbero derivare da controversie giudiziarie in corso (principalmente connesse a rapporti di fornitura, lavoro e all’esercizio degli impianti), in base alle indicazioni dei legali interni ed esterni della Società.

Per quanto riguarda il contenzioso amianto, per il quale risultano accantonati euro 575 migliaia, si segnala quanto segue:

1. Per quanto riguarda il giudizio nel quale la Società è convenuta unitamente ad Enel S.p.A. e ad Enel Produzione S.p.A. per il risarcimento di tutti i danni non patrimoniali ex art. 2087 c.c. che sarebbero stati subiti da un ex dipendente giusta contrazione del carcinoma polmonare riconducibile all’esposizione professionale ad amianto, il Giudice, in data 23.05.2018, all’esito dell’udienza di precisazione delle conclusioni, ha emesso sentenza con la quale tra l’altro ha:

- rigettato il ricorso presentato contro Enel produzione;
- condannato Enel S.p.A. a pagare in favore dei ricorrenti euro 530 migliaia, oltre interessi legali e rivalutazione monetaria dal 01.01.2018 alla data della sentenza, oltre ulteriori interessi sull’importo così calcolato da oggi al saldo effettivo;
- condannato la convenuta Tirreno Power a manlevare Enel S.p.a. dell’importo di cui sopra;
- rigettato la domanda verso le terze chiamate compagnie assicurative;
- condannato Tirreno Power al pagamento delle spese di giudizio.

A seguito della richiesta pervenuta da Enel s.p.a. avente ad oggetto la richiesta di manleva per il pagamento effettuato da quest’ultima agli eredi dell’ex dipendente, così come da dispositivo di sentenza, la Società ha provveduto nel mese di dicembre 2018 ad effettuare il pagamento nei confronti di Enel pari ad euro 565 migliaia.

Avverso la sentenza n. 3774/2018 emessa dal Tribunale di Napoli, la Società ha proposto Appello presso la Corte di Appello di Napoli.

Allo stato appare probabile la soccombenza di Tirreno Power nel presente giudizio anche con riferimento al petitum di primo grado.

2. In relazione alla causa per risarcimento danni asseritamente subiti per esposizione professionale ad amianto, dagli eredi di un ex dipendente, la Società ha proposto appello avverso la sentenza emessa dal Tribunale Civile di Civitavecchia. Con ordinanza del 26.03.2018, emessa in seguito all’udienza tenutasi il medesimo giorno, il Collegio ha disposto l’espletamento di nuova CTU medico legale sui medesimi quesiti già conferiti in primo grado al CTU al fine di riesaminare il caso alla luce delle note critiche presentate dalla difesa di Tirreno Power, rinviando all’udienza del 16.04.2018 il conferimento dell’incarico al nominato CTU. All’udienza del 16.04.2018 il Collegio ha disposto che il CTU trasmetta alle parti entro 120 giorni dall’inizio delle operazioni peritali, fissato nel giorno 16.05.2018, la bozza della propria relazione tecnica.

Espletate le CTU, la causa veniva rinviata dal Collegio giudicante della Corte di Appello di Roma all’udienza del 03.12.2018 per decisione.

In data 14.12.2018, il suddetto collegio ha depositato il dispositivo della sentenza con cui ha respinto l’appello e condannato TP alla refusione in favore di controparte delle spese di lite del grado, liquidate in euro 27 migliaia.



In attesa della pubblicazione integrale della sentenza emessa dalla Corte di Appello di Roma, Tirreno Power sta valutando l'opportunità di impugnarla innanzi alla Corte di Cassazione. Il rischio che l'eventuale giudizio innanzi alla Corte di Cassazione, avente ad oggetto l'impugnazione della sentenza emessa dalla Corte di Appello di Roma, abbia un esito negativo per Tirreno Power è possibile. Ad ogni modo Tirreno Power in caso di esito negativo, rischierebbe di essere condannata esclusivamente al pagamento delle spese di giudizio.

3. Nel mese di maggio 2018 la Società ha ricevuto una ulteriore richiesta di risarcimento danni da esposizione amianto da parte degli eredi di un ex dipendente. In attesa di un eventuale procedimento legale che dovesse instaurarsi, la soccombenza circa la richiesta di risarcimento risulta possibile, ma non è al momento quantificabile l'eventuale passività, non essendo tra l'altro esplicitato il quantum nella richiesta ricevuta.

Ad oggi non è stato notificato alla Società alcun ricorso da parte degli eredi.

4. TP ha proposto appello avverso la sent. 7271/12 emessa dal Trib. Civile di Roma, in relazione alla causa RG 10031/10 incardinata dagli eredi di un ex dipendente, per ottenere il risarcimento di tutti i danni, patrimoniali e non, sia iure hereditatis ex art. 2087 c.c. che iure proprio ex art. 2043 c.c. per esposizione all'amianto del de cuius deceduto con mesotelioma polmonare. L'appello di TP è stato rivolto contro ENEL al fine di sentirne dichiarare la legittimazione passiva esclusiva. La corte di Appello ha rigettato l'appello proposto da TP compensando le spese di lite. Successivamente TP ha proposto ricorso per Cassazione depositando il fascicolo di parte e dei gradi precedenti. In data 28.11.2018 si è tenuta l'udienza in Cassazione per il ricorso avverso la sentenza della Corte di Appello, siamo in attesa della pubblicazione della sentenza.

Allo stato appare probabile la soccombenza di Tirreno Power limitatamente alle spese del presente giudizio.

5. TP è stata adita in giudizio unitamente all'INPS ed all'INAIL per il risarcimento dei danni subiti da un ex dipendente, derivanti dalla malattia professionale lamentata dal ricorrente. Rigettata dal giudice la richiesta di espletamento della CTU. Il processo è stato rinviato all'udienza del 23/05/2019 per discussione e conclusioni. Allo stato appare probabile la soccombenza di Tirreno Power in relazione al giudizio.

12. TFR E ALTRI BENEFICI AI DIPENDENTI

Ammontano ad euro 12.934 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 19 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	2018	2017
Tasso annuo tecnico di attualizzazione	1,57%	1,30%
Tasso annuo di inflazione	1,50%	1,50%
Tasso annuo incremento TFR	2,63%	2,63%

Altri benefici dipendenti	2018	2017
Tasso annuo tecnico di attualizzazione	1,30%	1,30%
Tasso annuo di incremento delle retribuzioni	0,50%	0,50%

La seguente tabella illustra le variazioni intervenute:

(in migliaia di euro)	TFR	Sconto energia pensionati	Indennità Sostitutiva Sconto E.E.	Mensilità aggiuntive	Premi fedeltà	VALORE A A BILANCIO
Valori al 31.12.2017 (A)	4.841	7.904	562	553	424	14.285
<i>Curtailment</i>		-324				-324
-Accantonamenti				9	17	26
-Oneri finanziari (+)	64	106	7	8	5	190
-Utili (perdite) da attualizzazione (-/+)	-119	(523)	-1	(32)	3	(672)
-Utilizzi (-)	(365)	(160)	(38)		(7)	(570)
Totale variazioni (B)	(420)	(901)	(32)	(15)	18	(1.350)
Valori al 31.12.2018 (A+B)	4.421	7.003	530	538	442	12.934

Il *Curtailment* riflette gli effetti della disdetta, in accordo con le OO.SS., della regolamentazione collettiva sulle agevolazioni sulle tariffe di vendita dell'energia elettrica per il personale cessato dal servizio e i relativi superstiti, per i cui dettagli si rimanda a quanto già evidenziato nella Relazione sulla Gestione. La riduzione della passività, pari ad euro 324 migliaia, è stata in parte utilizzata per il compenso sostitutivo erogato agli aderenti all'accordo e, per la parte eccedente, rilevato tra gli altri ricavi.

Risultano inoltre rilevati nell'esercizio costi per benefici ai dipendenti per euro 216 migliaia, di cui euro 190 migliaia per interessi registrati tra gli oneri finanziari ed euro 26 migliaia rilevati tra i costi del personale.

Infine gli utili da attualizzazione sono pari a euro 672 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 31.12.2018				
	TFR	Mensilità Aggiuntive	Sconto Energia	Indennità Sconto Energia
Tasso di inflazione +0,25%	4.478.035,98	N/A	N/A	N/A
Tasso di inflazione -0,25%	4.365.318,32	N/A	N/A	N/A
Tasso di attualizzazione +0,25%	4.331.743,60	526.523,90	7.116.254,90	519.184,47
Tasso di attualizzazione -0,25%	4.513.444,93	549.892,17	7.546.826,85	542.024,25

	TFR	Mensilità Aggiuntive	Sconto Energia	Indennità Sconto Energia
Service Cost pro futuro	-	8.770,69	-	-
Duration del piano	10	10	12	10

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

(unità)	31.12.2017	Entrate	Uscite	Altro /Riclassifiche	31.12.2018
Dirigenti e Quadri	44		1		43
Impiegati	157		6	5	156
Operai	39			-5	34
Totale	240	0	7	0	233

13. 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 31/12/2017		SITUAZIONE AL 31/12/2018		
	Saldo	Accantonamenti	Utilizzi	Altri movimenti	Saldo
Imposte differite					
Ammortamenti	36.216		(906)		35.310
FV IAS 19 a riserva di PN	69				69
FV Strumenti finanziari derivati a P.N.	101	120	(191)		30
Totale imposte differite	37.389	120	(906)		35.409

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

14. ALTRE PASSIVITA' NON CORRENTI

La voce, pari a euro 1.624 migliaia, accoglie la quota non corrente del debito verso il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare derivante dall'atto di transazione sottoscritto nell'anno 2011 con il quale Tirreno Power è stata espressamente e definitivamente liberata da qualsiasi obbligo e responsabilità in relazione alla progettazione e realizzazione degli interventi di messa in sicurezza, bonifica e ripristino ambientale della falda acquifera, delle acque superficiali e dei sedimenti marini prospicienti il Sito di Napoli.

15. PASSIVO CORRENTE

(in migliaia di euro)	31.12.2018	31.12.2017	Variazioni
Debiti per finanziamenti	52.966	38.482	14.484
Fondi rischi e oneri	10.529	14.474	(3.945)
Debiti commerciali	74.398	88.026	(13.628)
Debiti per imposte sul reddito	2.681	0	2.681
Altre passività correnti	38.464	24.466	13.998
Strumenti finanziari - derivati	99	0	99
Passività finanziarie a breve	6	0	6
Totale passivo corrente	179.144	165.448	13.695

Di seguito il dettaglio delle singole voci:

Debiti per Finanziamenti

La voce accoglie la quota corrente del finanziamento Restated Facilities Agreement sottoscritto con gli istituti finanziari in data 15 dicembre 2015, come dettagliato in nota n. 10.

**Fondi rischi e oneri**

La voce accoglie le passività correnti per oneri e rischi industriali commentati dettagliatamente nella nota 11.

Debiti commerciali

I “Debiti commerciali” pari ad euro 74.398 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 2018. Le scadenze di tali debiti sono generalmente comprese tra i 30 e i 120 giorni.

La diminuzione di euro 13.628 migliaia è riconducibile principalmente ai minori acquisti di energia e combustibili degli ultimi due mesi del periodo rispetto a quelli del 2017.

Debiti per imposte sul reddito

La voce accoglie i debiti per IRAP determinati applicando l’aliquota vigente all’imponibile fiscale dell’anno 2018.

Altre passività correnti

Le altre passività correnti, pari ad euro 38.464 migliaia, si riferiscono principalmente al debito relativo all’onere di competenza dell’esercizio per i Diritti di emissione CO₂ (euro 32.357 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)	31.12.2018	31.12.2017	Variazioni
Debiti per Diritti di emissione CO ₂	32.357	15.336	17.021
Altre imposte	781	3.049	(2.268)
Debiti verso istituti di previdenza e sicurezza sociale	1.384	1.168	216
Debiti verso il personale	2.025	3.765	(1.740)
Altri	1.917	1.148	769
Totale altre passività correnti	38.464	24.466	13.998

L’incremento dei debiti per diritti di emissione è riconducibile all’aumento dei debiti per il maggior costo di acquisto delle quote CO₂ a seguito dell’aumento del prezzo dei diritti da consegnare nel 2019, per ottemperare agli obblighi del 2018, in funzione dei maggiori prezzi di acquisto delle quote rispetto al precedente esercizio.

Le voci “debiti verso il personale” e “Altre imposte” al 31 dicembre 2017 comprendevano le competenze da erogare nei primi mesi del 2018, e le relative ritenute fiscali, ai dipendenti che sono usciti dall’azienda a dicembre 2017 per effetto dell’accordo sindacale del 2 dicembre 2016.



La voce “Altri” comprende principalmente la quota corrente del debito verso il Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, come meglio precisato in nota n.14, per euro 917 migliaia.

Strumenti finanziari - derivati

La voce accoglie per euro 99 migliaia il Fair Value dei contratti finanziari derivati in essere al 31 dicembre 2018 a copertura dell’oscillazione del prezzo dell’energia elettrica per un nozionale pari a 22 MWh e con scadenza nel 2019.

IMPEGNI E GARANZIE

Gli impegni assunti verso fornitori sono di seguito dettagliati:

(in migliaia di euro)	31.12.2018	31.12.2017	Variazioni
Appalti e forniture varie	67.210	68.230	(1.020)
Acquisto combustibile termico	21.503	22.219	(716)
Totale impegni verso fornitori	88.713	90.449	(1.736)

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 82.815 migliaia, riguardano polizze rilasciate da banche e istituti assicurativi, su richiesta della Società, e relative principalmente a garanzia del credito I.V.A. (euro 68.484 migliaia), alla partecipazione ai mercati dell’energia (euro 11.500 migliaia), nonché a garanzia di concessioni demaniali (euro 2.227 migliaia).

**Note alle poste del Conto Economico****16. RICAVI**

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

(in migliaia di euro)	31.12.2018	31.12.2017	VARIAZIONI	VARIAZIONI %
Vendita di energia:				
-Borsa	628.326	530.945	97.381	18%
-Mercato libero	448.751	462.468	(13.717)	-3%
-contributi incentivati ex Certificati Verdi	9.390	5.648	3.742	66%
-contributi fotovoltaico	30	30		0%
Totale vendita di energia:	1.086.497	999.091	87.406	9%
Altre vendite e prestazioni	700	1.533	(833)	-54%
Totale ricavi per vendite	1.087.197	1.000.624	86.573	9%

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.

L'aumento è relativo ai maggiori ricavi riconducibili all'operatività nel Mercato dei Servizi di dispacciamento (euro 98.533 migliaia), grazie soprattutto alle ottime performance degli impianti di Napoli e di TorreValdaliga. Tale incremento è stato parzialmente controbilanciato dalle minori vendite sul mercato libero.

La voce "Altre vendite e prestazioni" si riferisce principalmente, per euro 592 migliaia, ai ricavi conseguiti dalla vendita dei materiali presenti nei magazzini relativi agli impianti a carbone dismessi e dei rottami ferrosi derivanti dalla demolizione dei serbatoi di Vado Ligure.

17. ALTRI RICAVI

Gli "Altri Ricavi" pari ad euro 3.545 migliaia, si riferiscono principalmente :

- alla conciliazione con l'Agenzia delle Entrate relativo all'ICI/TASI per gli anni 2008- 2015 della centrale di Vado Ligure per euro 1.141 migliaia;
- al conguaglio dei ricavi, pari a euro 969 migliaia, riconosciuti da Terna a seguito del ricalcolo delle vendite MSD 2011-2016;
- alla transazione legale con la società Betoncem per euro 303 migliaia;
- al conguaglio dei ricavi per incentivi GSE ex Certificati Verdi per euro 183 migliaia.

Per quanto riguarda le variazioni rispetto al 31 dicembre 2017 si rimanda a quanto indicato nella Relazione sulla gestione.

**18. INCREMENTO IMMOBILIZZAZIONI PER LAVORI INTERNI**

La voce pari a euro 562 migliaia è relativa prevalentemente alla capitalizzazione di materiali prelevati dal magazzino per euro 405 migliaia e per euro 157 migliaia alla capitalizzazione delle risorse interne in occasione della *Minor Inspections* del gruppo VL5 di Vado Ligure.

19. MATERIE PRIME DI CONSUMO

(in migliaia di euro)	31.12.2018	31.12.2017	VARIAZIONI	VARIAZIONI %
Energia acquistata sul Mercato Elettrico	522.027	530.261	(8.234)	-2%
Acquisto di combustibile per la produzione termica	352.964	330.575	22.389	7%
Acquisto di materiali e apparecchi vari	2.371	2.799	(428)	-15%
Variazione scorte combustibili	2	4	(2)	n.s.
Variazione altre scorte	(4)	363	(367)	n.s.
Totale materie prime di consumo	877.358	864.002	13.356	2%

La variazione in aumento è relativa principalmente ai maggior costi per il combustibile determinato dall'effetto prezzo del gas (il PMP aumenta di circa il 20,6%) parzialmente compensato dall'effetto volume conseguente alla minor produzione dei CCGT (il consumo di gas diminuisce di circa il 11,5%).

Gli acquisti di combustibili sono relativi, esclusivamente, ai contratti di fornitura di gas metano.

Per un maggiore approfondimento si rimanda a quanto ampiamente descritto nella Relazione sulla gestione.

20. COSTO DEL PERSONALE

Il costo del lavoro è pari a euro 20.342 migliaia, in aumento di euro 228 migliaia rispetto a quanto rilevato nel 2017.

La consistenza del personale al 31 dicembre 2018 è pari a 233 unità, contro le 240 unità del 31 dicembre 2017.



21. COSTI PER SERVIZI

I costi per servizi, pari a euro 16.387 migliaia, sono di seguito dettagliati:

(in migliaia di euro)	31.12.2018	31.12.2017	VARIAZIONI	VARIAZIONI %
Costi per servizi ed appalti	7.564	14.240	(6.676)	-47%
Oneri per operazioni sul mercato elettrico	1.448	1.456	(8)	-1%
Spese di assicurazione	2.430	2.433	(3)	0%
Vigilanza, pulizia e altri costi di edificio	302	571	(269)	-47%
Smaltimento rifiuti	470	460	10	2%
Servizi informatici	1.358	1.564	(206)	-13%
Spese telefoniche e per trasmissione dati	412	722	(310)	-43%
Altri servizi	2.404	2.912	(508)	-17%
Totale costi per servizi	16.387	24.358	(7.971)	-33%

La variazione in diminuzione è sostanzialmente riconducibile all'effetto della rinegoziazione dei contratti LTSA per le Centrali di Napoli e di Vado Ligure; al minor impatto di eventi straordinari che hanno contenuto le spese di manutenzione accidentale; nonché agli ulteriori risparmi ottenuti con azioni di ricontrattazione dei contratti in essere ed efficientamento delle risorse.

Gli "altri servizi" sono relativi principalmente a costi per studi, consulenze e prestazioni professionali (euro 1.359 migliaia), a spese per trasferte e formazione (euro 606 migliaia), agli emolumenti del collegio sindacale (euro 182 migliaia), nonché ai compensi alla società di revisione (euro 108 migliaia).

22. ALTRI COSTI OPERATIVI

Gli altri costi operativi ammontano ad euro 44.016 migliaia in aumento di euro 9.736 migliaia rispetto al 31 dicembre 2017.

La seguente tabella illustra il dettaglio degli altri oneri operativi:

(in euro migliaia)	31.12.2018	31.12.2017	VARIAZIONI	VARIAZIONI %
Contributi e canoni	3.641	3.418	223	7%
Accantonamenti per rischi ed oneri	3.080	6.408	(3.328)	-52%
Adeguamento valore materiali e materie prime	62	2.286	(2.224)	n.d
Oneri per Certificati verdi e Diritti di CO2	32.357	15.336	17.021	111%
Imposte e tasse	3.200	3.507	(307)	-9%
Altri oneri	1.676	3.325	(1.649)	-50%
Totale costi operativi	44.016	34.280	9.736	28%

In particolare, si rilevano maggiori oneri per diritti di emissione per euro 17.021 migliaia. L'effetto prezzo negativo derivante dall'aumento del PMP di valorizzazione della CO₂, che passa da €/ton. 5,95 nel 2017 a €/ton. 14,21 nel 2018, è solo parzialmente compensato da un positivo effetto volume a seguito delle minori emissioni (circa 299 Kton).

Per quanto riguarda gli accantonamenti per rischi ed oneri si rimanda a quanto esposto in nota n. 11.



23. AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI

La voce si riferisce agli ammortamenti del periodo, calcolati in base alle aliquote economico-tecniche, per complessivi euro 56.153 migliaia e alle svalutazioni, come meglio descritto in nota 1, riguardanti parte delle opere comuni della Centrale di Vado Ligure per euro 14.836 migliaia e all'impianto di demineralizzazione della Centrale di Torrevaldaliga non più in uso per euro 1.368 migliaia.

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

(in migliaia di euro)	31.12.2018	31.12.2017	VARIAZIONI	VARIAZIONI %
Ammortamenti fabbricati	7.701	7.706	(5)	0%
Ammortamenti impianti e macchinario	47.789	47.365	424	1%
Ammortamenti attrezzature industriali	129	171	(42)	-25%
Ammortamenti altri beni	162	220	(58)	-27%
Ammortamenti immobilizzazioni immateriali	371	521	(150)	-29%
Svalutazioni Immobilizzazioni Materiali	16.204	0	16.204	n.a.
Totale	72.357	55.985	16.372	29,24%

24. ONERI FINANZIARI

Gli oneri finanziari ammontano ad euro 19.028 migliaia in diminuzione di euro 2.707 migliaia rispetto all'esercizio 2017.

La seguente tabella ne illustra la composizione:

(in migliaia di euro)	31.12.2018	31.12.2017	VARIAZIONI	VARIAZIONI %
Interessi passivi e oneri su finanziamenti	13.800	15.015	(1.216)	-8%
Oneri/proventi finanziari su Interest CAP	527	1.214	(687)	-57%
Interessi passivi per decommissioning, TFR e altri benefici	3.156	3.130	26	1%
Altri oneri finanziari	1.545	2.376	(831)	-35%
Totale oneri finanziari	19.028	21.735	(2.707)	-12%

La diminuzione è principalmente dovuta dall'effetto del rimborso accelerato della linea Term Loan Tranche A, avvenuto a seguito del meccanismo del "Cash sweep" nei mesi di febbraio e luglio 2018.

Gli "Interessi passivi e oneri su finanziamenti" sono relativi esclusivamente agli interessi e commissioni maturati sul nuovo finanziamento.

Gli "Oneri finanziari su Interest CAP" sono relativi al contratto di copertura Interest Rate CAP sul finanziamento "Term Loan A", descritto in nota n. 6.

Gli "Interessi passivi per decommissioning", pari ad euro 2.813 migliaia, trovano quale contropartita principalmente i fondi smantellamento e ripristino siti, mentre gli "Interessi su TFR e altri benefici" rilevati in applicazione dello IAS 19, sono pari ad euro 186 migliaia.

La voce "Altri oneri finanziari" si riferisce, sostanzialmente, alle commissioni su fidejussioni per euro 1.533 migliaia.

**25. PROVENTI FINANZIARI**

I proventi finanziari ammontano ad euro 173 migliaia in diminuzione di euro 209 migliaia, rispetto al 31 dicembre 2017 e si riferiscono sostanzialmente agli interessi maturati verso l'Erario sui crediti IVA chiesti a rimborso (euro 146 migliaia).

26. IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte rilevate al 31 dicembre 2018 ammontano a euro 1.794 migliaia e si riferiscono:

1. per euro 906 migliaia all'effetto positivo relativo all'utilizzo delle imposte differite passive generate su progressi ammortamenti fiscali eccedenti e anticipati;
2. per euro 2.700 migliaia alla stima delle imposte correnti IRAP calcolate sul reddito imponibile dell'esercizio 2018.

Per quanto riguarda l'IRES, il tax rate dell'esercizio 2018 è risultato pari a zero. Infatti, il reddito imponibile risulta interamente azzerato in primo luogo dal recupero delle perdite fiscali pregresse (nella misura massima consentita dalla normativa vigente, ovvero pari all'80%) e per la restante parte dal recupero della deduzione ACE in eccesso derivante dagli esercizi precedenti.

Per quanto riguarda la movimentazione delle imposte anticipate e differite si rimanda a quanto indicato in sede di commento alle rispettive voci dello stato patrimoniale.

27. 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 2018 né al 31 dicembre 2017.

(valori in euro)	Periodo al 31.12.2018	Periodo al 31.12.2017
Risultato netto del periodo	40.195.996	(13.463.142)
Numero medio azioni ordinarie (unità)	60.516.142	60.516.142
Risultato per azione - base e diluito	0,66	-0,22

**28. POSIZIONE FINANZIARIA NETTA**

La composizione della posizione finanziaria netta al 31 dicembre 2018 è dettagliata nel seguente prospetto:

euro migliaia	al 31/12/2018	al 31/12/2017	differenza
A Denaro e valori in cassa	21	25	(4)
B Depositi bancari	24.904	11.650	13.254
C Titoli	-	-	-
D Totale disponibilità liquide e mezzi equivalenti (A+B+C)	24.926	11.676	13.250
E Crediti finanziari correnti	-	-	-
F Debiti bancari correnti	-	-	-
G Quota corrente dell'indebitamento non corrente	-	-	-
H Altri debiti finanziari correnti	(52.966)	(38.482)	(14.484)
I Totale debiti finanziari a breve termine (F+G+H)	(52.966)	(38.482)	(14.484)
J Posizione finanziaria corrente netta (D+E+I)	(28.041)	(26.806)	(1.235)
K Crediti finanziari non correnti	-	-	-
L Debiti bancari non correnti	(416.238)	(470.520)	54.282
M Altri debiti non correnti	-	-	-
N Indebitamento finanziario non corrente (L+M)	(416.238)	(470.520)	54.282
O Posizione finanziaria non corrente netta (K+N)	(416.238)	(470.520)	54.282
P POSIZIONE FINANZIARIA NETTA COMPLESSIVA (J+O)	(444.278)	(497.326)	53.048

**29. ALTRE INFORMAZIONI****29.0 Flussi finanziari**

euro migliaia	31-dic-18	31-dic-17	differenza
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti inizio periodo	11.676	53.017	(41.342)
Cash Flow da attività operativa	66.546	48.989	17.556
Cash Flow da attività di investimento	(13.498)	(31.889)	18.391
Cash Flow da attività di finanziamento	(39.798)	(58.442)	18.644
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti fine periodo	24.926	11.676	13.250

Il flusso monetario da attività operativa risulta positivo per euro 66.546 migliaia con un incremento di euro 17.556 migliaia rispetto all'esercizio precedente. Nel corso del 2018 non si sono registrati incassi di crediti IVA chiesti a rimborso mentre nel 2017 sono stati incassati crediti IVA per euro 61.600 migliaia.

Il flusso di cassa da attività operativa ha consentito la copertura delle attività di investimento (euro 13.498 migliaia), nonché una riduzione dell'indebitamento finanziario netto pari ad euro 53.048 migliaia.

Il flusso monetario da attività di finanziamento è il risultato di quanto rimborsato nell'anno della tranche A in termini di quota capitale e quota interessi (euro 52.464 migliaia) parzialmente compensato dall'incremento derivante dalla capitalizzazione degli oneri finanziari dell'esercizio per euro 12.666 migliaia.

Le disponibilità liquide e mezzi equivalenti, pari a euro 11.676 migliaia al 31 dicembre 2017, si è incrementato di euro 13.250 migliaia per effetto delle succitate variazioni e si attestano a euro 24.926 migliaia al 31 dicembre 2018.

L'indebitamento finanziario netto passa, da euro 497.326 migliaia del 31 dicembre 2017, a euro 444.278 migliaia del 31 Dicembre 2018.

**29.1 Rapporti con imprese controllate, collegate, controllanti ed imprese sottoposte al controllo di queste ultime**

Le eventuali 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:

<i>(euro migliaia)</i>	Crediti 31/12/2018	Debiti 31/12/2018	Costi 31/12/2018	Ricavi 31/12/2018
Finanziari:				
ENGIE ITALIA S.p.A.				
Trasparenza fiscale	1.210			
ENERGIA ITALIANA S.p.A.				
Trasparenza fiscale	1.141			
Commerciali:				
Sorgenia S.p.A.				165
Sorgenia Trading Spa	1.834		4.890	24.274
Tractebel Engineering Suez		7	28	

I crediti finanziari verso gli Azionisti, pari ad euro 2.351 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. sono invece relative a vendite di energia.

29.2 Attività e passività potenziali

Non sono da evidenziare ulteriori attività e passività potenziali derivanti da eventi avvenuti nel corso dell'anno 2018, oltre quanto già segnalato nella Relazione sulla Gestione e nelle note di commento.

Per quanto attiene le passività potenziali derivanti dal Procedimento pendente presso la Procura della Repubblica di Savona, si ricorda che il procedimento penale non coinvolge direttamente la Società, non avendo la Procura contestato alcuno dei reati presupposto previsti tassativamente dal D.Lgs.vo n. 231/2001, sicché nessuna sanzione pecuniaria e interdittiva potrà essere irrogata a carico di Tirreno Power, sulla base dell'attuale accusa.

Come indicato nel paragrafo della relazione sulla gestione "Struttura operativa", la Società è stata citata quale responsabile civile ed è perciò chiamata, 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) a loro imputate.



Al riguardo, 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”.

Ad oggi, tenuto conto anche del parere dei consulenti legali che assistono la Società, solo all’esito della fase di costituzione delle parti sarà possibile disporre di una informazione consolidata sul numero delle parti civili costituite e dell’ammontare dei danni patrimoniali e non patrimoniali da costoro richiesti. Pertanto non sono prevedibili le conseguenze risarcitorie a carico della Società derivanti dal pendente procedimento penale e il rischio di soccombenza deve ritenersi possibile.

29.3 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.

29.4 Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del periodo

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

29.5 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
PEC: tirrenopower@pec.tirrenopower.com

Web: www.tirrenopower.com



Tirreno Power è associata a Energia Concorrente.



ENERGIA CONCORRENTE

Ufficio Stampa – Relazioni con l'Esterno

Mail: 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

Personale

PEC: personale@pec.tirrenopower.com

Ambiente, Sicurezza e Autorizzazioni

PEC: ambientesicurezzaeautorizzazioni@pec.tirrenopower.com

Amministrazione, Finanza e Controllo:

PEC: 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

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

*«Responsabilità
sociale
d'impresa,
trasparenza e
collaborazione
con il territorio
sono i valori su
cui Tirreno
Power fonda le
proprie
relazioni.*

*E' nostro
obiettivo
contribuire al
dibattito
sull'energia e
dialogare
costantemente
con il
territorio.»*



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*

Settore Fonti Rinnovabili:

Corso Torino, 1 – 16129 Genova – Italia

Tel. 39 010 5374600 – Fax 39 010 5374601

PEC: *settorefontirinnovabili@pec.tirrenopower.com*



Tirreno Power S.p.A.

Roma - Via Barberini n. 47

Capitale Sociale € 60.516.142 i.v.

Registro Imprese di Roma n. 07242841000

RELAZIONE del COLLEGIO SINDACALE

all'ASSEMBLEA degli AZIONISTI

ai sensi dell'Art. 2429 Cod. Civ..

Signori Azionisti,

il Collegio sindacale ha ricevuto il progetto di bilancio d'esercizio della Società chiuso al 31 dicembre 2018 approvato dal Consiglio di amministrazione in data 22 febbraio 2019.

Preliminarmente, Vi rammentiamo che sono di competenza del Collegio sindacale i compiti di controllo e di vigilanza previsti dagli artt. 2403 e seguenti del codice civile, mentre la revisione legale dei conti della Società, per incarico conferito con delibera dell'Assemblea, è compito e responsabilità della società di revisione EY S.p.A., ai sensi dell'art. 2409-bis del codice civile e del D.Lgs. n. 39/2010.

*

Nel corso dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2018, il Collegio sindacale ha svolto le attività di vigilanza previste dalla legge e dallo statuto sociale, ispirandosi alle Norme di comportamento del collegio sindacale emanate dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili.

*

Il bilancio d'esercizio è stato redatto dagli Amministratori in conformità ai principi contabili internazionali IFRS.

Il bilancio di esercizio chiuso al 31 dicembre 2018, che viene sottoposto alla Vostra approvazione, riporta un utile dell'esercizio di euro 40.195.996. Il risultato dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2018 risulta migliore rispetto a quanto previsto nel Piano Industriale e Finanziario della Società alla base dell'accordo di ristrutturazione del

debito ex art. 182-bis L.F., come da ultimo aggiornato con delibera consiliare in data 13 marzo 2018, con modifiche che, sebbene comportanti variazioni, in alcuni casi anche rilevanti, rispetto agli originali valori del Piano alla base dell'accordo di ristrutturazione, sono state valutate dall'attestatore indipendente come non tali da pregiudicare la complessiva attuabilità dell'accordo di ristrutturazione, con parere da questi reso in data 12 marzo 2018. La Società ha, infatti, consuntivato nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2018 un Margine Operativo Lordo positivo, pari a 136,3 MLN (a fronte di 71,9 MLN realizzato nel 2017) ed un Risultato Operativo positivo per 60,8 MLN (a fronte di 7,3 MLN realizzato nel 2017).

Tali risultati evidenziano un andamento della gestione nel corso del 2018 superiore alle previsioni del Piano Industriale e Finanziario alla base dell'accordo di ristrutturazione del debito ex art. 182-bis L.F. e gli Amministratori hanno illustrato nella Relazione sulla Gestione le ragioni di questo risultato.

Il bilancio di esercizio chiuso al 31 dicembre 2018 riporta un patrimonio netto positivo di euro 226,3 MLN, a fronte di un valore positivo al 31 dicembre dell'anno precedente di euro 185,5 MLN, reputato dagli Amministratori idoneo a garantire una adeguata patrimonializzazione della Società rispetto agli obiettivi indicati nel Piano Industriale e Finanziario.

L'indebitamento finanziario netto, pari ad euro 444 MLN (a fronte di euro 497 MLN al 31 dicembre dell'anno precedente), si riferisce sostanzialmente al finanziamento bancario che è stato oggetto di rinegoziazione a seguito dell'accordo di ristrutturazione del debito ex art. 182-bis L.F.; per maggiori dettagli si rimanda a quanto riportato nelle Note esplicative.

*

Con riguardo agli accadimenti occorsi nell'esercizio 2018, gli Amministratori Vi hanno fornito una dettagliata informativa nella Relazione sulla gestione, a cui si rimanda.

In particolare, con riferimento all'accordo di ristrutturazione del debito ex art. 182-bis L.F. sottoscritto tra la Società, i soci e gli istituti

finanziatori in data 9 luglio 2015, ed al Piano Industriale e Finanziario alla base dello stesso approvato dal Consiglio di amministrazione della Società in data 8 luglio 2015, nel corso dell'esercizio si è perfezionato un accordo ("Amendment Agreement"), approvato in sede consiliare in data 31 Gennaio 2018, in parziale modifica dei contratti sottoscritti in data 16 dicembre 2015, con gli Istituti Finanziatori attraverso il quale la Società ha chiesto ed ottenuto – tra le altre - l'estensione delle garanzie in essere e l'emissione di nuove garanzie necessarie all'operatività dell'azienda sul Mercato Elettrico, dando quindi stabilità e sicurezza di partecipazione sia al Mercato Giornaliero sia a quella della Capacità. E' proseguito il processo di abbandono della produzione di energia elettrica mediante carbone, mediante un'intensa attività volta allo smantellamento della centrale in parola e alla reindustrializzazione dell'area di Vado Ligure.

Con riguardo ai principali eventi che hanno interessato il sito di Vado Ligure, si rimanda quindi alla dettagliata informativa resa dagli Amministratori nella Relazione sulla gestione in particolare nel paragrafo "Struttura operativa", a cui si rimanda.

Con riferimento al procedimento penale in essere inerente alla centrale di Vado Ligure, per il quale nel 2018 la Società è stata citata quale responsabile civile, si evidenzia come gli Amministratori, tenuto conto anche del parere dei consulenti legali che assistono la Società, abbiano mantenuto il proprio giudizio e quindi ritenuto che la mancanza di domande risarcitorie non consenta allo stato di prevedere alcuna conseguenza risarcitoria del procedimento penale in corso. Gli Amministratori hanno evidenziato nell'apposito paragrafo della Relazione sulla gestione, a cui si rimanda, i fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio, evidenziando l'ulteriore accordo di cessione di aree del sito di Vado Ligure raggiunto con la società Vernazza Autogru.

L'attuazione di tutte le leve previste dall'accordo sindacale ha permesso alla Società, nel corso dell'esercizio sociale in esame, di raggiungere gli organici aziendali previsti negli strumenti della

pianificazione aziendale, minimizzando l'impatto sociale e le tensioni sindacali.

*

Il Collegio, sulla base dell'attività di vigilanza posta in essere nel corso dell'esercizio 2018, espone quanto segue:

- ha partecipato a tutte le riunioni del Consiglio di amministrazione tenutesi durante l'esercizio in esame e nel corso del 2019 sino alla data di redazione della presente relazione, nel corso delle quali ha ricevuto periodicamente dagli Amministratori e dal Direttore Generale informazioni sulla attività sociale e sulle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale effettuate dalla Società, riportate dagli Amministratori nelle Note esplicative al bilancio e nella Relazione sulla gestione, verificando che le stesse, sulla base delle informazioni ottenute, fossero conformi alla legge ed allo statuto sociale;
- ha vigilato, per quanto di propria competenza, sulla corretta esecuzione dell'accordo di ristrutturazione del debito ex art. 182-bis L.F. da parte dell'organo amministrativo e del Direttore Generale, acquisendo informazioni dagli Amministratori e dal *management* della Società o nel corso delle ispezioni dell'attività di vigilanza; il Collegio ha potuto rilevare, sulla base delle informazioni ottenute, che i risultati economici e finanziari conseguiti nel 2018 sono stati migliori rispetto a quanto previsto nel Piano Industriale e Finanziario alla base dell'accordo stesso;
- ha, altresì, acquisito informazioni, anche nel corso di incontri e di riunioni tenutesi presso la sede sociale con i funzionari ed il *management* della Società, volte ad assicurare che le operazioni deliberate e/o poste in essere siano state improntate a principi di corretta amministrazione, non essendo manifestamente imprudenti, azzardate, in contrasto con le delibere assunte o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale e, sulla base delle informazioni ricevute, non sono state riscontrate violazioni della legge o dello statuto né delle previsioni ed obblighi contenuti dell'accordo di ristrutturazione del debito ex art. 182-bis L.F.;

- ha rilevato che nell'ambito del Consiglio di amministrazione non esiste una struttura di deleghe operative e che le stesse sono conferite al Direttore Generale. Il Consiglio di amministrazione, quindi, è investito delle operazioni di maggiore rilievo economico, patrimoniale o finanziario, ivi incluse le operazioni atipiche, inusuali, poste in essere con parti correlate o caratterizzate da un potenziale conflitto di interessi, nonché delle decisioni di carattere strategico e del piano di investimenti della Società. Dette operazioni, così come portate a conoscenza del Collegio, sono state effettuate nel rispetto dei criteri di correttezza procedurale e sostanziale: sotto il profilo della correttezza procedurale, gli Amministratori aventi un interesse (anche potenziale od indiretto) nell'operazione hanno informato il Consiglio di Amministrazione circa l'esistenza e la natura di tale interesse; sotto il profilo della correttezza sostanziale, il Consiglio di Amministrazione, come negli esercizi precedenti, si è avvalso anche dell'assistenza di gruppi di lavoro per la valutazione delle operazioni, onde garantire che le stesse rientrino nella normale ed ordinaria attività di gestione e siano effettuate sempre a condizioni da ritenersi allineate a quelle di mercato per operazioni simili e, quindi, conformi all'interesse della Società; con particolare riferimento alle operazioni con parti correlate, il Consiglio di Amministrazione ha dotato la Società di un'apposita procedura che definisce regole, modalità e principi volti ad assicurare la trasparenza e la correttezza sostanziale e procedurale di tali operazioni; le verifiche periodiche ed i controlli a cui il Collegio ha sottoposto la Società non hanno evidenziato l'effettuazione di operazioni atipiche o inusuali, ovvero estranee alla normale gestione dell'impresa o in grado di incidere significativamente sulla situazione economico-patrimoniale della Società, come peraltro espressamente dichiarato dagli Amministratori nell'apposito paragrafo delle Note esplicative al bilancio; il Collegio ha potuto, infine, rilevare che nel corso del 2018, come peraltro avvenuto nell'esercizio precedente, non sono state poste in essere significative operazioni con parti correlate,

così come indicato dagli Amministratori nell'apposito paragrafo presente sia nella Relazione sulla gestione che nelle Note esplicative, a cui si fa rinvio per i maggiori dettagli;

- ha acquisito conoscenza, per quanto di competenza, e vigilato sulla adeguatezza della struttura e dell'assetto organizzativo della Società, da ritenersi consona alle dimensioni della stessa ed alla attività svolta, tramite osservazioni dirette e raccolta di informazioni dai responsabili delle funzioni. Particolare attenzione è stata posta, sotto tale profilo e per quanto di competenza, alle tematiche inerenti la tutela ambientale, la sicurezza sul lavoro e la valutazione dei rischi; a tal riguardo, gli Amministratori evidenziano nei documenti di bilancio come tutte le centrali termoelettriche siano dotate di un Sistema di Gestione Ambientale, che garantisce mezzi e strumenti per l'attuazione della politica ambientale, certificate UNI EN ISO 14001 (tutte le centrali) e registrate EMAS (Napoli e Torrevadalis) e inoltre come, in tema di sicurezza, i siti produttivi della Società e la sede legale di Roma siano dotati della certificazione del Sistema di Gestione della Sicurezza conforme allo standard internazionale BS OHSAS 18001. Quest'ultimo standard verrà sostituito nei tempi consentiti da una nuova norma tecnica, UNI ISO 45001:2018, per il raggiungimento della quale la società si è già attivata. Nell'anno 2018 sono stati eseguiti gli interventi di formazione del personale in tema di sicurezza espletati al fine di assicurare la necessaria continuità formativa, così come previsto dal D. Lgs. 81/08. Gli Amministratori, infine, in tema di valutazione dei rischi, dichiarano che nell'anno 2018 è proseguita l'attività di mantenimento dell'aggiornamento dei DVR delle Unità Produttive della Società, in ottemperanza con quanto previsto dal D.Lgs. 81/08 e successive modifiche ed integrazioni. Il Collegio Sindacale ha inoltre preso atto che i resoconti periodici in materia ambientale ed in materia di gestione della sicurezza ed igiene del lavoro, predisposti dalle competenti unità organizzative aziendali, non hanno evidenziato elementi da sottolineare nella presente relazione. Con apposita

delibera consiliare, gli Amministratori hanno confermato l'attuazione di un modello di organizzazione-individuazione e attribuzione dei compiti in materia di sicurezza sui luoghi di lavoro e di tutela dell'ambiente, che prevede la nomina per ciascun sito di produzione, e per eventuali unità aziendali distinte dai siti di produzione, di un datore di lavoro, dotato delle necessarie attitudini e competenze professionali, cui attribuire specifici poteri con autonomia decisionale economica e finanziaria in materia di sicurezza, igiene del lavoro e igiene ambientale;

- ha preso atto della predisposizione del primo bilancio di sostenibilità della Società;
- ha valutato l'adeguatezza del sistema di controllo interno e ricevuto dai soggetti preposti notizie ed informazioni in merito all'attività di *audit* da essi svolta, dalla quale non sono emersi fatti rilevanti che debbono essere evidenziati nella presente relazione. Il Collegio Sindacale, al riguardo, ha preso atto della relazione al 31 Dicembre 2018 del Comitato Audit (datata 29 Gennaio 2019 e rappresentata in sede consiliare in data 31 Gennaio 2019, comitato supportato dalle attività operative del Responsabile dell'Internal Audit, dotato di indipendenza organizzativa), condividendone le conclusioni, dalle quali si evince come il sistema di controllo interno sia giudicato operare, complessivamente, in modo efficace, ancorché in taluni casi siano emersi specifici ambiti con concrete opportunità di miglioramento, per le quali sono in attuazione gli interventi di rafforzamento dei presidi di controllo;
- in tema di governo dei rischi aziendali, ha preso atto delle relazioni periodiche sull'attuazione delle politiche di copertura dei rischi predisposte dal Comitato Rischi, eseguite ai sensi del manuale di gestione del rischio in vigore, come da ultimo rappresentate, con riferimento al 31 Dicembre 2018, in sede consiliare in data 31 Gennaio 2019 con l'indicazione aggiornata dei rischi coperti e delle operazioni di copertura effettuate;
- ha acquisito conoscenza e vigilato, per quanto di sua competenza, sull'adeguatezza e sul funzionamento del sistema amministrativo e

contabile, per il quale non si sono verificati cambiamenti significativi nel corso del 2018, e fino alla data della presente relazione, ritenendolo consono alla struttura ed alle dimensioni della Società, nonché sull'affidabilità di quest'ultimo a rappresentare i fatti di gestione, mediante l'ottenimento di informazioni dai responsabili delle rispettive funzioni e dalla società di revisione, con riferimento alle attività da questa svolte in tema;

- ha preso atto periodicamente della attività svolta dalla società di revisione, volta ad accertare la regolare tenuta della contabilità sociale e la corretta rilevazione delle operazioni gestionali, ed ottenuto informativa dalla stessa in merito ai lavori svolti in relazione alla revisione del bilancio in esame; dagli incontri svolti con il revisore non sono emerse criticità né fatti meritevoli di essere segnalati nella presente relazione; ha ottenuto, per le vie brevi, conferma dall'incaricato della revisione legale che non risultano conferiti incarichi ad altre società o enti della rete che intrattengano con questi rapporti economici e/o finanziari a carattere continuativo.

La società adotta, in ottemperanza al D.Lgs. 231/2001, il Codice Etico ed il Modello Organizzativo, da ultimo aggiornato con delibera consiliare in data 18 Aprile 2018, nominando un Organismo di Vigilanza ai sensi di detto Decreto, il quale, sia negli incontri con il Collegio che tramite le relazioni periodiche indirizzate all'organo amministrativo ed al Collegio stesso, non ha segnalato atti o fatti ritenuti censurabili o degni di menzione nella presente relazione.

La Società si è adeguata al disposto normativo di cui al Regolamento EU 679/16, nominando un Data Protection Officer con delibera consiliare in data 23 Maggio 2018.

Non sono pervenute denunce ex art. 2408 cod. civ., né esposti da parte di terzi.

Non si é dovuto intervenire per omissioni dell'organo amministrativo ai sensi dell'art. 2406 cod. civ. e non sono state presentate denunce ai sensi dell'art. 2409, comma 7. cod. civ..

Nel corso dell'esercizio il Collegio non ha rilasciato pareri previsti dalla legge.

Nel corso dell'attività di vigilanza, come sopra descritta, non sono emersi fatti significativi tali da richiederne la menzione nella presente relazione.

*

Il Collegio ha esaminato il bilancio dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2018, in merito al quale riferisce quanto segue:

- non essendo ad esso demandato il controllo analitico di merito sul contenuto del bilancio, ha vigilato sull'impostazione generale data allo stesso, sulla correttezza della sua procedura di formazione, sulla sua generale conformità alle vigenti disposizioni di legge, per quel che riguarda la sua formazione e struttura, e a tale riguardo non ha osservazioni particolari da riferire;
- il bilancio riporta per ogni voce dello stato patrimoniale e del conto economico l'importo della corrispondente voce dell'esercizio precedente;
- per quanto a sua conoscenza, nella redazione del bilancio gli Amministratori non hanno derogato alle norme di legge ai sensi del comma 4 dell'art. 2423 del codice civile;
- ha verificato l'osservanza delle norme di legge inerenti la predisposizione della Relazione sulla gestione: l'espressione di un giudizio sulla sua coerenza con il bilancio di esercizio compete alla società di revisione legale dei conti, così come previsto dalla legge, la quale, a tal riguardo, nella sua relazione accompagnatoria del bilancio ha emesso un giudizio positivo di coerenza senza rilievi; il Collegio non ha osservazioni particolari da riferire in proposito;
- ha verificato la rispondenza del bilancio ai fatti ed alle informazioni di cui ha avuto conoscenza a seguito dell'espletamento dei propri compiti e non ritiene di formulare osservazioni in proposito;

- ha preso atto che il Consiglio di amministrazione, prima della formazione del progetto di bilancio, ha esaminato e condiviso l'analisi effettuata dal management della Società sull'esistenza di potenziali indicatori di perdita di valore dei beni iscritti all'Attivo dello stato patrimoniale: il Consiglio di Amministrazione ha approvato la metodologia per l'esecuzione dell'impairment test con delibera consiliare in data 31 Gennaio 2019 ed ha approvato gli esiti del test con delibera consiliare in data 22 Febbraio 2019. L'impairment test al 31 dicembre 2018 è stato effettuato considerando Tirreno Power come un'unica CGU, utilizzando i flussi finanziari relativi al periodo 2018 – 2039, estrapolati dal Piano Industriale e Finanziario, alla base dell'Accordo di Ristrutturazione, aggiornato il 13 marzo 2018, per tener conto di tutte le integrazioni e modifiche in termini regolatori e industriali intervenuti nel triennio 2015 -2017 che avranno riflessi negli anni futuri, dei risultati 2018 e del budget 2019 nonché dello scenario REF-E di novembre-dicembre 2017 sul mercato futuro dell'energia

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

La Società, analogamente a quanto già effettuato nel precedente esercizio, ha ritenuto di non procedere alla rilevazione della stima delle imposte anticipate, in quanto al momento non si ritiene probabile emerga un imponibile fiscale di entità sufficiente al loro completo assorbimento in un arco temporale ragionevole.

*

Il Collegio, al fine di una migliore comprensione del bilancio, ritiene opportuno richiamare l'attenzione su quanto segue:

- gli Amministratori nelle Note esplicative, paragrafo “Evoluzione dell'Accordo di Ristrutturazione, del Piano Industriale e continuità aziendale”, a cui si rimanda per maggiori dettagli e completezza, dopo aver ricordato le modalità ed i termini della manovra di rifinanziamento del debito, e le operazioni di ripianamento delle

perdite e di patrimonializzazione della Società deliberate dall'assemblea straordinaria del 16 dicembre 2015, il tutto in esecuzione dell'accordo di ristrutturazione ex art. 182-bis L.F., nonché dopo aver illustrato l'andamento dell'attività nel corso dei più recenti esercizi, affermano che: *“Nel complesso, la situazione della Società era stata caratterizzata negli ultimi anni da eventi e circostanze che avevano fatto sorgere dubbi significativi sulla sua capacità di continuare ad operare come un'azienda in funzionamento, ma:*

- *i risultati economici conseguiti negli anni precedenti e in particolare nel 2018, che hanno confermato performance superiori rispetto a quanto previsto nel Piano Industriale e Finanziario e successivi aggiornamenti;*
- *la realizzazione fino ad oggi delle azioni previste nel suddetto “Piano” in termini di efficientamento delle risorse, che hanno portato ad una riduzione dei costi di struttura;*
- *la riscontrata capacità di generare cassa, che ha consentito un'accelerazione nel rimborso del finanziamento rispetto a quanto originariamente previsto;*

hanno confortato la ragionevolezza delle assunzioni utilizzate dagli amministratori nella redazione del “Piano” e del suo aggiornamento, rendendoli 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 nel suddetto 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.

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, quindi, il presente bilancio d'esercizio annuale nel presupposto della continuità aziendale”.

Gli Amministratori, con riferimento al procedimento penale pendente dinanzi alla Procura della Repubblica di Savona che interessa il sito di

Vado Ligure, Vi hanno fornito nel paragrafo “Struttura Operativa” della Relazione e nella Nota integrativa “Attività e passività potenziali” una dettagliata illustrazione degli accadimenti, tra i quali nel 2018 la citazione della società quale responsabile civile, ritenendo, tenuto conto anche del parere dei consulenti legali che assistono la Società, non necessario lo stanziamento di accantonamenti al riguardo.

*

EY S.p.A., a seguito dell'attività di revisione legale dei conti sul bilancio di esercizio, con propria relazione in data odierna ha emesso un giudizio positivo in assenza di rilievi e contenente due richiami di informativa inerenti le considerazioni sulla cui base gli Amministratori hanno ritenuto di redigere il bilancio sul presupposto della continuità aziendale e 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, e a fronte del quale nel 2018 la società è stata citata quale responsabile civile, affermando che il bilancio fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria della Società al 31 dicembre 2018, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data, in conformità alle norme che ne disciplinano i criteri di redazione.

**

Considerando le risultanze dell'attività da noi svolta, quanto portato a nostra conoscenza o riscontrato nell'attività di vigilanza, nonché alla luce delle risultanze della revisione legale del bilancio svolta dalla Società di revisione, ed evidenziate nella apposita relazione, il Collegio Sindacale ritiene che non sussistano ragioni ostative all'approvazione del bilancio d'esercizio di Tirreno Power S.p.A. chiuso al 31 dicembre 2018, così come redatto dagli Amministratori.

In merito alla proposta dell'organo amministrativo circa la destinazione del risultato di esercizio esposta in chiusura della Relazione sulla gestione, il Collegio non ha obiezioni da formulare, rimettendo ogni decisione in merito all'Assemblea degli azionisti.

Con la prossima Assemblea degli Azionisti scade il mandato conferito al revisore legale dei conti, dovendosi quindi procedere al conferimento del nuovo incarico, per il quale il Collegio Sindacale rimanda alla propria proposta motivata all'Assemblea degli Azionisti.

Roma, 8 marzo 2019

Il Collegio Sindacale



Dott. Riccardo Zingales – Presidente

Dott. Gianluca Marini – Sindaco Effettivo

Dott. Maurizio Lauri – Sindaco Effettivo



Tirreno Power S.p.A.

Bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2018

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 2018, dal conto economico, dal prospetto dell'utile/perdita complessivo rilevato nel periodo, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario delle disponibilità liquide 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 2018, 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.

Richiami di informativa

Richiamiamo l'attenzione:

- a. sulla nota esplicativa "Evoluzione dell'Accordo di Ristrutturazione, del Piano industriale e continuità aziendale" in cui gli amministratori illustrano le considerazioni sulla cui base hanno ritenuto ragionevole assumere che la Società possa continuare ad operare in un prevedibile futuro come un'entità in funzionamento;
- b. sul paragrafo "Struttura operativa" 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 tali aspetti.

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 2018, 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 2018 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 2018 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, 8 marzo 2019

EY S.p.A.



Beatrice Amaturio
(Socio)